

MEMORIA

ANTECEDENTES

La motivación que me ha llevado a realizar este proyecto viene de que en la familia tenemos una casa en un pueblo sin acceso a la electricidad por lo que tenemos que recurrir a la energía solar y un vecino del pueblo nos ayudo para realizar la instalación de un par de placas en la casa, además el ha realizado una instalación de 95kW en una parcela de su propiedad, situada en Yebra de Basa (Huesca), me invito a que la viera ya que siempre me han interesado las energías renovables, y quiere realizar otra de similares características para ampliar su suministro a la red eléctrica. Por lo que me ofrecí para realizar un proyecto que le sirviese de guía y aprovechando la oportunidad de aprender como es el funcionamiento de una central de este tipo, los elementos necesarios para ello y los requisitos que conlleva.

OBJETO DEL PROYECTO

En el presente proyecto tiene como objetivo el diseño, dimensionado y montaje de una central fotovoltaica de 100kW, conectada a la red eléctrica de baja tensión para vender energía a la compañía eléctrica ERZ-ENDESA.

En el presente proyecto se realizará un estudio de las diferentes tecnologías existentes, tanto de los diferentes tipos de módulos fotovoltaicos como de los inversores y de la estructura de la instalación, además de un estudio de la viabilidad y rentabilidad económica, y la elección del mejor modelo posible de acuerdo a las necesidades y preferencias del propietario de la parcela (y por tanto de la futura central solar fotovoltaica), que son ocupar poco espacio, mínimo mantenimiento posible y aporte económico inicial lo más pequeño posible dentro de las posibilidades existentes.

Para ello deberemos hallar, calcular y definir los siguientes parámetros:

- Datos meteorológicos (temperaturas exteriores y radiación solar, viento).
- Análisis energético (cálculo de la producción que se puedan lograr).
- Análisis económico (coste de la instalación solar, subvenciones estimadas como inversiones finales, ahorro anual y plazos de amortización).
- Rentabilidad de la instalación.
- Selección de los componentes, (módulos fotovoltaicos, protecciones eléctricas, electrónica, elementos de medida,...).
- Ubicación de los elementos de la instalación solar.
- Esquema propuesto.

ESTADO DEL ARTE

En el presente apartado del estado del arte, veremos y estudiaremos las diversas tecnologías y componentes existentes en el mercado y veremos la diferencia entre ellas.

Células fotovoltaicas

Existen tres tipos diferentes de células fotovoltaicas, que integran los módulos o paneles solares, predominantes en el mercado fotovoltaico, que se diferencian dependiendo de su método de fabricación:

- Silicio monocristalino.
- Silicio policristalino.
- Silicio amorfo.(o película delgada)

– Silicio monocristalino:

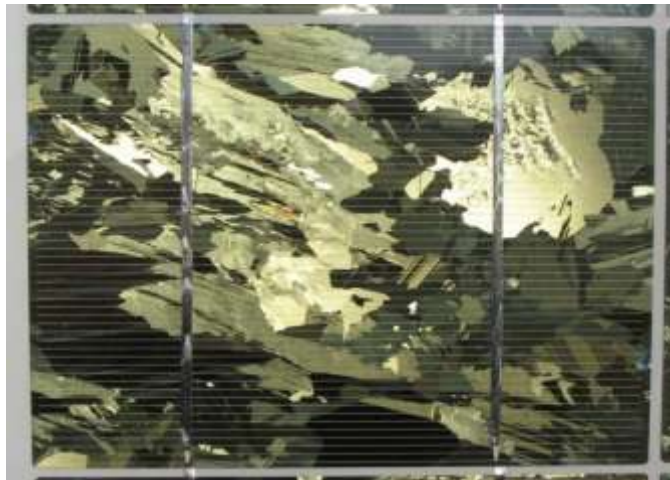
Para su fabricación se requiere de materias primas de gran pureza y de complicados sistemas de producción y fabricación. Las células de los paneles de silicio monocristalino se obtienen mediante un proceso el cual se basa en la fundición de una pieza de silicio monocristalino con una pequeña cantidad de boro, durante el tiempo que la mezcla se encuentra en estado líquido se introduce una varilla con un cristal de silicio el cual crece con átomos de la solución anterior, quedando estos ordenados según la estructura del cristal. Posteriormente se hornean los cristales mientras se les aplica una difusión de fósforo. Por lo que queda un único cristal de grandes dimensiones que será cortado en pequeños trozos (finas capas) que darán lugar a las células.

A pesar de que su coste es más elevado que en las otras opciones tenemos como ventaja que tiene una relación de potencia/espacio muy superior a los demás, un mejor rendimiento y son fabricados por muchas más empresas.



- Silicio policristalino:

A diferencia de los anteriores estos paneles están hechos con células cuyo proceso de fabricación se basa en la fundición de varios cristales de silicio, que no tienen porque ser de gran pureza como en los anteriores, se dejan solidificar en un molde especial pero al contrario que en los monocristalinos, no se crea un único cristal sino que está formado por varias capas lo que genera varios cristales lo que hace que se distingan distintos colores en la placa. A pesar de ser más barato de fabricar que el cristal monocristalino, tiene peores prestaciones cuando la iluminación es baja.



- Silicio amorfo:

Su método de fabricación se basa en depositar silicio en la superficie de un vidrio de un gas reactivo, por lo que el cristal no sigue una estructura ninguna. Para ello se aprovecha de los polvos procedentes de los deshechos de los cristales anteriormente descritos. Por ello y por su posibilidad de usar plástico en vez de cristal hace de esta tecnología la más económica, a la vez que permite instalarla en estructuras flexibles. Su color es marrón y gris oscuro, y sus principales aplicaciones son la alimentación de relojes, calculadoras, etc. Además puede funcionar con luz difusa. Pero a pleno sol tiene un bajo rendimiento y este decrece con el tiempo.



Sistema de instalación de los paneles:

Hay 3 tipos de instalación para los paneles solares sistemas instalados sobre una estructura fija, sistemas seguidores con un solo eje que siga la trayectoria solar y finalmente sistemas solares con 2 ejes de rotación para un mejor seguimiento y aprovechamiento de la energía solar.

- Sistemas fijos:

Son los sistemas basados en una estructura de metal anclada al suelo mediante zapatas de hormigón, o en los tejados de los edificios. Es la solución más económica y de más fácil implantación a la vez que es la que menos mantenimiento requiere y este es el más barato.

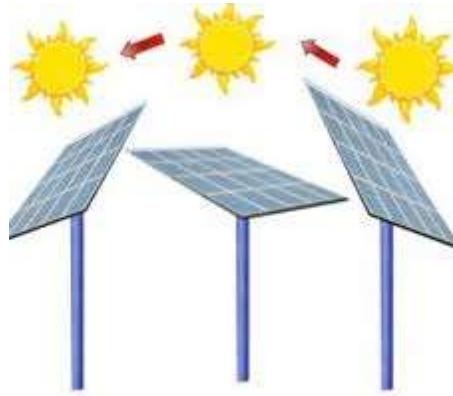
Por el contrario al estar fijos se tienen que orientar hacia donde más energía solar van a recibir pero no se moverán por lo que su productividad frente a dispositivos móviles es inferior.



- Sistemas seguidores:

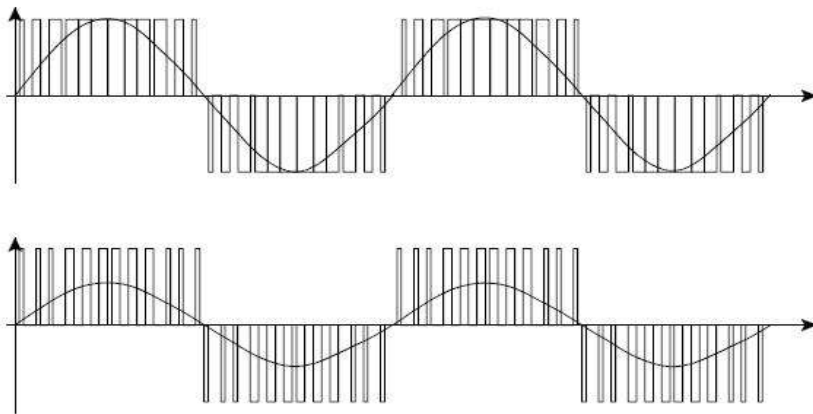
Son los sistemas basados en una estructura con una columna central sobre la que se sujetan las placas solares. Esta estructura podrá moverse en una sola dirección si hablamos de seguidores de un solo eje (adelante y atrás) por lo que tendrán que estar orientados con exactitud al igual que los sistemas fijos, pero tendrán una mayor productividad al poder seguir la trayectoria solar para recibir durante más tiempo una mayor incidencia solar, en cambio los sistemas de seguimiento de dos ejes pueden seguir la trayectoria solar a lo largo de todo su recorrido, de modo que las placas solares siempre estén orientadas en la dirección de mayor incidencia para lograr una mayor producción de energía. La principal ventaja de estos sistemas es su capacidad para lograr una mayor producción de energía (los sistemas de doble eje tienen mayor productividad que los de un único eje) pero su coste, instalación y mantenimiento es bastante superior al sistema de estructura fija anclada al suelo, empezando por su precio, continuando por los gastos de logística hasta la zona de instalación, la propia instalación (hay que realizar una

zanja en el suelo de unos 12 metros de diámetro y casi un metro de profundidad y rellenarla de hormigón, para instalar la columna central y que tenga suficiente fuerza como para hacer frente al viento sobre la superficie de las placas), los sistemas electrónicos e informáticos de seguimiento, los motores que ayuden al proceso de giro y el mantenimiento de todo lo anterior.



Inversores o convertidores:

Los inversores o convertidores son sistemas que convierten la onda de corriente continua en otra de corriente alterna. El inversor debe generar la onda con una frecuencia igual a la de la red a la que la instalación va a ser conectada. La onda creada es una onda cuadrada que debe ser transformada a una lo más senoidal posible, para minimizar el contenido de armónicos inyectados en la red, bien mediante el paso por un transformador integrado en el inversor que suavice poco a poco la onda cuadrada, o más comúnmente mediante un control PWM haciendo que la componente principal de la onda sea mucho más senoidal que sus armónicos.

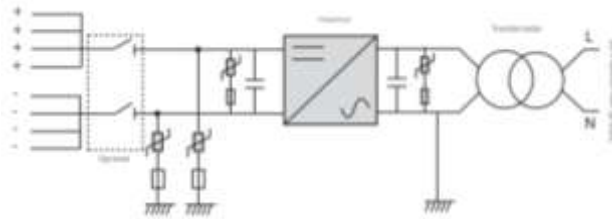


Para aprovechar el máximo rendimiento de los inversores estos deben poder seguir el punto de máxima potencia o MPPT.

Existen principalmente 2 tipos de inversores para la industria fotovoltaica, los monofásicos y los trifásicos.

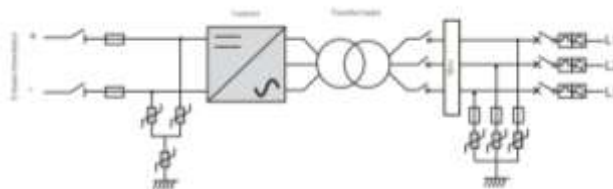
- Inversores monofásicos:

Son normalmente para pequeñas potencias y con salidas monofásicas, por lo que para una planta de gran potencia tendríamos que utilizar un gran número de ellos, aunque son más económicos que los trifásicos de mayores potencias. Para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, que requieren entrada trifásica en los transformadores de salida, se deberá agrupar los cables monofásicos en grupos para crear la configuración de tres fases requerida para la estructura trifásica y conseguir que entre cada fase exista un desfase de 120° entre ellas, característica de las líneas trifásicas. La principal ventaja de estos inversores implantados en gran número en una instalación fotovoltaica es que si algún fallo provoca la caída de una sección (ya sean los módulos, el cableado o el propio inversor) el resto seguirá trabajando manteniendo la producción de energía.

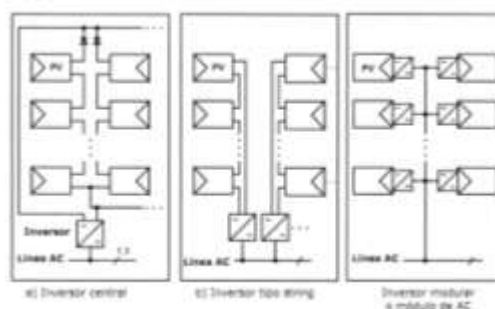


– Inversores trifásicos.

Con el mismo comportamiento que los anteriores su salida ya son trifásicas (es decir, está formado por 3 tensión de igual amplitud pero desfasadas 120° entre ellas) por lo que se ahorra el montaje en líneas trifásicas para su conexión al Trafo o a la red eléctrica. Como se ha comentado anteriormente tienen la ventaja que al ser para mayores potencias su número en una instalación es menor por lo que se facilita su montaje y diseño, pero por el contrario son más costosos y en caso de fallo la producción se ve reducida notablemente.



También se pueden diferenciar por su topología: existiendo inversores AC, inversores tipo string e inversores centrales.



- Inversor central: estos están configurados de un modo que provoca muchas pérdidas, cuando a un string le da sombra parcialmente, provoca desacoplamientos que dificultan el seguimiento de máxima potencia, además muchos strings en paralelo originan pérdidas por desacoplo del voltaje, pues el inversor trabaja a la tensión del string con menor voltaje.
- Inversor tipo string: los conjuntos de módulos fotovoltaicos ya en estructuras separadas de un número en serie y otro en paralelo se unen directamente en el inversor, que cuenta con un número determinado de entradas. Estos inversores logran un alto voltaje y bajas corrientes lo que originan pérdidas muy mínimas y altos rendimientos.
- Inversor AC: eliminan el cableado de continua y van conectados directamente a la línea de AC, pero deben llevar incorporados un convertidor DC-DC con MPPT, circuitos de filtrado, protecciones de AC, control anti-islanding, condensadores y un transformador de aislamiento, todo esto en un solo módulo. En general, los módulos AC han mostrado serios problemas tecnológicos relacionados con su fiabilidad, coste y eficiencia.

Centro de Transformación:

Abreviado CT. Es una instalación eléctrica donde se transforma la energía para su paso de alta o media tensión a media o baja tensión, para su uso.

Los elementos principales de que suele estar montado un CT son: Transformadores, celdas (de entrada de línea, de seccionamiento, de remonte de medida y de protección del transformador) y de cuadros de baja tensión.

Los distintos tipos de centro de transformación se pueden diferenciar por su lugar de instalación:

- En edificios de obra civil: En el interior de un edificio, y en un local destinado para ese fin, normalmente en áreas metropolitanas.
- Subterráneo: en el interior de un local o emplazamiento subterráneo al que se accede por una trampilla, normalmente en vías públicas.
- En edificio prefabricado: instalado en el interior de un edificio prefabricado de hormigón o envoltura metálica. Principalmente en zonas rurales, o instalaciones alejadas de edificios.
- A la intemperie: sobre poste (apoyo) de una línea de aérea de Alta tensión, suelen instalarse ahí en las zonas rurales.

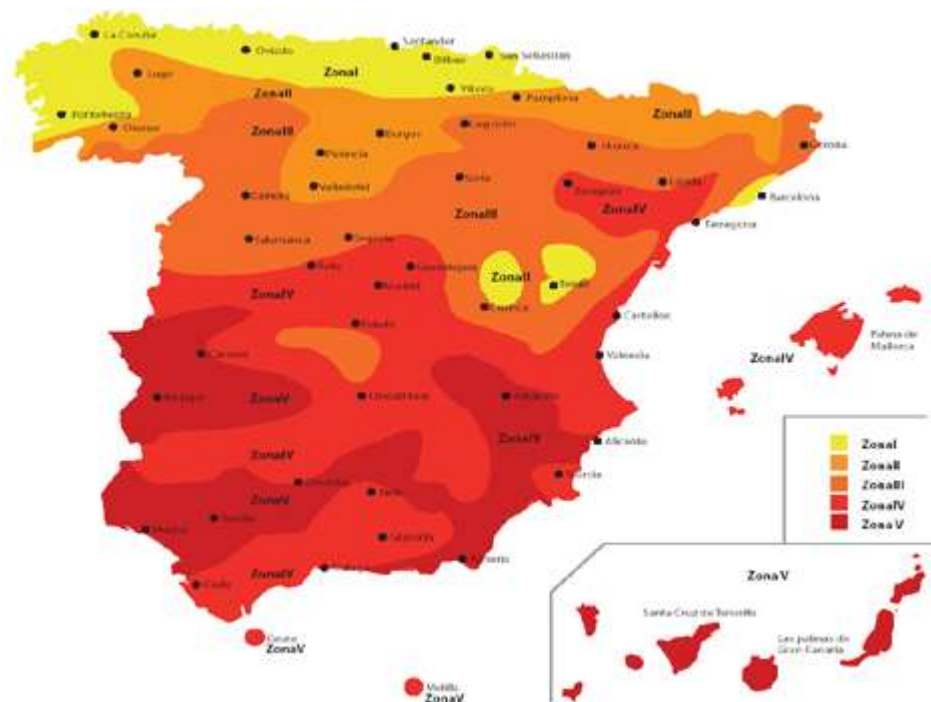
O también se pueden diferenciar por su situación en la red eléctrica:

- CT de punta: cuando está situado al final de la línea, o solo hay uno en toda la línea.
- De paso: cuando son intermedios entre dos CT, o con subestación.
- De anillo: los que están alimentados por los dos extremos, típico en ciudades.

ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL

Irradiación global incidente

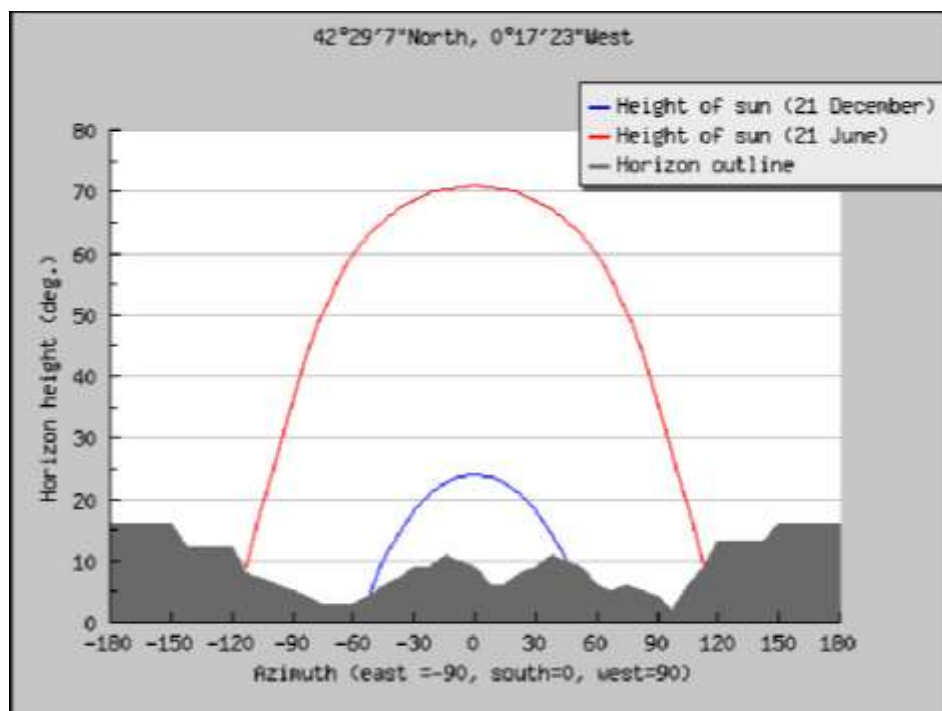
En primer lugar debemos conocer los datos de irradiación anual efectiva en el plano del generador, así como de temperatura ambiente. Nos podemos hacer una idea viendo un mapa de irradiación solar, a partir del cual se obtendrán los datos solares mediante la aplicación web de PVGIS, aplicando como datos de entrada las coordenadas geográficas del lugar de la instalación, y el tipo y rango de seguimiento solar.



A partir de este mapa de España de irradiación solar, podemos observar que la zona de instalación de la central fotovoltaica estará situada en la ZONA III, y mediante el programa PVGIS podremos obtener la siguiente tabla de datos, necesaria para el estudio de la producción energética, y su posterior estudio de la rentabilidad y viabilidad económica.

mes	radiación en el plano horizontal (Wh/m2/día)	radiación en el plano inclinado óptimo (Wh/m2/día)	radiación en el plano de 90 grados (Wh/m2/día)	Inclinación óptima	reducción por suciedad	reducción por difusión	temperatura media durante el día	temperatura media diaria	Número de días de calentamiento excesivo
enero	1900	3420	3440	64	3.2	0.44	5.7	4.9	360
febrero	2870	4570	4180	58	3.2	0.38	6.8	5.6	309
marzo	4180	5450	4120	45	3.2	0.38	10.4	8.7	237
abril	4930	5380	3200	29	3.8	0.41	11.8	10.4	174
mayo	6100	5920	2840	15	3.9	0.40	15.9	14.6	65
juno	7270	6680	2760	9	3.8	0.34	20.1	18.7	25
julio	7360	6930	2910	12	3.7	0.29	21.9	20.6	11
agosto	6180	6470	3470	24	3.7	0.35	22.0	20.5	19
septiembre	4790	5910	4100	40	3.5	0.34	18.8	17.0	74
octubre	3180	4640	3950	53	3.4	0.39	15.4	13.8	170
noviembre	2270	4060	4030	64	3.2	0.38	9.2	7.9	333
diciembre	1660	3140	3260	67	2.4	0.45	6.0	5.1	380
Año	4400	5220	3520	38	3.4	0.36	13.7	12.3	2157

El mismo programa nos proporcionará un estudio de la trayectoria solar desde la situación geográfica del emplazamiento para poder observar los obstáculos naturales que nos originarán pérdidas por sombreado en los módulos fotovoltaicos.



A partir del gráfico anterior podemos sacar la conclusión que a pesar de tener un ligero sombreado, el emplazamiento es idóneo para una instalación en zona de montaña.

Una vez vemos que los obstáculos naturales no nos van a sombrear la instalación por completo. Pasamos a obtener los datos de radiación media y diaria de la futura instalación.

Para realizar un estudio completo obtendremos los datos de los 3 sistemas posibles y así podremos comparar las diferencias de producción energéticas entre unos sistemas y otros. El propio programa PVGIS con los datos de la zona introducidos nos indicará también las inclinaciones óptimas de los distintos sistemas para obtener el mayor rendimiento posible de nuestra instalación. Y mediante un breve estudio de las pérdidas originadas en toda la instalación

– **Pérdidas energéticas**

Mediante el mismo simulador web (PVGIS) se han determinado las pérdidas por temperatura, por sombreado (usando datos meteorológicos de la zona y estudio de la geografía del lugar), con un valor aproximado de 9,1%

A esto hay que añadir las pérdidas del inversor cuya euroeficiencia es 94,3% con lo que las pérdidas debido al inversor son de un 5,7%

Y mediante el simulador de cableado de GENERAL CABLE se han estimado unas pérdidas de un 0,5% debido al cableado

A pesar de que los módulos fotovoltaicos se producen mediante un proceso industrial, no todos son idénticos, ya que se componen de células fotovoltaicas que son por definición distintas unas de otras. Esto implica que el valor de la potencia que pueden entregar de modo individual, referida a las condiciones estándar de medida STC, va a presentar una distorsión. Para el modulo elegido en la presente instalación, se estiman una pérdidas entorno al 3%.

Por no disponer de datos concretos del fabricante para el cálculo, se adoptan las siguientes estimaciones para las pérdidas a considerar según el pliego de condiciones técnicas del IDAE en toda instalación fotovoltaica de energía a red BT, como puede ser existencia de partículas de polvo, paradas debidas a mantenimiento, etc. que se estimarán en 5,5% , por lo que:

La suma total de las pérdidas será de 23,8%

Ahora ya con todos los datos necesarios para la realización del estudio de la productividad, calculamos las medias diarias y mensuales de la producción estimada y de la radiación.

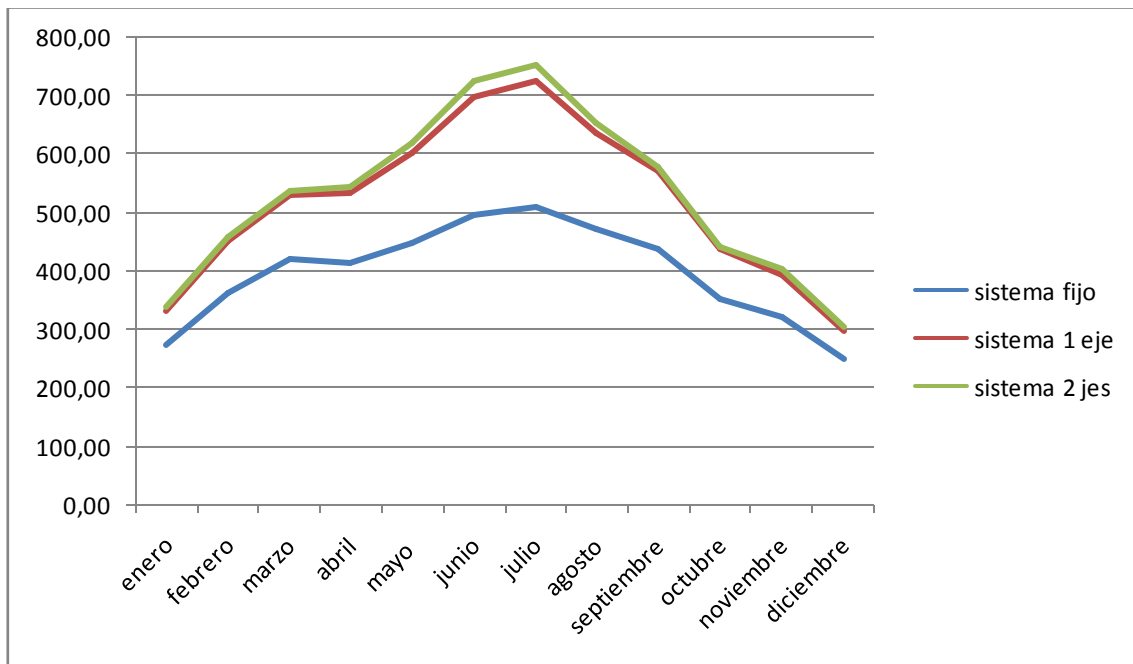
SISTEMA FIJO CON INCLINACIÓN ÓPTIMA DE 36 GRADOS				
mes	media diaria (kWh)	media mensual (kWh)	radiación diaria (kWh/m2)	radiación media mensual (kWh/m2)
enero	275.00	8510	3.37	104
febrero	362.00	10100	4.52	127
marzo	421.00	13000	5.43	168
abril	413.00	12400	5.40	162
mayo	447.00	13900	5.98	185
junio	496.00	14900	6.77	203
julio	510.00	15800	7.02	217
agosto	473.00	14700	6.51	202
septiembre	439.00	13200	5.90	177
octubre	352.00	10900	4.60	143
noviembre	321.00	9620	4.00	120
diciembre	250.00	7740	3.09	95.7
media anual	530	16100	7,01	213
total anual	145000		2560	

1 EJE CON TRACCIÓN VERTICAL E INCLINACIÓN ÓPTIMA DE 55 GRADOS				
mes	media diaria (kWh)	media mensual (kWh)	radiación diaria (kWh/m2)	radiación media mensual (kWh/m2)
enero	331.00	10200	4.11	127
febrero	452.00	12700	5.68	159
marzo	530.00	16400	6.87	213
abril	534.00	16000	6.93	208
mayo	601.00	18600	7.94	246
junio	699.00	21000	9.42	283
julio	724.00	22400	9.85	305
agosto	638.00	19800	8.70	270
septiembre	570.00	17100	7.65	229
octubre	437.00	13500	5.74	178
noviembre	394.00	11800	4.97	149
diciembre	299.00	9280	3.77	117
media anual	518	15700	6.81	207
total anual	189000		2480	

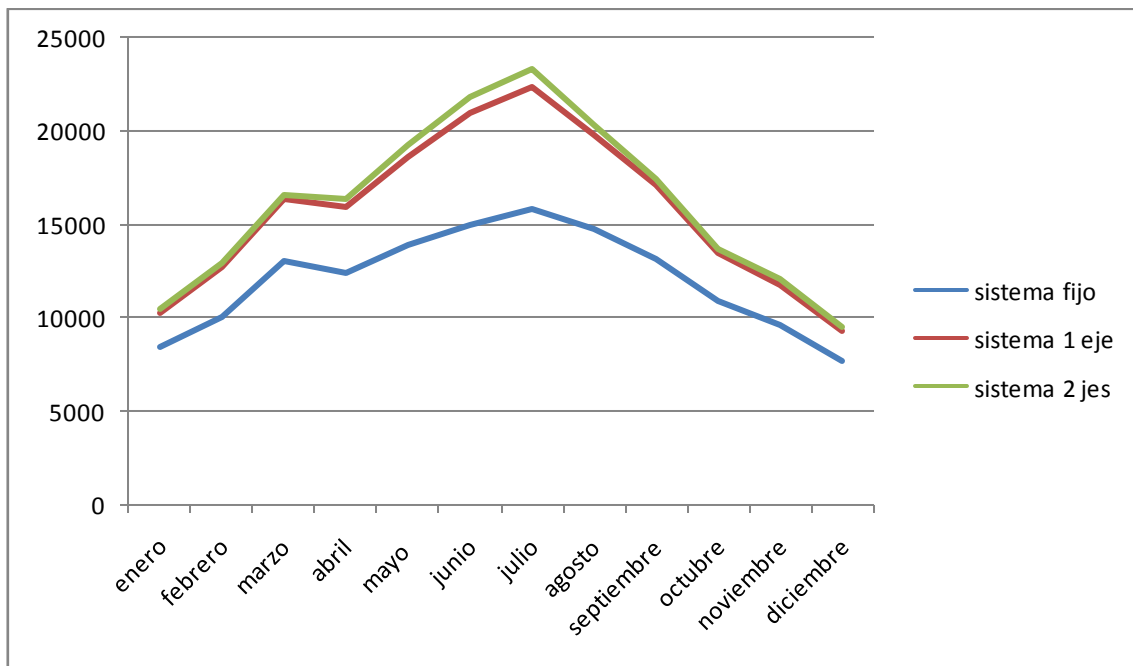
SISTEMA DE 2 EJES				
mes	media diaria (kWh)	media mensual (kWh)	radiación diaria (kWh/m2)	radiación media mensual (kWh/m2)
enero	337.00	10500	4.20	130
febrero	460.00	12900	5.79	162
marzo	537.00	16600	6.96	216
abril	545.00	16300	7.09	213
mayo	620.00	19200	8.26	256
junio	727.00	21800	9.89	297
julio	752.00	23300	10.30	319
agosto	654.00	20300	8.96	278
septiembre	579.00	17400	7.78	233
octubre	442.00	13700	5.81	180
noviembre	403.00	12100	5.10	153
diciembre	306.00	9500	3.88	120
media anual	530	16100	7,01	213
total anual	194000		2560	

Para obtener una comparación más clara se pasan los datos obtenidos a gráficos, para conseguir una mejor visualización de las distintas producciones.

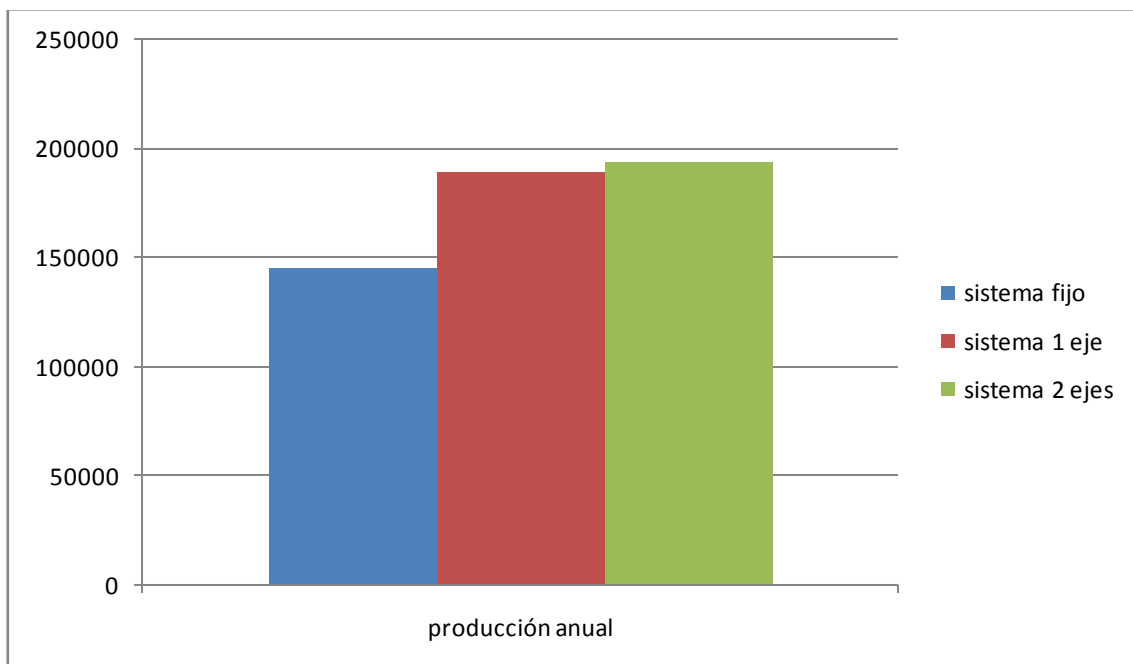
Primero vemos el gráfico de la producción media diaria:



Y ahora veremos una comparación de la producción media mensual:



Y para finalizar con las comparaciones, veremos una de la producción total anual que serán los datos con los que trabajaremos.



Como se puede observar en los distintos gráficos es que el sistema más productivo es, como se suponía, el sistema de seguimiento de doble eje, cuya producción es ligeramente superior al sistema de seguimiento pero de un solo eje, por el contrario vemos que el sistema que nos proporciona menos producción es naturalmente el de instalación con estructura fija suponiendo un 25,25% inferior que el sistema de doble eje.

ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD:

Realizaremos el estudio de la rentabilidad de los 3 sistemas posibles (instalación fija, con seguidores de 1 eje, y con seguidores de 2 ejes).

Para ello se ha realizado un presupuesto y se ha supuesto que los distintos sistemas cuentan con los mismos componentes a excepción de las estructuras y del aumento de cableado que ello conlleva.

Finalmente haremos una comparación entre los 3 sistemas, viendo las diferencias entre los precios de las instalaciones, las inversiones iniciales necesarias y el beneficio neto total, así como del VAN y del TIR de cada uno.

SISTEMA DE INSTALACIÓN FIJA EN ESTRUCTURA CLAVADA AL SUELO:

CÁLCULO DEL MARGEN OPERATIVO BRUTO

[illegible]

CÁLCULO DE LA AMORTIZACIÓN

Inversión inicial en inmovilizado	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Periodo de amortización (años)	636.959											
Inversión inicial en gastos amortizables	25											
Periodo de amortización (años)	-											
Amortización del inmovilizado	0	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478
TOTAL AMORTIZACIÓN		25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478
Evolución del inmovilizado y de los gastos amortizables	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Inmovilizado bruto a final de año	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959
Amortización acumulada	0	25.478	50.957	76.435	101.913	127.392	152.870	178.349	203.827	229.305	254.784	280.262
Inmovilizado neto	636.959	611.481	586.002	560.524	535.046	509.567	484.089	458.610	433.132	407.654	382.175	356.697

<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478
<u>25.478</u>	<u>25.478</u>	<u>25.478</u>	<u>25.478</u>	<u>25.478</u>	<u>25.478</u>	<u>25.478</u>	<u>25.478</u>	<u>25.478</u>	<u>25.478</u>	<u>25.478</u>	<u>25.478</u>	<u>25.478</u>	<u>25.478</u>
<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959	636.959
305.740	331.219	356.697	382.175	407.654	433.132	458.610	484.089	509.567	535.046	560.524	586.002	611.481	636.959
331.219	305.740	280.262	254.784	229.305	203.827	178.349	152.870	127.392	101.913	76.435	50.957	25.478	0

CÁLCULO DEL SERVICIO DE LA DEUDA

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Inversión en inmovilizado y gastos amortizables	636.959											
Porcentaje que se financia con recursos propios	20%											
Porcentaje que se financia con subvención a fondo perdido	0%											
Porcentaje que se financia con deuda	80%											
Importe del capital inicial	127.392											
Importe de la subvención	-											
Importe inicial de la deuda	509.567											
Plazo de amortización (años)	25											
Principal a amortizar anualmente												
Importe de la deuda a final de cada año	509.567	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383
Importe medio de la deuda en cada año	489.185	489.376	468.802	448.419	428.036	407.654	387.271	366.888	346.506	326.123	305.740	285.358
Tipo de interés de referencia (Euribor u otro)	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%
Margen sobre el Euribor	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%
Tipo de interés de la deuda	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%
Interés anual	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
		22.472	21.555	20.637	19.720	18.803	17.886	16.969	16.051	15.134	14.217	13.300
Servicio a la deuda anual (Interés + principal)		42.855	41.937	41.020	40.103	39.186	38.268	37.351	36.434	35.517	34.600	33.682

	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383	20.383
264.975	244.592	224.210	203.827	183.444	163.062	142.679	122.296	101.913	81.531	61.148	40.765	20.383	20.383	0
275.166	254.784	234.401	214.018	193.636	173.253	152.870	132.487	112.105	91.722	71.339	50.957	30.574	10.191	4,00%
4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	
12.382	11.465	10.548	9.631	8.714	7.796	6.879	5.962	5.045	4.127	3.210	2.293	1.376	459	
32.765	31.848	30.931	30.014	29.096	28.179	27.262	26.345	25.427	24.510	23.593	22.676	21.759	20.841	

CÁLCULO DE LA CUENTA DE RESULTADOS

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Ingresos operativos		47.838	49.321	50.850	52.427	54.052	55.728	57.455	59.236	61.073	62.966	64.398
Gastos operativos		4.700	4.841	4.986	5.136	5.290	5.449	5.612	5.780	5.954	6.132	6.316
Margen operativo bruto		43.138	44.480	45.864	47.291	48.762	50.279	51.843	53.456	55.119	56.833	58.082
- Amortización		25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478
- Intereses		22.472	21.555	20.637	19.720	18.803	17.886	16.969	16.051	15.134	14.217	13.300
Beneficio antes de impuestos		-4.812	-2.553	-252	2.092	4.481	6.915	9.396	11.926	14.506	17.138	19.304
(Tipo Impositivo)												
- Impuestos	30%	0	0	0	628	1.344	2.074	2.819	3.578	4.352	5.141	5.791
BENEFICIO NETO		-4.812	-2.553	-252	1.465	3.136	4.840	6.577	8.348	10.154	11.997	13.513
Porcentaje de incremento			-46,95%	-90,14%	-681,86%	114,15%	54,33%	35,88%	26,93%	21,63%	18,14%	12,64%

CÁLCULO DEL FLUJO DE FONDOS PARA EL SERVICIO DE LA DEUDA

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Margen operativo bruto		43.138	44.480	45.864	47.291	48.762	50.279	51.843	53.456	55.119	56.833	58.082
- Impuestos		0	0	0	628	1.344	2.074	2.819	3.578	4.352	5.141	5.791
Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda (FCD)		43.138	44.480	45.864	46.663	47.418	48.205	49.024	49.878	50.767	51.692	52.291

CÁLCULO DEL RATIO DE COBERTURA DEL SERVICIO ANUAL DE LA DEUDA (RCSD)

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda		43.138	44.480	45.864	46.663	47.418	48.205	49.024	49.878	50.767	51.692	52.291
Servicio a la deuda anual (SD)		42.855	41.937	41.020	40.103	39.186	38.268	37.351	36.434	35.517	34.600	33.682
Ratio de cobertura del servicio anual de la deuda (RCSD)		1,01	1,06	1,12	1,16	1,21	1,26	1,31	1,37	1,43	1,49	1,55

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
65.864	67.362	68.895	70.462	72.065	73.705	75.382	77.097	78.851	80.645	82.480	84.357	86.276	88.239
6.506	6.701	6.902	7.109	7.322	7.542	7.768	8.001	8.241	8.489	8.743	9.006	9.276	9.554
59.358	60.661	61.993	63.353	64.743	66.163	67.614	69.096	70.610	72.156	73.737	75.351	77.000	78.685
25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478	25.478
12.382	11.465	10.548	9.631	8.714	7.796	6.879	5.962	5.045	4.127	3.210	2.293	1.376	459
21.497	23.717	25.966	28.244	30.551	32.888	35.256	37.655	40.087	42.551	45.048	47.579	50.146	52.748
30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
6.449	7.115	7.790	8.473	9.165	9.866	10.577	11.297	12.026	12.765	13.514	14.274	15.044	15.824
15.048	16.602	18.176	19.771	21.386	23.022	24.679	26.359	28.061	29.785	31.534	33.306	35.102	36.923
11,36%	10,33%	9,48%	8,77%	8,17%	7,65%	7,20%	6,81%	6,46%	6,15%	5,87%	5,62%	5,39%	5,19%

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
59.358	60.661	61.993	63.353	64.743	66.163	67.614	69.096	70.610	72.156	73.737	75.351	77.000	78.685
6.449	7.115	7.790	8.473	9.165	9.866	10.577	11.297	12.026	12.765	13.514	14.274	15.044	15.824
52.909	53.546	54.203	54.880	55.578	56.296	57.037	57.799	58.584	59.391	60.222	61.077	61.956	62.860

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
52.909	53.546	54.203	54.880	55.578	56.296	57.037	57.799	58.584	59.391	60.222	61.077	61.956	62.860
32.765	31.848	30.931	30.014	29.096	28.179	27.262	26.345	25.427	24.510	23.593	22.676	21.759	20.841
1,61	1,68	1,75	1,83	1,91	2,00	2,09	2,19	2,30	2,42	2,55	2,69	2,85	3,02

CÁLCULO DEL BALANCE

CÁLCULO DE LOS DIVIDENDOS DISTRIBUIBLES

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Flujo de caja para el servicio de la deuda (FCD)	0	43.138	44.480	45.864	46.663	47.418	48.205	49.024	49.878	50.767	51.692	52.291
Servicio de la deuda anual (SD)	0	42.855	41.937	41.020	40.103	39.186	38.268	37.351	36.434	35.517	34.600	33.682
Flujo de caja disponible para dividendos (FCDiv = FCD-SD)	0	284	2.543	4.844	6.560	8.232	9.936	11.673	13.444	15.250	17.092	18.608
FCDiv acumulado	0	284	2.827	7.671	14.231	22.463	32.399	44.072	57.516	72.766	89.858	108.467

CÁLCULO DEL VAN, TIR de la INVERSIÓN EN BASE A CAPITAL INVERTIDO Y DIVIDENDOS REPARTIBLES (sin considerar un valor residual del proyecto, que incluiría el remanente de la subvención).

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Capital invertido	159.600											
Dividendos repartibles anualmente	0	284	2.543	4.844	6.560	8.232	9.936	11.673	13.444	15.250	17.092	18.608
Tasa de descuento aplicable para calcular el VAN		3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Factor de descuento a esa tasa		1,0000	1,0609	1,0927	1,1255	1,1593	1,1941	1,2299	1,2668	1,3048	1,3439	1,3842
Dividendos descontados	0	276	2.397	4.433	5.829	7.101	8.321	9.491	10.613	11.688	12.718	13.443
VA de los dividendos	331.026											
VAN de la inversión	171.426											
Esquema de la inversión	-159.600	284	2.543	4.844	6.560	8.232	9.936	11.673	13.444	15.250	17.092	18.608
TIR de la inversión	8%											

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Dividendos repartibles	0	284	2.543	4.844	6.560	8.232	9.936	11.673	13.444	15.250	17.092	18.608
Dividendos repartibles acumulados (A)	0	284	2.827	7.671	14.231	22.463	32.399	44.072	57.516	72.766	89.858	108.467
Capital invertido (B)	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600
A - B	-159.600	-159.316	-156.773	-151.929	-145.369	-137.137	-127.201	-115.528	-102.084	-86.834	-69.742	-51.133

<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
52.909	53.546	54.203	54.880	55.578	56.296	57.037	57.799	58.584	59.391	60.222	61.077	61.956	62.860
32.765	31.848	30.931	30.014	29.096	28.179	27.262	26.345	25.427	24.510	23.593	22.676	21.759	20.841
20.143	21.698	23.272	24.866	26.481	28.117	29.775	31.454	33.156	34.881	36.629	38.401	40.198	42.019
128.610	150.308	173.580	198.447	224.928	253.045	282.820	314.275	347.431	382.312	418.941	457.343	497.540	539.559

<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
20.143	21.698	23.272	24.866	26.481	28.117	29.775	31.454	33.156	34.881	36.629	38.401	40.198	42.019
3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
1,4258	1,4685	1,5126	1,5580	1,6047	1,6528	1,7024	1,7535	1,8061	1,8603	1,9161	1,9736	2,0328	2,0938
14.128	14.775	15.386	15.961	16.502	17.011	17.490	17.938	18.358	18.750	19.117	19.458	19.775	20.069

<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
20.143	21.698	23.272	24.866	26.481	28.117	29.775	31.454	33.156	34.881	36.629	38.401	40.198	42.019

<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
20.143	21.698	23.272	24.866	26.481	28.117	29.775	31.454	33.156	34.881	36.629	38.401	40.198	42.019
128.610	150.308	173.580	198.447	224.928	253.045	282.820	314.275	347.431	382.312	418.941	457.343	497.540	539.559
159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600
-30.990	-9.292	13.980	38.847	65.328	93.445	123.220	154.675	187.831	222.712	259.341	297.743	337.940	379.959

CUADRO RESUMEN DEL PROYECTO: HIPÓTESIS Y RESULTADOS INSTALACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA

ASPECTOS OPERATIVOS

Volumenes iniciales:

[illegible]

ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS

Total de la inversión	636.959
A financiar con recursos propios	127.392
A financiar con subvención a fondo perdido	0
A financiar con deuda	509.567
Plazo de devolución	25
Tipo de interés	4,50%
Tasa de descuento aplicada para calcular el VAN de la inversión	3%

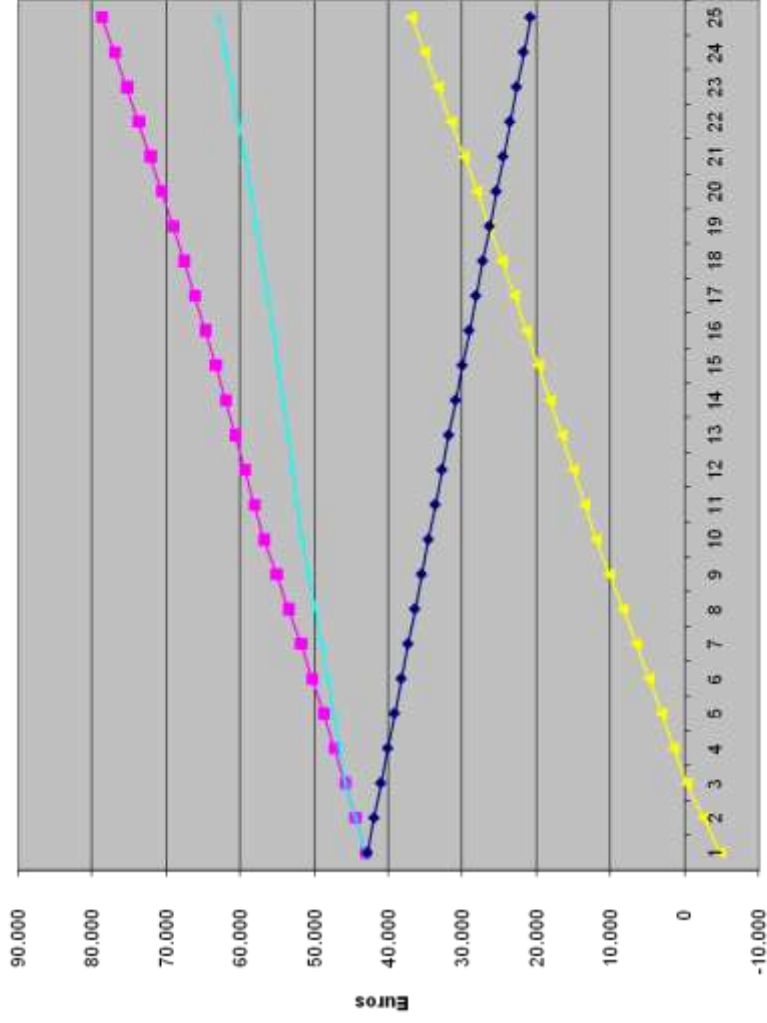
RESULTADOS

[illegible]

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%
0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%
3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
65.864	67.362	68.895	70.462	72.065	73.705	75.382	77.097	78.851	80.645	82.480	84.357	86.276	88.239
59.358	60.661	61.993	63.353	64.743	66.163	67.614	69.096	70.610	72.156	73.737	75.351	77.000	78.685
15.048	16.602	18.176	19.771	21.386	23.022	24.679	26.359	28.061	29.785	31.534	33.306	35.102	36.923
52.909	53.546	54.203	54.880	55.578	56.296	57.037	57.799	58.584	59.391	60.222	61.077	61.956	62.860
32.765	31.848	30.931	30.014	29.096	28.179	27.262	26.345	25.427	24.510	23.593	22.676	21.759	20.841
1,61	1,68	1,75	1,83	1,91	2,00	2,09	2,19	2,30	2,42	2,55	2,69	2,85	3,02

Resumen gráfico del proyecto



Años



CÁLCULO DEL MARGEN OPERATIVO BRUTO

Ahora realizaremos el estudio de la viabilidad con el seguidor de un solo eje

A) Ingresos:												
Tarifa eléctrica para la venta a la red (Euros/kWh)	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Tasa estimada de incremento de esa tarifa	0,320	0,330	0,340	0,351	0,362	0,373	0,384	0,396	0,409	0,421	0,434	0,448
Volumen de electricidad que se vende a la red (kWh)	189.000	189.000	189.000	189.000	189.000	189.000	189.000	189.000	189.000	189.000	189.000	189.000
Tasa estimada de incremento de ese volumen		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,8%
Ingresos derivados de la venta a la red	0	62.355	64.288	66.281	68.336	70.454	72.638	74.890	77.211	79.605	82.073	83.940
Otros ingresos derivados de la instalación												
Tasa estimada de incremento de esos ingresos		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total de otros ingresos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL DE INGRESOS OPERATIVOS												
	62.355	64.288	66.281	68.336	70.454	72.638	74.890	77.211	79.605	82.073	83.940	
B) Gastos:												
Mantenimiento de la instalación	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Servicios, alquileres, seguros, derechos y otros	3.300	3.399	3.606	3.501	3.606	3.714	3.826	3.940	4.059	4.180	4.306	4.435
Tasa estimada de incremento de esos gastos	5,870	6,046	6,414	6,227	6,414	6,607	6,805	7,009	7,219	7,436	7,659	7,889
Gastos de operación y mantenimiento	-	9.170	9.445	9.728	10.020	10.321	10.631	10.949	11.278	11.616	11.965	12.324
TOTAL DE GASTOS OPERATIVOS												
	9.170	9.445	9.728	10.020	10.321	10.631	10.949	11.278	11.616	11.965	12.324	
MARGEN OPERATIVO BRUTO												
Porcentaje de incremento	53,185	54,843	56,552	58,315	60,133	62,007	63,940	65,933	67,989	70,108	71,616	2,155%

CALCULO DE LA AMORTIZACION

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Inversión inicial en inmovilizado	739.654											
Período de amortización (años)	25											
Inversión inicial en gastos amortizables	-											
Período de amortización (años)	0											
Amortización del inmovilizado		29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586
TOTAL AMORTIZACIÓN		29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586
Evolución del inmovilizado y de los gastos amortizables	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Inmovilizado bruto a final de año	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654
Amortización acumulada	0	29.586	59.172	88.758	118.345	147.931	177.517	207.103	236.689	266.275	295.862	325.448
Inmovilizado neto	739.654	710.068	680.482	650.896	621.309	591.723	562.137	532.551	502.965	473.379	443.792	414.206

<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586
<u>29.586</u>	<u>29.586</u>	<u>29.586</u>	<u>29.586</u>	<u>29.586</u>	<u>29.586</u>	<u>29.586</u>	<u>29.586</u>	<u>29.586</u>	<u>29.586</u>	<u>29.586</u>	<u>29.586</u>	<u>29.586</u>	<u>29.586</u>
<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654	739.654
355.034	384.620	414.206	443.792	473.379	502.965	532.551	562.137	591.723	621.309	650.896	680.482	710.068	739.654
384.620	355.034	325.448	295.862	266.275	236.689	207.103	177.517	147.931	118.345	88.758	59.172	29.586	0

CÁLCULO DEL SERVICIO DE LA DEUDA

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Inversión en inmovilizado y gastos amortizables	739.654											
Porcentaje que se financia con recursos propios	20%											
Porcentaje que se financia con subvención a fondo perdido	0%											
Porcentaje que se financia con deuda	80%											
Importe del capital inicial	147.931											
Importe de la subvención	-											
Importe inicial de la deuda	591.723											
Plazo de amortización (años)	25											
Principal a amortizar anualmente		23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669
Importe de la deuda a final de cada año	591.723	568.054	544.385	520.716	497.047	473.379	449.710	426.041	402.372	378.703	355.034	331.365
Importe medio de la deuda en cada año		579.889	556.220	532.551	508.882	485.213	461.544	437.875	414.206	390.537	366.868	343.199
Tipo de interés de referencia (Euribor u otro)	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Margen sobre el Euribor	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
Tipo de interés de la deuda	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Interés anual		26.095	25.030	23.965	22.900	21.835	20.769	19.704	18.639	17.574	16.509	15.444
Servicio a la deuda anual (Interés + principal)		49.764	48.699	47.634	46.569	45.504	44.438	43.373	42.308	41.243	40.178	39.113

<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669	23.669
307.696	284.027	260.358	236.689	213.020	189.351	165.682	142.014	118.345	94.676	71.007	47.338	23.669	0
319.531	295.862	272.193	248.524	224.855	201.186	177.517	153.848	130.179	106.510	82.841	59.172	35.503	11.834
4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
14.379	13.314	12.249	11.184	10.118	9.053	7.988	6.923	5.858	4.793	3.728	2.663	1.598	533
38.048	36.983	35.918	34.852	33.787	32.722	31.657	30.592	29.527	28.462	27.397	26.332	25.267	24.201

CÁLCULO DE LA CUENTA DE RESULTADOS

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Ingresos operativos		62.355	64.288	66.281	68.336	70.454	72.638	74.890	77.211	79.605	82.073	83.940
Gastos operativos		9.170	9.445	9.728	10.020	10.321	10.631	10.949	11.278	11.616	11.965	12.324
Margen operativo bruto		53.185	54.843	56.552	58.315	60.133	62.007	63.940	65.933	67.989	70.108	71.616
- Amortización		29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586
- Intereses		26.095	25.030	23.965	22.900	21.835	20.769	19.704	18.639	17.574	16.509	15.444
Beneficio antes de impuestos		-2.496	227	3.001	5.829	8.712	11.652	14.650	17.708	20.828	24.013	26.586
(Tipo impositivo)			30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
- Impuestos		0	68	900	1.749	2.614	3.496	4.395	5.312	6.248	7.204	7.976
BENEFICIO NETO		-2.496	159	2.101	4.081	6.099	8.156	10.255	12.396	14.580	16.809	18.610
Porcentaje de incremento			-106,36%	1223,78%	94,22%	49,45%	33,74%	25,73%	20,88%	17,62%	15,29%	10,72%

CÁLCULO DEL FLUJO DE FONDOS PARA EL SERVICIO DE LA DEUDA

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Margen operativo bruto		53.185	54.843	56.552	58.315	60.133	62.007	63.940	65.933	67.989	70.108	71.616
- Impuestos		0	68	900	1.749	2.614	3.496	4.395	5.312	6.248	7.204	7.976
Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda (FCD)		53.185	54.775	55.652	56.566	57.519	58.512	59.545	60.621	61.740	62.904	63.640

CÁLCULO DEL RATIO DE COBERTURA DEL SERVICIO ANUAL DE LA DEUDA (RCSD)

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda		53.185	54.775	55.652	56.566	57.519	58.512	59.545	60.621	61.740	62.904	63.640
Servicio a la deuda anual (SD)		49.764	48.699	47.634	46.569	45.504	44.438	43.373	42.308	41.243	40.178	39.113
Ratio de cobertura del servicio anual de la deuda (RCSD)		1,07	1,12	1,17	1,21	1,26	1,32	1,37	1,43	1,50	1,57	1,63

<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
85.850	87.803	89.801	91.844	93.933	96.071	98.256	100.492	102.778	105.117	107.508	109.954	112.456	115.015
12.693	13.074	13.466	13.870	14.287	14.715	15.157	15.611	16.080	16.562	17.059	17.571	18.098	18.641
73.156	74.729	76.334	77.973	79.647	81.356	83.100	84.881	86.699	88.555	90.450	92.384	94.358	96.374
29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586	29.586
14.379	13.314	12.249	11.184	10.118	9.053	7.988	6.923	5.858	4.793	3.728	2.663	1.598	533
29.191	31.829	34.499	37.204	39.942	42.716	45.525	48.371	51.255	54.176	57.136	60.135	63.175	66.255
30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
8.757	9.549	10.350	11.161	11.983	12.815	13.658	14.511	15.376	16.253	17.141	18.040	18.952	19.877
20.434	22.280	24.150	26.043	27.960	29.901	31.868	33.860	35.878	37.923	39.995	42.094	44.222	46.379
9,80%	9,04%	8,39%	7,84%	7,36%	6,94%	6,58%	6,25%	5,96%	5,70%	5,46%	5,25%	5,05%	4,88%

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
73.156	74.729	76.334	77.973	79.647	81.356	83.100	84.881	86.699	88.555	90.450	92.384	94.358	96.374
8.757	9.549	10.350	11.161	11.983	12.815	13.658	14.511	15.376	16.253	17.141	18.040	18.952	19.877
64.399	65.180	65.984	66.812	67.664	68.541	69.442	70.369	71.322	72.302	73.309	74.343	75.406	76.497

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
64.399	65.180	65.984	66.812	67.664	68.541	69.442	70.369	71.322	72.302	73.309	74.343	75.406	76.497
38.048	36.983	35.918	34.852	33.787	32.722	31.657	30.592	29.527	28.462	27.397	26.332	25.267	24.201
1,69	1,76	1,84	1,92	2,00	2,09	2,19	2,30	2,42	2,54	2,68	2,82	2,98	3,16

CÁLCULO DEL BALANCE

CÁLCULO DE LOS DIVIDENDOS DISTRIBUIBLES

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Flujo de caja para el servicio de la deuda (FCD)	0	53.185	54.775	55.652	56.566	57.519	58.512	59.545	60.621	61.740	62.904	63.640
Servicio de la deuda anual (SD)	0	49.764	48.699	47.634	46.569	45.504	44.438	43.373	42.308	41.243	40.178	39.113
Flujo de caja disponible para dividendos (FCDiv = FCD-SD)	0	3.421	6.076	8.018	9.988	12.016	14.073	16.172	18.313	20.497	22.726	24.528
FCDiv acumulado	0	3.421	9.497	17.515	27.513	39.529	53.602	69.774	88.087	108.584	131.310	155.838

CÁLCULO DEL VAN, TIR EN BASE A CAPITAL INVERTIDO Y DIVIDENDOS REPARTIBLES (sin considerar un valor residual del proyecto, que incluiría el remanente de la subvención).

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Capital invertido	159.600											
Dividendos repartibles anualmente	0	3.421	6.076	8.018	9.988	12.016	14.073	16.172	18.313	20.497	22.726	24.528
Tasa de descuento aplicable para calcular el VAN	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Factor de descuento a esa tasa	1,0000	1,0300	1,0609	1,0927	1,1255	1,1593	1,1941	1,2299	1,2668	1,3048	1,3439	1,3842
Dividendos descontados	0	3.321	5.727	7.338	8.883	10.365	11.786	13.149	14.456	15.709	16.910	17.719
VA de los dividendos	435.738											
VAN de la inversión	276.138											

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Esquema de la inversión	-159.600	3.421	6.076	8.018	9.998	12.016	14.073	16.172	18.313	20.497	22.726	24.528
TIR de la inversión	11%											

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Dividendos repartibles	0	3.421	6.076	8.018	9.998	12.016	14.073	16.172	18.313	20.497	22.726	24.528
Dividendos repartibles acumulados (A)	0	3.421	9.497	17.515	27.513	39.529	53.602	69.774	88.087	108.584	131.310	155.838
Capital invertido (B)	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600
A - B	-159.600	-156.179	-150.103	-142.085	-132.087	-120.071	-105.998	-89.826	-71.513	-51.016	-28.290	-3.762

PROYECTO: HIPÓTESIS Y RESULTADOS

ASPECTOS OPERATIVOS

Inflaciones previstas para esas estimaciones iniciales:

[illegible]

ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS

Total de la inversión	739.654
A financiar con recursos propios	147.931
A financiar con subvención a fondo perdido	0
A financiar con deuda	591.723
Plazo de devolución	25
Tipo de interés	4,50%
Tasa de descuento aplicada para calcular el VAN de la inversión	3%

Tasa de descuento aplicada para calcular el VAN de la inversión

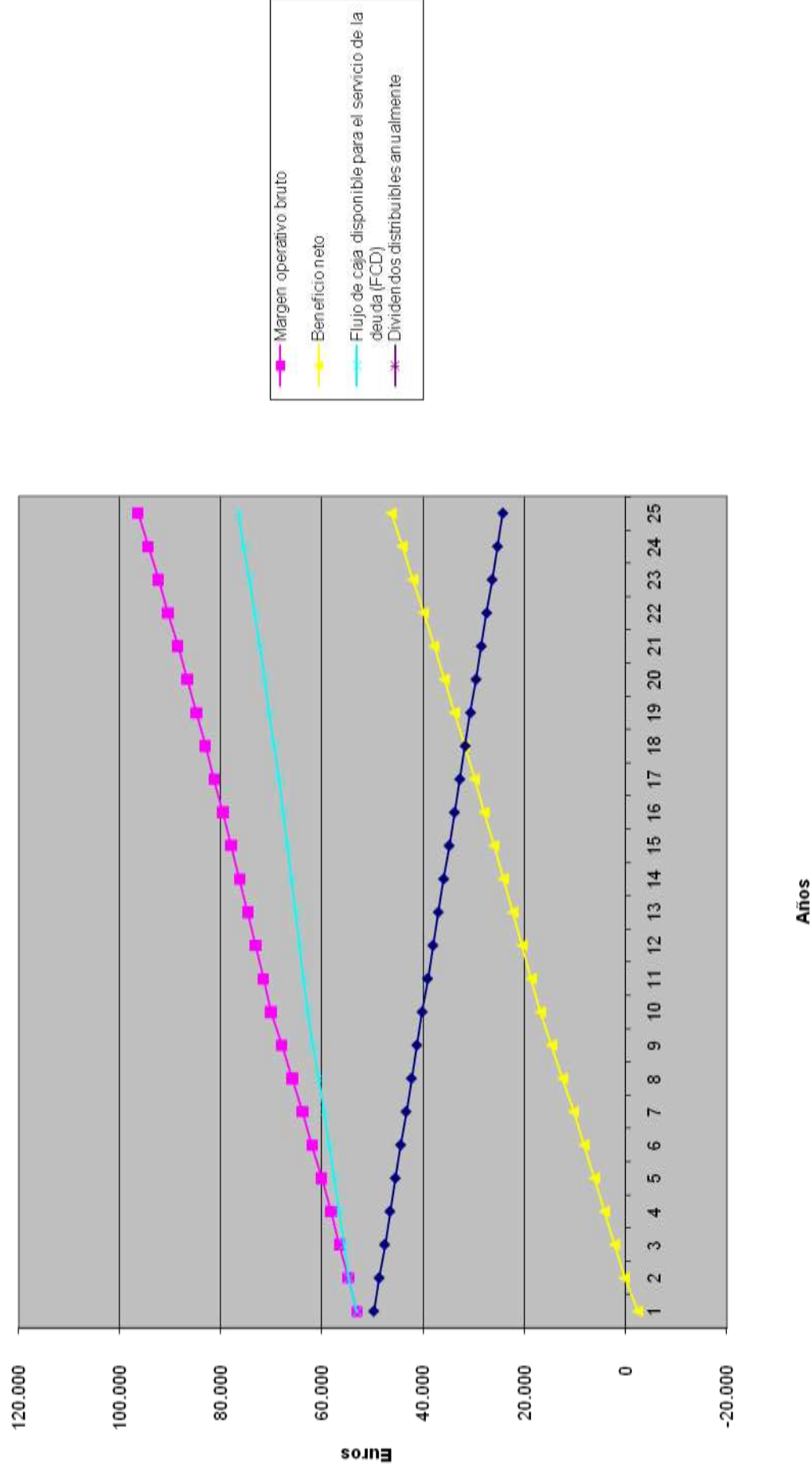
RESULTADOS

[illegible]

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%
0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%
3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
85.850	87.803	89.801	91.844	93.933	96.071	98.256	100.492	102.778	105.117	107.508	109.954	112.456	115.015
73.156	74.729	76.334	77.973	79.647	81.356	83.100	84.881	86.699	88.555	90.450	92.384	94.358	96.374
20.434	22.280	24.150	26.043	27.960	29.901	31.868	33.860	35.878	37.923	39.995	42.094	44.222	46.379
64.399	65.180	65.984	66.812	67.664	68.541	69.442	70.369	71.322	72.302	73.309	74.343	75.406	76.497
38.048	36.983	35.918	34.852	33.787	32.722	31.657	30.592	29.527	28.462	27.397	26.332	25.267	24.201
1,69	1,76	1,84	1,92	2,00	2,09	2,19	2,30	2,42	2,54	2,68	2,82	2,98	3,16

Resumen gráfico del proyecto



CÁLCULO DEL MARGEN OPERATIVO BRUTO

[illegible]

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
B) Gastos:												
Mantenimiento de la instalación		3.300	3.399	3.501	3.606	3.714	3.826	3.940	4.059	4.180	4.306	4.435
Servicios, alquileres, seguros, derechos y otros			6.592	6.790	6.993	7.203	7.419	7.642	7.871	8.107	8.351	8.601
Tasa estimada de incremento de esos gastos			3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Gastos de operación y mantenimiento	-	9.700	9.991	10.291	10.599	10.917	11.245	11.582	11.930	12.288	12.656	13.036

[illegible]

<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
0,462	0,476	0,491	0,506	0,522	0,538	0,554	0,572	0,589	0,608	0,626	0,646	0,666	0,686
3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%
190.908	189.381	187.866	186.363	184.872	183.393	181.926	180.471	179.027	177.595	176.174	174.765	173.366	171.980
-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%
88.121	90.126	92.176	94.274	96.419	98.612	100.856	103.151	105.497	107.898	110.353	112.863	115.431	118.057
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
88.121	90.126	92.176	94.274	96.419	98.612	100.856	103.151	105.497	107.898	110.353	112.863	115.431	118.057
<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
4.568	4.705	4.846	4.992	5.141	5.296	5.454	5.618	5.787	5.960	6.139	6.323	6.513	6.708
8.859	9.125	9.399	9.681	9.971	10.270	10.578	10.896	11.222	11.559	11.906	12.263	12.631	13.010
3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
13.427	13.830	14.245	14.672	15.112	15.566	16.033	16.514	17.009	17.519	18.045	18.586	19.144	19.718
13.427	13.830	14.245	14.672	15.112	15.566	16.033	16.514	17.009	17.519	18.045	18.586	19.144	19.718
<u>74.694</u>	<u>76.296</u>	<u>77.932</u>	<u>79.601</u>	<u>81.306</u>	<u>83.047</u>	<u>84.823</u>	<u>86.637</u>	<u>88.488</u>	<u>90.378</u>	<u>92.308</u>	<u>94.277</u>	<u>96.287</u>	<u>98.339</u>
2,15%	2,14%	2,14%	2,14%	2,14%	2,14%	2,14%	2,14%	2,14%	2,14%	2,13%	2,13%	2,13%	2,13%

CÁLCULO DE LA AMORTIZACIÓN

Inversión inicial en inmovilizado	<u>Año 0</u>	<u>Año 1</u>	<u>Año 2</u>	<u>Año 3</u>	<u>Año 4</u>	<u>Año 5</u>	<u>Año 6</u>	<u>Año 7</u>	<u>Año 8</u>	<u>Año 9</u>	<u>Año 10</u>	<u>Año 11</u>
Período de amortización (años)	764.359											
Inversión inicial en gastos amortizables	25											
Período de amortización (años)	-											
Amortización del inmovilizado	0	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574
TOTAL AMORTIZACIÓN		30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574
Evolución del inmovilizado y de los gastos amortizables	<u>Año 0</u>	<u>Año 1</u>	<u>Año 2</u>	<u>Año 3</u>	<u>Año 4</u>	<u>Año 5</u>	<u>Año 6</u>	<u>Año 7</u>	<u>Año 8</u>	<u>Año 9</u>	<u>Año 10</u>	<u>Año 11</u>
Inmovilizado bruto a final de año	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359
Amortización acumulada	0	30.574	61.149	91.723	122.297	152.872	183.446	214.021	244.595	275.169	305.744	336.318
Inmovilizado neto	764.359	733.785	703.210	672.636	642.062	611.487	580.913	550.338	519.764	489.190	458.615	428.041

<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574
<u>30.574</u>	<u>30.574</u>	<u>30.574</u>	<u>30.574</u>	<u>30.574</u>	<u>30.574</u>	<u>30.574</u>	<u>30.574</u>	<u>30.574</u>	<u>30.574</u>	<u>30.574</u>	<u>30.574</u>	<u>30.574</u>	<u>30.574</u>
<u>Año 12</u>	<u>Año 13</u>	<u>Año 14</u>	<u>Año 15</u>	<u>Año 16</u>	<u>Año 17</u>	<u>Año 18</u>	<u>Año 19</u>	<u>Año 20</u>	<u>Año 21</u>	<u>Año 22</u>	<u>Año 23</u>	<u>Año 24</u>	<u>Año 25</u>
764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359	764.359
366.892	397.467	428.041	458.615	489.190	519.764	550.338	580.913	611.487	642.062	672.636	703.210	733.785	764.359
397.467	366.892	336.318	305.744	275.169	244.595	214.021	183.446	152.872	122.297	91.723	61.149	30.574	0

CÁLCULO DEL SERVICIO DE LA DEUDA

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Inversión en inmovilizado y gastos amortizables	764.359											
Porcentaje que se financia con recursos propios	20%											
Porcentaje que se financia con subvención a fondo perdido	0%											
Porcentaje que se financia con deuda	80%											
Importe del capital inicial	152.872											
Importe de la subvención	-											
Importe inicial de la deuda	611.487											
Plazo de amortización (años)	25											
Principal a amortizar anualmente		24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459
Importe de la deuda a final de cada año	611.487	587.028	562.568	538.109	513.649	489.190	464.730	440.271	415.811	391.352	366.892	342.433
Importe medio de la deuda en cada año		599.257	574.798	550.338	525.879	501.420	476.960	452.501	428.041	403.582	379.122	354.663
Tipo de interés de referencia (Euribor u otro)	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Margen sobre el Euribor	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
Tipo de interés de la deuda	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Interés anual		26.967	25.866	24.765	23.665	22.564	21.463	20.363	19.262	18.161	17.060	15.960
Servicio a la deuda anual (Interés + principal)		51.426	50.325	49.225	48.124	47.023	45.923	44.822	43.721	42.621	41.520	40.419

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459	24.459
317.973	293.514	269.054	244.595	220.135	195.676	171.216	146.757	122.297	97.838	73.378	48.919	24.459	0
330.203	305.744	281.284	256.825	232.365	207.906	183.446	158.987	134.527	110.068	85.608	61.149	36.689	12.230
4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
14.859	13.758	12.658	11.557	10.456	9.356	8.255	7.154	6.054	4.953	3.852	2.752	1.651	550

39.319	38.218	37.117	36.017	34.916	33.815	32.715	31.614	30.513	29.413	28.312	27.211	26.111	25.010
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

CÁLCULO DE LA CUENTA DE RESULTADOS

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Ingresos operativos		64.004	65.989	68.034	70.143	72.318	74.560	76.871	79.254	81.711	84.244	86.161
Gastos operativos		9.700	9.991	10.291	10.599	10.917	11.245	11.582	11.930	12.288	12.656	13.036
Margen operativo bruto		54.304	55.998	57.744	59.544	61.400	63.315	65.289	67.324	69.423	71.588	73.125
- Amortización		30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574
- Intereses		26.967	25.866	24.765	23.665	22.564	21.463	20.363	19.262	18.161	17.060	15.960
Beneficio antes de impuestos		-3.236	-443	2.404	5.305	8.262	11.277	14.352	17.488	20.688	23.953	26.590
(Tipo impositivo)												
- Impuestos	30%	0	0	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
BENEFICIO NETO		-3.236	-443	1.683	3.713	5.763	7.894	10.046	12.242	14.481	16.767	18.613
Porcentaje de incremento			-86,32%	-480,16%	120,68%	55,74%	36,49%	27,26%	21,85%	18,30%	15,78%	11,01%

CÁLCULO DEL FLUJO DE FONDOS PARA EL SERVICIO DE LA DEUDA

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Margen operativo bruto		54.304	55.998	57.744	59.544	61.400	63.315	65.289	67.324	69.423	71.588	73.125
- Impuestos		0	0	721	1.591	2.479	3.383	4.306	5.246	6.206	7.186	7.977
Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda (FCD)		54.304	55.998	57.022	57.952	58.922	59.932	60.983	62.078	63.217	64.402	65.147

CÁLCULO DEL RATIO DE COBERTURA DEL SERVICIO ANUAL DE LA DEUDA (RCSD)

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Flujo de caja disponible para el servicio de la deuda		54.304	55.998	57.022	57.952	58.922	59.932	60.983	62.078	63.217	64.402	65.147
Servicio a la deuda anual (SD)		51.426	50.325	49.225	48.124	47.023	45.923	44.822	43.721	42.621	41.520	40.419
Ratio de cobertura del servicio anual de la deuda (RCSD)		1,06	1,11	1,16	1,20	1,25	1,31	1,36	1,42	1,48	1,55	1,61

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
88.121	90.126	92.176	94.274	96.419	98.612	100.856	103.151	105.497	107.898	110.353	112.863	115.431	118.057
13.427	13.830	14.245	14.672	15.112	15.566	16.033	16.514	17.009	17.519	18.045	18.586	19.144	19.718
74.694	76.296	77.932	79.601	81.306	83.047	84.823	86.637	88.488	90.378	92.308	94.277	96.287	98.339
30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574	30.574
14.859	13.758	12.658	11.557	10.456	9.356	8.255	7.154	6.054	4.953	3.852	2.752	1.651	550
29.260	31.963	34.699	37.470	40.275	43.116	45.994	48.908	51.860	54.851	57.881	60.951	64.062	67.215
30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
8.778	9.589	10.410	11.241	12.083	12.935	13.798	14.672	15.558	16.455	17.364	18.285	19.219	20.164
20.482	22.374	24.290	26.229	28.193	30.182	32.196	34.236	36.302	38.396	40.517	42.666	44.843	47.050
10,04%	9,24%	8,56%	7,98%	7,49%	7,05%	6,67%	6,34%	6,04%	5,77%	5,52%	5,30%	5,10%	4,92%

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
74.694	76.296	77.932	79.601	81.306	83.047	84.823	86.637	88.488	90.378	92.308	94.277	96.287	98.339
8.778	9.589	10.410	11.241	12.083	12.935	13.798	14.672	15.558	16.455	17.364	18.285	19.219	20.164
65.916	66.707	67.522	68.360	69.224	70.112	71.025	71.964	72.930	73.923	74.943	75.992	77.069	78.175

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
65.916	66.707	67.522	68.360	69.224	70.112	71.025	71.964	72.930	73.923	74.943	75.992	77.069	78.175
39.319	38.218	37.117	36.017	34.916	33.815	32.715	31.614	30.513	29.413	28.312	27.211	26.111	25.010
1,68	1,75	1,82	1,90	1,98	2,07	2,17	2,28	2,39	2,51	2,65	2,79	2,95	3,13

CÁLCULO DEL BALANCE

CÁLCULO DE LOS DIVIDENDOS DISTRIBUIBLES

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Flujo de caja para el servicio de la deuda (FCD)	0	54.304	55.998	57.022	57.952	58.922	59.932	60.983	62.078	63.217	64.402	65.147
Servicio de la deuda anual (SD)	0	51.426	50.325	49.225	48.124	47.023	45.923	44.822	43.721	42.621	41.520	40.419
Flujo de caja disponible para dividendos (FCDiv = FCD-SD)	0	2.878	5.672	7.798	9.828	11.898	14.009	16.161	18.356	20.596	22.882	24.728
FCDiv acumulado	0	2.878	8.551	16.348	26.177	38.075	52.084	68.245	86.601	107.198	130.079	154.808

CÁLCULO DEL VAN, TIR DE LA INVERSIÓN EN BASE A CAPITAL INVERTIDO Y DIVIDENDOS REPARTIBLES (sin considerar un valor residual del proyecto, que incluiría el remanente de la subvención).

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Capital invertido	159.600											
Dividendos repartibles anualmente	0	2.878	5.672	7.798	9.828	11.898	14.009	16.161	18.356	20.596	22.882	24.728
Tasa de descuento aplicable para calcular el VAN	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Factor de descuento a esa tasa	1,0000	1,0300	1,0609	1,0927	1,1255	1,1593	1,1941	1,2299	1,2668	1,3048	1,3439	1,3842
Dividendos descontados	0	2.795	5.347	7.136	8.732	10.264	11.732	13.140	14.491	15.785	17.026	17.864
VA de los dividendos	439.007											
VAN de la inversión	279.407											

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Esquema de la inversión	-159.600	2.878	5.672	7.798	9.828	11.898	14.009	16.161	18.356	20.596	22.882	24.728
TIR de la inversión	11%											

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Dividendos repartibles	0	2.878	5.672	7.798	9.828	11.898	14.009	16.161	18.356	20.596	22.882	24.728
Dividendos repartibles acumulados (A)	0	2.878	8.551	16.348	26.177	38.075	52.084	68.245	86.601	107.198	130.079	154.808
Capital invertido (B)	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600	159.600
A - B	-159.600	-156.722	-151.049	-143.252	-133.423	-121.525	-107.516	-91.355	-72.999	-52.402	-29.521	-4.792

CUADRO RESUMEN DEL PROYECTO: HIPÓTESIS Y RESULTADOS

ASPECTOS OPERATIVOS

[illegible]

ASPECTOS ECONÓMICO-FINANCIEROS

Total de la inversión	764.359
A financiar con recursos propios	152.872
A financiar con subvención a fondo perdido	0
A financiar con deuda	611.487
Plazo de devolución	25
Tipo de interés	4,50%
Tasa de descuento aplicada para calcular el VAN de la inversión	3%

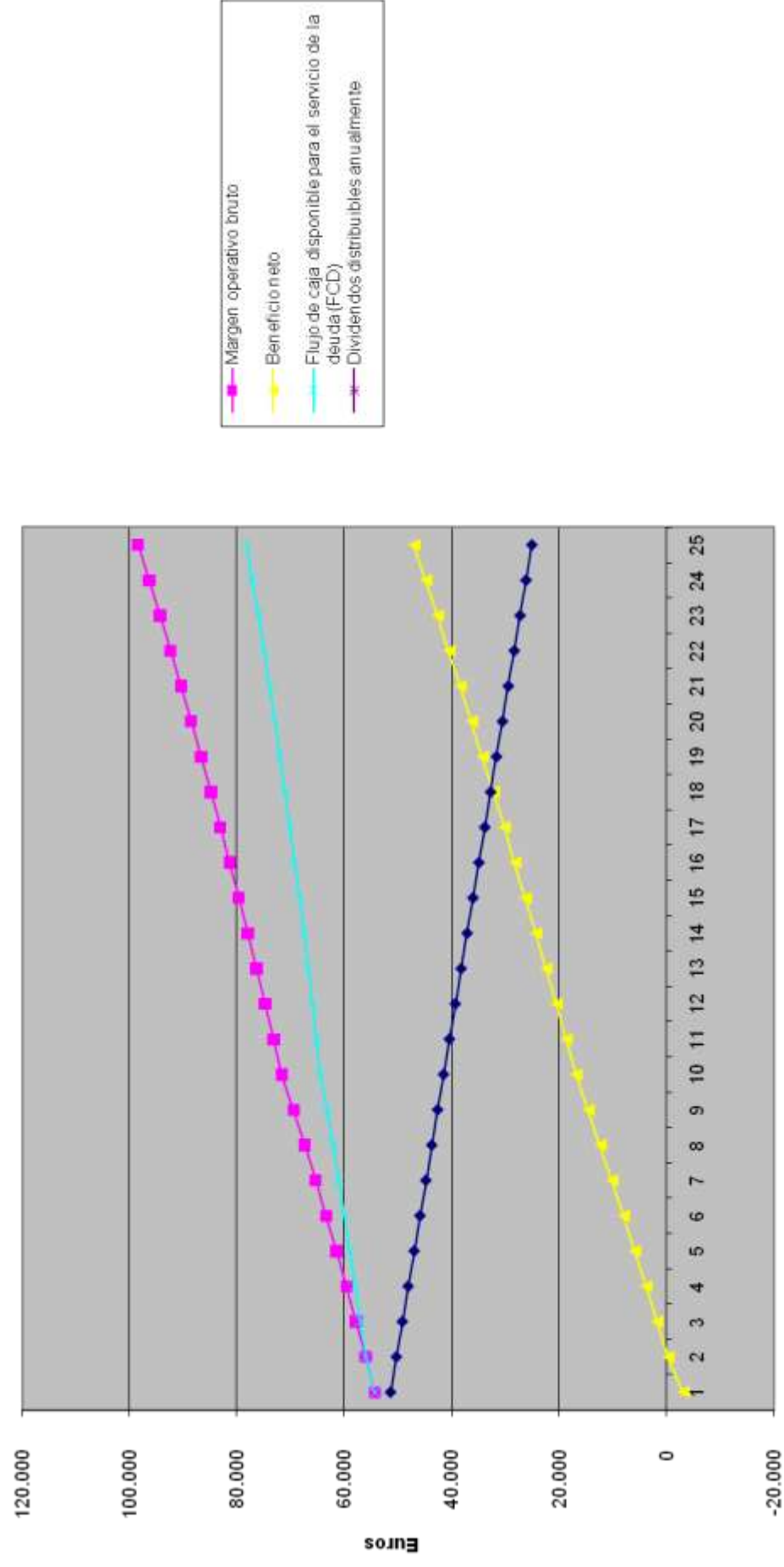
RESULTADOS

[illegible]

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%	-0,80%
0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%	3,10%
3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%

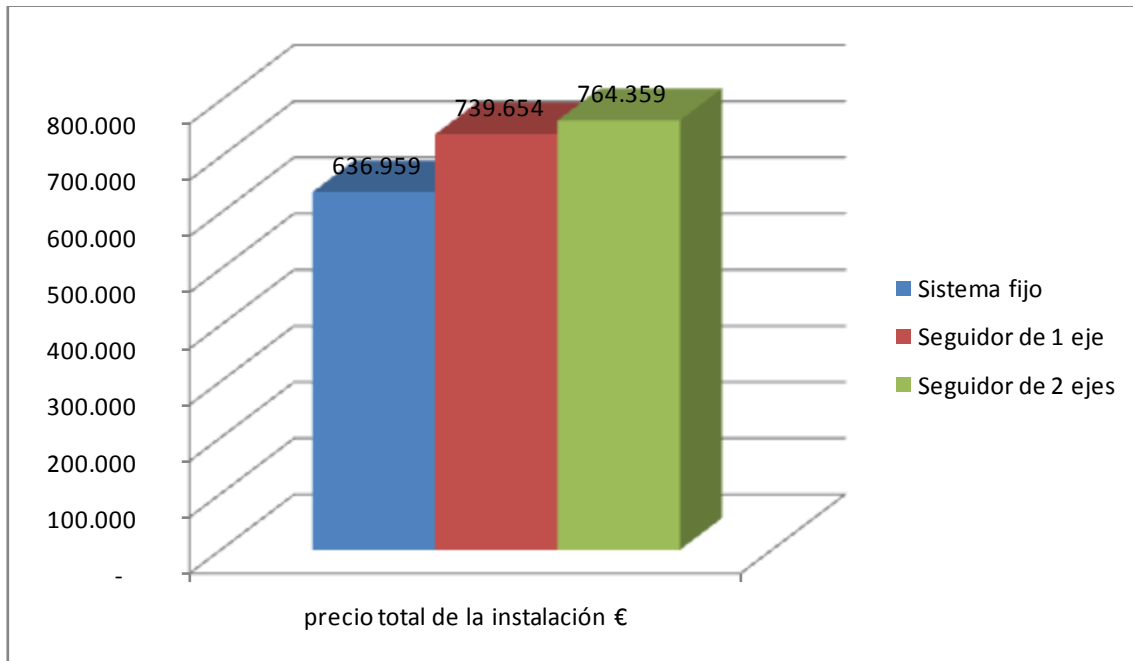
Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
88.121	90.126	92.176	94.274	96.419	98.612	100.856	103.151	105.497	107.898	110.353	112.863	115.431	118.057
74.694	76.296	77.932	79.601	81.306	83.047	84.823	86.637	88.488	90.378	92.308	94.277	96.287	98.339
20.482	22.374	24.290	26.229	28.193	30.182	32.196	34.236	36.302	38.396	40.517	42.666	44.843	47.050
65.916	66.707	67.522	68.360	69.224	70.112	71.025	71.964	72.930	73.923	74.943	75.992	77.069	78.175
39.319	38.218	37.117	36.017	34.916	33.815	32.715	31.614	30.513	29.413	28.312	27.211	26.111	25.010
1,68	1,75	1,82	1,90	1,98	2,07	2,17	2,28	2,39	2,51	2,65	2,79	2,95	3,13

Resumen gráfico del proyecto



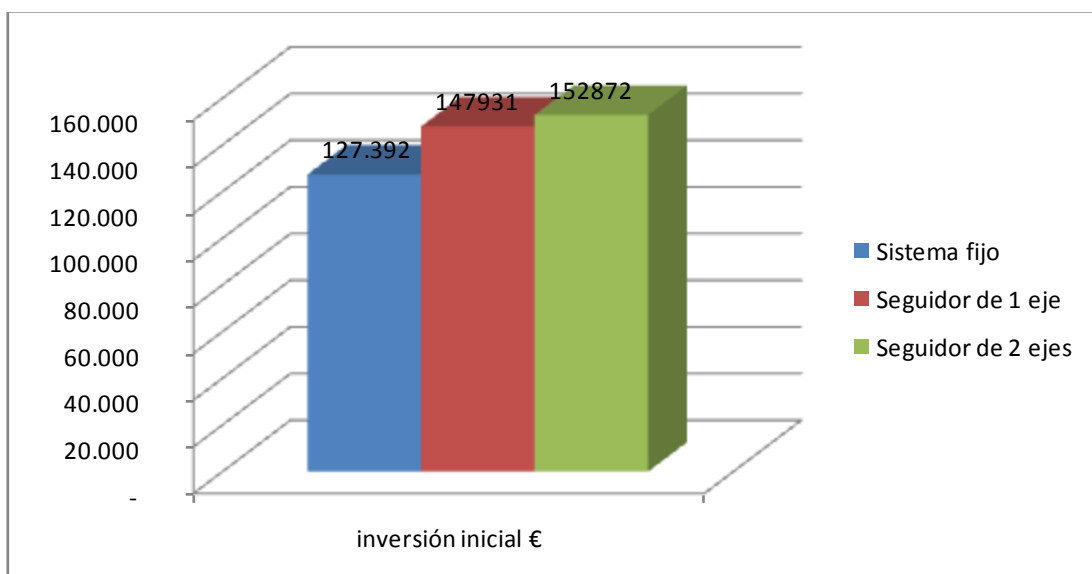
Una vez realizados los estudios de rentabilidad los expondremos en un resumen de gráficos para su mejor entendimiento.

Empezaremos con la comparación del coste total de la instalación.



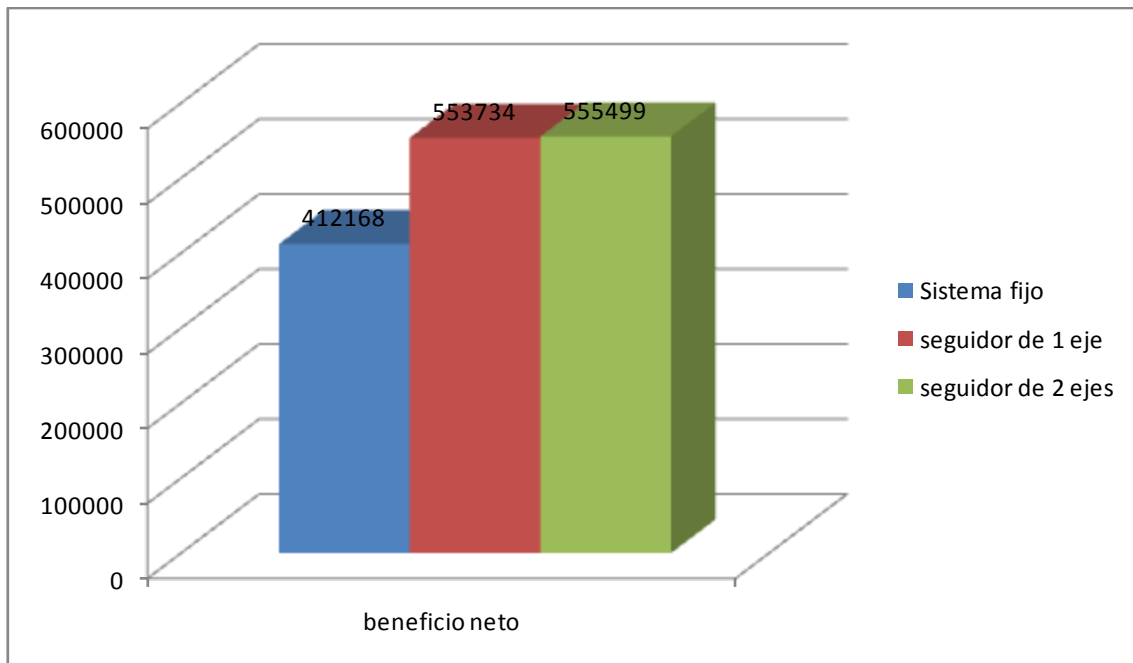
Como se observa y se ha comentado con anterioridad, la instalación de doble eje es la más cara, seguida por la de seguimiento de un solo eje y la más económica es la instalación fija siendo un 16,7% más barata que la de seguimiento de doble eje.

Continuamos con la comparación de la inversión inicial pues el 80% de la inversión lo tenemos subvencionado por el IDAE-ICO, por lo que tenemos que hacer una inversión inicial del 20% del coste total de la instalación.



Naturalmente cuanto menor es el coste total de la instalación, menor será la inversión inicial por lo tanto el sistema que menor inversión requiere es el sistema de instalación fijo.

Como principal dato económico compararemos los beneficios netos de cada una de las tres instalaciones suponiendo que ninguna sufre nunca una avería y deja de producir energía.



A la vista de los datos obtenemos que el sistema de seguimiento de doble eje es el que más beneficios nos da y por el contrario el sistema fijo es el que menos, un 25,8% menos respecto al más rentable.

Comparativas del VAN y del TIR

El Valor actual neto también conocido valor actualizado neto, o VAN, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto. Este es uno de los criterios económicos más utilizados a la hora de evaluar un proyecto de inversión. Consiste en ver la equivalencia desde el año 0 de la instalación, de los flujos de efectivo que genera dicho proyecto y compararlo con el desembolso inicial. Cuando el Van es superior al desembolso inicial, quiere decir que el proyecto puede ser aceptado.

SISTEMA DE LA INSTALACIÓN	VAN
Sistema con estructura fija	171.426
Sistema de seguimiento de 1 eje	276.138
Sistema de seguimiento de 2 eje	279.407

El TIR o tasa interna de retorno o rentabilidad de una inversión, está definida como el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, es como la tasa de interés (o la tasa de descuento) con la cual el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo).

SISTEMA DE LA INSTALACIÓN	TIR
Sistema con estructura fija	8%
Sistema de seguimiento de 1 eje	11%
Sistema de seguimiento de 2 eje	11%

A la vista de los datos se puede sacar la conclusión de que la instalación más rentable es la de seguimiento de doble eje, pues es la de mayor beneficio neto, mayor Van y mayor TIR, y por el contrario el sistema de estructuras fija es el de menor

A pesar de ello los tres tipos de instalación en su mayor o menor medida son rentables económicamente, así que una vez realizado el anterior estudio ya es la elección del propietario de la parcela y de la futura instalación, y el responsable de hacer las inversiones necesarias, el que dictaminará el tipo de instalación a ejecutar.

ESTUDIO DE MERCADO Y ELECCIÓN DE COMPONENTES

Una vez realizados los anteriores estudios, que nos servirán como base, se va a realizar un estudio de los diferentes componentes de la instalación, comparando diferentes modelos de cada componente y de acuerdo a las necesidades del propietario de la instalación se elegirá uno de cada para el posterior dimensionamiento de la planta y su diseño.

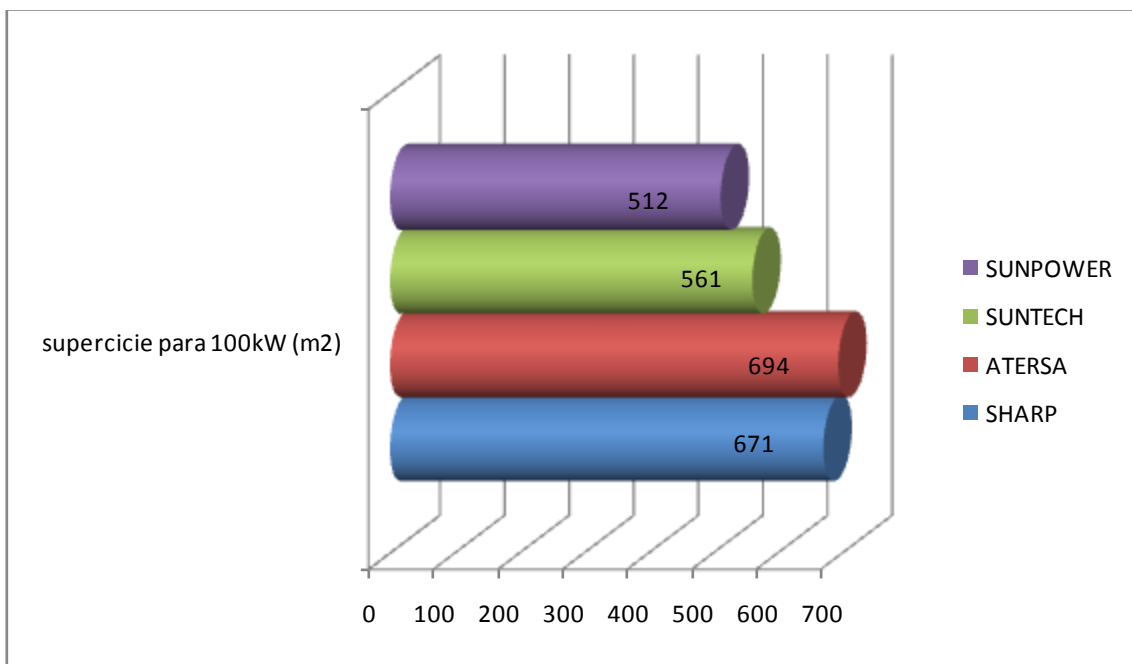
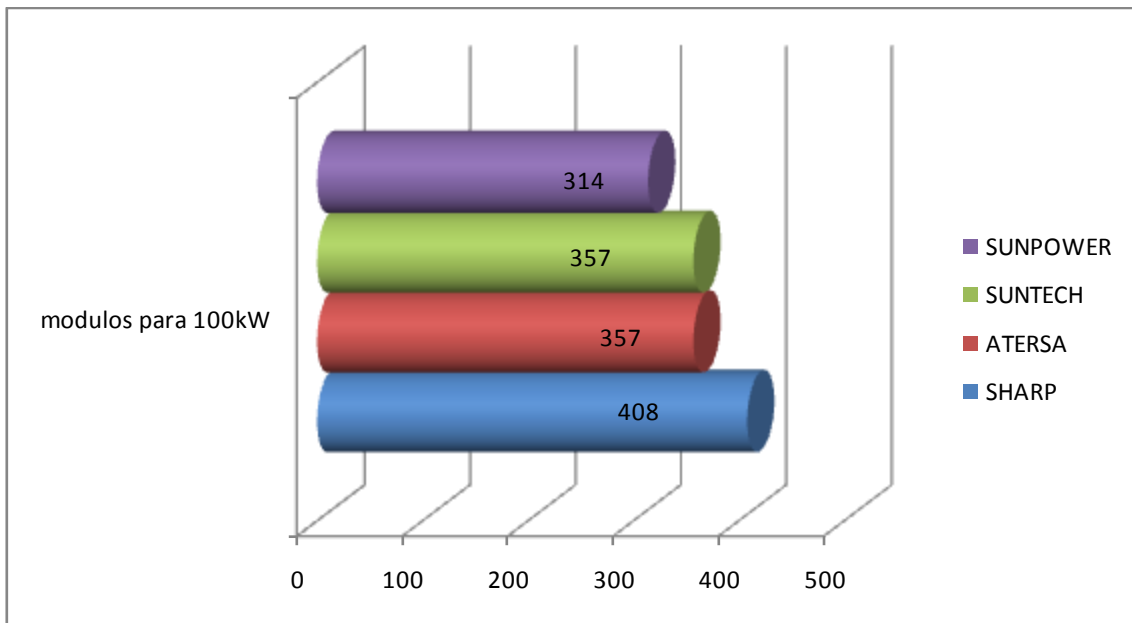
Las preferencias del propietario se basan en que quiere una central solar fotovoltaica de 100kW, pero que ocupe el mínimo espacio posible, que su inversión inicial no sea elevada, que requiera el mínimo mantenimiento posible y lo más robusta posible, es decir que sus posibilidades de avería sean lo más pequeñas posibles.

De acuerdo con lo anterior y a la hora de realizar el siguiente estudio, se han escogido diferentes modelos de cada componente, de acuerdo a las necesidades antes descritas se ha tenido en cuenta diversos factores como el prestigio de los fabricantes (en cuanto al cumplimiento de garantías y servicios post-venta) a los distribuidores de estos últimos su cercanía y disponibilidad así como su eficiencia a la hora de realizar el trabajo y a las facilidades de su suministro. También se ha desechado la opción de algún fabricante debido a comentarios en foros y prensa especializada, consejos de los propios distribuidores o de otros propietarios de instalaciones fotovoltaicas.

Módulos fotovoltaicos

MARCA	SHARP	ATERSA	SUNTECH	SUNPOWER
MODELO	NU-E245 (J5)	A-280P	STP280	E19-318
DIMENSIONES(mm)	1.652 × 994	1965X990	1650x990	1559x1046
SUPERFICIE DE CAPTACIÓN(m ²)	1.64	1.94	1.63	1.63
EFICIENCIA	14.9%	14.46%	14.4%	19.5%
POTENCIA/M ²	149w/ m ²	144w/ m ²	178w/ m ²	195w/ m ²
COEF. TEMPERATURA	-0,485% /°C	-0,43% /°C	-0.42%/°C	-0.38%/°C

Haciendo una comparación de los módulos de mayor potencia en el mercado, pues son con ellos con los que haremos una instalación de menores dimensiones, se ha podido comprobar que solo SUNPOWER fabrica módulos fotovoltaicos de gran potencia y además una eficiencia superior al resto del mercado fotovoltaico, y aunque su precio será algo superior la necesidad de un menor número de estos nos será rentable. Como nuestra instalación va a ser de 100kW, voy a calcular los datos y compararlos en una gráfica orientativa par a hacernos una idea del módulo más necesario.



A la vista de los gráficos nos podemos hacer una idea orientativa de que el módulo que más nos interés, y de acuerdo con los requisitos del propietario, deducimos que es el del fabricante SUNPOWER modelo E19-318, además Altoaragonesa Fotovoltaica una empresa de instalación de sistemas fotovoltaicos es distribuidora oficial de Sunpower, y está situada en la capital de la provincia por lo que los costes de logística y posteriores labores de mantenimiento serían más rápidas y económicas al elegir este modelo.

Estructura para los módulos fotovoltaicos.

En este apartado vamos a realizar una comparación entre algunos modelos de los distintos tipos de estructuras empezando por los sistemas fijos de sujeción, y continuando por los sistemas seguidores de 1 y 2 ejes.

Marca	Modelo	Tipo de seguimiento	Superficie por unidad	Estimación número de unidades	Consumo	Precio aprox para 100kW
Estructuras realizadas por la empresa instaladora Altoaragonesa fotovoltaica		Fijo	Hasta 5 filas de módulos en vertical	20	0W	30.000€
Mecasolar	MS-1E T 15+HE	1 eje	106m ²	9	40W	100.000€
Ades S.L.	7F18M	2 ejes	215m ²	4	500W	136.500€

Una vez visto la pequeña comparación entre sistemas nos podemos hacer una idea de que el precio de la estructura fija es del 22% del coste total del sistema de seguimiento de doble eje y un 33,3% del sistema de seguimiento de un solo eje, esto nos indica que económicamente el más barato es el sistema fijo aunque como hemos comprobado en apartados anteriores las producciones de los otros dos sistemas y sus rentabilidades son mucho mayores. Aunque si tenemos que atender a los requisitos del propietario que son: la menor inversión inicial, la mayor resistencia posible de todos los componentes y el mantenimiento más económico, no s tenemos que decantar por el modelo de la instalación fija, que a pesar de ser el menos rentable, no tiene consumo alguno, su mantenimiento es casi nulo y es la propia empresa instaladora la encargada de realizar los trabajos de implantación con su correcta inclinación.

Inversores

A la hora de la elección de los inversores tenemos que tener en cuenta la estructura que deseamos para la instalación pues podemos realizar dos tipos de montajes.

- Sistema centralizado: es aquel que en un solo inversor, o un número pequeño de estos recibe todos los ramales (string) de la instalación fotovoltaica, estos estarán centralizados en una caseta de control.
Sus principales ventajas son: ahorro en el coste económico al comprar únicamente 1 o 2 inversores en vez de un gran número de ellos, mayor facilidad de montaje, mayor eficiencia, ahorro y sencillez en las labores de mantenimiento, posibilidad de integración de protecciones en el propio inversor y una mayor vida útil.
Por el contrario podemos perder mucha producción si el inversor, o uno de ellos, se avería.
- Sistema distribuido: se basa en la instalación de un inversor de baja potencia por cada ramal (string) y situado junto a este. Las principales ventajas son que en caso de avería de uno de ellos, el resto seguirían funcionando y la producción descendería mínimamente, y supone un ahorro en el cableado del campo solar. Pero por la contra aumenta los costes de la obra civil, el número de inversores al ser mayor supondrá un aumento del gasto también. Es mucho más difícil de monitorizar y sus eficiencias son menores. Además su mantenimiento es más costoso y difícil y suelen sufrir más averías al estar emplazados a la intemperie.

Atendiendo a los requisitos antes nombrados, nos vamos a decantar por el modelo de sistema centralizado, para ahorrarnos costes durante la implantación y tener un sistema más sencillo y manejable, además correrá menos riesgos de avería, por ello en vez de poner un solo inversor nos decidiremos elegir dos unidades de un modelo de 50kW para que la instalación siempre este funcionando al menos al 50% si uno se avería.

Fabricante	Modelo	Potencia nominal	Aislamiento CC-CA	MPPT rango de tensiones	Rendimiento europeo	Precio
SolarMax	SolarMax 50c	50kW	SI	430-800 Vcc	94,8%	19.100€
Krannich	FREESUN FS0050	50kW	SI	450-820Vcc	95,6%	18.750€
INGETEA	Sun power 50	50kW	SI	405-705 Vcc	94,3%	17.500€
SunGrow	SG50K3	50kW	SI	450-820	95,7%	18.250€

A la vista está que el modelo que a simple vista tiene mejor relación rendimiento/precio es el de la marca SunGrow, pero a pesar de ello nos encontramos con el problema de que no existe ningún distribuidor de la marca en la provincia ni alrededores, lo que nos origina un problema con la logística, por el contrario el modelo de INGETEA a pesar de ser el que tiene menor eurorendimiento si es el más económico, y su curva de función de la potencia nos aporta con su horizontalidad una mayor fiabilidad del inversor en situaciones de radiación poco elevadas,

lo que nos favorece a la hora de maximizar la producción. Además cuenta con una probada fiabilidad de todos los elementos de protección necesarios y contamos con la suerte de que dicha marca la distribuye una empresa local (la ya citada anteriormente) por lo que igual que anteriormente las labores de logística y mantenimiento se reducirían sustancialmente a la vez que al contratar a la misma empresa para el suministro de los principales componentes de la instalación nos ahorraríamos mucho trabajo a la hora de tener que esperar que unos instaladores acabasen para que pudiesen entrar los demás a realizar sus operaciones.

Centros de transformación

Al hablar de los centros de transformación tenemos que tener en cuenta que dentro de los distintos tipos vistos anteriormente, los que más nos interesan son los más comunes para ambientes rurales, y estos son los localizados en postes o apoyos, y los situados en edificios prefabricados, ya que los de tipo subterráneo conllevan un importante sobrecoste debido a la realización de la zanja para su instalación, por lo que los desecharemos directamente.

De los dos tipos que nos quedan el propietario en su antigua instalación dispone de transformadores sobre postes, y al estar en medio de la montaña, con condiciones ambientales duras y a pesar de las protecciones físicas con las que cuentan ha tenido que realizar numerosas tareas de mantenimiento y reparación, por lo que nos tendremos que decantar directamente por los centros de transformación instalados en edificios prefabricados.

Para este componente vamos a elegir directamente uno de los modelos de la casa ORMAZABAL, por su fiabilidad demostrada, por los datos recogidos en diversos medios como por ejemplo revistas y foros especializados, por el gran número de edificios de esta empresa que se han instalado por toda España, y sobre todo por las muchísimas facilidades que aportan a la hora de la instalación, pues ellos mismos te instalan la caseta, con el transformador y sus respectivas celdas de Mt y su cuadro de BT, realizan así mismo el cableado del edificio, y también un breve estudio eléctrico para la correcta elección de todos sus componentes con la aplicación amikit3.0.

Por todo ello y con la intención de resguardar de la intemperie los inversores se ha elegido el modelo PFU-5 de la empresa ORMAZABAL, con doble puerta para acceso a la sala con los inversores y la aparamenta del transformador, y la otra para acceso al transformador.

MEMORIA

UBICACIÓN

La instalación estará ubicada en una parcela rústica de Yebra de Basa, municipio de la provincia de Huesca. Ver planos de ubicación en el anexo correspondiente.

Los datos catastrales de la parcela son los siguientes:

- Referencia catastral: 22347ª001002230000LG
- Provincia: Huesca
- Municipio: Yebra de Basa
- Paraje: Paul
- Polígono: 1
- Parcela: 223
- Área: 1,3279 Hectáreas

NORMATIVA

- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red PCT-C Rev.-octubre 2002 IDEA
- Ley 54/1997 del sector eléctrico que establece los principios de un modelo de funcionamiento basado en la libre competencia, impulsando a su vez el desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- RD 2224/1998 por el que se establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia.
- RD 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- RD 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de distribución.
- RD 3490 /2000 en el que se fija el coste de la 1ª verificación de la instalación fotovoltaica conectada a red.
- RD 841/2002 por el que se regula para instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- RD 842/2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (R.E.B.T 2002)
- RD 3275/1982 sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad, en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, así como las órdenes de 6 de Julio de 1984, de 18 de Octubre de 1984 y de 27 de Noviembre de 1987, por las que se aprueban y actualizan las instrucciones técnicas complementarias sobre dicho reglamento.
- Decreto de 12 de Marzo de 1954 por el que se aprueba el Reglamento de verificaciones eléctricas y regularidad en el suministro de energía.
- RD 3151/1968 por el que se aprueba el Reglamento técnico de líneas eléctricas de alta tensión.
- Normativa particular ERZ-Endesa (mayo 1992)
- Recomendaciones UNESA
- Normalización Normas UNE
- Ley 31/1995 sobre prevención de riesgos laborales.
- RD 1627/97 sobre disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud en las obras de construcción.

- RD 485/1997 sobre disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud en las obras de construcción.
- RD 1215/1997 sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- RD 773/1997 sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual
- RD 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- RD 1578/2008 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del RD 661/2007 de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- RD 1663/2002 sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- REAL DECRETO 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Condiciones impuestas por los organismos públicos afectados y ordenanzas municipales.
- Resolución 31 de mayo 2001 por las que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión.
- Reglamento electrotécnico de baja tensión RBT
- Norma básica de la Edificación NBE

DATOS DE PARTIDA

Actividad

El uso actual de la parcela es el cultivo de secano.

Edificaciones e instalaciones

No existe en este momento ninguna edificación levantada en la parcela

Climatología

La climatología de la zona viene descrita por los siguientes parámetros, extraídos del Ninyerola M, Pons X y Roure JM. 2005. Atlas Climático Digital de la Península Ibérica. Metodología y aplicaciones en bioclimatología y geobotánica. ISBN 932860-8-7. Universidad Autónoma de Barcelona, Bellaterra.

Municipio: Yebra de Basa

Provincia: Huesca

Comunidad Autónoma: Aragón

País: España

Enero

- Pluviometría (mm): 81,30003
- Temperatura mínima (°C): -3,100000
- Temperatura máxima (°C): 6,000000
- Temperatura media (°C): 1,400000
- Radiación solar (10 kJ/(m²*día*micrómetro)): 996,000000

Febrero

- Pluviometría (mm): 61,200001
- Temperatura mínima (°C): -2,70000
- Temperatura máxima (°C): 7,20000

- Temperatura media (°C): 2,300000
- Radiación solar (10 kJ/(m²*día*micrómetro)): 1449,00000

Marzo

- Pluviometría (mm): 46,200001
- Temperatura mínima (°C): -1,100000
- Temperatura máxima (°C): 10,40000
- Temperatura media (°C): 4,800000
- Radiación solar (10 kJ/(m²*día*micrómetro)): 2094,00000

Abril

- Pluviometría (mm): 80,199997
- Temperatura mínima (°C): 0,800000
- Temperatura máxima (°C): 12,10000
- Temperatura media (°C): 6,50000
- Radiación solar (10 kJ/(m²*día*micrómetro)): 2703,00000

Mayo

- Pluviometría (mm): 100,099998
- Temperatura mínima (°C): 4,600000
- Temperatura máxima (°C): 16,799999
- Temperatura media (°C): 10,600000
- Radiación solar (10 kJ/(m²*día*micrómetro)): 3114,000000

Junio

- Pluviometría (mm): 80,300003
- Temperatura mínima (°C): 7,90000
- Temperatura máxima (°C): 21,90000
- Temperatura media (°C): 14,900000

- Radiación solar ($10 \text{ kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día} \cdot \text{micrómetro})$): 3114,00000

Julio

- Pluviometría (mm): 48,099998
- Temperatura mínima ($^{\circ}\text{C}$): 11,000000
- Temperatura máxima ($^{\circ}\text{C}$): 26,700001
- Temperatura media ($^{\circ}\text{C}$): 19,00000
- Radiación solar ($10 \text{ kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día} \cdot \text{micrómetro})$): 3176,000000

Agosto

- Pluviometría (mm): 61,900002
- Temperatura mínima ($^{\circ}\text{C}$): 11,000000
- Temperatura máxima ($^{\circ}\text{C}$): 26,299999
- Temperatura media ($^{\circ}\text{C}$): 18,700001
- Radiación solar ($10 \text{ kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día} \cdot \text{micrómetro})$): 2858,000000

Septiembre

- Pluviometría (mm): 79,099998
- Temperatura mínima ($^{\circ}\text{C}$): 8,100000
- Temperatura máxima ($^{\circ}\text{C}$): 21,799999
- Temperatura media ($^{\circ}\text{C}$): 14,900000
- Radiación solar ($10 \text{ kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día} \cdot \text{micrómetro})$): 2321,000000

Octubre

- Pluviometría (mm): 84,099998
- Temperatura mínima ($^{\circ}\text{C}$): 4,300000
- Temperatura máxima ($^{\circ}\text{C}$): 15,500000
- Temperatura media ($^{\circ}\text{C}$): 9,800000
- Radiación solar ($10 \text{ kJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día} \cdot \text{micrómetro})$): 1682,000000

Noviembre

- Pluviometría (mm): 89,8000003

- Temperatura mínima (°C): 0,100000
- Temperatura máxima (°C): 9,800000
- Temperatura media (°C): 5,200000
- Radiación solar (10 kJ/(m²*día*micrómetro)): 1117,000000

Diciembre

- Pluviometría (mm): 105,900002
- Temperatura mínima (°C): -2,100000
- Temperatura máxima (°C): 6,600000
- Temperatura media (°C): 2,300000
- Radiación solar (10 kJ/(m²*día*micrómetro)): 837,000000

También hemos de considerar otros datos como son las temperaturas máximas y mínimas alcanzadas en la zona. Los siguientes datos pertenecen a la estación meteorológica termopluviométrica de Yebra de Basa, que registró mediciones de temperatura desde 1970 hasta 1996:

- Temperatura media anual (°C): 10,3
- Temperatura media de las máximas en el mes más cálido (°C): 27,4
- Temperatura media de mínimas en el mes más frío (°C): -2,1
- Temperatura media mínima anual (°C): -10,9

Características del emplazamiento

La parcela objeto de este proyecto se encuentra en el paraje denominado de Landra y no cuenta ni con barreras naturales ni artificiales que puedan dificultar la penetración de la radiación solar. La parcela es plana y no serán necesarios trabajos de desmonte ni allanado.

Punto de la conexión a la red eléctrica

Puesto que es competencia de la compañía distribuidora de la zona la definición del punto de conexión a la red eléctrica (de acuerdo con el Real Decreto 1663/2000) tanto en la ubicación como el nivel de tensión (baja o alta tensión), el presente proyecto define las instalaciones necesarias para la conexión en baja tensión. Si finalmente la compañía distribuidora fijara la conexión en la red de alta tensión, el presente proyecto se completa con otro proyecto donde se defina la conexión a dicha red (línea eléctrica de alta tensión, centro de transformación y entronque con la red). Si la compañía distribuidora definiera un punto de conexión en baja tensión distante de la instalación fotovoltaica, el presente proyecto se completaría con otro proyecto o memoria que defina la instalación y tendido de la línea eléctrica desde la instalación hasta el punto definido por la compañía.

DESCRIPCIÓN GENERAL

Generalidades

Como se ha enunciado anteriormente el proyecto consiste en una instalación solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica con una potencia nominal de 100kW, y ubicados en una parcela rústica de la localidad de Yebra de Basa.

La instalación busca el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables presentes en la zona, siendo su objetivo la venta a la compañía eléctrica distribuidora en la zona de la energía eléctrica generada. Las compañías están obligadas por el Real Decreto 436/2004 a remunerar dicha energía al propietario a un precio superior al de mercado.

.

Características

Las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por ser sencillas, silenciosas, de larga duración, de elevada fiabilidad, de poco mantenimiento y no producen contaminación ambiental.

Se pueden dividir tres subsistemas bien diferenciados:

- Grupo generador fotovoltaico: Encargado de captar la energía solar y transformarla en energía eléctrica. Está formado por la interconexión en serie y/o paralelo de un determinado número de módulos fotovoltaicos que generan una corriente continua proporcional a la irradiación solar recibida. Estará instalado sobre una estructura soporte capaz de aguantar tanto el peso como los esfuerzos derivados de la acción del viento y la nieve.
- Inversor: Encargado de transformar la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna con el mismo valor de tensión y frecuencia que la presente en la red. También se encarga de hacer trabajar al campo fotovoltaico en su punto de máxima potencia (MPP) y además supervisa la red eléctrica detectando posibles averías e interrumpiendo la conexión en el caso necesario.
- Protecciones y elementos de medida: Encargados de actuar como interfaz de conexión entre la instalación fotovoltaica y la red en condiciones adecuadas de seguridad, tanto para personas, como para los distintos componentes que la configuran. Incluye todos aquellos dispositivos eléctricos, magnéticos, térmicos, mecánicos o electrónicos encargados de proteger a las personas, a la instalación fotovoltaica y a la red eléctrica, o destinados a la medida de la energía eléctrica vertida a la red.

De este modo, la instalación queda estructurada de la siguiente manera:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversores.
- Estructura soporte.
- Cableado entre equipos.
- Líneas eléctricas.
- Puesta a tierra.
- Protecciones.

División funcional de la instalación

La división funcional de la instalación se va a realizar mediante la instalación de dos inversores de 50kW cada uno, a los cuales se conectarán los conjuntos de módulos fotovoltaicos agrupados por un determinado número de módulos en serie y otro número en paralelo aún por determinar

La ventaja de este sistema son las siguientes:

- Maximiza la producción: un fallo en el funcionamiento de una instalación unitaria no afecta a la otra, con lo que se evitan los cortes en la producción. Así mismo cada instalación unitaria trabaja en su punto de máxima potencia, hecho este más difícil de conseguir en una gran instalación fotovoltaica.
- Minimizar el coste: por economía de escala de adquisición de los distintos elementos y por la reducción del coste de la instalación.
- Posibilita las ampliaciones de potencia sin tener que rediseñar completamente la instalación.
- Mayor fiabilidad: al tratar con componentes en su mayoría protegidos en el centro de transformación las condiciones ambientales no nos afectarán.

División estructural de la instalación

Se trata de una instalación solar fotovoltaica de 100kW de potencia nominal total.

La instalación es fija, es decir, no se realizará ningún seguimiento del sol en su recorrido diario, estando los módulos unidos fijamente a una estructura que les dará la orientación e inclinación adecuada. Esta estructura se realizará mediante perfilería de hierro galvanizado que se anclará a zapatas de hormigón que garantizarán la inmovilidad del conjunto.

La instalación fija se compone de 2 conjuntos de 50kW de potencia nominal (a partir de aquí denominadas instalaciones unitarias) con sus respectivos inversores.

La parcela donde se realizará la instalación tiene 1,3279 hectáreas, suficiente para instalar las bancadas con los paneles fotovoltaicos evitando el sombreado mutuo entre los paneles.

Habrà un contador de energía trifásico bidireccional de cara a la facturación de la energía cedida a la red eléctrica. El contador se situará sobre la fachada del centro de transformación, del edificio prefabricado ORMAZABAL, para que la compañía tenga acceso a él.

Instalaciones unitarias

Cada una de las 2 instalaciones unitarias de 50kW constará de los siguientes elementos:

- Un número por determinar de módulos fotovoltaicos SPR E19/318 de 318Wp y fabricados por Sun Power.
- 1 inversor Ingecon 50, de 50kW y fabricado por Ingeteam.

La potencia nominal de los inversores es de 50.000W. Por lo tanto la potencia nominal de la instalación será de 100kW, ya que viene fijada por la suma de las potencias nominales de ambos inversores.

MEDIDA DE LA PRODUCCIÓN

Objeto

Con objeto de medir la energía eléctrica producida por la instalación y posteriormente facturarla a la compañía eléctrica distribuidora en la zona, es necesario incorporar contadores de energía eléctrica.

Definición

De acuerdo con R.D.1663/2000, es obligatorio instalar o bien dos contadores serie de manera que uno mida la energía producida y vertida a la red y el otro la posible energía consumida desde la red, o bien un contador bidireccional. En esta instalación se instalará uno bidireccional.

Junto con la caja general de protección, será el primer elemento conectado tras el punto de conexión. Será trifásico y se ubicará en un armario aceptado por la compañía eléctrica suministradora junto al punto de conexión. La energía eléctrica que el titular de la instalación facturará a la empresa distribuidora será medida por el contador bidireccional.

En el mismo armario donde se ubique el contador se debe instalar un interruptor magnetotérmico con poder de corte superior a la intensidad de cortocircuito en dicho punto; dicho interruptor debe de ser accesible para la compañía eléctrica con el objeto de poder desconectar la instalación fotovoltaica de la red cuando sea necesario.

CONTROL DE LA INSTALACIÓN

Objeto

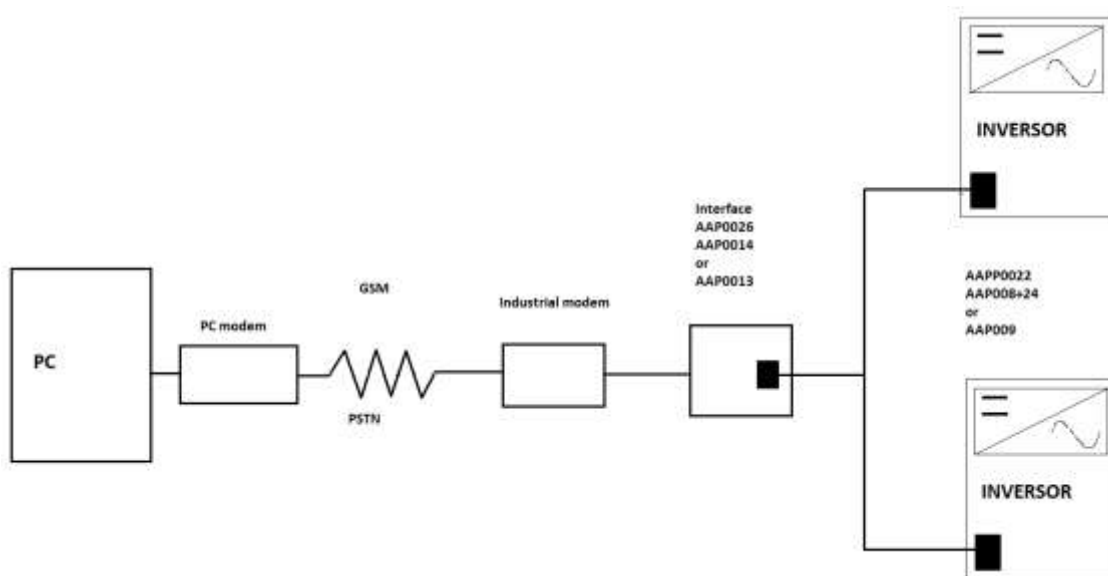
En una instalación de este tipo es necesario efectuar un seguimiento de la producción y un control de la instalación. La ubicación de la instalación impide la toma directa de los datos que ofrecen los inversores se pueda realizar con la periodicidad necesaria, por lo que se instalará un sistema de telecontrol que permita analizar la instalación desde un PC remoto.

Descripción del sistema

El sistema se basará en la comunicación en bus RS-485 y en la transmisión de datos vía teléfono móvil. El primer inversor incorporará una tarjeta modem que se encargará de convertir los datos provenientes del bus RS-485 formado por todos los inversores en los que se colocará una tarjeta de comunicaciones RS-485. Todas las tarjetas de los inversores junto con la tarjeta modem GSM se unirán mediante cable trenzado apantallado formando un bus serie. Las tarjetas RS-485 y modem GSM serán interiores a los inversores.

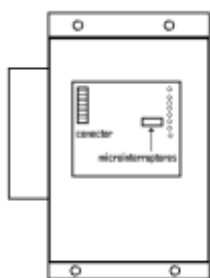
En el lugar remoto donde se analizará la instalación, otro modem GSM enlazará con un conversor a RS-232 y se conectará a un PC, mediante un software especializado (IngeRAS PV) suministrado por el fabricante de los inversores se monitorizará y analizará la instalación.

Además, en un inversor de la instalación fija se instalará una tarjeta de entradas analógicas adicionales a la que se conectará un sensor de temperatura y una célula de radiación que se instalará sobre la estructura de la instalación fija. Con estos datos se podrá analizar de manera puntual la instalación y su correcto funcionamiento.



Parametrización de los inversores

Para la formación del bus, es necesario definir la dirección física de cada elemento del bus. Esto se realiza parametrizando las tarjetas de comunicaciones RS-485 de los inversores. Los inversores se numeran por medio de una línea de microinterruptores ubicada sobre su tarjeta electrónica de control y usando la codificación binaria. Es absolutamente necesario identificar a todos y cada uno de los inversores con los que se vaya a establecer la comunicación.



El número asignado a cada tarjeta de comunicaciones debe expresarse en codificación binaria, de acuerdo a la siguiente tabla. Cada tarjeta debe tener un número diferente. El número cero está reservado, no debe ser usado como identificador. Se usan solo dos inversores, pero se implementan todos los microinterruptores para futuras ampliaciones.

microinterruptores	valor binario	inversor aH
00000000	00000000	0 (reservado)
00000001	00000001	1
00000010	00000010	2
00000011	00000011	3
00000100	00000100	4
00000101	00000101	5
00000110	00000110	6
00000111	00000111	7

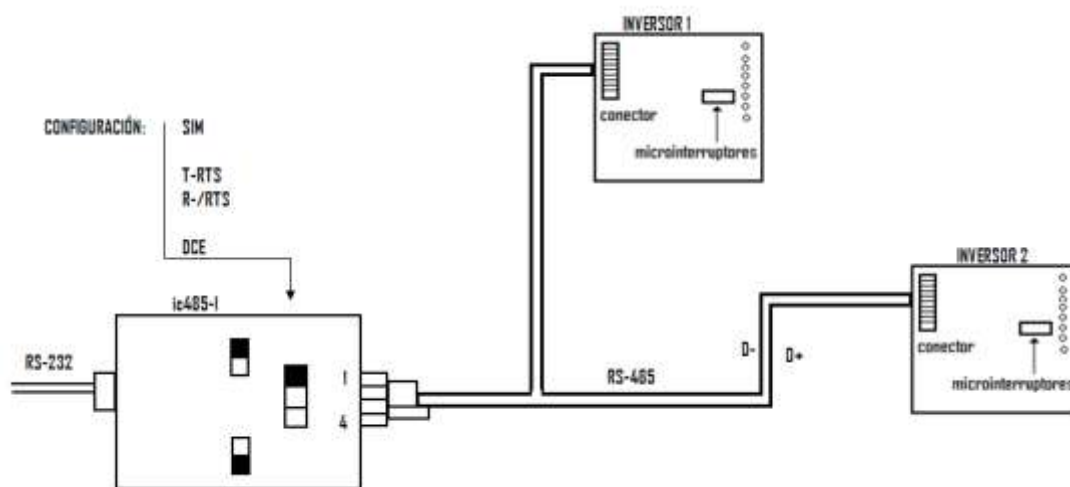
Los extremos de la línea del bus RS-485 deben de incluir una resistencia final de bus de impedancia igual a la impedancia del cable que forma el bus.

Cableado entre tarjetas

Las tarjetas de los inversores se unirán mediante pares de cobre trenzado y apantallados con el fin de disminuir las interferencias electromagnéticas que pueda producir el cableado de potencia cercano. Se instalará un cable de cuatro hilos de cobre trenzado y apantallado, realizándose las conexiones indicadas en este proyecto, y se dejarán como reserva un par de hilos.

Para la comunicación a través de la línea RS-485 mediante pares de hilos trenzados, son posibles dos configuraciones, la formada por dos hilos y la formada por cuatro hilos. En esta instalación se usará la configuración formada por dos hilos.

El modo de cableado se muestra a continuación.



Para conseguir este modo de trabajo se debe configurar la tarjeta de control mediante el <<jumper>> JP2 en la posición indicada en la figura anterior.

Protocolo de comunicación

La configuración de la comunicación es:

- 9600 baudios
- 8 bits de datos
- No paridad
- 2 bits de stop

El protocolo de comunicaciones es el estándar MODBUS.

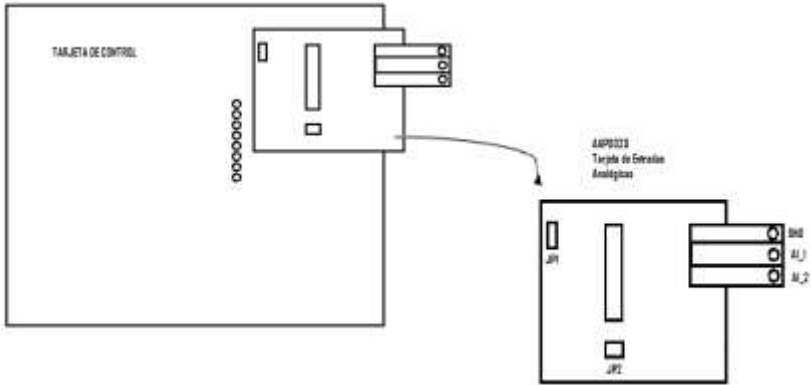
Entradas analógicas adicionales

Por medio de una ampliación del hardware es posible la instalación de una tarjeta de entradas analógicas adicionales, permitiendo al inversor leer y almacenar en su memoria interna los valores de dos señales eléctricas analógicas. Dichas señales eléctricas pueden ser de corriente, en el rango de 0-20mA, o de tensión, en el rango de 0-10 Vdc. En este caso particular serán señales generadas por captador de variables físicas externas como la temperatura y la irradiancia solar.

La célula de radiación, por medio de un convertidor, generará una tensión proporcional en bornes variable entre 0 y 8 Vdc. cuando la radiación solar varíe entre 0 y 1200 W/m^2 ; La sonda de temperatura, por medio de un convertidor, generará una corriente proporcional en bornes variable entre 0 y 20mA cuando la temperatura varíe entre -50 y 100°C .

Estas nuevas variables serán también monitorizables on-line desde el programa para PC Ingecon Sun Monitor, que es el software que el fabricante de los inversores suministra para su control.

La tarjeta se instala sobre la tarjeta de control del inversor. Ofrece dos entradas que comparten un mismo punto de referencia. Las entradas están protegidas contra sobretensiones, transitorias o continuadas. Mediante los dos <<jumpers>> se configura cada entrada para recibir señales de corriente o tensión. En la siguiente figura se muestra la conexión de la tarjeta.



Jumpers	Tipo de entrada
JP1 cerrado —————>	AI_1 es una entrada de corriente 0-20mA
JP1 abierto —————>	AI_1 es una entrada en tensión 0-10Vdc
Idem para JP2 y AI_2	

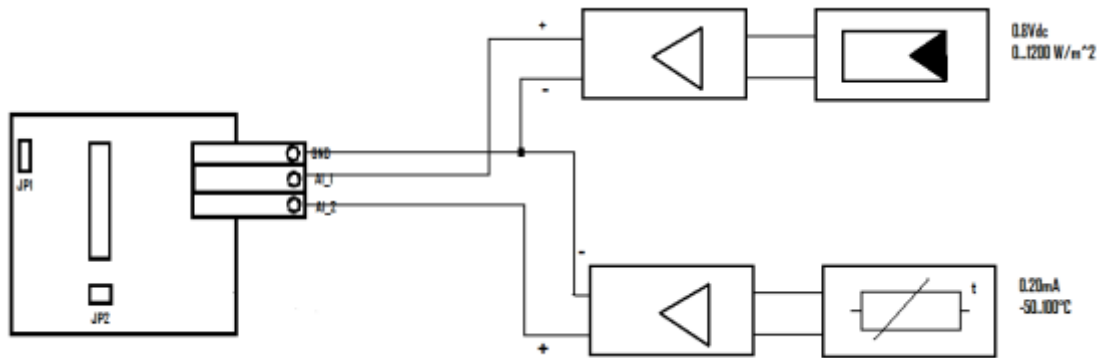
Para la conexión se deben de llevar las señales eléctricas de los captadores a las bornas de la tarjeta de Entradas Analógicas.

Las señales dadas por la célula calibrada para la medida de la radiación solar y un captador de temperatura serán las que se conectarán a la tarjeta de ampliación. La célula, por medio de un convertidor, se ofrece un rango de tensiones entre 0 y 8Vdc de correspondiente a valores de radiación entre 0 y 1200 W/m² respectivamente. El segundo, por medio de una resistencia PT100 y un convertidor ofrece un rango de corrientes entre 0 y 20mA correspondientes a temperaturas de entre -50 y 100°C respectivamente.

La conexión se efectuará como sigue:

- Aplicar la tensión del captador de radiación a la borna AI_1 con referencia a la borna GND.
- Retirar el <<jumper>> JP1 ya que se trata de una señal en tensión.
- Aplicar la corriente dada por el captador de temperatura a al borna AI_2 (polo positivo de la tensión generada por el captador) con referencia a al borna GND.

- Mantener el <<jumper>> JP2 ya que se trata de una señal en corriente. El <<jumper>> cierra el contacto eléctrico.



No olvidar que es necesario retirar el <<jumper>> correspondiente cuando la señal de entrada es de tensión.

Monitorización

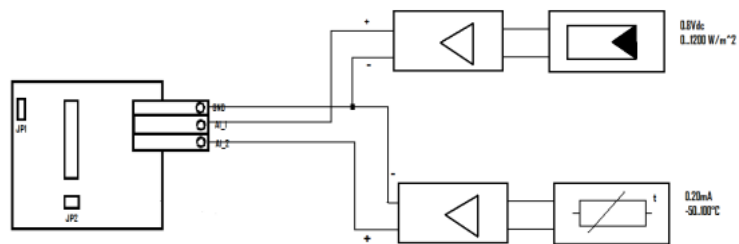
El inversor almacenará en su memoria interna los valores de estas señales eléctricas.

Desde el programa para PC <<Ingecom SunMonitor>> es posible visualizar on-line y registrar en el disco duro los valores históricos de estos datos. Para ello es necesario preparar el programa Monitor para el registro de estos <<Datos Extras>>.

A continuación se describe el modo de realizar este proceso:

- Ir al menú. Para el Dato Extra número 1 (radiación) completar los campos de la siguiente forma: la variable “medida de radiación” será igual a la tensión dad por la señal multiplicada por 150. Así con la máxima de 8Vdc la variable tendrá el valor 1200 W/m^2 .
- Pulsar “Guardar”.
- Para el Dato Extra número 2 (temperatura) completar de la siguiente forma: La variable “Temperatura ambiente” será igual a la corriente dad por la señal multiplicada por 7,50 menos 50. Así con la corriente máxima de 20mA la variable tendrá el valor de 100 grados Celsius. Y con corriente nula, -50 grados.
- Pulsar “Guardar”.

Para conocer más detalles sobre el programa Monitor consultar el manual <<AAP1014IKE Manual de Usuario Ingecon Sun Monitor>



Instalación del cableado

El cableado de control se instalará paralelo al cableado de potencia. Cuando este se realice por canales protectoras, se compartimentará la canalización para delimitar un espacio por el que se pueda conducir el cableado de control y monitorización. Cuando la instalación se realice en canalización subterránea se conducirá por un tubo protector de 25 mm^2 de diámetro, independiente del cableado de potencia.

Para conseguir la serie de todos los inversores esta se realizará valiéndose de las canalizaciones ya previstas para el cableado de potencia.

El cableado tendrá una sección mínima de $0,8\text{ mm}^2$ y una capacidad máxima de 82 pF/m y será válido para instalaciones en exteriores.

PUESTA EN MARCHA Y FUNCIONAMIENTO

Proceso

Una vez realizado el completo montaje de la instalación fotovoltaica propuesta se procederá a la puesta en marcha verificando un correcto funcionamiento. Para ello se seguirá el proceso que se define a continuación.

Ante todo, asegurar que el interruptor de interconexionado está desconectado, así como los fusibles seccionadores a la entrada de los inversores.

Se comprobará la resistencia de aislamiento de los inversores, entre la parte de continua y la parte de alterna, y también en los sistemas asociados.

A continuación se medirá el voltaje en cada uno de los módulos fotovoltaicos, asegurando que esté dentro del rango definido por el fabricante y de acuerdo con las condiciones climatológicas presentes.

Seguidamente se comprobará el voltaje de entrada de cada uno de los inversores, sin manipular aún los fusibles seccionadores. Se verificará que las lecturas obtenidas quedan encuadradas en el rango de tensiones de entrada establecidas por el fabricante.

Si las lecturas son correctas se procederá a cerrar uno a uno los seccionadores, alimentando así a los inversores. Previamente se habrá conectado la instalación a la red eléctrica.

Se comprobarán los valores de tensión e intensidad obtenidos a la salida de los inversores, así como la lectura de armónicos para corroborar que la Tasa de Distorsión Armónica (THD) es inferior al 3% tal como indica el fabricante.

Se medirá la tensión en los bornes de llegada al cuadro de medida y protección, comprobando que la caída de tensión en la línea no ha sido superior al 1,5%, tal como se expresa en la memoria de cálculo.

Una vez todo quede dispuesto correctamente se hará saltar la protección diferencial de cada inversor comprobando su correcto funcionamiento. Se verificará también que el inversor detecta que se ha aislado de la red y pasa a un estado de inactividad.

Y finalmente, rearmado todo el sistema se verificará que el contador de energía eléctrica efectúa la correspondiente medición de energía inyectada a la red.

PLANIFICACIÓN Y PROGRAMACIÓN

Para el total montaje y verificación de ambas instalaciones se planean las siguientes fases y tareas:

Fase 1: Ofertas y adquisición.

- Acopio de materiales
- Emisión de ofertas para la adquisición de los materiales necesarios.
- Evaluación y aceptación de las ofertas recibidas.
- Recepción y acopio de materiales.

Fase 2: Montaje e instalación.

- Fijación de la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos.
- Colocación de los módulos e interconexión.
- Montaje y conexión de los inversores.
- Replanteo y apertura de zanjas subterráneas.
- Colocación de tubo y relleno de la zanja.
- Tirada de cable hasta el cuadro.
- Montaje y conexión de los cuadros eléctricos.
- Conexión a la línea que conecte con el punto de conexión.

Fase 3: Verificación y puesta en marcha de la instalación.

- Revisión general de la instalación para corroborar su buen funcionamiento.
- Puesta en marcha de la instalación.

La evolución temporal de las tareas de montaje anteriormente descritas queda distribuida según el diagrama de Gantt, como sigue:

FASES	21 DÍAS	7 DÍAS
Instalación y montaje		
Verificación y puesta en marcha		

Todas las fases indicadas requerirán un tiempo de ejecución y finalización de cuatro semanas.

ANÁLISIS ENERGÉTICO: PREVISIONES DE PRODUCCIÓN

Producción energética.

La producción energética se determina con la radiación solar incidente en módulos y la potencia de éstos.

Partimos de los datos de radiación diaria media mensual sobre horizontal recogidos del a página de PVGIS cuyo simulador, introduciendo las coordenadas geográficas de la parcela destina para la instalación, y los resultados son:

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	media anual
Rad horizontal (Wh/m ² /día)	1900	2870	4180	4930	6100	7270	7360	6180	4790	3180	2270	1660	4400

Estos datos aún hay que tratarlos con diversos coeficientes como condiciones específicas del lugar (especialmente soleado, zona de nieblas, etc.) factor de umbral (porcentaje de radiación no aprovechable por no alcanzarse la irradiancia mínima), etc.

Para calcular la radiación que reciben los paneles, se parte de los datos anteriores, de la inclinación y orientación de los paneles (en este caso 36 grados), del albedo del terreno y del factor de sombras. Así, la radiación sobre la superficie de los paneles diaria media mensual y la total mensual es la siguiente:

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	media anual
Rad plano óptimo (Wh/m ² /día)	3420	4570	5380	5450	5920	6680	6930	6470	5910	4640	4060	3140	5220
Rad mes (kWh/m ² /mes)	106	128	161,5	169	183,5	200,4	215	200,5	177	144	121,8	97,3	158,6

Con la radiación recibida y la potencia instalada en módulos, obtendremos la producción de energía eléctrica por meses. Pero antes hay que descontar las pérdidas por calentamiento de los módulos, rendimiento del inversor, efecto Joule en cableado, polvo, reflejos, dispersión y disponibilidad operativa (porcentaje del tiempo que la instalación no funciona por avería, sustitución de materiales, apagón en la red, etc.). Todos estos factores variarán con los meses pero la suma de todos ellos estará en torno al 76,2%, siendo el más importante el eurorendimiento de los inversores que es de un 94%.

Podemos ver los resultados de una simulación, realizada por PVGIS en su página web:

mes	rad horizo ntal (Wh/ m2/dí a)	rad inclinad o óptimo (Wh/m2 /día)	rad plano de 90 grados (Wh/m2 /día)	Inclinac ión óptima	reducc ión por sucied ad	reducci ón por difusió n	tempera tura media durante el día	tempera tura media diaria	Número de días de calentam iento excesivo
Ene	1900	3420	3440	64	3.2	0.44	5.7	4.9	360
Feb	2870	4570	4180	58	3.2	0.38	6.8	5.6	309
Mar	4180	5450	4120	45	3.2	0.38	10.4	8.7	237
Abr	4930	5380	3200	29	3.8	0.41	11.8	10.4	174
May	6100	5920	2840	15	3.9	0.40	15.9	14.6	65
Jun	7270	6680	2760	9	3.8	0.34	20.1	18.7	25
Jul	7360	6930	2910	12	3.7	0.29	21.9	20.6	11
agos	6180	6470	3470	24	3.7	0.35	22.0	20.5	19
Sep	4790	5910	4100	40	3.5	0.34	18.8	17.0	74
Oct	3180	4640	3950	53	3.4	0.39	15.4	13.8	170
Nov	2270	4060	4030	64	3.2	0.38	9.2	7.9	333
Dic	1660	3140	3260	67	2.4	0.45	6.0	5.1	380
Año	4400	5220	3520	38	3.4	0.36	13.7	12.3	2157

La producción total, descontando las pérdidas, de la instalación será.

SISTEMA FIJO CON INCLINACIÓN ÓPTIMA DE 36 GRADOS				
mes	media diaria (kWh)	media mensual (kWh)	radiación diaria (kWh/m2)	radiación media mensual (kWh/m2)
enero	275.00	8510	3.37	104
febrero	362.00	10100	4.52	127
marzo	421.00	13000	5.43	168
abril	413.00	12400	5.40	162
mayo	447.00	13900	5.98	185
junio	496.00	14900	6.77	203
julio	510.00	15800	7.02	217
agosto	473.00	14700	6.51	202
septiembre	439.00	13200	5.90	177
octubre	352.00	10900	4.60	143
noviembre	321.00	9620	4.00	120
diciembre	250.00	7740	3.09	95.7
media anual	530	16100	7,01	213
total anual	145000		2560	

ANÁLISIS AMBIENTAL: COSTES AMBIENTALES

Generalidades

La presente instalación se caracteriza por ser un sistema sencillo, silencioso, seguro, de larga duración, de elevada fiabilidad, de poco mantenimiento y no contaminante, tanto por la ausencia de residuos como por la inexistencia de emisiones contaminantes ligadas a los sistemas tradicionales de generación de energía eléctrica.

Por lo tanto la instalación no ocasiona ningún tipo de molestias, ni a los habitantes de Yebra de Basa ni a su entorno, no es un foco de insalubridad, no realiza ninguna actividad que pueda considerarse nociva, y no presenta peligrosidad alguna.

Si en cambio representa un beneficio para el pueblo y para el país en general al ser una instalación generadora de energía eléctrica basada en energías renovables, contribuyendo al objetivo del Plan de energético Nacional de ir aumentando la generación de energía primaria mediante sistemas basados en energías renovables, para cada vez depender menos de la compra de energía al extranjero.

Balance medioambiental

Para cuantificar el beneficio ambiental emplearemos la cantidad de CO₂ y de SO_x que se evita emitir a la atmósfera. Para ello emplearemos factores de emisión de la red eléctrica, que son las cantidades de cada sustancia que se emiten a la atmósfera con el mix energético actual para producir un kWh eléctrico. El factor de emisión de CO₂ vale 1,052 kg/kWh y el factor de emisión de SO_x vale 0,00295 kg/kWh

Por otro lado hemos visto que la producción eléctrica de la instalación solar fotovoltaica es de 145000 kWh/año. Con todo ello, tenemos que se evita cada año que se lancen a la atmósfera 152540 Kg de CO₂ y 427,75 Kg de SO_x.

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El centro de transformación tipo compañía tiene por objeto suministrar energía sin necesidad de medirla.

La energía será suministrada a la compañía ERZ-Endesa a la tensión trifásica de 10kV y frecuencia de 50 Hz, realizándose la acometida en MT por medio de cables subterráneos.

Se precisa un suministro de energía a una tensión 3x230/400V, con una potencia máxima simultánea de 100kW.

Para poder atender a las necesidades arriba indicadas, y poder realizar la medida de energía generada para venta en BT en la potencia total instalada en este Centro de Transformación es de 160kVA.

Local del centro de transformación.

El modelo elegido es el PFU-5 el cual es una envolvente industrializada monobloque de hormigón tipo caseta para centros de transformación Ormazabal de instalación en superficie y maniobra interior hasta 36kV, en cuyo interior se incorporan todos los componentes eléctricos, desde la aparamenta de MT, hasta los cuadros de BT, incluyendo el transformador, dispositivo de control e interconexiones entre los diversos elementos.

LA principal ventaja de este tipo de centros de transformación es que tanto la construcción, montaje y equipamiento interior pueden ser realizados en fábrica, garantizando una mayor calidad del producto y reduciendo sustancialmente los trabajos de obra civil y montaje en el punto de instalación.

La entrada al centro de transformación se realiza a través de una puerta en su frontal, que da acceso a la zona de aparamenta, en la que se encuentran las celdas de MT, cuadros de BT y elementos de Control del Centro. Si las condiciones de explotación así lo exigen, es posible añadir una segunda puerta de acceso para personas, y establecer una separación física entre las celdas de la Compañía Eléctrica y las del Cliente.

Cada transformador cuenta con una puerta propia para permitir su extracción del Centro o acceso para mantenimiento.

La envolvente de estos Centros es de hormigón armado vibrado, y se compone de 2 partes: una que aglutina el fondo y las paredes, que incorpora las puertas y las rejillas de ventilación natural, y otra que constituye el techo.

Todas las armaduras del hormigón están unidas entre si y al colector de tierra, según la RU 1303 y las puertas y rejillas presentan una resistencia de 10KΩ respecto a la tierra de la envolvente.

En la parte inferior de las paredes frontal y posterior se sitúan los orificios de paso para los cables de MT y BT. Estos orificios están semiperforados, realizándose en obra la apertura de los que sean necesarios para cada aplicación. De igual forma, dispone de unos orificios semiperforados practicables para las salidas a las tierras exteriores.

El espacio para el transformador, diseñado para alojar el volumen de líquido refrigerante de un eventual derrame, dispone de dos perfiles en forma de “U”, que se pueden deslizar en función de la distancia entre las ruedas del transformador.

La placa de piso se sitúa sobre la placa base y a una altura de 560 mm, que se sustenta en una serie de apoyos sobre la placa base y en el interior de las paredes, permitiendo el paso de cables de MT y BT a los que se accede a través de unas troneras cubiertas con losetas.

Respecto a los accesos se sitúan en la parte frontal, son las puertas de acceso de peatones y las puertas del transformador (ambas con apertura de 180°) y las rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero. Las puertas disponen de un sistema de cierre con objeto de garantizar la seguridad de funcionamiento para evitar aperturas intempestivas de las mismas del Centro de Transformación. Para ello se utiliza una cerradura de diseño Ormazabal que anclan las puertas en dos puntos, uno en la parte superior y otro en la parte inferior.

El alumbrado artificial, siempre obligatorio, será preferiblemente de incandescencia. Los focos luminosos estarán colocados sobre soportes rígidos y dispuestos de manera que los aparatos de seccionamiento no queden en una zona de sombra; permitirán además la lectura correcta de los aparatos de medida. Se situarán de tal manera que la sustitución de lámparas pueda efectuarse sin necesidad de interrumpir la media tensión y sin peligro para el operario. Los interruptores de alumbrado se situarán en la proximidad de las puertas de acceso. La instalación para el servicio propio del CT llevará un interruptor diferencial de alta sensibilidad de acuerdo con la norma UNE 20383

La ventilación es por circulación natural de aire, clase 10, conseguida mediante rejillas instaladas en las paredes de la envolvente y en la puerta del transformador. Mediante ensayos y modelización de la ventilación natural con transformadores Ormazabal ha logrado la optimización de la vida útil de los mismos.

El acabado estándar del Centro se realiza con pintura acrílica rugosa, de color blanco en las paredes, y color marrón en techos, puertas y rejillas. Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión.

Otras características:

- Circuito de puesta a tierra.
- Circuito de alumbrado y servicios auxiliares
- Unidades de protección, control y medida (telemando, telemedida, control integrado, telegestión, etc.) de Ormazabal.

Características detalladas:

- Nº de transformadores: 1

- N° de celdas: 1
- Tipo de ventilación: Doble
- Puertas de acceso peatón: 2
- Dimensiones exteriores:
 - Longitud: 6080 mm
 - Fondo: 2380 mm
 - Altura: 3250 mm
 - Altura vista: 2790 mm
 - Peso: 17460 kg
- Dimensiones interiores:
 - Longitud: 5900 mm
 - Fondo: 2200 mm
 - Altura: 2790 mm
- Dimensiones de la excavación:
 - Longitud: 6880 mm
 - Fondo: 3180 mm
 - Profundidad: 560 mm

Instalaciones secundarias del centro de transformación

-Armario de primeros auxilios

El Centro de Transformación cuenta con un armario de primeros auxilios.

- Medidas de seguridad

Para la protección del personal y equipos, se debe garantizar que:

1- No será posible acceder a las zonas normalmente en tensión, si éstas no han sido puestas a tierra. Por ello, el sistema de endavamientos interno de las celdas debe afectar al mando del aparato principal, del seccionador de puesta a tierra y a las tapas de acceso a los cables.

2- Las celdas de entrada y salida serán con aislamiento integral y corte en gas, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando de esta forma la pérdida del suministro en los Centros de Transformación interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del Centro de Transformación.

3- Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.

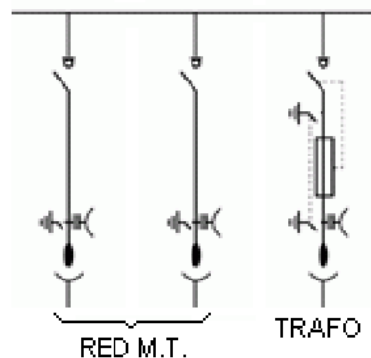
4- Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.

5- El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de MT y BT. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.

APARAMENTA DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Celdas MT

Alojadas dentro del Centro de Transformación, las celdas MT. Reciben las acometidas de media tensión de entrada y salida, seccionando y poniendo a tierra los correspondientes circuitos, respondiendo al siguiente esquema:



El sistema **CGMCOSMOS** está formado por celdas modulares de reducidas dimensiones, para la configuración de diferentes esquemas de distribución eléctrica secundaria hasta 25kV, tanto pública como industrial.

Características principales de **CGMCOSMOS**:

- Aislamiento integral en gas SF₆, proporcionando insensibilidad ante entornos ambientales agresivos (incluyendo inundaciones), larga vida útil y ausencia de movimiento de las partes activas.
- Modularidad total y extensibilidad futura, en ambas direcciones mediante el conjunto **ORMALINK**, la unión eléctrica se realiza mediante este conjunto (Ormazabal 1991), lo que permite un elevado número de combinaciones, cubriendo todas las necesidades de operación y protección en Centros de Transformación.
- A prueba de arco interno, protegiendo a las personas conforme **IEC 60298**.
- Dimensiones y pesos reducidos, facilitando las tareas de manipulación e instalación.
- Sendillez y seguridad en la operación, gran ergonomía de los elementos de maniobra, posibilidad de montar accesorios y realizar pruebas bajo tensión, fusibles en posición horizontal, enclavamientos adicionales y alarma sonora ante operaciones inadecuadas.
- Facilidad de conexión de cables, mediante bornas enchufable o atornillables y sin necesidad de foso o colocación de bastidores adicionales en obra.
- Condiciones normales de servicio interior según la norma **IEC 60694**.

- Tanto los elementos de corte y conexión como el embarrado, se encuentran dentro de una cuba de acero inoxidable, llena de gas, totalmente estanca y sellada de por vida, constituyendo así un equipo de aislamiento integral (**IP 67 – IEC 60529**).
- La envolvente metálica de la celda, fabricada con chapa de acero galvanizado, presenta rigidez mecánica, lo que garantiza la indeformibilidad y protección en las condiciones previstas de servicio.
- Los equipos CGMCOSMOS disponen de una tapa frontal, debidamente endavada, que permite tanto el acceso a los terminales de cables como a los portafusibles de una forma práctica y segura. También se pueden suministrar pasatapas para las acometidas de los cables.
- Disponen de un interruptor con tres posiciones: **conectado, seccionado y puesto a tierra**, la actuación de este interruptor se realiza mediante palanca de accionamiento sobre dos ejes distintos: uno para el interruptor (conmutación entre las posiciones del interruptor conectado e interruptor seccionado); y otro para el seccionador de puesta a tierra de los cables de acometida (que conmuta entre las posiciones de seccionado y puesto a tierra).
- Los enclavamientos tienen la función de que no se pueda desconectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado. A la vez que no se puede quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída.
- Integran el **ekorVPIS** que indica permanentemente la presencia de tensión en los equipos, a la vez que se puede contar con la alarma sonora **ekorSAS** que emite una señal audible ante un intento de operación con el seccionador de puesta a tierra que pudiera provocar “un cero de tensión” en la línea.

Normas aplicadas:

- IEC 60298
- IEC 62271-105
- IEC 60694
- IEC 62271-100
- IEC 60265
- IEC 60129
- IEC 60255

El sistema **CGMCOSMOS** supera el ensayo de inmersión a una presión de 3 metros de columna de agua, 24 horas a tensión nominal y prueba de aislamiento a frecuencia industrial.

Características eléctricas:

- Tensión nominal: 24kV
- Nivel de aislamiento:
 - Frecuencia industrial (1min)

- A tierra y entre fases: 50kV
- A la distancia de seccionamiento: 60kV
- Impulso tipo rayo:
 - A tierra y entre fases: 125kV
 - A la distancia de seccionamiento: 145kV

Tipos de celdas

CGMCOSMOS-L interruptor seccionador

Provisto de un interruptor-seccionador de tres posiciones (conectado, seccionado y puesto a tierra). Se utiliza para la acometida de entrada o salida de los cables de MT, permitiendo comunicar con el embarrado del conjunto general de celdas.



FUNCIÓN DE LÍNEA

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12 kV	24 kV
Tensión nominal		
Intensidad nominal		
En barras e interconexión celdas [A]	400/630	400/630
Acometida Línea [A]	400/630	400/630
Tensión soportada nominal a frecuencia industrial durante 1 min.		
A tierra entre polos y entre bornas del seccionador abierto [kV]	28	50
A la distancia de seccionamiento [kV]	32	60
Tensión soportada a impulso de tipo rayo		
A tierra entre polos y entre bornas del seccionador abierto [kV]	75	125
A la distancia de seccionamiento [kV]	85	145
Intensidad de corta duración (circuito principal)		
Valor eficaz 1 s [kA]	16/20*/25	16/20*
Valor eficaz 3 s [kA]	16/20*	16/20*
Valor de pico [kA]	40/50*/62,5	40/50*
Poder de corte de corriente principalmente activa [A]	400/630	400/630
Poder de corte cables en vacío [A]	50	50
Poder de corte líneas en vacío [A]	1,5	1,5
Poder de corte bucle cerrado [A]	400/630	400/630
Poder de corte de falta a tierra [A]	300	300
Poder de corte de falta a tierra en cables en vacío [A]	100	100
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico) [kA]	40/50*/62,5	40/50*
Categoría de interruptor s/IEC 60265-1		
"E2" [A/kA] (manual)	630/62,5	-
"E3" [A/kA] (motor)	400/40#	400/40#
"E3" [A/kA] (motor)	630/50#	630/50#
Intensidad de corta duración (circuito de tierras)		
Valor eficaz 1 s [kA]	16/20*/25	16/20*
Valor eficaz 3 s [kA]	16/20*	16/20*
Valor de pico [kA]	40/50*/62,5	40/50*
Poder de cierre del Secc. de Tierra (valor de pico) [kA]	40/50*/62,5	40/50*
Categoría del Secc. de tierra s/IEC 60129	E2 - M0	E2 - M0
Nº de cierres contra cortocircuito	5	5

(*) Ensayos realizados con intensidad 21 kA / 52,5 kA

(#) Ensayos realizados con tensión 24 kV

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

	Alto mm	Ancho mm	Fondo mm	Peso kg
	1740	365	735	95
Bajo especificación	1300	365	735	86

CGMCOSMOS-P protección de fusibles

Provisto de un interruptor-seccionador con tres posiciones (como el anterior) y protección con fusibles limitadores. Se utiliza para las maniobras de conexión y desconexión y protección, permitiendo comunicar con el embarrado del conjunto general de celdas.

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN CON FUSIBLES

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	12 kV	24 kV
Tensión nominal		
Intensidad nominal		
En barras e interconexión celdas [A]	400/630	400/630
Bajante Trafo [A]	200	200
Tensión soportada nominal a frecuencia industrial durante 1 min.		
A tierra entre polos y entre bornas del seccionador abierto [kV]	28	50
A la distancia de seccionamiento [kV]	32	60
Tensión soportada a impulso de tipo rayo		
A tierra entre polos y entre bornas del seccionador abierto [kV]	75	125
A la distancia de seccionamiento [kV]	85	145
Intensidad de corta duración (circuito principal)		
Valor eficaz 1 s [kA]	16/20*/25	16/20*
Valor eficaz 3 s [kA]	16/20*	16/20*
Valor de pico [kA]	40/50*/62,5	40/50*
Poder de corte de corriente principalmente activa [A]	400	400
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico) [kA]	40/50*/62,5	40/50*
Categoría de interruptor s/IEC 60265-1		
"E3" [A/kA]	400/40*	400/40*
Poder de apertura de cortocircuito (fusibles) [kA]	16/20*	16/20*
Intensidad de corta duración (circuito de tierras)		
Valor eficaz 1 s [kA]	1/3	1/3
Valor eficaz 3 s [kA]	1/3	1/3
Valor de pico [kA]	2,5/7,5	2,5/7,5
Poder de cierre del Secc. de Tierra (valor de pico) [kA]	2,5/7,5	2,5/7,5
Categoría del Secc. de tierra s/IEC 60129	E2 - M0	E2 - M0
Nº de cierres contra cortocircuito	5	5
Corriente de intersección combinado interruptor-relé ekorRPT		
(I máxima de corte según TD 5 IEC 60420) [A]	1250	1250
Corriente de transición combinado interruptor-fusible		
(I máxima de corte según TD 4 IEC 60420) [A]	1500	1300

(*) Ensayos realizados con intensidad 21 kA / 52,5 kA

(*) Ensayos realizados con tensión 24 kV

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

	Alto mm	Ancho mm	Fondo mm	Peso kg
	1740	470	735	140
Bajo especificación	1300	470	735	129



CUADROS DE BAJA TENSIÓN

Se ha elegido un cuadro de baja tensión optimizado de la casa Ormazabal, propio para los centros de transformación de la misma marca, el modelo es **CBTO-K**

Destinado a ser utilizado en redes de distribución en instalaciones de interior, su función es recibir el circuito principal de Baja Tensión procedente del transformador MT/BT y distribuirlo en un número determinado de circuitos individuales (4 en este caso).

Unidades funcionales:

- Placa soporte compartimentada, de material aislante y autoextinguible.
- Unidad seccionadora con unidad de acometida principal y auxiliar (o de socorro) integradas.
 - Funciones principales:
 - Acometida, seccionamiento y alimentación a embarrado de distribución.
 - Funciones adicionales:
 - Control y medida, además de acometida auxiliar (o de socorro).
 - Seccionador:
 - Constituido por 4 unidades unipolares acoplables entre sí (vertical u horizontalmente).
 - Maniobra unipolar manual (categoría de empleo AC20B).
 - Accionamiento mediante herramienta específica.
 - Compatibilidad con BTVC (185mm entre ejes).
 - Integración de transformadores de intensidad.
- Unidad de protección constituida por bases tripolares verticales cerradas.
- Unidad de control y medida.
- Bastidor de anclaje (suelo o pared).
- Soporte para cables de salida de las líneas de distribución de BT.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	
Tensión asignada	440 V
Intensidad asignada	1600 A
Tensión soportada a frecuencia industrial	2,5 kV (partes activas) 10 kV (partes activas - masa)
Tensión soportada a impulso tipo rayo	20 kV
Intensidad de cortocircuito	25kA / 1s
Grado de protección	IP 2X, IK 08
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
CBTO-K (Ancho x Alto x Fondo) [mm] 600 x 1100 x 300	



ELEMENTOS VARIOS MT-BT

El material vario del Centro de Transformación es aquel que, aunque forma parte del conjunto del mismo, no se ha descrito en las características del equipo ni en las características de la aparamenta.

Interconexiones MT:

- Puentes MT Transformador 1: Cables MT 12/20 KV

- Cables MT 12/20kV del tipo RHZ1, unipolares, con conductores de sección y material 1x95 Al.

Tanto para la conexión directa a los pasatapas situados en el compartimento de cables, como para los ubicados en el lateral, es necesario disponer de los conectores apropiados, enchufable o atornillables. En las salidas a transformador (compartimento de cables) de las funciones de protección de fusibles de protección con fusibles, deberán utilizarse conectores enchufable de 250A, pudiendo ser de tipo recto o acodado cuando se requiera salida trasera de cables. En la celda de protección con interruptor automático se deberán utilizar conectores apantallados.

- La terminación al transformador es EUROMOLD de 24kV del tipo cono difusor y modelo OTK.
- En el otro extremo, en la celda, es EUROMOLD de 24 kV del tipo enchufable recta y modelo K-152

Interconexiones de BT:

- Puentes BT-B2 transformador: puentes transformador cuadro
- Juego de puentes de cables de BT, de sección y material Cu (Etileno-Propileno) sin armadura, y todos los accesorios para la conexión, formado por un grupo de cables en la cantidad 2 por fase más 1 por neutro.

Defensa de transformadores:

- Protección física del transformador
- Protección metálica para defensa del transformador.

Equipos de iluminación:

- Equipo de alumbrado que permite la suficiente visibilidad para ejecutar las maniobras y revisiones necesarias en los centros.
- Equipo autónomo de alumbrado de emergencia y señalización de la salida del local.

TRANSFORMADOR

Se instalará un transformador trifásico reductor de tensión, de la marca COTRADIS, del grupo ORMAZABAL, especialmente diseñada para los centros de transformación de este último. La construcción de dicho transformador atiende a las normas:

- UNE 21428
- EN 50464
- IEC 60076

Estos transformadores cumplen las siguientes características:

- Transformadores trifásicos, 50 Hz para instalaciones en interior y exterior.
- Herméticos de llenado integral.
- Sumergidos en aceite mineral de acuerdo a la norma **IEC 600296**
- Refrigeración ONAN
- Color azul oscuro, de acuerdo a la norma **UNE 21248**.
- Normas específicas de la compañía eléctrica.

Nuestro modelo tendrá una potencia de 160 kVA y refrigeración natural de aceite, 10kV de tensión primaria y tensión secundaria de 420V en vacío (B2).

Equipamiento de serie:

- Aceite mineral aislante no inhibido UNE-EN 60296
- Conmutador de regulación (maniobrable sin tensión) UNE-EN 60214
- Conmutador de cambio de tensión sobre tapa para los transformadores de doble tensión primaria (maniobrable sin tensión) UNE-EN 60214
- Pasatapas MT de porcelana UNE-EN 50180
- Pasatapas BT de porcelana UNE-EN 50386
- Terminales planos de conexión BT ≥ 630 kVA
- 2 Terminales de tierra en la cuba UNE-EN 50216-4
- Dispositivo de vaciado y toma de muestras. UNE-EN 50216-4
- Dispositivo de llenado UNE-21428
- Placa de características UNE-21428
- 2 Cáncamos de elevación UNE-21428
- 4 Cáncamos de arriostamiento UNE-21428
- 4 Dispositivos de arrastre UNE-21428
- Dispositivo para alojamiento de termómetro UNE-EN-50216-4
- Ruedas ≥ 250 kVA UNE-EN-50216-4

Equipamiento opcional:

- Pasatapas enchufable MT UNE-EN 50180
- Pasabarras unipolar BT UNE-EN 50387
- Termómetro: mide la temperatura de la capa superior del líquido aislante. Disponible con 2 contactos (alarma y disparo) y aguja de máxima.
- Relé de protección integral UNE-EN 50216-3

Funciones:

- Control de presión interna de la cuba
- Control de temperatura del líquido dieléctrico
- Control de nivel de aceite y detección de gases
- Dispositivo de recogida del dieléctrico líquido
- Cajón cubrebomas
- Ganchos y soporte para autoválvulas (aplicación para poste hasta 160 kVA)

Características constructivas

Arrollamientos:

- Arrollamientos concéntricos.
- Aislamiento entre capas: Celulosa con resina epoxi que compacta las bobinas, una vez curada.
- Fabricación de las bobinas con técnicas y maquinaria de última generación.
- Conocimiento experto de la refrigeración de bobinas.
- Cuidada ejecución de las bobinas y los canales de refrigeración.
- Utilización de materiales celulósicos de calidad contrastada.
- Manipulación y almacenaje óptimo para mantener las propiedades de los aislamientos.

Envolvente y dieléctrico:

- Envolvente metálica, tipo elástica, con aletas de refrigeración.
- Cuba de llenado integral, herméticamente sellada.
- Sumergido en dieléctrico líquido.
- Tratamiento superficial y Pintura.

Conexiones y conmutador:

- Terminales de MT y BT. Conexión del transformador con el exterior.
- Conmutador de regulación, maniobrable sin tensión.

Todas las conexiones de la línea de salida del transformador, red de tierras, puesta a tierra de las masas y puesta a tierra del neutro de BT. Serán realizadas por los operarios de Ormazabal encargados de toda la obra relacionada con el edificio prefabricado de la propia casa.

Características eléctricas

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
Potencia (kVA)	160		
Tensión asignada	Tensión primaria 10kV Tensión secundaria 420V		
Puntos de regulación	$\pm 2,5\%$ $\pm 5\%$		
Grupo de conexión	Dyn11		
Pérdidas de vacío (W)	375 W		
Pérdidas carga (W)	2350W		
Tensión de cortocircuito (%)	4%		
Potencia acústica	57 dB		
Caída de tensión a plena carga	Cos $\varphi=1$	1,54	
	Cos $\varphi=0,8$	3,43	
Rendimiento	Carga 100%	Cos $\varphi=1$	98,33
		Cos $\varphi=0,8$	97,92
	Carga 75%	Cos $\varphi=1$	98,61
		Cos $\varphi=0,8$	98,26

Ensayos

Todos los transformadores fabricados son sometidos a los siguientes ensayos de rutina según IEC 60076-1:

- Medida de la resistencia de los arrollamientos.
- Medida de la relación de transformación y verificación del acoplamiento.
- Medida de la impedancia de cortocircuito y de las pérdidas debidas a la carga.
- Medida de las pérdidas y la corriente en vacío.
- Ensayos dieléctricos individuales:
 - Ensayo de tensión aplicada a frecuencia industrial.
 - Ensayo de tensión inducida.
 - Ensayo de calentamiento.
- Ensayos de dieléctricos de tipo:
 - Ensayo impulso tipo rayo u onda de choque
- Ensayos especiales por petición expresa del cliente:
 - Ensayos dieléctricos especiales
 - Medida de las descargas parciales.
 - Determinación de las capacidades devanados – tierra y entre devanados.
 - Medida de la impedancia homopolar (en transformadores trifásicos).
 - Ensayo de aptitud para soportar cortocircuitos (IEC 60076-5), realizado en laboratorios acreditados, tanto externos como interno (HPL).
 - Determinación del nivel de ruido (IEC 60076-10)
 - Medida de los armónicos de la intensidad de vacío.
 - Medida de la resistencia de aislamiento y/o medición del factor de disipación (tangente delta) de las capacidades de los aislamientos.

- Ensayos sobre Aceite dieléctrico: La vida útil del transformador está en gran medida relacionada con la calidad del líquido dieléctrico. Aseguramos los más elevados estándares de calidad a través de exigentes procesos de calificación y auditoria de producto, así como por la aplicación de las tecnologías más avanzadas en su proceso de tratamiento.
 - Densidad a 20°C
 - Viscosidad a 40°C
 - Contenido de agua
 - Tensión de ruptura
 - Factor de disipación
 - Tensión interfacial
 - Acidez
 - Punto de inflamación
- Ensayos sobre Cubas
 - Ensayo de Fatiga EN 50464-4
- Ensayos de Pintura
 - Medida espesor
 - Ensayo adherencia
 - Ensayo de dureza
 - Ensayo de plegado
 - Ensayo de impacto
 - Ensayo de embutición
 - Ensayo de niebla salina

LÍNEA AEREA DE MEDIA TENSIÓN

Características de la línea.

La línea aérea de Media Tensión que ha de realizarse tendrá las siguientes características generales:

- Categoría: 3ª
- Tensión nominal: 10kV
- Tensión máxima: 10,7kV
- Zona de cálculo según reglamento: B
- Origen: Apoyo nº40 LAMT "Línea de Sabiñanigo-Yebra de Basa" perteneciente a Endesa Distribución eléctrica S.A.
- Final: C.T. Intemperie de la
- Potencia de transporte: 160 kVA
- Nº de circuitos: 1
- Nº de conductores: 3
- Longitud de la línea: 111 metros
- Clase de conductores: Aluminio-Acero LA-56
- Sección total: 46,8 mm² AL.
7,8 mm² Acero
- Sección equivalente de cobre: 30mm²
- Separación entre conductores: 1,75 metros
- Disposición: En capa
- Material de apoyo: Metálico de Celosía
- Altura de apoyos: 12 m y 14m
- Clase de aislamiento: Caperuza y vástago.
- Nº y tipo de aisladores: 4 platos tipo U 70 BS
- Tipo de herrajes: Crucetas rectas de acero galvanizado

Alineaciones

El tendido se efectuará en una sola dirección, formada por dos vanos, partiendo del apoyo nº40 de la LAMT de ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICAS.L. Unipersonal. En dicho apoyo se colocará la cruceta de derivación de la línea. En el apoyo nº 1 de la línea a realizar, se colocarán los elementos de maniobra y protección y seccionadores I cortacircuitos fusibles de expulsión tipo XS, que permitirán dejar sin tensión la línea objeto del proyecto.

Apoyo

El apoyo a colocar será metálico tipo celosía recto. Se trata de apoyo con las siguientes características:

apoyo	Esfuerzo en punta (Kg)	Altura (m)	denominación
1	2000	12	Apoyo frontera

Materiales a emplear

Todos los materiales serán de los tipos “aceptados” por la compañía suministradora de electricidad.

El aislamiento de los materiales de la instalación estará dimensionado como mínimo para la tensión más elevada de la red (Aislamiento pleno).

Los materiales siderúrgicos serán como mínimo de acero A-42b. Estarán galvanizados por inmersión en caliente con recubrimiento de zinc de 0,61 Kg/mm² como mínimo, debiendo ser capaces de soportar cuatro inmersiones en una solución de SO₄ Cu al 20% de una densidad de 1,18 a 18°C sin que el hierro quede al descubierto o coloreado parcialmente.

Conductor

Los conductores podrán ser de cualquier material metálico o combinación de éstos que permitan construir alambres o cables de características eléctricas y mecánicas adecuadas para su fin e inalterables con el tiempo, debiendo presentar, además, una resistencia elevada a la corrosión atmosférica.

Podrán emplearse cables huecos rellenos de materiales no férricos. Los conductores de aluminio y sus aleaciones serán siempre cableados.

La sección nominal mínima admisible de los conductores de cobre y sus aleaciones será de 10mm². En el caso de los conductores de acero galvanizado la sección mínima admisible será de 12,5 mm². Para los demás metales, no se emplearán conductores de menos de 350 Kg de carga de rotura.

Fundamentalmente se emplearán conductores del tipo denominado de aluminio con alma de acero, según condiciones de las compañías suministradoras.

En el caso en que se utilicen conductores usados, procedentes de otras líneas desmontadas, las características que afectan básicamente a la seguridad deberán establecerse razonadamente, de acuerdo con los ensayos que preceptivamente habrán de realizarse

Cuando en una línea eléctrica se empleen como conductores simples., cualquiera que sea su composición o naturaleza, o alambres de más de 6mm de diámetro, los empalmes de los conductores se realizarán mediante piezas adecuadas a la naturaleza, composición y sección de los conductores.

Los empalmes y las conexiones de los conductores no deben aumentar la resistencia eléctrica del conductor. Los empalmes deberán soportar sin rotura ni deslizamiento del cable el 90% de la carga del cable empalmado.

La conexión de conductores, tal y como ha sido definida en el presente apartado, solo podrá ser realizada en conductores sin tensión mecánica o en las uniones de conductores realizadas en el bucle entre cadenas horizontales de un apoyo, pero en este caso deberá tener una resistencia al deslizamiento de al menos el 20% de la carga de rotura del conductor.

Para conductores de alambre de 6mm o menos de diámetro, se podrá realizar el empalme por simple retorcimiento de los hilos.

Queda prohibida la ejecución de empalmes en conductores por la soldadura a tope de los mismos.

Se prohíbe colocar en una instalación una línea más de un empalme por vano y conductor.

Cuando se trate de la unión de conductores de la distinta sección o naturaleza, es preciso que dicha unión se efectué en el puente de conexión de las cadenas horizontales de amarre.

Las piezas de empalme y conexión serán de diseño y naturaleza tal que eviten los efectos electrolíticos, si éstos fueran de temer, y deberán tomarse precauciones necesarias para que las superficies en contacto no sufran oxidación.

Las características generales del conductor utilizado son:

- Se empleará cable de **aluminio-acero tipo LA-56** cuyas características son:
 - Número y clase de conductores: 3 cables Al-Ac.
 - Norma: UNE 21018
 - Tipo: LA-56
 - Composición: Aluminio 6 hilos de 3,15mm
Acero 1 hilo de 3,15mm
 - Secciones: aluminio 46mm²
Acero 7,79 mm²
Total 54,6 mm²
Equivalente cobre 30 mm²
 - Peso: 189,1Kg/Km
 - Carga de rotura de la tracción: 1.666Kg
 - Resistencia eléctrica a 20°C 0,614 Ohm/Km

- Reactancia: 0.3990 Ohm/Km
- Intensidad máxima admisible: 197 A
- Módulo de elasticidad, E: 8.100 Kg/m. mm²
- Coeficiente de dilatación lineal: 19 x 10⁻⁶°C⁻¹

Aislamiento

Los aisladores utilizados en las líneas según el artículo 11 de RLAT podrán ser de porcelana, vidrio u otro material de características adecuadas a su función. Las partes metálicas de los aisladores estarán protegidas adecuadamente contra la acción corrosiva de la atmósfera.

Como aislamiento se utilizará cadenas de aisladores en función del nivel de aislamiento de la línea.

Los elementos que constituyan las cadenas de aisladores, tanto de suspensión como de amarre serán:

- Elementos aisladores
- Herrajes
- Grapas
- Accesorios

Tal y como se definen en los cálculos correspondientes se utilizarán cadenas de aisladores compuestos por 4 unidades del aislador U-70BS

Los aisladores o cadenas aisladas deberán garantizar las siguientes condiciones:

- Mantener las distancias mínimas entre conductor y apoyo (RLAT Art.25)
- Alcanzar un nivel de aislamiento adecuado para la línea (RLAT Art24).
- Soportar la sollicitación mecánica a que está sometido con un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 (RLAT Art. 29).

Seccionadores I cortocircuitos fusibles expulsión

Se colocará un seccionador en el apoyo nº 1 de la línea a realizar. Las características de éste son:

- Tensión nominal: 24kV
- Intensidad nominal: 100A
- Calibre de eslabón: 10A
- Capacidad de ruptura simétrica \geq 8kA

Autoválvulas

- Tensión: 21kV
- Intensidad de corte: 10kA

Apoyo

El apoyo a utilizar en la línea es metálico (según normas de la compañía suministradora) y tendrá una altura tal que en ningún caso el conductor quede a menos de 6m. Sobre el terreno.

En cada apoyo se marcará el número que le corresponda, de acuerdo al criterio de comienzo y fin de línea que se haya fijado en el proyecto, de tal manera que las cifras sean legibles desde el suelo.

También se recomienda colocar indicaciones de existencia de peligro en todos los apoyos. Estas recomendaciones serán preceptivas para líneas de primera categoría y en general para todos los apoyos situados en zonas frecuentadas.

Los apoyos de “alineación” sirven solamente para sostener los conductores y cables de tierra, debiendo ser empleados únicamente en alineaciones rectas. Los apoyos de “ángulo” se utilizan para sostener los conductores y cables de tierra en los vértices de los ángulos que forman dos alineaciones. Los apoyos de “anclaje” deben proporcionar puntos firmes en la línea que limiten la propagación en la misma de esfuerzos longitudinales de carácter excepcional. Los apoyos de “fin de línea” deben resistir en sentido longitudinal de la línea, la sollicitación de todos los conductores y cables de tierra.

Apoyo metálico

En los apoyos de acero, así como en elementos metálicos de los apoyos de otra naturaleza no se emplearán perfiles abiertos de espesor inferior a 4mm. Cuando los perfiles fueran galvanizados por inmersión en caliente, el límite anterior podrá reducirse a 3mm. Análogamente, en construcción remachada o atornillada no podrán realizarse taladros sobre flancos de perfiles de una anchura inferior a 35mm.

No se emplearán tornillos ni remaches de un diámetro inferior a 12mm.

En los perfiles metálicos enterrados sin recubrimiento de hormigón se cuidará especialmente su protección contra la oxidación, empleando agentes protectores adecuados, como galvanizado, soluciones bituminosas, brea de alquitrán, etc.

Se emplea la adopción de protecciones anticorrosivas de la máxima duración, en atención a las dificultades de los tratamientos posteriores de conservación necesarios.

Se han previsto apoyos Hegaz o similar de las siguientes características fundamentales:

- Tipo: metálico de celosía
- Norma: UNESA RU 6704 A
- Esfuerzo útil en punta: 2.000 da N
- Altura: 12 metros
- Ancho de base: se adjuntan en planos medidas de apoyos.

Crucetas, herrajes y cadenas de aislamiento

Los herrajes serán de diseño adecuado a su función mecánica y eléctrica y deberán ser prácticamente inalterables a la acción corrosiva de la atmósfera, muy particularmente en los casos que fuera a temerse efectos electrolíticos. Las grapas de amarre del conductor deben soportar una tensión mecánica en el cable del 90% de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca un deslizamiento.

Se ha previsto el siguiente equipamiento:

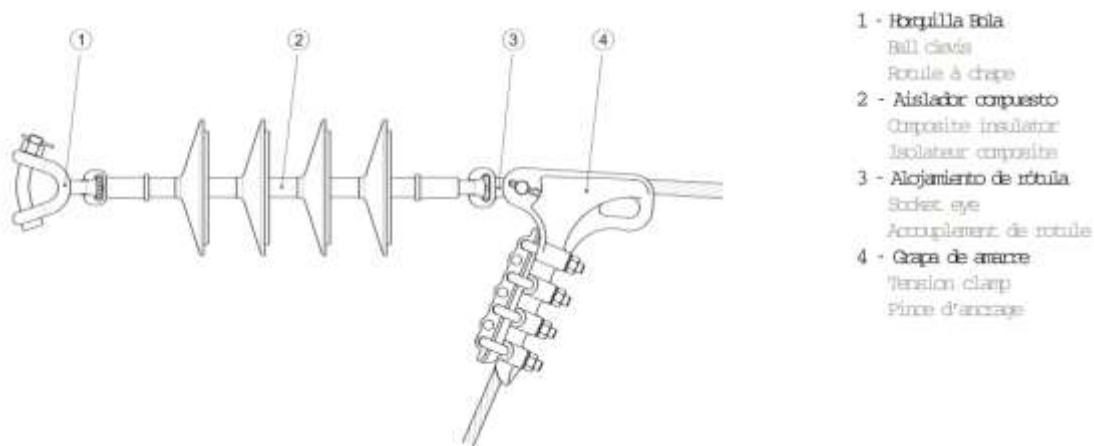
- 2 crucetas rectas en acero A 42 galvanizado a fuego.
- Cruceta de derivación en acero A 42 galvanizado a fuego para apoyo entronque.
- 2 herrajes asimétricos, uno para colocación de autoválvulas y otro para la colocación del cortacircuitos seccionador I en el apoyo nº 1 de la línea a realizar.
- Cadenas de aisladores tipo U 70 BS.

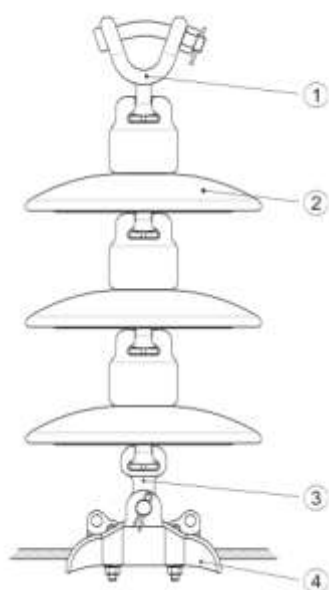
Todos los elementos aisladores se ajustarán a lo indicado en la norma UNE-2112, todos los herrajes se ajustarán a lo especificado en la RU6617, las grapas para sujeción de conductores serán de amarre o de suspensión según el caso.

Elementos aisladores

Según el artículo 29 del RLAT, el coeficiente de seguridad mecánica no será inferior a 3. Además, nos dicta que la resistencia mecánica correspondiente a una cadena múltiple puede tomarse como el producto del número de cadenas que la forman por la resistencia de cada cadena simple, siempre que estando una cadena rota, la carga se reparta por igual entre las cadenas intactas.

Los elementos aisladores se ajustarán al o indicado en la norma UNE 2112





- 1 - Horquilla Bola
Ball clevis
Rotule à chape
- 2 - Aislador de vidrio
Glass insulator
Isolateur en verre
- 3 - Alojamiento de rótula
Socket eye
Accouplement de rotule
- 4 - Grapa de suspensión
Suspension clamp
Pince d'alignement

Herrajes

Según el artículo 28 del RLAT los herrajes sometidos a tensión mecánica por los conductores o por los aisladores deberán tener un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 respecto a su carga mínima.

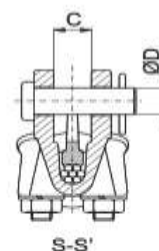
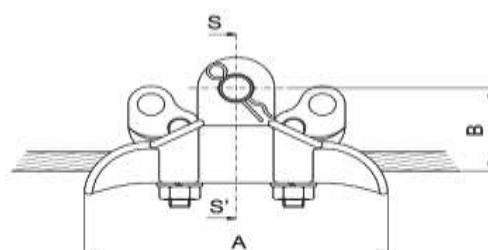
Los herrajes utilizados para la formación de las cadenas, (horquilla de bola, grillete, anilla de bola y rotulas) se ajustarán a lo especificado en la recomendación UNESA 6617.

Estos pertenecen a la norma de acoplamiento 16.

Grapas

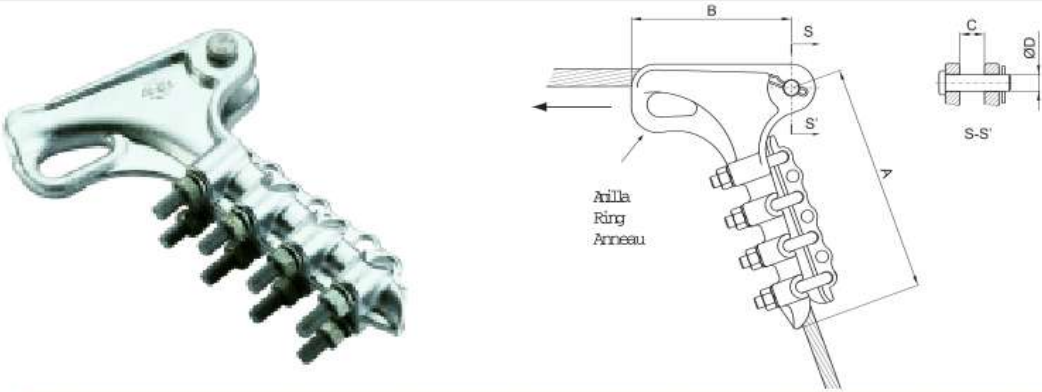
Las grapas de sujeción de los conductores pueden ser según la función que deban desempeñar:

- GS: Grapas de suspensión. Para cadenas de aisladores de suspensión. Para el LA-110 se colocarán grapas de suspensión INAEL GA1 o similar.



Tipo Type	Dimensiones, Dimensions Dimensions				Nº. de tornillos, Nº. d'éclisses	Rie de apriete Torque of press Couple de serrage (daN.m)	e Conductor e vñre e Conducteur mm		Carga adm., UTB, Charge de rupture kN	Peso aprox. Approx. weight Poids approx. kg	Unid./Caja Units/Box Unités/Châssin
	A	B	C	D			Min.	Max.			
GS1	144	50	18	16	2xM10	1,5	5	12	28	0,50	40
GS2	173	58	18	16	2xM12	3	12	17	48	0,88	30
GS3	210	71,5	27	16	2xM12	4	17	23	70	1,18	30

- GA: grapas de amarre. Para cadenas de aisladores de amarre. En este caso se colocarán grapas de amarre INAEL GS2 o similar.



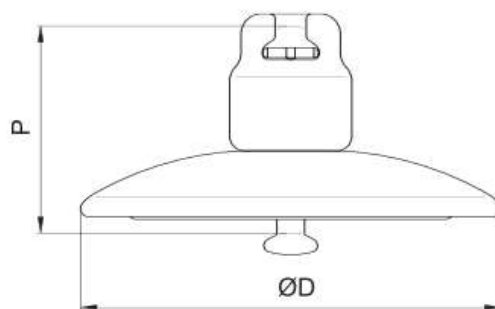
Tipo Type	Dimensiones Dimensions Dimensions mm				Nº abarcones Nº U-bolts. Nº d'étriers	Par de apriete Torque of press Couple de serrage daN.m	Ø Conductor. Ø wire. Ø Conducteur mm		Carga rotura UTS. Charge de rupture kN	Carga de rotura de la anilla UTS the ring Charge de rupture de l'anneau kN	Peso aprox. Aprx. weight Poids approx. kg	Uds/Caja Units/Box Unités/Carton
	A	B	C	D			Min.	Max.				
GA 1	100	78	18,5	16	2xM10	2	5	10	35	14,4	0,45	50
GA1/1	110	124	20	16	2xM12	2	5	12	35	14,4	0,65	30
GA 2	165	140	20	16	3xM12	3,5	10	16	60	22,7	1,10	30
GA 3	240	170	22	16	4xM12	4,5	16	20	80	31	1,80	15

Aisladores

Según la tensión de la red (10kV) y el tipo de conductor (LA-56) y con un nivel de contaminación estimado débil o medio se colocarán 4 aisladores U70 BS, los cuales pertenecen a la norma de acoplamiento 11.

Las características de los aisladores en todos los apoyos son:

- Designación: U 70 BS
- Material: Vidrio templado
- Tensión de perforación en aceite: 130kV
- Longitud de la línea de fuga: 280 mm
- Carga de rotura mecánica: 6.800 Kg
- Diámetro máximo: 1.300mm
- Longitud de los aisladores: 0,25 m.
- Peso aproximado: 1,8 Kg



Tipo Type	Dimensiones Dimensions mm		Línea de fuga Creepage distance Ligne de fuite mm	Norma de acoplamiento Standard coupling Norme d'assemblage CEI 60 120	Carga rotura U.T.S. Charge de rupture kN	Peso Weight Poids Kg.	Uds/Caja Units/Box Unités/Cartron
	P	D					
U 40 B	110	175	190	11	40	1,7	9
U 70 BS	127	255	295	16	70	3,5	7
U 70 BL	146	255	295	16	70	3,5	7
U 100 BS	127	255	295	16	100	3,7	7
U 120 B	146	255	295	16	120	3,8	7

Los aisladores o cadenas de aisladores garantizarán tal como deben hacerlo las siguientes condiciones:

- Mantener las distancias mínimas entre conductor y apoyo (RLAT Art. 25,2)
- Alcanzar un nivel de aislamiento adecuado para la línea (RLAT Art.24)
- Soportar la sollicitación mecánica a que está sometido con un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 (RLAT Art.29)

Conexión de los apoyos a tierra

Deberán conectarse a tierra mediante una conexión específica todos los apoyos metálicos y de hormigón armado.

Como conductores de tierra, entre herrajes y crucetas y la propia toma de tierra, puede emplearse la estructura de los apoyos metálicos.

La puesta a tierra de los apoyos de hormigón armado podrá efectuarse de las dos formas siguientes:

- Conectando a tierra directamente los herrajes o armaduras metálicas a las que estén fijados los aisladores, mediante un conductor de conexión...
- Conectando a tierra la armadura de hormigón, siempre que la armadura reúna las condiciones que más adelante se exigen para los conductores de conexión a tierra. Sin embargo, esta forma de conexión no se admitirá en los apoyos de hormigón pretensado.

Los conductores de conexión a tierra podrán ser de cualquier material metálico que reúna las condiciones exigidas en el apartado de conductores. Tendrán una sección tal que puedan

soportar sin un calentamiento peligro la máxima corriente de descarga a tierra prevista, durante un tiempo doble al de accionamiento de las protecciones de la línea.

En ningún caso la sección de estos conductores será inferior a la eléctricamente equivalente a 16mm^2 de cobre.

Se cuidará la protección de los conductores de conexión a tierra en las zonas inmediatamente superior e inferior al terreno, de modo que queden defendidos contra golpes, etc.

Las tomas de tierra deberán ser de material, diseño, dimensiones, colocación en el terreno y número apropiados para la naturaleza y condiciones del propio terreno, de modo que puedan garantizar una resistencia de difusión mínima en cada caso y de larga permanencia. Para apoyos situados en zonas frecuentadas, la resistencia no será superior a 20 ohmios y para los ubicados en zonas de pública concurrencia o que soporten aparatos de maniobra, aparte de cumplirse lo anterior, se instalará una toma de tierra en anillo cerrado, enterrado alrededor del empotramiento del apoyo, a un metro de distancia del macizo de la cimentación.

En los apoyos que soporten aparatos de maniobra se construirá además la “plataforma del operador”, consistente en una placa de hormigón $70 \times 70 \times 7$ cm, armado con un emparrillado de aproximadamente 20×20 cm y hierro de 0,4mm, como mínimo, unido a la toma de tierra del anillo dominador de potencial.

Cuando la naturaleza del terreno no sea favorable para obtener una resistencia de difusión reducida en la toma de tierra, podrá recurrirse al tratamiento químico del terreno.

Toda la instalación de puesta a tierra deberá ser comprobada en el momento de su establecimiento y revisada cada 6 años.

Cimentaciones

Para una eficaz estabilidad de los apoyos, éstos se encastrarán en el suelo en bloques de hormigón u hormigón armado, calculados de acuerdo con la resistencia mecánica del mismo. Se cuidará de su protección en el caso de suelos y aguas que sean agresivos.

Entronque

La derivación se hará desde un apoyo de amarre si existiese o desde uno de alineación si sus características lo permitiesen, mediante el cambio de las cadenas de aisladores, para su conversión en amarre. En caso de no ser posible ninguna de las soluciones anteriores, será necesaria la instalación de un nuevo apoyo para la línea principal, que mantendrá la altura y separación entre conductores existentes en ésta, y tendrá un mínimo de 1.000Kg de esfuerzo en punta.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN MEDIOAMBIENTAL DE LA LINEA ÁEREA

Consideraciones para la aplicación de las protecciones medioambientales.

Decreto 34/2005, de 8 de Febrero, del Gobierno de Aragón, por el que se establecen las normas de carácter técnico para las instalaciones eléctricas aéreas con objeto de proteger la avifauna.

Protecciones medioambientales a aplicar

Aislamiento:

- El aislamiento de los puentes de unión entre los elementos en tensión en los apoyos especiales queda condicionado al informe que el INAGA remita respecto a este proyecto.
- Se procederá al aislamiento de las grapas de amarre de la parte correspondiente de conductor para obtener la distancia de 0,7m entre la zona de posada y el punto más próximo en tensión.
- Se procederá al aislamiento de las grapas de suspensión y de la parte correspondiente de conductor para obtener la distancia de 0,7m entre la zona de posada y el punto más próximo en tensión, en la fase central se procederá a aislar además 1m de conductor a cada lado de la grapa de suspensión con material termotráctil preformado.
- Se procederá al aislamiento de la bolsa de la fase central en los apoyos de bóveda.

Salvapájaros:

- La colocación de salvapájaros en la línea queda condicionada al informe que el INAGA remita a este proyecto.

CÁLCULOS

CALCULO DEL CAMPO GENERADOR FOTOVOLTAICO

Generalidades

Como ya se ha comentado, el campo generador fotovoltaico será el encargado de captar la energía solar y transformarla en energía eléctrica. Estará formado por la interconexión en serie y paralelo de un determinado número de módulos fotovoltaicos que generan una corriente continua, que será transformada a corriente alterna por el inversor.

Hay varios aspectos importantes a destacar:

- Las características eléctricas del modelo de módulo que se montará.
- La topología de las conexiones entre módulos (serie-paralelo).
- El cableado entre módulos.
- El cableado entre módulos e inversor.

Como ya se ha comentado la instalación será de dos inversores de 50kW.

Curvas de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos.

Para poder entender mejor el diseño del campo generador fotovoltaico explicaremos intuitivamente el funcionamiento de la célula fotovoltaica y sus curvas características.

Hace ya más de 100 años que Becquerel descubrió que la radiación solar alteraba el comportamiento eléctrico de ciertos materiales, originando, bajo unas determinadas condiciones, una corriente eléctrica. Desde entonces se han venido investigando formas eficientes de generar energía eléctrica a partir de la radiación solar. El dispositivo básico utilizado en la actualidad es la célula fotovoltaica, basado su funcionamiento en el efecto fotovoltaico.

La célula está formada por dos capas de silicio, añadiéndoles (dopado) a cada una pequeñas cantidades de materiales diferentes (iones) creando materiales semiconductores en caso de tipo N y en el otro de tipo P, que provocarán que en cada capa haya una distribución de cargas de signo opuesto.

Al poner en contacto los dos materiales semiconductores se produce espontáneamente una pequeña diferencia de potencial, bien conocida y debida a la distribución de las cargas anteriormente comentada.

Los fotones de la radiación solar al chocar con los electrones presentes en los materiales semiconductores los libera de la estructura cristalina a la que están sujetos, siempre y cuando la energía transferida sea superior a una energía umbral mínima.

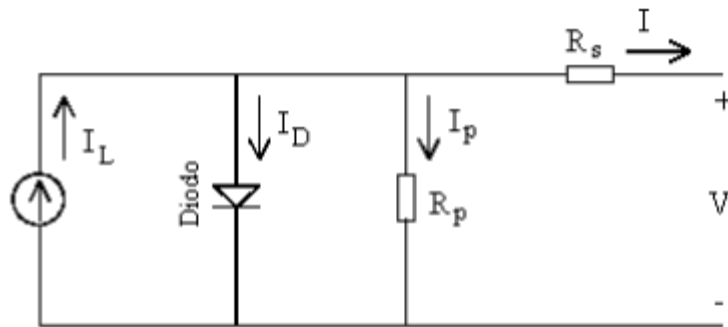
La diferencia de potencial de la unión provoca un flujo ordenado de portadores (electrones y huecos) que determina una corriente eléctrica de la cual se puede extraer una potencia útil.

Los portadores liberados (electrones y huecos) mantienen su condición de cargas libres durante un brevísimo tiempo, después del cual se recombinan y pierden su capacidad de

formar parte de una corriente eléctrica. Para mantener en el tiempo esta corriente es necesaria la creación de nuevos portadores, con lo que se hace necesaria una radiación constante en la célula.

El módulo fotovoltaico no es más que una asociación en serie de un determinado número de células fotovoltaicas.

El circuito equivalente de una célula fotovoltaica es el siguiente:



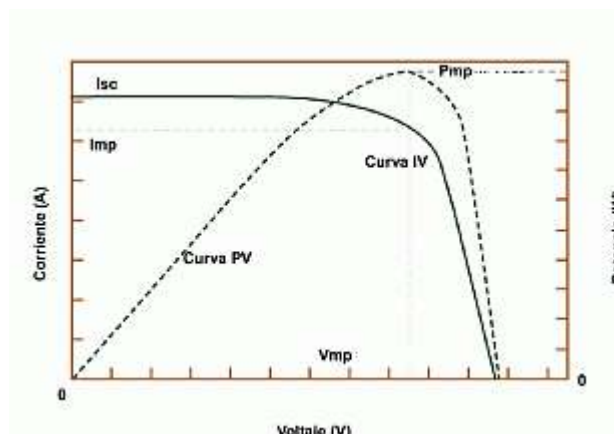
Este circuito eléctrico equivalente se puede hacer extensivo a un módulo fotovoltaico formado por N_p hilas de células en paralelo, con una con N_s células en serie, resultando una relación tensión-corriente definida por la siguiente ecuación:

$$I = I_{SC} \left[1 - \exp \frac{(V - V_{OC} + IR_{SG})}{N_S V_T} \right]$$

Donde:

- I es la corriente proporcionada por el módulo fotovoltaico. Es igual a la suministrada por una célula multiplicada por el número de células en paralelo.
- I_{SC} es la corriente proporcionada por el módulo fotovoltaico en condiciones de cortocircuito. Se considera a efectos prácticos igual a la corriente de portadores fotogenerados (I_L).
- V es la tensión existente entre los bornes del módulo. Igual a la existente en una célula multiplicada por el número de células en serie.
- V_{OC} es la tensión existente entre los bornes del módulo a circuito abierto, es decir, en ausencia de I .
- R_{SG} es la resistencia serie total del módulo fotovoltaico, igual a $R_S N_S / N_p$.

La representación gráfica de la anterior ecuación se denomina curva característica V-I. Esta curva y el valor de los parámetros mostrados en la gráfica son los datos que proporciona el fabricante de los módulos.



A la vista de esta curva V-I, cabe señalar algunos aspectos propios del funcionamiento de un módulo fotovoltaico:

- El punto de operación del módulo (par de valores V-I) puede situarse en cualquier punto de su curva característica, y vendrá determinado por la intersección de las curvas V-I del propio módulo y de lo que a él se conecte (carga resistiva, acumulador, etc.).
- Existe un único par de valores V_M e I_M que proporcionan la máxima potencia. Se denominan tensión y corriente en el punto de máxima potencia.
- La intensidad de corriente que puede generar un módulo está limitada de manera natural, de modo que una situación de cortocircuito no supone ningún peligro ni para el módulo ni para el cableado.

De hacer trabajar al módulo en su punto de máxima potencia se encargará el inversor, para poder conseguir la máxima producción de energía eléctrica.

Módulos fotovoltaicos seleccionados

El modelo de módulo seleccionado es el E19-318 de la marca SUNPOWER.

Se trata de un módulo avanzado de 318 Wp compuesto por 96 células monocristalinas en serie (en una matriz de 12x8) con una eficiencia del 19,5%.

En la construcción del módulo se emplea en la parte frontal cristal templado anti-reflectante de 3,2 mm de gran transmisividad. El bastidor está realizado en una aleación de aluminio anodizado tipo 6063 (color negro). Se garantiza una elevada resistencia a la intemperie y una robusta construcción mecánica.

Dispone de 3 diodos de bypass para evitar problemas de puntos calientes en las células sombreadas.

Los cables de salida son de doble aislamiento de 3,3 mm² con conectores MultiContac (MC4) (conectores utilizados por la mayoría de fabricantes de módulos fotovoltaicos e inversores). La longitud de los cables es de 1000mm tanto para el de entrada como para el de salida.

Está especialmente diseñado para sistemas conectados a red como tejados comerciales, sistemas residenciales y grandes plantas fotovoltaicas. Ofrece además una mayor eficiencia y fiabilidad que otros productos monocristalinos estándares y ofrece una excelente relación precio-rendimiento y una alta operatividad.

Está conforme a las directivas comunitarias CE 89/33/EEC, 73/3/EEC y 93/68/EEC. Además el panel está certificado según IEC 61215 Ed. 2, IEC 61730 (SCII).

El panel es sometido a diversos ensayos como son variaciones cíclicas de la temperatura del panel (200 veces entre -40°C y 85°C), pruebas carga estática (2400Pa en carga delantera y trasera simulando viento y 5400 Pa en carga delantera simulando nieve y viento) e impactos simulados (granizo de 25mm lanzado desde un metro de distancia a velocidad de 23 m/s).

SunPower garantiza cada Módulo PV durante un periodo de doce (12) años a partir de la fecha de su entrega al Cliente, frente a cualquier funcionamiento por debajo de una potencia inferior al 90% del Pico Mínimo de Potencia especificado en la ficha técnica del Producto de SunPower en la fecha de entrega.

SunPower garantiza cada Módulo PV durante un periodo de trece (13) años siguientes a la fecha de su entrega al Cliente, frente a cualquier funcionamiento por debajo de una potencia inferior al 80% del Pico Mínimo de Potencia especificado en la ficha técnica del Producto de SunPower en la fecha de entrega, también garantiza que está libre de defectos en materiales y mano de obra durante 10 años.

Las características físicas del producto son:

- Altura x Anchura x Espesor (mm): 1559 x 1046 x 46
- Peso (Kg): 18,6 Kg
- Número de células en serie: 96
- Número de células en paralelo: 1
- TONC (800 W/m²; 20°C; 1m/s) (°C): 45°C +/- 2°C

Las características eléctricas del módulo son:

- Potencia máxima P_{max} (Wp): 318Wp
- Eficiencia :19,5 %
- Corriente de cortocircuito I_{sc} (A): 6,2 A
- Corriente en punto de máxima potencia I_{mp} (A): 5,82 A
- Tensión de circuito abierto V_{oc} (V): 64,7 V
- Tensión en punto de máxima potencia V_{mp} (V): 54,7 V
- Coeficiente de temperatura de I_{sc} : 3,5 mA/K
- Coeficiente de temperatura de V_{oc} : -176,6 mV/K
- Coeficiente de temperatura de P_{max} : -0,38 %/K
- Máxima tensión del sistema (V): 1000V

Los valores eléctricos han sido medidos bajo condiciones estándares, es decir, a una Irradiancia 1000W/m², AM 1,5, temperatura de células 25° C.

El TONC se determino a una Irradiancia 800W/m², temperatura ambiente de 20° C y con una velocidad del viento de 1 m/s.

Diseño del generador fotovoltaico de las instalaciones unitarias

Como se ah dicho la instalación está compuesta por 2 instalaciones unitarias.

En el diseño del campo generador fotovoltaico hay que agrupar los módulos formando una topología serie y/o paralelo que satisfaga las siguientes reglas:

1. La potencia nominal del inversor debe de ser entre un 80% y un 90 % de la potencia total del campo generador (en la hoja de características del inversor seleccionado ya nos indican el ratio de Potencia de entrada). De este modo el campo generador tendrá una potencia superior a la nominal del inversor al que se conectará. Con esto se compensan las pérdidas producidas en el proceso de conversión DC/AC, las pérdidas por efecto Joule en el cableado, y los valores de radiación diferentes de las denominadas condiciones estándar (1000 W/m²), difíciles de alcanzar en la atmósfera terrestre.
2. La tensión producida por el campo generador en condiciones estándar (25°C y 1000 W/m²) en el punto de máxima potencia de los módulos debe estar comprendida entre los valores admisibles por el inversor para el seguimiento del punto de máxima potencia.
3. La corriente producida por el campo generador en condiciones estándar (25°C y 1000 W/m²) en el punto de máxima potencia no debe ser superior a la admitida por el inversor.
4. La tensión mínima de entrada del inversor para el seguimiento del punto de máxima potencia debe corresponder, como máximo, a la tensión en el punto de máxima potencia de la agrupación de módulos a 70°C y 1000 W/m². De esta manera se compensa la disminución de tensión que sufren los módulos con temperaturas elevadas.
5. La tensión máxima de entrada del inversor debe corresponder, como mínimo, a la tensión en vacío de los módulos a bajas temperaturas (variables según la climatología de la zona donde se instalen los módulos) y a 1000 W/m². De esta manera se compensan los aumentos de tensión que sufren los módulos al estar sometidos a bajas temperaturas.
6. La tensión máxima del generador (normalmente la tensión en vacío a bajas temperaturas y a 1000 W/m²) no debe exceder la tensión máxima de los módulos utilizados en la instalación.

Hay que tener en cuenta para el diseño del campo generador fotovoltaico que con módulos fotovoltaicos en serie, la tensión resultante es la suma de las tensiones individuales y la corriente es idéntica en todos los módulos, y que en paralelo, la tensión es la misma en todos los módulos y la intensidad resultante es la suma de la intensidad individual de los módulos (idéntico al agrupamiento de resistencias serie/paralelo). La potencia del campo generador es la suma de las potencias de los módulos instalados.

Aplicando las reglas anteriormente enunciadas a la instalación de 50 kW y teniendo en cuenta que el rango de tensiones de entrada del inversor INGECON SUN 50 es de 405-750 V (seguimiento de máxima potencia) con un valor de tensión máximo de 900V y una capacidad de manejo de corriente de 143 A se obtienen las siguientes conclusiones:

1. Para el cumplimiento de la primera regla, la potencia necesaria del campo generador debe estar entre los límites indicados en la hoja de características entre 57000Wp y 65000Wp, y como los módulos son de 318 Wp:

$$N^{\circ} \text{ de módulos} = \frac{P_{\text{entrada del inversor}}}{P_{\text{campo generador}}}$$

$$\frac{57000}{318} = 179,24 \rightarrow 180 \text{ módulos mínimo}$$

$$\frac{65000}{318} = 204,4 \rightarrow 204 \text{ módulos como máximo}$$

Número de módulos a usar entre 180 y 204.

2. Para el cumplimiento de la segunda regla la tensión del campo generador debe estar entre los límites del inversor (para el seguimiento del punto de máxima potencia):

$$N^{\circ} \text{ módulos en serie} = \frac{V_{\text{inversor}}}{V_{\text{mpp campo generador}}}$$

$$N_s = \frac{405}{54,7} = 7,4 \rightarrow 8 \text{ Módulos en serie como mínimo}$$

$$N_s = \frac{750}{54,7} = 13,71 \rightarrow 13 \text{ Módulos en serie como máximo}$$

Número de módulos a poner en serie entre 8 y 13

3. Para el cumplimiento de la tercera regla la corriente del campo debe ser inferior a la máxima admitida por el inversor:

$$N^{\circ} \text{ módulos en paralelo} = \frac{I_{\text{inversor}}}{I_{\text{mpp campo generador}}}$$

$$N_p = \frac{143}{5,82} = 24,57 \rightarrow 24 \text{ Módulos en paralelo como máximo}$$

4. Para el cumplimiento de la cuarta regla, primero debemos averiguar la tensión a máxima potencia del módulo a 70°C:

Cogemos la diferencia de temperatura entre la que nos piden y la ambiente:

$$T^a_{(70)} - T^a_{ambiente} = \Delta T^a$$

$$\Delta T^a = 70 - 25 = 45$$

El coeficiente de temperatura de la tensión es de (-0,1766V/K)

$$V_{70^\circ\text{C}} = 54,7V + 45 \left(-\frac{0,1766V}{K} \right)$$

$$V_{70^\circ\text{C}} = 46,753V$$

Ahora miramos cuantos módulos en serie nos hacen falta como mínimo:

$$N^o \text{ módulos en serie} = \frac{V_{inversor}}{V_{70^\circ\text{C}}}$$

$$N_s = \frac{405}{46,753} = 8,66 \rightarrow 9 \text{ Módulos en serie como mínimo}$$

Debemos poner como mínimo 9 módulos en serie para evitar las caídas de tensión por la temperatura.

5. Para el cumplimiento de la quinta regla debemos estudiar cual es la temperatura mínima de la zona.

En nuestro caso la temperatura media mínima anual se sitúa en (-11,7°C). Tomaremos una temperatura de (-15°C). A esta temperatura y teniendo en cuenta el coeficiente de temperatura para V_{oc} , el valor de la tensión en circuito abierto es de:

$$T^a_{ambiente} - T^a_{(-15)} = \Delta T^a$$

$$\Delta T^a = 25 - (-15) = 40$$

El coeficiente de temperatura de la tensión es de (-0,1766V/K)

$$V_{oc(-15^\circ\text{C})} = 64,7V - 40 \left(-\frac{0,1766V}{K} \right)$$

$$V_{oc(-15^\circ\text{C})} = 71,764V$$

Ahora miramos cuantos módulos en serie nos hacen falta como mínimo:

$$N^o \text{ módulos en serie} = \frac{V_{inversor}}{V_{oc(-15^\circ\text{C})}}$$

$$N_p = \frac{750}{71,764} = 10,45 \rightarrow 10 \text{ Módulos en serie como máximo}$$

6. Para el cumplimiento de la sexta regla tomaremos de nuevo la temperatura de -15°C. A esa temperatura debemos mirar cuantos módulos podemos llegar a conectar sin sobrepasar la V_{max} del inversor:

$$V_{\text{max inversor}} = 1000V$$

$$V_{oc(-15^\circ\text{C})} = 71,764V$$

$$\text{Número módulos en serie máximo} = \frac{V_{\text{max inversor}}}{V_{oc(-15^\circ\text{C})}}$$

$$N_{s\max} = \frac{1000}{71,764} = 13,93 \rightarrow 13 \text{ Módulos en serie como máximo}$$

De la segunda, cuarta y quinta regla se deduce que las series de módulos fotovoltaicos SPR E19/318 deben tener entre 9 y 10 unidades.

Con objeto de no aumentar el cableado en la parte de corriente continua entre los módulos y el inversor, no interesa tener un gran número de series en paralelo. Dado que tenemos acotado el número total de módulos por la primera regla (entre 180 y 204) dimensionaré al máximo las series de módulos para minimizar el número de series en paralelo. En este caso se instalarán 10 módulos en serie por 20 en paralelo.

Las características eléctricas del generador solar de 50kW serán con estos valores:

- Potencia generador fotovoltaico (Wp.): 63600
- Corriente de cortocircuito (A): 124
- Corriente en el punto de máxima potencia (A): 116,4
- Tensión en circuito abierto (V): 717,64
- Tensión en el punto de máxima potencia (V): 547
- Número de módulos en serie: 10
- Número de módulos en paralelo: 20

Como se puede ver se cumplen las seis reglas enunciadas, pero el inversor dispone de 4 entradas para continua y aprovechando este hecho podemos redimensionar las hileras de módulos para evitar que sean de 20 módulos en paralelo lo cual es una exageración, con lo que redimensionamos para 4 entradas en el inversor.

Si usamos las 4 entradas del inversor nos quedará:

1.

$$\frac{57000}{4} = 14250 \text{ Wp} \rightarrow \frac{14250}{318} = 44,81 \rightarrow 45 \text{ módulos como mínimo}$$

$$\frac{65000}{4} = 16250 \text{ Wp} \rightarrow \frac{16250}{318} = 51,1 \rightarrow 51 \text{ módulos como máximo}$$

Número de módulos a usar en serie entre 45 y 51.

2.

$$\frac{143}{4} = 35,75 \text{ A} \rightarrow \frac{35,75}{5,82} = 6,14 \rightarrow 6 \text{ módulos en paralelo como máximo}$$

El resto de las reglas, las cuales son referentes al ratio de tensión disponible, permanecen iguales.

Con lo que al final nos quedará, que cada inversor de 50 kW tendrá cuatro hileras cada una de 50 módulos dispuestos en:

- Número de módulos en serie: 10
- Número de módulos en paralelo: 5

Manteniéndose las características eléctricas del inversor iguales a las antes descritas:

- Potencia generador fotovoltaico (Wp.): 63600
- Corriente de cortocircuito (A): 124
- Corriente en el punto de máxima potencia (A): 116,4
- Tensión en circuito abierto (V): 717,64
- Tensión en el punto de máxima potencia (V): 547
- 4 entradas con cada una:
 - Número de módulos en serie: 10
 - Número de módulos en paralelo: 5

En el anexo se adjunta un esquema eléctrico y la ubicación y distribución de los paneles.

Con estos datos la potencia de pico (o en módulos) total de la instalación será de 127200 Wp.

CALCULO Y DISEÑO DE LAS ESTRUCTURAS SOPORTE

Generalidades

Con el objetivo de maximizar la producción eléctrica es necesario dotar a los módulos de una orientación e inclinación adecuadas de manera que se consiga llegar a un compromiso entre captación de la máxima radiación solar y la ocupación del espacio disponible. Esto se consigue mediante la estructura soporte.



Condiciones de la estructura

Los módulos fotovoltaicos se instalarán en 8 bancadas construidas para dar cabida a la instalación fija de 100kW.

La inclinación de las bancadas darán a los módulos será de 36° siendo esta la óptima para garantizar la máxima producción eléctrica.

La estructura debe ser calculada para resistir las acciones asociadas al viento y a la nieve de acuerdo con las "Normas Tecnológicas de la Edificación" dentro de la "Norma Básica de la Edificación".

La estructura se realizará mediante perfiles de acero galvanizado de un mínimo de 200 micras de espesor. La utilización de estos perfiles ofrece una gran resistencia estructural, y una larga vida a la intemperie, cumpliendo la normativa UNE37-501 y UNE 37-508.

Se empleará igualmente tornillería inoxidable para la sujeción de los módulos, asegurando un buen contacto eléctrico entre el marco de los módulos y los perfiles soporte.

La estructura soporte de los módulos se conectará a la línea de tierra cada 15 metros mediante un cable de 6 mm², asegurando un buen contacto eléctrico entre la perfilera y el terminal del conductor.

Véase planos de la estructura en los anexos correspondientes.

Calculo de la instalación fija

- Inclinación de los módulos fotovoltaicos:
La inclinación que se debe de dar a una estructura destinada a la captura de la radiación solar, depende de su utilización (solar térmica, solar fotovoltaica...) y del periodo de utilización (anual, invierno, verano...).

En nuestro caso, las instalaciones solares fotovoltaicas tienen un periodo de trabajo anual (se pretende captar la máxima radiación durante todo el año).

Con las condiciones enunciadas anteriormente, la máxima producción solar se realiza con una inclinación de la estructura de 36° (se ha hecho un estudio mediante la página web de PVGIS, en la que nos indican la inclinación y el azimut óptimos para el máximo aprovechamiento) respecto a la horizontal, siendo además los esfuerzos derivados del viento mucho menores que en otras inclinaciones típicas recomendadas en nuestras latitudes.

Se dotará por tanto a los módulos fotovoltaicos una inclinación de 36°.

- Orientación de los módulos:

La estructura contiene los módulos con una inclinación fija. Por esta razón se deben situar de forma que se mantenga un aprovechamiento máximo de la irradiación solar disponible durante todo el año.

Para conseguir la orientación óptima y aprovechar el máximo de horas diarias de radiación solar, se ha hecho un estudio (mediante la página web de PVGIS, en la que nos indican la inclinación y el azimut óptimos para el máximo aprovechamiento) en el que los resultados indican que la orientación óptima es para azimut = (-3°). El sur geográfico es la dirección de la sombra a las 12 horas solares.

- Distancia entre filas consecutivas:

Para conseguir un buen funcionamiento de los módulos fotovoltaicos conviene que su superficie quede libre de sombras. En este caso no existen obstáculos que afecten a la producción por sombras. Es la propia colocación de los módulos entre filas consecutivas la que influye. Para evitar sombras proyectadas de una fila a otra se calculará la distancia mínima de separación de acuerdo con la fórmula:

$$d = \frac{L_m [\sin \beta \cos(\psi - \gamma) + \cos \beta \tan \alpha]}{[\tan \alpha + \tan \beta_1 \cos(\psi - \gamma)]}$$

Donde:

D: Distancia mínima entre 2 filas consecutivas, en metros [m].

L_m : Longitud del módulo fotovoltaico en metros [m].

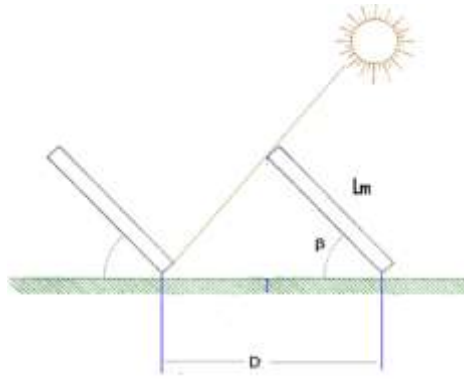
β : Inclinación de la estructura de los módulos fotovoltaicos con respecto al plano de montaje.

β_1 : Inclinación del tejado o terreno con respecto al plano horizontal.

α : Altura solar, es decir, ángulo que forma el rayo con el plano horizontal.

Ψ : Azimut, es decir, ángulo que forma la proyección del rayo sobre el plano horizontal con el meridiano del lugar.

γ : Desviación de la orientación de los paneles con respecto al meridiano.



En nuestro caso se calcula la distancia teniendo en cuenta que:

- $L_m = 5,250$ (5 paneles dispuestos horizontalmente más tolerancias y medidas de perfilería).
- $\beta: 36^\circ$
- $\beta_1: 0^\circ$
- α y Ψ se calculan según la altura solar y el azimut del sol para las 9 horas solares
- $\gamma: 0^\circ$

Durante la salida del sol, este se haya lo suficientemente bajo en el horizonte para que siempre se produzcan sombras entre paneles. En este caso, se calculará la distancia para que a las 9:00h (hora solar) no se produzcan sombreados entre las filas de módulos el día más desfavorable del año (el solsticio de invierno, el 21 de Diciembre).

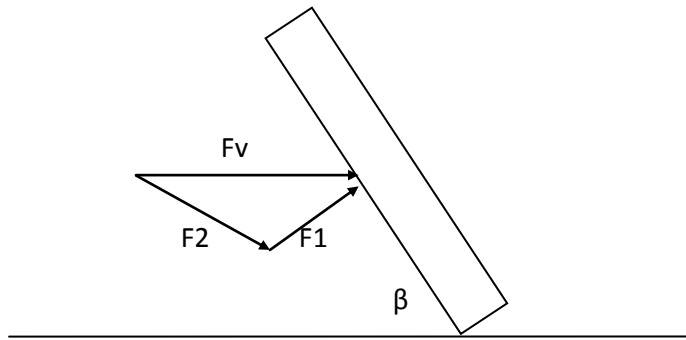
De acuerdo con estos datos y fórmulas utilizadas, la distancia entre filas es de 8,927 metros. Puesto que se dispone de terreno suficiente, se amplía esta distancia hasta los 10 metros para tratar de aumentar al máximo la productividad de los módulos (mayor tiempo de irradiación sin sombras)

- Fuerza del viento:

Atendiendo a que los módulos fotovoltaicos se ubicarán sobre el terreno con una inclinación de 36° , hay que determinar los esfuerzos que deberán soportar los anclajes de las estructuras soporte.

Por un lado se considera la fuerza del viento. Puesto que no se conocen los datos históricos de viento en la zona, el dimensionamiento de las estructuras se realizará suponiendo vientos de 120km/h (vientos de categoría cercana al huracán; no se esperan vientos superiores en la zona).

Además de disponer de los valores indicados anteriormente, hay que identificar la fuerza del viento, que queda como sigue:



Identificación de la fuerza del viento

Fv: fuerza del viento.

F1: componente normal a la superficie de los módulos fotovoltaicos.

Los vientos más peligrosos serán los vientos del norte, con el peligro que supone de volcado de la estructura soporte. Para su cálculo, se utiliza la fórmula:

$$F = p * S * \text{sen}^2 \beta$$

Donde:

F: Fuerza ejercida perpendicularmente en la superficie del módulo, en Newtons [N].

p: Presión dinámica del viento en Newtons dividido por metro cuadrado [N/m^2].

S: Superficie del módulo fotovoltaico con respecto al plano horizontal.

De acuerdo con las Normas Básicas de la Edificación, la presión dinámica del viento puede calcularse como:

$$p = \frac{v^2}{16}$$

Donde v es la velocidad del viento en m/s.

Para una velocidad de 120 km/h, la presión dinámica resulta ser de:

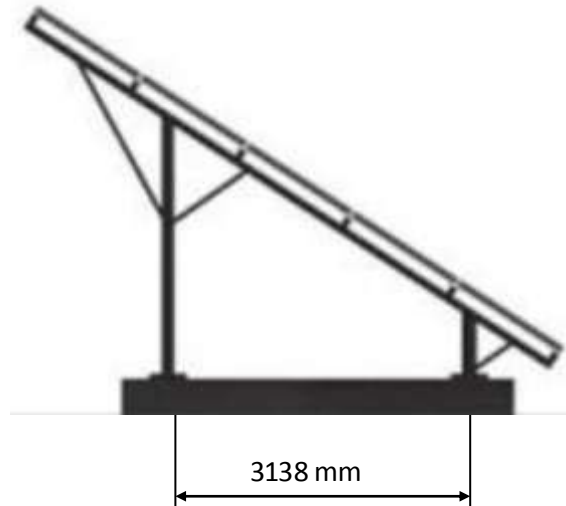
$$p = 69,44 \text{ kp/m}^2$$

A partir de aquí, se obtiene la fuerza normal a los módulos. En nuestro caso entre pórticos hay 3 metros entre soporte y soporte de la estructura de fijación, por lo que la fuerza del viento actuando sobre dicha estructura es de un valor de:

$$F = p * S * \text{sen}^2 \beta = 69,44 \cdot 9,8 \cdot (5,23 \cdot 3) \cdot \text{sen}^2 36^\circ = 3688,89 \text{ N}$$

- Anclaje de la estructura soporte:

Para el anclaje de la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos se utilizarán dos zapatas de hormigón, colocadas perpendicularmente a la bancada y situadas a 3,138 metros. Para ello debe estudiarse su estabilidad frente a las acciones del viento, debiendo realizarse los siguientes cálculos:



1. Determinar el peso de la zapata de hormigón.

Se realizarán dos zapatas corridas de hormigón por bancada que la recorrerán longitudinalmente a lo largo de toda la estructura, con unas dimensiones mínimas de 25x25 cm.

El peso de la zapata se calculará a partir del volumen de hormigón y de la densidad del mismo. El peso de la porción de zapata contenida entre dos pórticos, de acuerdo con esto será:

Volumen de hormigón: $2,5 \cdot 2,5 \cdot 31,38 = 196,125 \text{ dm}^3$.

Densidad del hormigón: 2 Kg/ dm^3

Masa de la zapata de hormigón = $196,125 \cdot 2 = 392,25 \text{ Kg}$.

Peso de la zapata de hormigón = $392,25 \cdot 9,8 = 3844,05 \text{ N}$

2. Calcular el momento de la zapata debido a su peso.

El momento del peso de las zapatas aplicado en su centro de gravedad con respecto al vértice de la zapata será:

$$M_1 = 3844,05 \cdot 3,138 = 12.062 \text{ Nm}$$

3. Calcular el momento de la fuerza del viento sobre los módulos fotovoltaicos.

El momento de esta fuerza en el vértice es:

$$M_2 = F \cdot d = 3688,89 \cdot (3,3/2) = 60864,674 \text{ Nm}$$

Como se observa el momento del peso de la zapata es muy superior al momento ejercido por el viento, por lo que no existe posibilidad de volcado de la estructura a esas velocidades de viento. Se ha omitido en este cálculo el peso de la propia estructura por ser muy inferior frente al peso de las zapatas de hormigón.

CÁLCULO Y DISEÑO DEL SISTEMA DE INVERSORES

Generalidades

Como ya se ha comentado con anterioridad, el inversor es el equipo encargado de transformar la energía generada por los módulos fotovoltaicos en energía útil que podamos ceder a la red eléctrica.

Los módulos fotovoltaicos generan una tensión eléctrica continua y de valor variable, siendo esta muy diferente de la presente en la red de distribución eléctrica, caracterizada por tener una tensión alterna y una frecuencia constante.

En definitiva se necesita un equipo capaz de convertir una energía eléctrica caracterizada por una tensión e intensidad continuas fluctuantes, según las condiciones de irradiación solar, en una energía eléctrica caracterizada por una tensión de magnitud constante y de frecuencia igual a los 50 Hz, y una intensidad dependiente de la potencia que en ese momento se está generando, descontando las pérdidas producidas en la conversión y por efecto Joule en el cableado.

Respecto a la topología de la instalación, cada instalación unitaria tendrá su propio inversor, encargado de la conversión de la corriente generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna de baja tensión. Estos se conectarán en paralelo y el conjunto de la intensidad generada en baja tensión se evacuará a la red de distribución, bien directamente si la conexión se efectúa en baja tensión, o a través de un centro de transformación, si la conexión es en media tensión.

Funcionamiento

Los inversores convencionales para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red convierten la energía eléctrica de corriente continua producida en los paneles solares fotovoltaicos en corriente alterna. La etapa de potencia suele presentar una configuración en puente monofásico, utilizando como semiconductores de potencia transistores MOSFET.

Los inversores de conexión a red disponen de un sistema de control que les permite un funcionamiento completamente automatizado.

La tensión generada por los inversores es senoidal y se obtiene mediante la técnica de modulación de ancho de pulsos. Un microcontrolador determina el tipo de onda que se genera a partir de una tabla de valores disponibles en la memoria auxiliar del sistema.

De esta forma se hace trabajar a los transistores MOSFET de potencia a frecuencias de conmutación de 20kHz, con lo que se consigue una forma de onda senoidal de muy baja distorsión y con un contenido de armónicos bajo.

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

permite introducir las correcciones necesarias en pocos milisegundos. El control de la red se realiza mediante un circuito analógico, que permite ajustes del sistema, mediciones de tensión, corriente y factor de potencia.

Al arrancar los inversores, hay que esperar un tiempo hasta que empiecen a funcionar porque tienen que sincronizarse con la red. Es necesario que estén conectados a la red para poder arrancar.

Para conseguir el mejor rendimiento de la instalación, el sistema de control de los inversores trabaja detectando continuamente el punto de máxima potencia (MPPT) de la característica tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos. La situación de dicho punto de máxima potencia es variable, dependiendo de diversos factores ambientales, como variaciones en la radiación solar recibida o por variaciones de la temperatura de los paneles. La sensibilidad del circuito detector del punto de máxima potencia es muy baja (del orden de los 30W) y el tiempo de respuesta en la búsqueda del nuevo punto oscila entre 2 y 10 segundos.

A partir de los parámetros de la red eléctrica, de la situación del sincronismo, y el seguimiento del punto de máxima potencia, el sistema de control principal del inversor comunica al generador de forma de onda senoidal S.P.W.M. las acciones a realizar en cada momento.

Durante los períodos nocturnos el inversor permanece parado vigilando los valores de tensión del bus DC del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador fotovoltaico aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor que comienza a inyectar corriente en la red si la potencia en paneles supera un valor umbral mínimo.

Los inversores actuales suelen incorporar una serie de protecciones que garantizan el correcto y seguro funcionamiento de la instalación. Algunas de ellas son:

- Fallo en la red eléctrica: en el caso de que se interrumpa el suministro en la red eléctrica, el inversor se encuentra en situación de circuito abierto, en este caso el inversor se desconecta por completo y espera que se restablezca la tensión en la red para iniciar de nuevo su funcionamiento.
- Tensión fuera de rango: si la tensión de red se encuentra fuera del rango de trabajo aceptable, tanto si es superior como si es inferior, el inversor interrumpe su funcionamiento hasta que dicha tensión vuelva a encontrarse dentro del rango admisible. A partir de 240-250 Vac el equipo reduce la potencia a fin de no incrementar más esta tensión. Si a pesar de esta reducción la tensión sobrepasa 253 Vac (máxima permitida por la legislación), se parará.
- Frecuencia fuera de los límites: si la frecuencia de la red está fuera de los límites de trabajo, el inversor se para inmediatamente pues esto indicaría que la red es inestable o está en modo isla.
- Temperatura elevada: la mayoría de los equipos disponibles en el mercado disponen de un sistema de refrigeración por convección. Están calculados para un rango de temperaturas similar al que puede haber en el interior de una vivienda. En el caso de

que la temperatura ambiente se incremente excesivamente o accidentalmente se tapen los canales de ventilación, el equipo seguirá funcionando pero reducirá la potencia de trabajo a fin de no sobrepasar internamente un determinado límite de temperatura. Si la temperatura interna sigue aumentando, el inversor se parará.

- Tensión del generador fotovoltaico baja: en este caso, el inversor no puede funcionar. Es la situación en la que se encuentra durante la noche, en días muy nublados o si se desconecta el generador solar.
- Intensidad de generador fotovoltaico insuficiente: los generadores fotovoltaicos alcanzan el nivel de tensión de trabajo a partir de un valor de radiación solar muy bajo (de 2 a $8\text{mW}/\text{cm}^2$). Cuando el inversor detecta que se dispone de tensión suficiente para iniciar el funcionamiento, el sistema se pone en marcha solicitando potencia del generador fotovoltaico. Si el generador no dispone de suficiente potencia debido a que la radiación solar es muy baja, el valor de la intensidad mínima de funcionamiento no se verifica, lo que genera una orden de parada del equipo. Y posteriormente se inicia un nuevo intento de conexión. El intervalo entre intentos depende del modelo del inversor.

Inversor seleccionado

Se ha seleccionado el inversor de la marca INGECON SUN, fabricados por INGETEAM están diseñados tanto para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias como para instalaciones multimegavatio en suelo.

La potencia nominal del inversor INGECON SUN POWER 50 es de 50kW.

El funcionamiento de estos inversores es de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) con lo que se consigue extraer la máxima energía del campo fotovoltaico y rentabilizar la inversión en menor tiempo.

Estos inversores se caracterizan por tener amplios rangos de tensiones de entrada, facilitando de esta manera el seguimiento del punto de máxima potencia. Son de fácil instalación y parametrización. Dispone de conectores rápidos en la parte de corriente continua, en la de corriente alterna y para comunicaciones.

Son válidos para conexiones directas a la red eléctrica pues disponen de protecciones eléctricas integradas. Además es posible instalar sin limitación inversores de estos modelos en paralelo. Incorporan el transformador de aislamiento galvánico requerido por la legislación española.

Cumple las directivas comunitarias de seguridad eléctrica, de compatibilidad electromagnética y de baja tensión. Dispone de marcado CE y cuenta con las siguientes protecciones:

- Aislamiento galvánico entre la parte de DC y AC.
- Contra polarizaciones inversas.
- Contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida.

- Contra fallos de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador en carga DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador- magnetotérmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC.
- Descargadores de sobretensiones AC

Conforme al RD 1663/2000 integra en el equipo

- Las funciones de protección de máxima y mínima tensión, y máxima y mínima frecuencia.
- Interruptor para la desconexión manual.
- Transformador de aislamiento galvánico.

Cada inversor lleva incorporado un datalogger interno para almacenamiento de datos hasta 3 meses al que se puede acceder desde un PC remoto y también in-situ desde el frontal del inversor a través de un teclado. Asimismo este frontal dispone de Leds indicadores de estado y alarmas y pantalla LCD.

La vida útil del equipo es superior a 20 años. El equipo está libre de mantenimiento y el fabricante lo garantiza durante 5 años.

El inversor elegido cuenta con un grado de protección IP 20 por lo que se deberá colocar dentro de una caseta para protegerlo de las inclemencias medioambientales.

Como accesorios opcionales a integrar en el inversor:

- Comunicación entre inversores mediante RS-485, fibra óptica, inalámbrica o Ethernet.
- Comunicación remota GSM/GPRS mediante módem.
- Software Ingecon® Sun Manager para visualización de parámetros y registro de datos.
- Visualización de datos a través de Internet. IngeRAS™ PV.
- Tarjeta de entradas analógicas para la medición de variables meteorológicas.
- Monitorización de las corrientes de string del campo fotovoltaico. Ingecon® Sun String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.

Las características físicas del inversor INGECON SUN POWER 50 son:

- Anchura x Altura x Profundidad del inversor (mm): 1000 x 1710 x 820
- Peso del inversor (kg): 900
- Protección de envoltorios: IP20
- Rango de temperatura ambiente: -10/+50°C
- Rango humedad ambiente: 0/95%

Las características eléctricas del INGECON SUN POWER 50 son:

- Mínima tensión de entrada (V_{DC}): 405

- Máxima tensión de entrada (V_{DC}): 900
- Rango de tensión MPP: 405-750
- Máxima corriente de entrada (A): 143
- Potencia nominal (W): 50000
- Potencia máxima (W): 55000
- Tensión nominal (V_{AC}): 400
- Frecuencia (Hz): 50-60
- Distorsión armónica (THD): < 3%
- Coseno de Phi: 1
- Eficiencia máxima: 96,3 %
- Consumo en operación (W): 30
- Consumo nocturno (W): 1

Diseño y elección del sistema de conversión DC/AC de las instalaciones unitarias

Las pautas de diseño ya han sido indicadas en el apartado “diseño del generador fotovoltaico de las instalaciones unitarias”, donde se ha seleccionado la topología de conexión de los módulos de acuerdo con las características eléctricas de los inversores. A modo indicativo repetimos aquí las reglas básicas a tener en cuenta:

7. La potencia nominal del inversor debe de ser entre un 80% y un 90 % de la potencia total del campo generador (en la hoja de características del inversor seleccionado ya nos indican el ratio de Potencia de entrada). De este modo el campo generador tendrá una potencia superior a la nominal del inversor al que se conectará. Con esto se compensan las pérdidas producidas en el proceso de conversión DC/AC, las pérdidas por efecto Joule en el cableado, y los valores de radiación diferentes de las denominadas condiciones estándar (1000 W/m^2), difíciles de alcanzar en la atmósfera terrestre.
8. La tensión producida por el campo generador en condiciones estándar (25°C y 1000 W/m^2) en el punto de máxima potencia de los módulos debe estar comprendida entre los valores admisibles por el inversor para el seguimiento del punto de máxima potencia.
9. La corriente producida por el campo generador en condiciones estándar (25°C y 1000 W/m^2) en el punto de máxima potencia no debe ser superior a la admitida por el inversor.
10. La tensión mínima de entrada del inversor para el seguimiento del punto de máxima potencia debe corresponder, como máximo, a la tensión en el punto de máxima potencia de la agrupación de módulos a 70°C y 1000 W/m^2 . De esta manera se compensa la disminución de tensión que sufren los módulos con temperaturas elevadas.

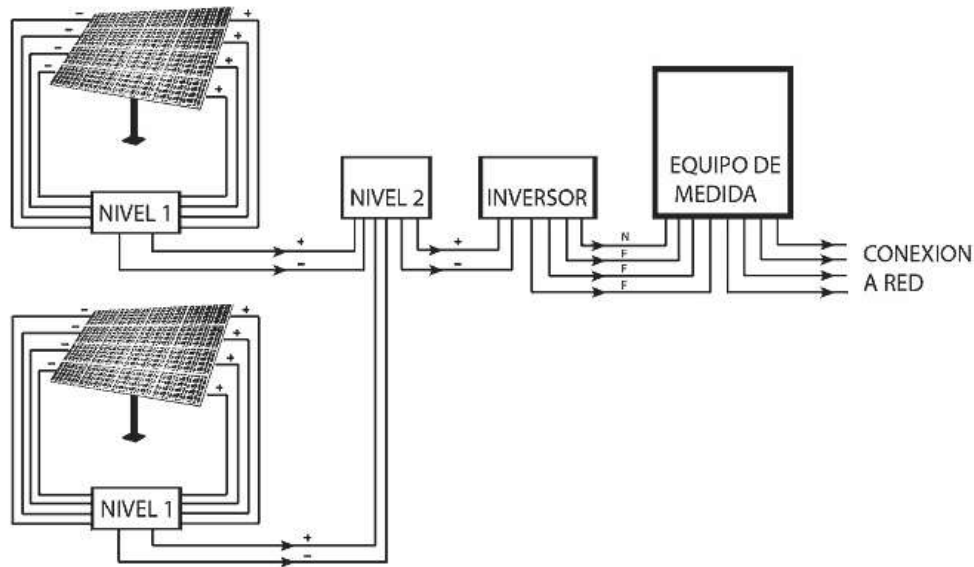
11. La tensión máxima de entrada del inversor debe corresponder, como mínimo, a la tensión en vacío de los módulos a bajas temperaturas (variables según la climatología de la zona donde se instalen los módulos) y a 1000 W/m^2 . De esta manera se compensan los aumentos de tensión que sufren los módulos al estar sometidos a bajas temperaturas.
12. La tensión máxima del generador (normalmente la tensión en vacío a bajas temperaturas y a 1000 W/m^2) no debe exceder la tensión máxima de los módulos utilizados en la instalación.

Como ya se ha descrito, el inversor seleccionado cumplirá todas estas reglas en relación con la topología del campo generador seleccionado para las instalaciones unitarias de 50 Kw

CALCULO DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS

En este capítulo procedemos al cálculo de las protecciones eléctricas necesarias para garantizar la protección de la instalación y de las personas que la manipulen.

Las protecciones para una instalación fotovoltaica se pueden esquematizar del siguiente modo:



Protecciones en corriente continua

En la parte de continua el cableado se ha dimensionado de manera que sea capaz de transportar incluso la máxima corriente prevista en el sistema, que es la de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos, por lo que solo se necesita un elemento de conexión desconexión del generador fotovoltaico de cada instalación unitaria (2 unidades).

Por lo que escogeremos la caja de protección de la marca Telergon, y el modelo CFV5M con entrada para 5 series de módulos en paralelo y con protección de sobretensiones como accesorio.

Que cuenta con interruptor para aislar el conjunto de módulos de la red de módulos, para poder realizar labores de mantenimiento y/o reparación. Además tiene bases portafusibles de tamaño 10x38 y fusibles de 1000Vdc de 2 a 25 A.



Se instalará también dos **cuadros de protección de nivel 2** (uno delante de cada inversor) el cual es un equipo diseñado para proteger eléctricamente los grupos inversores de posibles sobretensiones y sobreintensidades. Provisto de un Interruptor de Corte en Carga, para poder cortar toda una instalación o una zona determinada y así realizar tareas de mantenimiento correctivas o preventivas.

El Equipo viene provisto de fusibles (<1000 Vdc) que protegen los 2 polos (+ y -) de posibles sobreintensidades, estos fusibles pueden ser Cilíndricos, o tipo NH3 especiales, los cuales soportan tensiones de trabajo próximas a los 1000 Vdc e intensidades hasta los 250 A en Vdc. Vienen instalados de serie con protector de sobretensión y con un Interruptor seccionador de hasta 500A a 1000 Vdc.

El modelo elegido es el ARF2-65-200A-4S-CIL40-ST de la casa Cahors y recomendado por ERZendesa (distribuidora eléctrica en la provincia de Huesca), con la capacidad de recibir hasta 4 strings.



Características Técnicas

- Fabricados en poliéster reforzado con fibra de vidrio, color gris RAL 7035.
- Tapas fabricadas en policarbonato estabilizado a los rayos ultravioleta (UV).
- Resistente al calor anormal o fuego según UNE EN 60 695-2-1/0
- Grado de protección contra polvo y agua IP66
- Grado de protección impactos IK10 (IK07 con puerta transparente)
- Gran resistencia a la corrosión y a los rayos ultravioletas.
- Materiales no higroscópicos. Absorción de humedad prácticamente nula.
- Excelente comportamiento a los agentes climáticos y a las temperaturas extremas.
- Resistencia a la corrosión, sin necesidad de acabado especial.
- Resistente hasta 70°C en funcionamiento continuo (temperaturas de pico de hasta 150° C).
- Autoextinguible y exento de halógenos.
- Tensión nominal de aislamiento $U_i = 1000V$.

Directivas

- Protección contra polvo/agua IP s/n UNE 20 324
- Protección contra impactos IK s/n UNE EN 50 102
- Clase Térmica s/n UNE 21 305
- Resistencia al calor o Fuego s/n UNE EN 60 695-2-1/0
- Doble Aislamiento s/n IEC 60439-1
- Directiva Material Eléctrico (B.T.) 73/23/CEE
- Modificación Directiva (73/23/ CEE) 93/68/CEE
- Directiva compatibilidad electromagnética 89/336 CEE
- Modificación Directiva (89/336/ CEE) 92/31 CEE
- Modificación Directiva (89/336/ CEE) 93/98 CEE

Protección en Corriente alterna (PCA).

Equipo diseñado para proteger eléctricamente la línea desde la salida del Inversor hasta la entrada del equipo de protección y medida regulado por la compañía eléctrica.

Como característica fundamental, es un equipo que lleva incorporado un elemento de actuación de rearme automático, que en caso de fuga, el elemento busca si persiste la fuga y en caso de no persistir se rearma automáticamente

Equipo que dispone de un interruptor Magnetotérmico dese 20A hasta 630A un Interruptor diferencial con sensibilidades de 30 mA o 300 mA y Relé diferencial programable y rearmable.

El modelo elegido es de la casa Cahors y referencia UNPCA-250RA-ST

Características Técnicas
<ul style="list-style-type: none">• Envoltente poliéster reforzado con &#64257;bra de vidrio.• Tapas de policarbonato estabilizado a los rayos ultravioleta.• Grado de protección contra polvo y agua IP43 y contra impactos IK09 en envoltentes sin junta.• Grado de protección contra agua y polvo IP55 y contra impactos IK10 en envoltentes con junta.• Gran resistencia a la corrosión y a los álcalis.• Autoventilación por convección natural sin reducir el grado IP.• Ventanillas fabricadas en PC estabilizado a los rayos U.V.• Puerta con bisagras, de apertura superior a 100°.• Materiales no higroscópicos (no absorción de humedad).• Rigidez dieléctrica > 5kV y Resistencia de aislamiento >5M&#937;• Excelente comportamiento a agentes climáticos.
Directivas
<ul style="list-style-type: none">• Protección contra polvo/agua IP s/n UNE 20 324• Protección contra impactos IK s/n UNE EN 50 102• Clase Térmica s/n UNE 21 305• Resistencia al calor o fuego s/n UNE EN 60 695-2-1/0• Resistencia al fuego s/n UNE EN 20672• Doble Aislamiento s/n IEC 60439-1• Directiva Material Eléctrico (B.T.) 73/23/CEEModificación Directiva (73/23/ CEE) 93/68/CEE• Directiva compatibilidad electromagnética 89/336 CEEModificación Directiva (89/336/ CEE) 92/31 CEEModificación Directiva (89/336/ CEE) 93/98 CEE



EQUIPO DE MEDIDA

En lo que concierne a la medida de energía, es la compañía eléctrica (ERZENDESA) la que marca las especificaciones técnicas de la misma. Debido al valor de la potencia de la instalación ERZ-ENDESA obliga a contratar un equipo de medida indirecta normalizado. Esto es, un armario normalizado que incluya transformadores de intensidad (1 por fase), para transformar la corriente generada a valores medibles por el tarificador electrónico (contador).

En líneas generales:

- Será de tipo maximetro electrónico, tendrá lectura de energía útil, reactiva y discriminación horaria. Se ajustará a la ITC-BT-16 y a la normativa aprobada por la empresa suministradora.
- Al ser un único usuario no se coloca ningún interruptor general de maniobra, ni fusible junto al contador.
- Deberá ser de fácil lectura, las partes transparentes deberán ser resistentes a los rayos ultravioletas.
- Contará con garantías de seguridad y mantenimiento.
- El propietario de la instalación será el responsable de los quebrantamientos de los precintos que coloque la empresa suministradora y/o los organismos oficiales, así como la rotura de cualquiera de los elementos.

Por todo ello elegimos el modelo de la casa CAHORS EME500 que cuenta con:

- Envolvente de poliéster con fibra de vidrio reforzado, tipo TPD 107T, con herraje de candado.
- Regleta de verificación normalizada por ENDESA.
- Placa troquelada para contador electrónico.
- Borne de tierra.
- Puente transformadores intensidad.
- Prensaestopas para entrada y salida de cables.
- Mirilla para lectura de contador.
- Tornillería de conexión de acero inoxidable.
- Cableado con conductores de cobre rígido, clase 5 de 4 mm² para la conexión del circuito de intensidad, 1,5 mm² para el de tensión y 1,5 mm² para auxiliares.
- Placa de policarbonato protegiendo los transformadores.
- Kit para alimentación de módem.



Es un modelo recomendado por la compañía ERZ-Endesa por lo que sabemos que cumplirá con todas las especificaciones técnicas, además pediremos como complementos Contador B.T, trafos x/5 y Módem , añadiendo -CT5M a la referencia inicial por lo que nuestro modelo a pedir finalmente será EME 500 y referencia 0470441-E5CT5M

El contador es verificado RS232, el módem GSM RS232/RS485 y los transformadores de intensidad x/5.

El contador será un ACE SL7000 modelo 762 de la firma ACTARIS, este responde a las necesidades de medida en los consumidores a tarifa y cualificados tipos I, II, III, IV, regularizadas del sector eléctrico español.

En el mismo equipo se integra la función de medida, tarificación y registro requerido para la medida en clientes comerciales e industriales, y en generación, transporte y distribución. Es un contador trifásico estático combinado, disponible en conexión directa y en conexión a transformadores de medida.

El contador se colocará fuera del centro de transformación para que el operario de la compañía eléctrica tenga fácil acceso a él, por ello el armario de medida cuenta con candado normalizado por ERZ-ENDESA.

CALCULO DEL CABLEADO

Generalidades

Mediante el cableado se transmite la energía eléctrica desde el punto de generación hasta el punto de evacuación a la red eléctrica, pasando por los diversos escalones que existen en la instalación (módulos fotovoltaicos, conversión AC/DC, centralización de las instalaciones unitarias, elementos de medida y caja general de protección).

Para la definición del cableado debemos tener en cuenta el tipo de cable, el aislamiento nominal del mismo y las secciones.

Cableado entre módulos serie

Para la unión de los módulos fotovoltaicos entre sí para formar las series se utilizará el cableado que incorporan los módulos. Se trata de cable de doble aislamiento de $3,3 \text{ mm}^2$, que incorpora conectores rápidos marca Multi-Contact para la unión de los módulos entre si formando una serie. La denominación comercial es <<Solar cable FLEX-SOL $2,5 \text{ mm}^2$ >>. La longitud de los cables es de 1000mm tanto para el conductor negativo como para el positivo. La instalación de estos cables será al aire soportada por la perfilaría de la estructura mediante bridas de plástico aptas para el uso a la intemperie.

Las características de los cables son las siguientes:

- Conductor: cobre de clase 5, estañado en las conexiones.
- Doble aislamiento (clase II).
- Material aislante: TPE-U.
- Libre de halógenos.
- Alta resistencia a aceites, grasas, oxígeno y ozono.
- Resistente a microbios.
- Resistente a rayos ultravioletas.
- Certificado: VDE reg. Nr 7671.
- Test de inflamabilidad vertical de acuerdo con: DIN EN 50265-2-1.
- Rango de temperaturas: desde -40°C hasta $+90^{\circ}\text{C}$.
- Resistencia del conductor: $7,7 \text{ ohm/km}$.
- Tensión asignada 1000Vdc
- Corriente nominal: 32A (hasta 50°C)

Las características de los conectores Multi-Contact MC4 son las siguientes:

- Intensidad nominal: 22A ($2,5 \text{ mm}^2$) y 30A desde 4 hasta 6 mm^2)
- Tensión máxima: 1000V.
- Tensión de ensayo: 6kV.
- Cat. De sobretensión / Nivel de suciedad: CATII/2.
- Resistencia de contacto: $<0,5 \text{ m}\Omega$
- Material de contacto: Ms estañado.
- Sistema de contacto: MC laminillas de contacto.

- Sistema de bloqueo: snapp in
- Material aislante: PC/PA
- Grado de protección desconectado/conectado: IP67.
- Clase de inflamabilidad: UL94-V0
- Descarga de tracción del cable de conforme a: DIN V VDE 0126-3
- Fuerza de inserción: <50N
- Fuerza de extracción: >50N
- Rango de temperatura: desde -40°C hasta +90°C.

Los cables y conectores Multi-Contact están considerados un estándar dentro del mercado fotovoltaico, ofreciendo un alto grado de protección y durabilidad a la intemperie, así como una gran facilidad de uso y conexionado para el instalador.

De acuerdo con la I.T.C.-BT-40 del Reglamento de Baja Tensión, el cableado debe de ser dimensionado para un mínimo del 125% de la intensidad de utilización.

De acuerdo con el I.T.C.-BT- 06 del Reglamento de Baja Tensión, se debe aplicar un factor de corrección por agrupación de varios cables, puesto que en el peor caso discurrirán 5 conductores por el mismo canal, el valor del coeficiente corrector es de 0,75.

No se aplica ningún factor de corrección por temperatura ambiente, puesto que el valor de intensidad nominal del cable facilitado por el fabricante es a una temperatura de 50°C. Dicha temperatura es superior a la temperatura máxima del ambiente en la zona. Se aplicará un coeficiente de reducción de 0,8 por la posibilidad de que los cables estén sometidos directamente a radiación solar intensa, de acuerdo con la I.T.C.-BT-06 (redes aéreas de distribución en baja tensión).

De acuerdo con lo anteriormente comentado el cable puede manejar una corriente de:

$$I_z = I \cdot 0,8 \cdot 0,75 = 32 \cdot 0,8 \cdot 0,75 = 19,20 \text{ A (intensidad máxima admitida por el cable).}$$

Por otro lado, la intensidad de utilización del cableado es de 5,82 A en cada rama de módulos en serie. Sobredimensionándola un 125% según lo anteriormente comentado:

$$I_b = 1,25 \cdot 5,82 = 7,275 \text{ A}$$

Se cumple que la intensidad máxima admitida por el cable es superior a la intensidad de utilización.

El cable seleccionado es válido por capacidad de transporte de corriente. Veamos si es válido por el criterio de caída de tensión. Cada conexión macho-hembra usa 2 metros de cable, y a esto no hay que sumar nada más pues la caja de conexiones y de protección de nivel 1 que estará situada en la propia estructura soporte de cada bancada.

$$\Delta U = \frac{2 \times l \times I}{\gamma \times A} = \frac{2 \times 20 \times 7,275}{57 \times 3,3} = 1,54 \text{ V}$$

Donde:

- ΔU es la caída de tensión en el conductor en V.
- l es la longitud del conductor en metros.
- I es la intensidad que circula por el conductor en A.
- γ es la conductividad del material conductor en $m/\Omega \cdot mm^2$
- A es la sección del conductor en mm^2

Puesto que la tensión del generador fotovoltaico en su punto de máxima potencia es de 547 V, se tiene una caída de tensión porcentual de:

$$\%U = 100 * \frac{\Delta U}{U_{mp}} = 0,28\%$$

Por lo que el cableado resulta válido, debido a que la caída de tensión es menos al 1,5% que marca las condiciones técnicas del IDAE.

Puesto que los módulos fotovoltaicos presentan una potencia limitada, su contribución en cortocircuito es inferior al 10% de su intensidad nominal por lo que el cableado puede soportar sin sufrir desperfectos incluso las corrientes de cortocircuito que se produzcan en la instalación.

La unión en serie de los módulos se efectuará mediante los conectores macho y hembra de que disponen los cables de los módulos. Tanto el cableado con los conectores son válidos para instalaciones en exteriores.

Cableado entre caja de nivel 1 y caja de nivel 2 (situada en interior de casa prefabricada)

Todas las ramas de cada una de las series de módulos se conectarán directamente en las cajas de protección de nivel 1 de las que saldrá un cable de cada una que irá a conectarse a la caja de protección de nivel 2 situada dentro de la caseta prefabricada de Ormazabal, junto con los inversores. Los conductores utilizados en las líneas subterráneas serán de cobre o de aluminio y estarán aislados con mezclas apropiadas de compuestos poliméricos. Estarán además debidamente protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instalen y tendrán la resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a que puedan estar sometidos.

Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 450/750V y los tubos cumplirán lo establecido con la ITC-BT-21 el modelo de cable elegido será tipo **RV-K** con una tensión asignada de 0,6/1kV, con conductor de cobre clase 5, aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de vinilo de acuerdo con la norma UNE 21123-2, y deberán cumplir los requisitos especificados en la parte correspondiente de la Norma UNE-HD 603. La sección de estos cables dependerá de la distancia a la que se encuentren los módulos respecto de la caseta. En la siguiente tabla podemos hacernos una idea de las distancias de cada bancada de módulos (mejor dicho de cada caja de protección de nivel 1, situadas en la misma estructura de cada bancada de módulos):

BANCADA	DISTANCIA RESPECTO CAJA NIVEL 2
Número 1	27 metros
Número 2	17 metros
Número 3	17 metros
Número 4	27 metros

Las bancadas estarán separadas 10 metros unas de otras y cada grupo de 4 bancadas estarán separadas horizontalmente y desde la mitad de los dos de en medio (bancadas 2 y 3), 10 metros hasta la entrada de cables de la caseta prefabricada, añadiendo unos 2 metros para la instalación en el interior.

De acuerdo con la ITC-BT-40 del reglamento de Baja Tensión, el cableado debe de ser dimensionado para un mínimo del 125% de la intensidad de utilización, por lo tanto cada conductor de la manguera debe ser dimensionado para una intensidad de:

$$I_b = 1,25 \times 31 = 38,75 \text{ A}$$

31 amperios es la corriente total de cada bancada, e irá toda ella por el mismo cable a partir de la caja de protección de nivel 1 situada en la estructura de los módulos.

Tabla 3: SECCIÓN	INTENSIDAD ADMISIBLE (EN AMPERIOS), PARA CABLES SOTERRADOS BAJO TUBO (TENSION ASIGNADA HASTA 0,6/1 kV)			
	Aislamiento de XLPE o EPR			
	3 unipolares o 1 tripolar		2 unipolares o 1 bipolar	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
1,5	23		27	
2,5	30	23	36	27
4	39	30	46	36
6	48	37	56	44
10	64	49	77	58
16	82	62	100	77
25	105	82	130	98
35	130	98	155	120
50	155	115	183	139
70	190	145	225	170
95	225	175	265	205
120	260	200	305	230
150	300	230	340	265
185	335	260	385	295
240	400	305	440	340
300	455	350	500	385
400	530	405	570	445
500	610	465	660	510
630	710	530	735	575

Por lo que según Generalcable y sus tablas de orientación con un cable de sección de 4mm² sería justo para nuestras necesidades.

Ahora veamos si el cable es suficiente para validar la caída de tensión, que de acuerdo con el IDAE debe ser inferior a un 1,5% en el lado de continua. En nuestro caso:

$$\Delta U = \frac{2 \times l \times I}{\gamma \times A} = \frac{2 \times 27 \times 38,75}{57 \times 4} = 9,177 \text{ V}$$

Donde:

- ΔU es la caída de tensión en el conductor en V.
- l es la longitud del conductor en metros.
- I es la intensidad que circula por el conductor en Amperios.
- γ es la conductividad del material conductor en $m/\Omega \cdot mm^2$
- A es la sección del conductor en mm^2

Puesto que la tensión del generador fotovoltaico en su punto de máxima potencia es de 547 V, se tiene una caída de tensión porcentual de:

$$\%U = 100 * \frac{\Delta U}{U_{mp}} = 1,67\%$$

La caída de tensión es inadmisibles por superar aunque por poco el 1,5% por lo que nos disponemos a cambiar el cable por otro de una sección mayor, por lo que usaremos el cable de sección de $6mm^2$. Lo que origina una menor caída de tensión que comprobamos calculándola:

$$\Delta U = \frac{2 \times l \times I}{\gamma \times A} = \frac{2 \times 27 \times 38,75}{57 \times 6} = 6,118V$$

$$\%U = 100 * \frac{\Delta U}{U_{mp}} = 1,118\%$$

Una vez comprobado que la caída de tensión es menor a lo indicado por el IDAE, podemos estar seguros de la seguridad del cableado entre ambas cajas de protección.

Los cálculos se han realizado para las bancadas más alejadas puesto que a menor distancia la caída será todavía menor, sabemos que las bancadas 2 y 3 (las más cercanas) también cumplirán con los requisitos impuestos por el IDAE.

Canalizaciones subterráneas

Todo el cableado realizado hasta el momento, es decir desde las cajas de protección de nivel 1 situadas en la misma estructura que los módulos hasta la entrada del edificio prefabricado de Ormazabal donde se encuentran las cajas de protección de nivel 2, se realizará en canalización subterránea.

La instalación de los cables se realizará bajo tubo protector hormigonado que se instalarán en la zanja de dimensiones apropiadas. Los tubos protectores se instalarán sobre el lecho de la misma alisado y libre de rocas, piedras y cantos vivos y se procederá al hormigonado con hormigón en masa de $200Kg/cm^2$ de resistencia hasta una altura de 30cm del fondo de la zanja. Encima de esta dado de hormigón ya a 20cm se instalará la cinta de señalización de cables eléctricos enterrados.

Las dimensiones de las zanjas serán de 60cm de anchura y 80cm de profundidad.

Los tubos se colocarán juntos, sin distancia entre ellos. Se dejará un tubo vacío de 25mm de diámetro para el cableado de control.

Se respetarán las separaciones mínimas exigidas por la ITC-BT_07. En cruces y paralelismos con otras canalizaciones (agua, gas y telecomunicaciones esta será de 20cm, y 25cm con otros conductores de energía). Cuando estas distancias no puedan mantenerse se protegerá el cable con un tubo protector de grado de protección mecánica 7.

El compactado de la tierra será manual los primeros 10cm. y luego se realizará mecánicamente por capas de 10cm de espesor.

En cada derivación o curva del cableado se instalarán arquetas de registro.

Cableado entre caja de protección nivel 2 e inversores

Puesto que las cajas de protección de nivel 2 estarán situadas en el mismo recinto que los inversores, lo que supone que la longitud de los cables será mínima, elegimos los cables anteriormente calculados para realizar el acoplamiento.

Cableado de CA

Cableado entre inversores y caja de protección CA

La distancia entre los inversores y la caja de protección de CA será mínima pues ambos se encuentran en la caseta prefabricada de Ormazabal.

Se conectarán a través de una línea tetrapolar (3 fases, neutro y conductor de protección) de distribución que recogerá la intensidad de cada inversor y la transportará al cuadro de protecciones. Antes se unirán los cables de ambos inversores en una caja de distribución de la que saldrá un único cable hacia la caja de protección de la parte de continua.

La distancia longitud máxima será de unos 1,5 metros hasta la caja de derivación donde se unirán ambos cables.

La intensidad de la corriente máxima de cada cable será de 93 A, que es la que sacará cada inversor, por lo que de acuerdo con la ITB-BT-40 del Reglamento de Baja Tensión, el cableado debe de ser dimensionado para un mínimo del 125% de la intensidad de utilización, por lo tanto:

$$I_b = 1,25 \cdot 93 = 116,25A$$

Se van a aplicar un coeficiente de reducción de 0,8 por instalación de cable tetrapolar entubado según la ITC-BT-07.

De acuerdo con la ITC-BT-07 un cable tetrapolar de polietileno reticulado de 16mm^2 de sección soporta una intensidad de 125A. Aplicando el coeficiente anterior se tiene:

$I_z = 125 \times 0,8 = 100A$ (Intensidad máxima admisible por el cable)

El cable es válido para transporte de corriente, ahora veremos si puede con la caída de tensión.

Como hemos visto anteriormente la caída de tensión debe ser inferior a 1,5% según la normativa, pero para el caso de la alterna esta debe ser en todo el circuito conjunto menor de ese 1,5%, es decir desde la salida del inversor hasta la entrada al circuito del transformador.

Primero veremos desde el inversor hasta la caja de empalme donde uniremos las dos líneas.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \times 1,5 \times 93}{57 \times 16} = 0,265V$$

Lo que supone una caída de tensión de 0,06 %, este valor tan pequeño se debe a la pequeña longitud del cable.

Ahora proseguiremos con el cálculo del cable (único a partir de ahora) que une la caja de empalme con la caja de protección de la parte de corriente continua.

Ahora la corriente de ambos conductores se ha unido en uno solo por lo que la suma total de la intensidad será de 186A, por lo que procederemos a los cálculos con la misma normativa que en los anteriores:

De acuerdo con la ITB-BT-40 del Reglamento de Baja Tensión, el cableado debe de ser dimensionado para un mínimo del 125% de la intensidad de utilización, por lo tanto:

$$I_b = 1,25 \times 186 = 232,5A$$

Se van a aplicar un coeficiente de reducción de 0,8 por instalación de cable tetrapolar entubado según la ITC-BT-07.

De acuerdo con la ITC-BT-07, y con el catalogo de General Cable un cable tetrapolar de polietileno reticulado de $120mm^2$ de sección soporta una intensidad de 301A. Aplicando el coeficiente anterior se tiene:

$$I_z = 301 \times 0,8 = 240,8A \text{ (Intensidad máxima admisible por el cable)}$$

El cable es válido para transporte de corriente, ahora veremos si puede con la caída de tensión.

Como hemos visto anteriormente la caída de tensión debe ser inferior a 1,5% según la normativa, pero para el caso de la alterna esta debe ser en todo el circuito conjunto menor de ese 1,5%, es decir desde la salida del inversor hasta la entrada al circuito del transformador.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \times 2 \times 186}{57 \times 120} = 0,094V$$

Por lo que el cable elegido es más que suficiente para las necesidades de la instalación.

CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA MT

Características generales de la línea

La línea aérea de Media Tensión objeto de este proyecto se realiza para la “evacuación de energía” de una central fotovoltaica sita en el Polígono 1, parcela 223 del término Municipal de Yebra de Basa (Huesca).

La demanda de potencia es la siguiente:

Denominación	Pot Ud (kW)	Pot Total (kW)
Central Fotovoltaica	160	160

Con esta demanda se van a instalar el siguiente transformador en Centro de Transformación en edificio prefabricado de Ormazabal:

Denominación	Pot Trafo (kVA)
Central fotovoltaica	160

Con lo que la potencia de transporte será de 160 kVA con una longitud de línea aérea de 111 metros aproximadamente.

Características eléctricas de los conductores.

Tal y como se ha definido en el apartado anterior MEMORIA, el trazado de la línea se va a realizar mediante conductor de aluminio-acero LA-56.

Los conductores serán de aluminio- acero, según normas UNE 21018 y ERZ 901312 y sus características generales se indican a continuación:

- Número y clase de conductores: 3 cables Al-Ac.
- Norma: UNE 21018
- Tipo: LA-56
- Composición: Aluminio 6 hilos de 3,15mm
Acero 1 hilo de 3,15mm
- Secciones: aluminio 46mm²
Acero 7,79 mm²
Total 54,6 mm²
Equivalente cobre 30 mm²
- Peso: 189,1Kg/Km
- Carga de rotura de la tracción: 1.666Kg

– Resistencia eléctrica a 20°C	0,614 Ω/Km
– Reactancia:	0.3990 Ω/Km
– Intensidad máxima admisible:	197 A
– Módulo de elasticidad, E:	8.100 Kg/m. mm ²
– Coeficiente de dilatación lineal:	19 x 10 ⁻⁶ °C ⁻¹

En toda la línea de transporte de energía hay unas magnitudes típicas que son sus constantes kilométricas.

Constantes características fundamentales por kilometro de línea.

Las constantes características fundamentales de una línea eléctrica por kilometro de longitud de la misma, son cuatro:

- Resistencia eléctrica: R_k (Ω/km)
- Coeficiente de autoinducción o inductancia: L_k (H/km)
- Capacidad: C_k (F /km)
- Conductancia o perditancia G_k (S/km)

Resistencia eléctrica

La resistencia eléctrica de un conductor es:

$$R = \frac{10\rho L}{S}$$

Siendo la resistencia eléctrica por kilometro del LA-56 de 0,6136 Ω/km

Por lo tanto, para una longitud de 111 metros la resistencia eléctrica total será de:

$$R_T = 0,6136 \times 0,111 = 0,068 \Omega$$

Coeficiente de autoinducción y radio equivalente

El coeficiente de autoinducción de una línea trifásica, simple y simétrica viene definido por la siguiente expresión:

$$L_A = \left[0,5 + 4,61g \frac{D}{r} \right] 10^{-4}$$

Siendo:

- D: Separación media geométrica entre ejes de fase (mm).
- R: radio del conductor utilizado LA-56 (mm).

Con lo que la distancia media geométrica en armados tipo tresbolillo será:

$$D = 2,26m$$

Por lo tanto el coeficiente de autoinducción kilométrico será:

$$L_A = \left[0,5 + 4,61g \frac{2260}{14} \right] 10^{-4} = \frac{1,14 \times 10^{-3} H}{km}$$

Siendo el valor de la reactancia por kilómetro de:

$$X' = 2\pi f x L_A = \frac{0,3595 \Omega}{km}$$

$$X = X' x l = 0,3595 x 0,111 = 0,04 \Omega$$

Capacidad

En las líneas trifásicas, la llamada capacidad industrial viene dada, por kilómetro, por la expresión:

$$C_k = \frac{24,2 \times 10^{-9}}{\log \frac{D}{r}} F/km$$

Por lo tanto: $C_k = 1,02 \times 10^{-8} F/km$

Conductancia o perditancia

Los datos de partida para el cálculo son los siguientes:

- Tensión de transporte: 66kV
- Cadenas de aisladores: 4 elementos U70BS
- Longitud total de la línea: 0,111km
- Longitud medio vano: 100 metros
- Perdida estimada por aislador: 5W

Apoyos	Uds	Cadenas por apoyo
Alineación	0	3
Ángulo	0	6
Anclaje	1	6
Fin de línea	1	3
Especialidades		3
Total	2	

Aisladores por cadena	Total
4	0
4	0
4	24
4	12
4	0
	36

Los datos obtenidos son los siguientes:

- Pérdida de potencia en el total de aisladores: $36 x 4 = 180W$
- Pérdida por kilómetro de línea: $\frac{0,180}{0,111} = \frac{1,62kW}{km}$
- Pérdida kilométrica por fase: $p = \frac{1,62}{3} = 0,54kW/km$
- Conductancia kilométrica por fase:

$$G_k = \frac{p}{V^2} x 10^{-3} = 1,62 x 10^{-7} S/km$$

- Conductancia entre las tres fases:

$$3xG_k = 4,86x10^{-6}S/km$$

- Conductancia total de la línea:

$$G = 5,40x10^{-6}S$$

Efecto corona

Las pérdidas por “efecto corona” se originarán si la tensión de servicio es superior a la tensión crítica disruptiva:

$$U_c = 84 \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot r \cdot \log \frac{D}{r}$$

Donde:

- U_c : Tensión compuesta crítica eficaz (kV).
- m_c : Coeficiente de rugosidad del conductor.
- m_t : Coeficiente meteorológico
- r : Radio del conductor
- D : distancia media geométrica entre fases (cm).
- δ : Factor de corrección de la densidad del aire en función de la altitud sobre el nivel del mar.

$$\delta = \frac{3,921xh}{273 + \phi} = \frac{3,921x73,3}{273 + 13} = 0,696$$

La tensión crítica disruptiva se deberá calcular en los dos supuestos, tiempo seco y tiempo húmedo.

- Tensión crítica disruptiva con tiempo seco:

$$U_c = \left[84x0,696x1x0,7 \log \frac{260}{0,4} \right] x1,005 = 87,63kV$$

Según este resultado, no habré efecto corona con tiempo seco, puesto que:

$$U < U_c$$

$$10kV < 87,63kV$$

Según el artículo 2 de RLAT indica que la tensión más elevada para una tensión de 10kV es de 12kV, por lo que:

$$12kV < 87,63kV \text{ (no habrá efecto corona)}$$

- Tensión crítica disruptiva con tiempo húmedo:

$$U_c = \left[84x0,696x0,8x0,7 \log \frac{320}{0,7} \right] x1,005 = 70,10kV$$

Según este resultado, no habré efecto corona con tiempo seco, puesto que:

$$U < U_c$$

$$10kV < 70,10kV$$

Según el artículo 2 de RLAT indica que la tensión más elevada para una tensión de 10kV es de 12kV, por lo que:

$$12kV < 70,10kV \text{ (no habrá efecto corona)}$$

Factor de potencia de la línea

El factor de la línea viene determinado por el de los receptores. La línea objeto de este proyecto es de 160kV.

Corriente a circular por la línea

La corriente que va a circular por la línea vendrá determinada por la máxima potencia de transformación 160kVA y de la tensión de suministro (10kV) que hemos definido con anterioridad:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,23 \text{ A}$$

La densidad de corriente será:

$$\delta = \frac{I}{S} = \frac{9,23}{54,6} = 0,169 \text{ A/mm}^2$$

Según el RLAT en su artículo 22, especifica que para una sección nominal de 54,6 mm² le corresponde una densidad máxima de 3,3 A/mm² (aplicando el coeficiente de reducción expuesto en el art.22). Por lo tanto la densidad de corriente real que tendremos es inferior a la máxima a transportar por el cable LA-56.

Caída de tensión

La caída de tensión se calculará en función de la resistencia y la reactancia de la línea, aplicándose el factor de potencia anteriormente descrito.

$$V = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi)$$

En este cálculo no se va a contemplar exactamente el tramo de línea hasta la posición de barras dentro de la subestación transformadora de la empresa suministradora de energía ENDESA Distribución de energía S.L.U. en su subestación de "Magallón", ya que no se dispone de datos de la longitud ni el recorrido interior hasta la posición.

$$V = \sqrt{3} \cdot 9,23 \cdot (0,61 \cdot 0,9 + 0,35 \cdot 0,44) = 11,35V$$

$$V\% = \frac{11,35}{66000} \times 100 = 0,11\%$$

Valor muy inferior al máximo recomendado por la compañía suministradora de energía eléctrica.

Potencia perdida por efecto Joule

La potencia perdida por efecto JOULE se debe a la resistencia de los conductores de la línea.

$$P = 3 \cdot R \cdot I^2 = 3 \times 0,61 \times (9,23)^2 = 155,90 W$$

Potencia máxima por límite térmico

La máxima potencia que pueden transportar los conductores por límite térmico se calcula según la siguiente expresión:

$$P_c = \frac{\sqrt{3} \times U \times I \times \cos \varphi}{1000}$$

Siendo:

- P_c : Potencia máxima a transportar por límite térmico (MW)
- I : Intensidad máxima admisible por el conductor (A)
- U : Tensión compuesta (kV)

$$P_c = \frac{\sqrt{3} \times 10 \times 197 \times 0,9}{1000} = 3,07 \text{ MW}$$

Valor muy superior al que va a transportar la línea objeto de proyecto.

CALCULO MECÁNICO DE LA LÍNEA

Tablas resumen:

Tensiones y flechas en hipótesis reglamentarias (conductores).

Vano	Long (m)	Desni (m)	Vano regula (m)	Hipótesis de tensión máxima			Hipótesis de flecha máxima					
				-5°C +V Toh(kg)	-15°C +H Toh(kg)	-20°C +H Toh(kg)	15°C+V		50°C		0°C+H	
							Th(kg)	F(m)	Th(kg)	F(m)	Th(kg)	F(m)
2-CT	98.84	25.58	98.84		526.7		374.8	2.02	114.5	2.08	476.4	1.97

Vano	Long (m)	Desni (m)	Vano regula (m)	Hipótesis de tensión máxima			Hipótesis de cálculos de apoyos			D.C.Ais	Desviación horizontal viento (m)
				-5°C +V F(m)	-15°C +H F(m)	-20°C +H F(m)	-5°C +V Th(kg)	-15°C +H Th(kg)	-20°C +H Th(kg)		
2-CT	98.84	25.58	98.84		0.86		433.1	526.7		313.6	

Tensiones y flechas de tendido (conductores)

Vano	Long (m)	Desni (m)	Vano regula (m)	-20°C		-15°C		-10°C		-5°C		0°C		5°C		10°C		15°C	
				T(kg)	F(m)	T(kg)	F(m)	T(kg)	F(m)	T(kg)	F(m)	T(kg)	F(m)	T(kg)	F(m)	T(kg)	F(m)	T(kg)	F(m)
2-CT	98.84	25.58	98.84			277.3	0.86	252.2	0.95	230.4	1.04	210.4	1.13	193.5	1.23	179.3	1.33	166.5	1.43

Vano	Long (m)	Desni (m)	Vano regula (m)	20°C		25°C		30°C		35°C		40°C		45°C		50°C		ED S
				T(kg)	F(m)	T(kg)	F(m)	T(kg)	F(m)	T(kg)	F(m)	T(kg)	F(m)	T(kg)	F(m)	T(kg)	F(m)	
2-CT	98.84	25.58	98.84	155.7	1.53	146.4	1.63	138.3	1.73	131.2	1.82	124.9	1.91	119.4	2	114.5	2.08	9.99

Cálculos de apoyo

Apoyo	Función	Ang.Rel gr.sex a	Hipótesis 1ªviento -5°C +V		Hipotesis2ª (hielo) (-15:B/-20:C) °C+H		Hipotesis3ª(Desp.Tr) (-15:B/-20:C) °C+H		Hipotesis 4ª(Rotura) (-15:B/-20:C) °C+H		Esf. Tors. Con. Nor m (kg)	D.Cond. Calculo (m)
			Tv(kg)	Th(kg)	Tv(kg)	Th(kg)	Tv(kg)	Th(kg)	Tv(kg)	Th(kg)		
2	Fin línea		-56.3	1447.9; dir.línea	-277.5	1580.2; dir.línea			-277.5	526.7	0	1.01
CT	Fin línea		157.5	1437.4; dir.línea	548.8	1580.2; dir.línea			548.8	526.7	0	1.01

Apoyos adoptados

apoyo	Función	Tipo	Coef. segur	Angulo gr.sex a	Altura total (m)	Esf. Útil punta (kg)	Esf. Ver. S.Tors. (kg)	Esf. Ver. S.Tors. (kg)	Esfuerz torsión (kg)	Dist. Torsion (m)	Peso (kg)
2	Fin línea	Celosía recto	N		12	2000	1500	900	1200	1.5	
CT	Fin línea	Celosía recto	N		14	2000	1500	900	1200	1.5	

Crucetas adoptadas

Apoyo	Función	Tipo	Montaje	d.Cond cuceta (m)	A Brazo superior (m)	B brazo medio	C brazo inferior	D D.Vert. brazos(m)	E altura Refuer	Peso (kg)	Esfuerzo max	Altura cupula
2	Fin línea	Celosía recto	Bóveda R	2	2			1.2		100	9000	
CT	Fin línea	Celosía recto	Montaje OS	1.25	1.25					100	4500	

Calculo de cimentaciones

Apoyo	Función	Esf. Útil Punta (kg)	Alt. Res conduc (m)	Mom. Producido por el conduc (kg.m)	Esf.vie apoyo (kg)	Alt. Vie Apoyos (m)	Mom. Producido Viento apoyos (kg.m)	Momento total fuerzas externas (kg.m)
2	Fin de línea	2000	11.2	22400	301.3	4.69	1412.1	23812.1
CT	Fin de línea	2000	12	24000	371.8	5.53	2055.3	26055.3

Apoyo	Función	Ancho cimiento	Alto cimiento	MONOBLOQUE		ZAPATAS AISLADAS									
				Coefi c. Comp	Mom. Absorbi do por la cimenta (kg.m)	Volu m. Horm (m3)	Peso Horm (kg)	Volu m. Tierra (m3)	Dens Tierra (kg/m 3)	Peso tierra (kg)	Esf.R o z. Tierra (kg)	Esf. Monta n (kg)	Esf Ver t (kg)	Coe f. Seg	Res. Calc Tierra (kg/cm 3)
2	Fin línea	1.03	2.25	10	39436.5										
CT	Fin línea	1.12	2.25	10	43148.6										

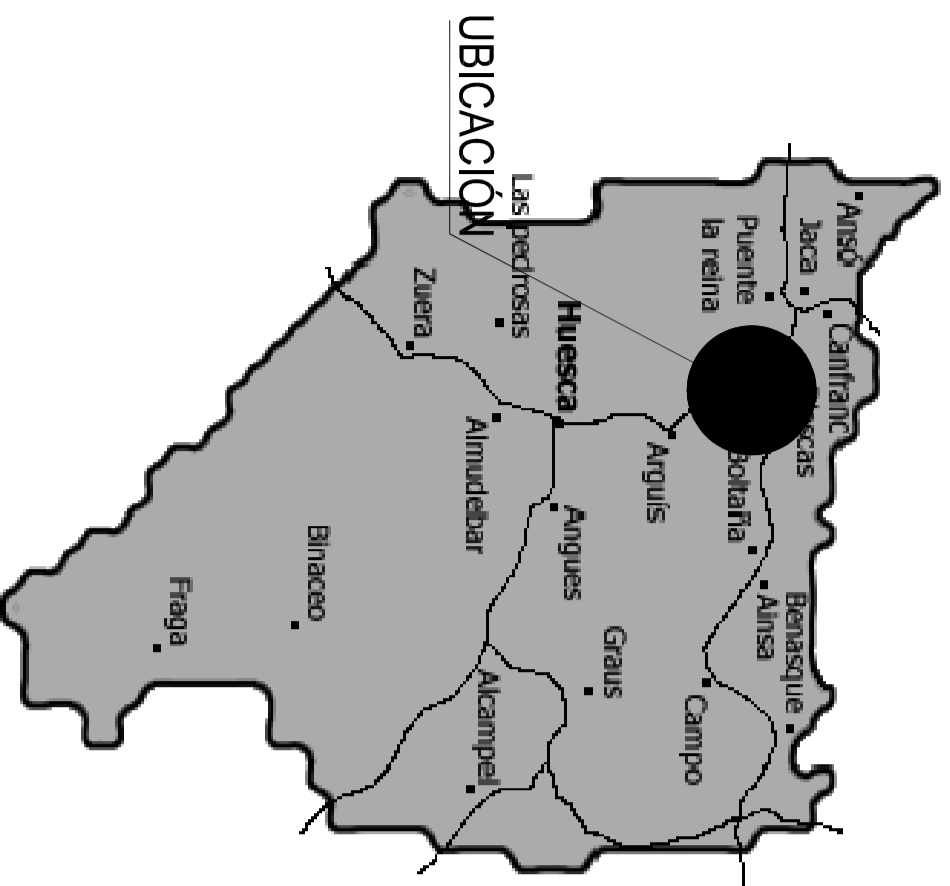
Calculo de cadenas de aisladores

Apoyo	Función	Denom	Qa (kg)	D.Ais (mm)	Lif (mm)	L.Ais (m)	P.Ais (kg)
2	Fin línea	U70BS	6860	255	280	0.25	1.8
CT	Fin línea	U70BS	6860	255	280	0.25	1.8

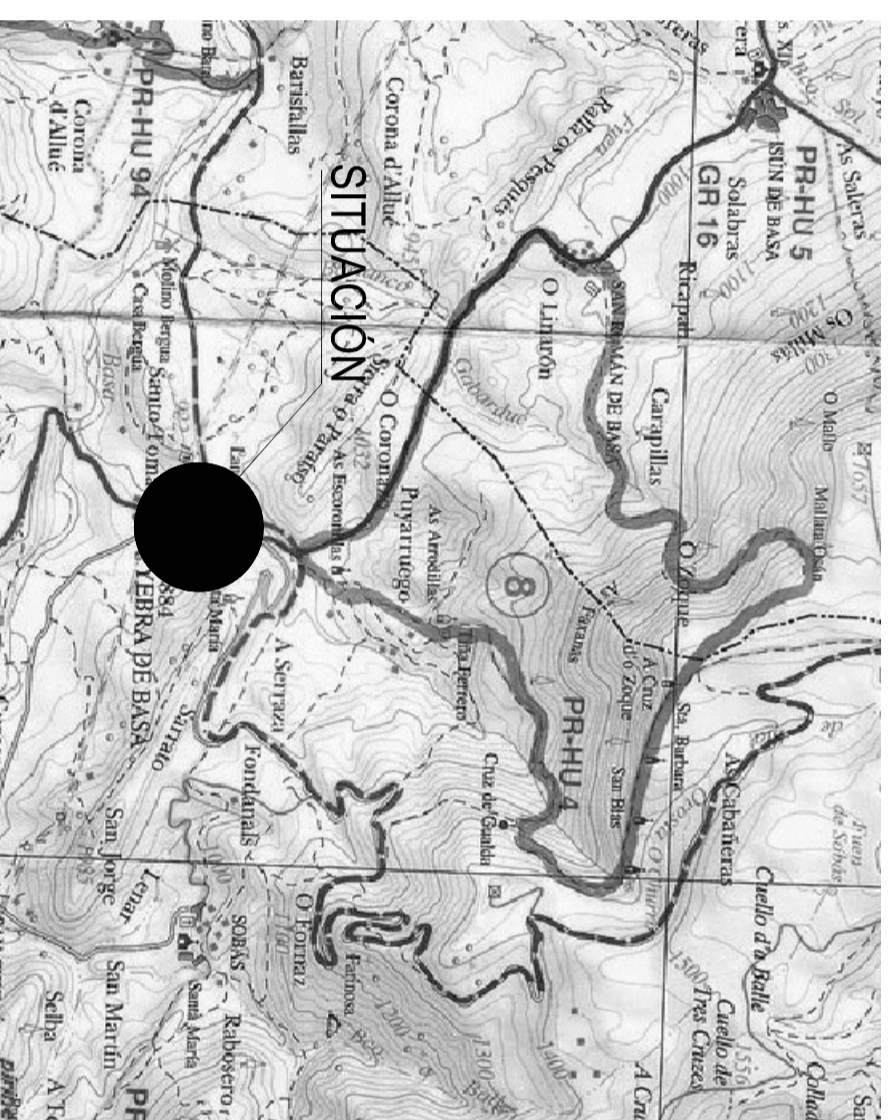
Apoyo	Función	N.Cad	Denom	N.Ais	Nia (cm/KV)	Lca (m)	L. Alarg. (m)	Pca (kg)	Eca (kg)	Pv+Pca (kg)	Csmv	Toh.ncf (kg)	Csmh
2	Fin línea	3C.Am	U70BS	4	9	1		7.2	17.85	99.69	64.18	526.73	13.02
CT	Fin línea	3C.Am	U70BS	4	9	1		7.2	17.85	175.73	37.5	526.73	13.02

Calculo de esfuerzos verticales sin sobrecarga

Apoyo	Función	Esf. Vert -20°C (kg)	Esf. Vert -15°C (kg)	Esf. Vert -5°C (kg)
2	Fin línea		-166.66	-129.64
CT	Fin línea		267.79	230.77



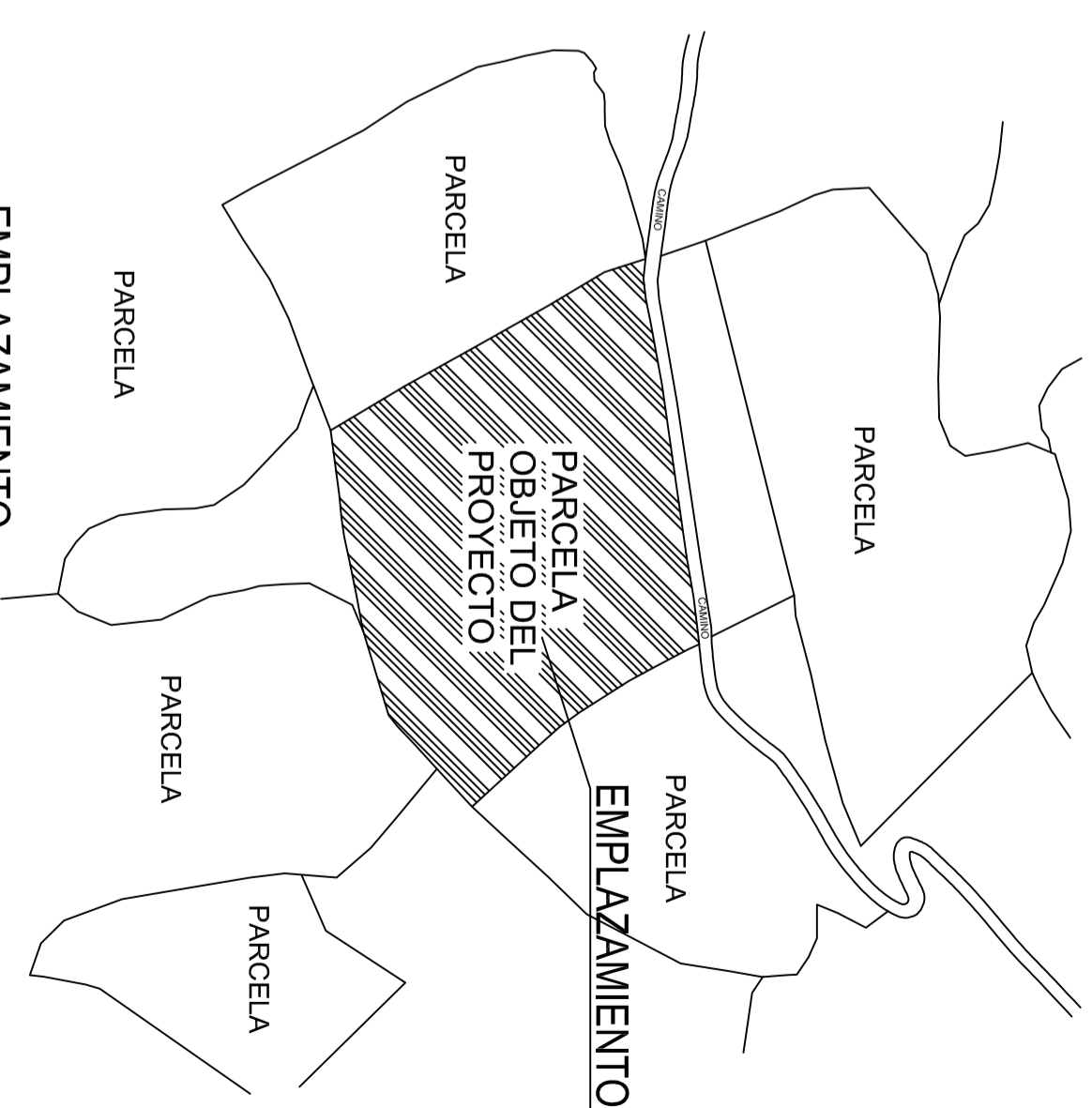
UBICACIÓN



SITUACIÓN

SITUACIÓN

ESCALA 1:25.000




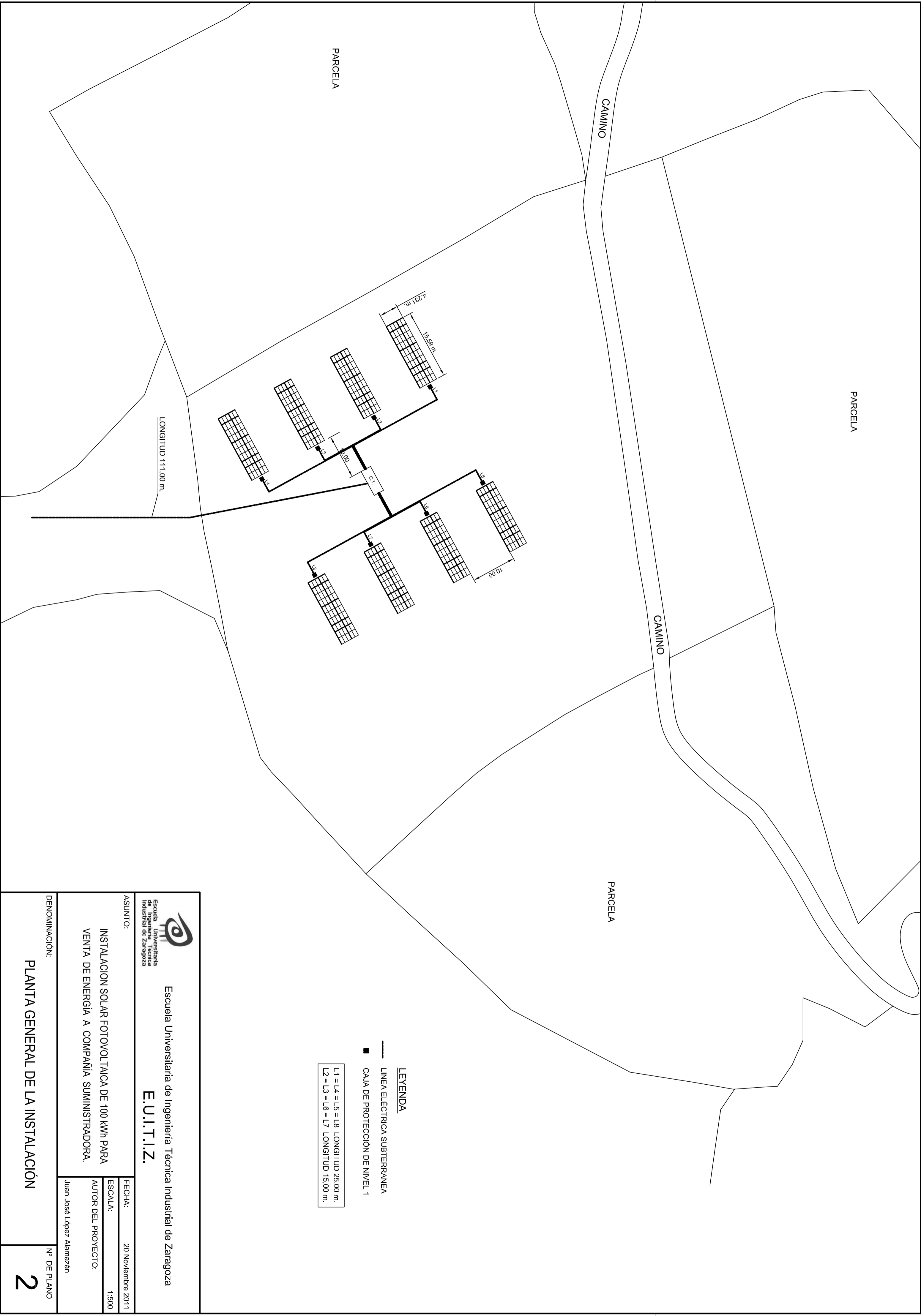
EMPLAZAMIENTO


PROYECTO

EMPLAZAMIENTO

ESCALA 1:2.000

 <p>Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p> <p>Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	
<p>Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p> <p>E.U.I.T.I.Z.</p>	
<p>ASUNTO:</p> <p>INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA DE 100 kWh PARA VENTA DE ENERGÍA A COMPAÑÍA SUMINISTRADORA.</p>	
<p>DENOMINACIÓN:</p> <p>UBICACIÓN, SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO</p>	
<p>FECHA:</p> <p>20 Noviembre 2011</p>	<p>ESCALA:</p> <p>INDICADAS</p>
<p>AUTOR DEL PROYECTO:</p> <p>Juan José López Alamazán</p>	
<p>Nº DE PLANO</p> <p>1</p>	





Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza

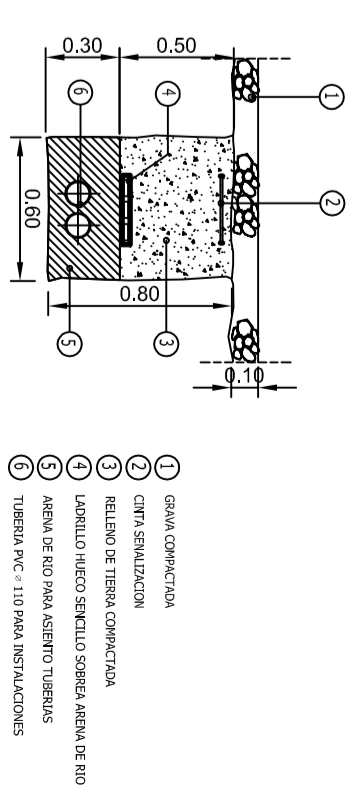
Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza

E.U.I.T.I.Z.

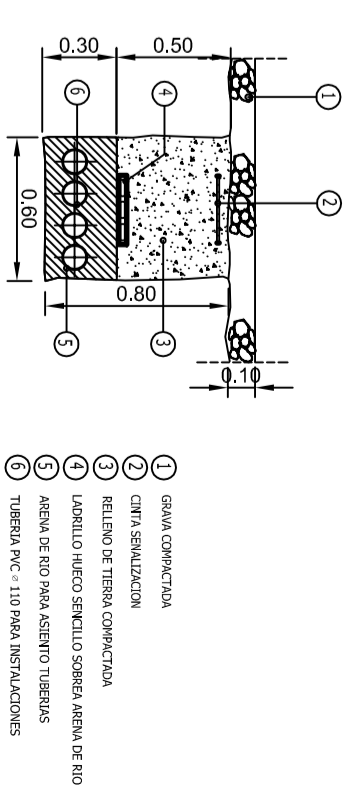
ASUNTO:	FECHA:		20 Noviembre 2011
	ESCALA:		1:500
	AUTOR DEL PROYECTO:		Juan José López Almazán

DENOMINACIÓN:	Nº DE PLANO
PLANTA GENERAL DE LA INSTALACIÓN	2

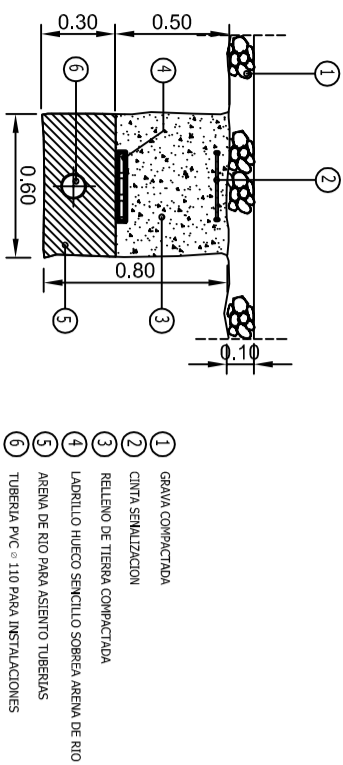
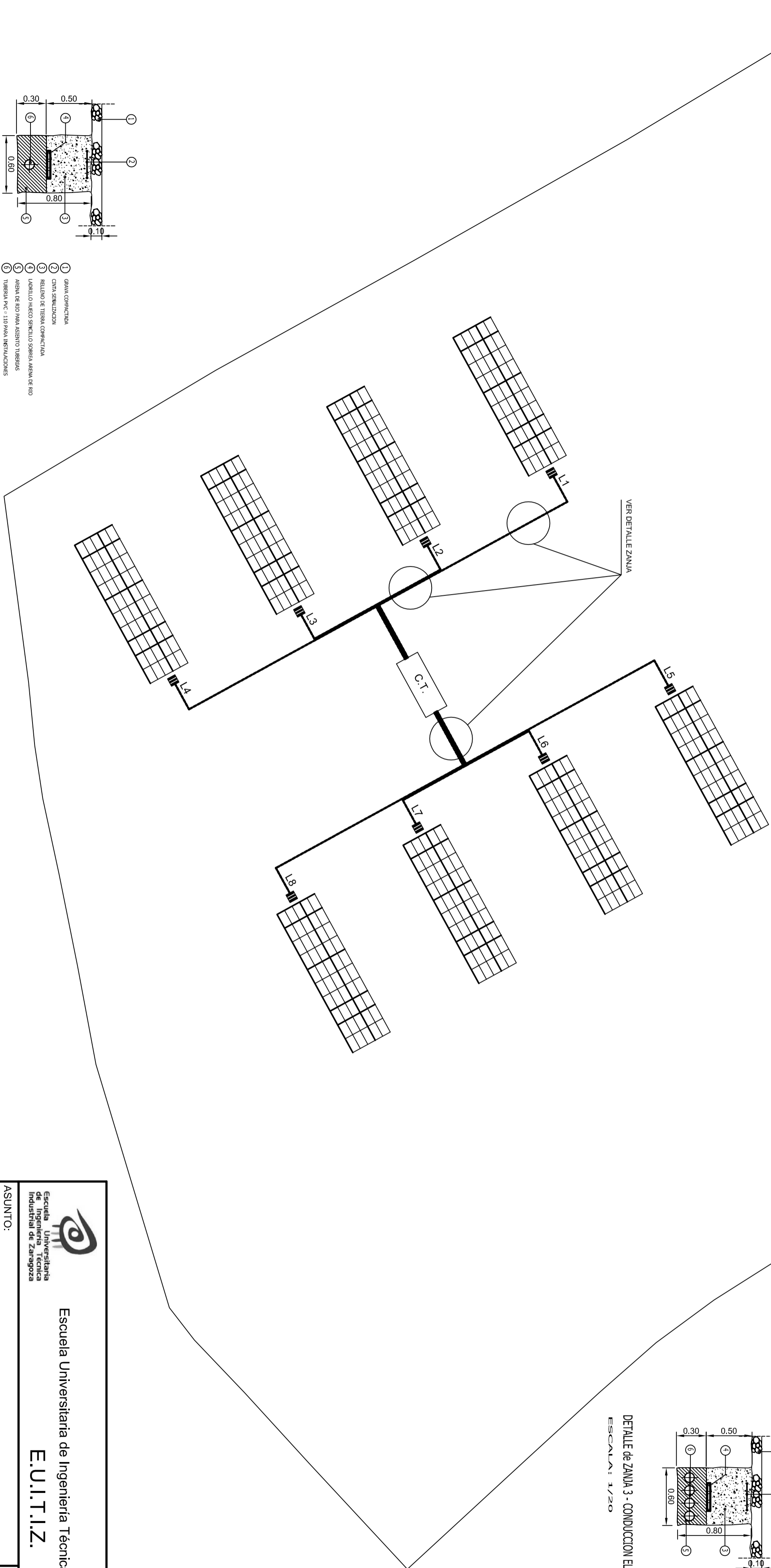
PARCELA



DETALLE de ZANJA 2 - CONDUCCION ELECTRICA
ESCALA: 1/20



DETALLE de ZANJA 3 - CONDUCCION ELECTRICA
ESCALA: 1/20

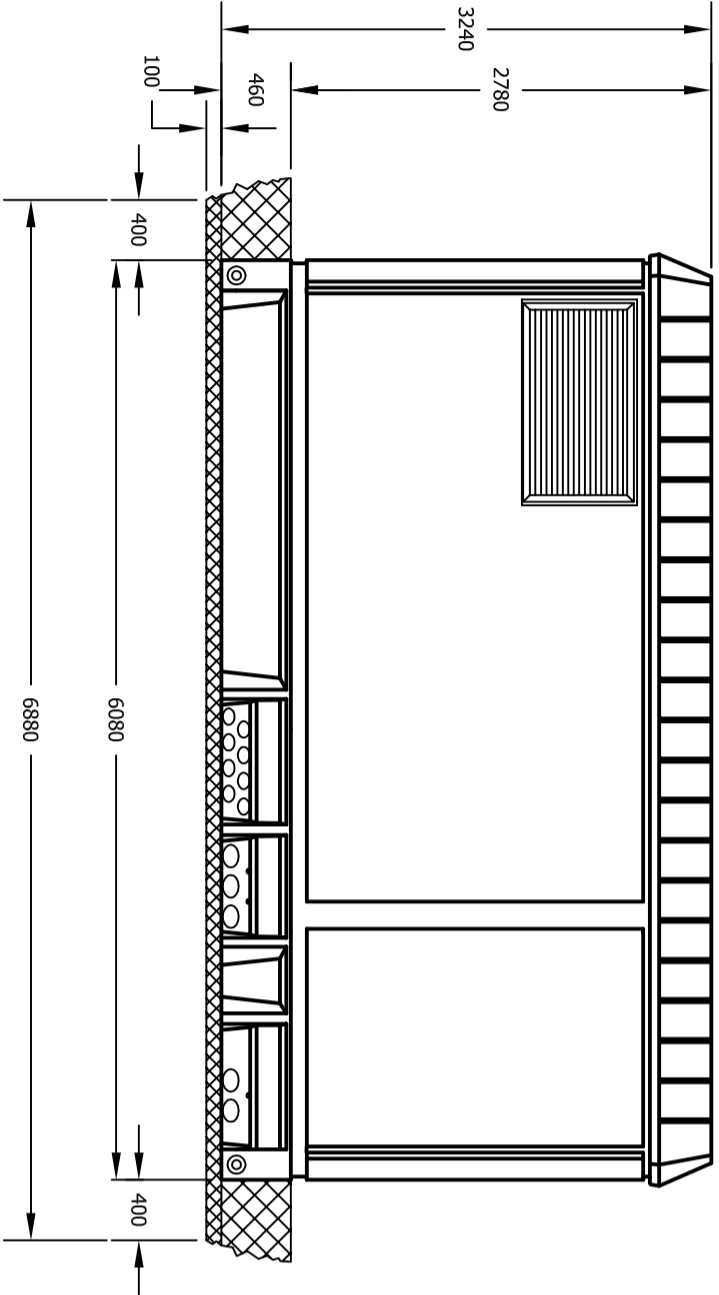
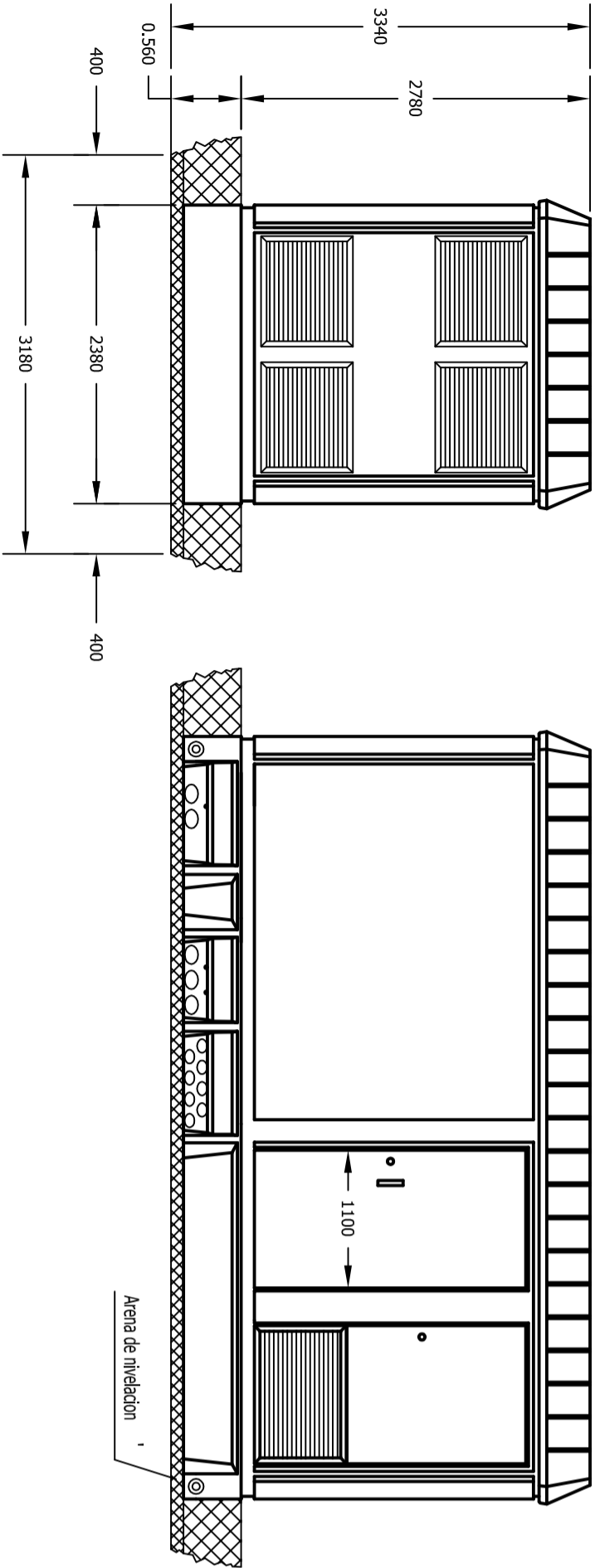


DETALLE de ZANJA 1 - CONDUCCION ELECTRICA
ESCALA: 1/20

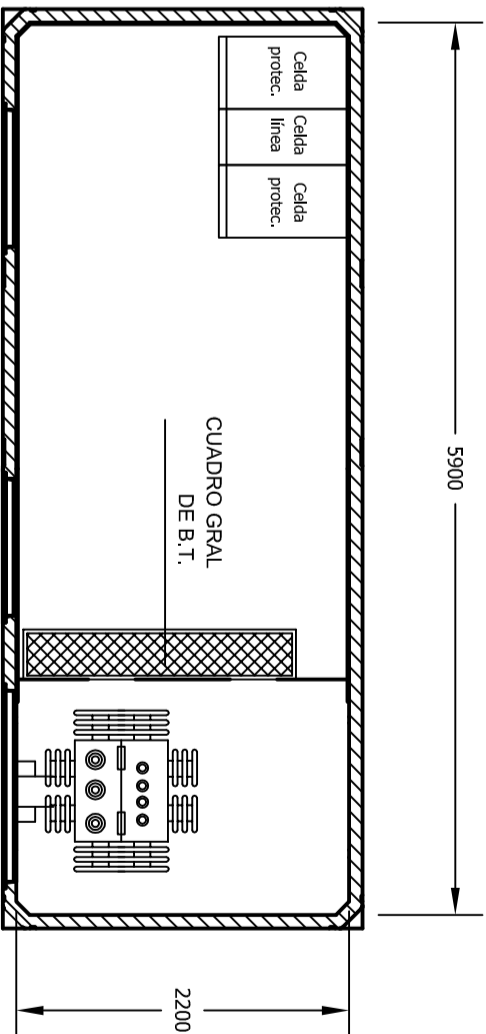
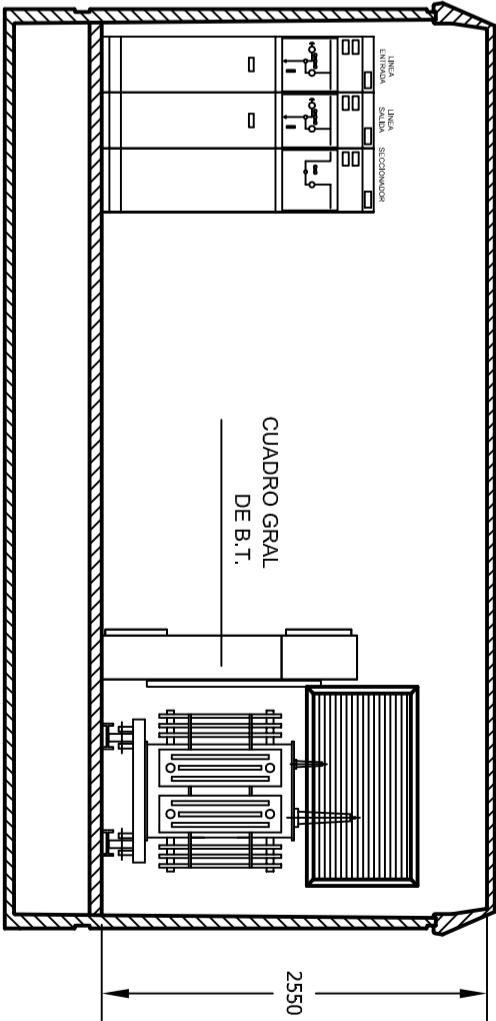
Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza

E.U.I.T.I.Z.

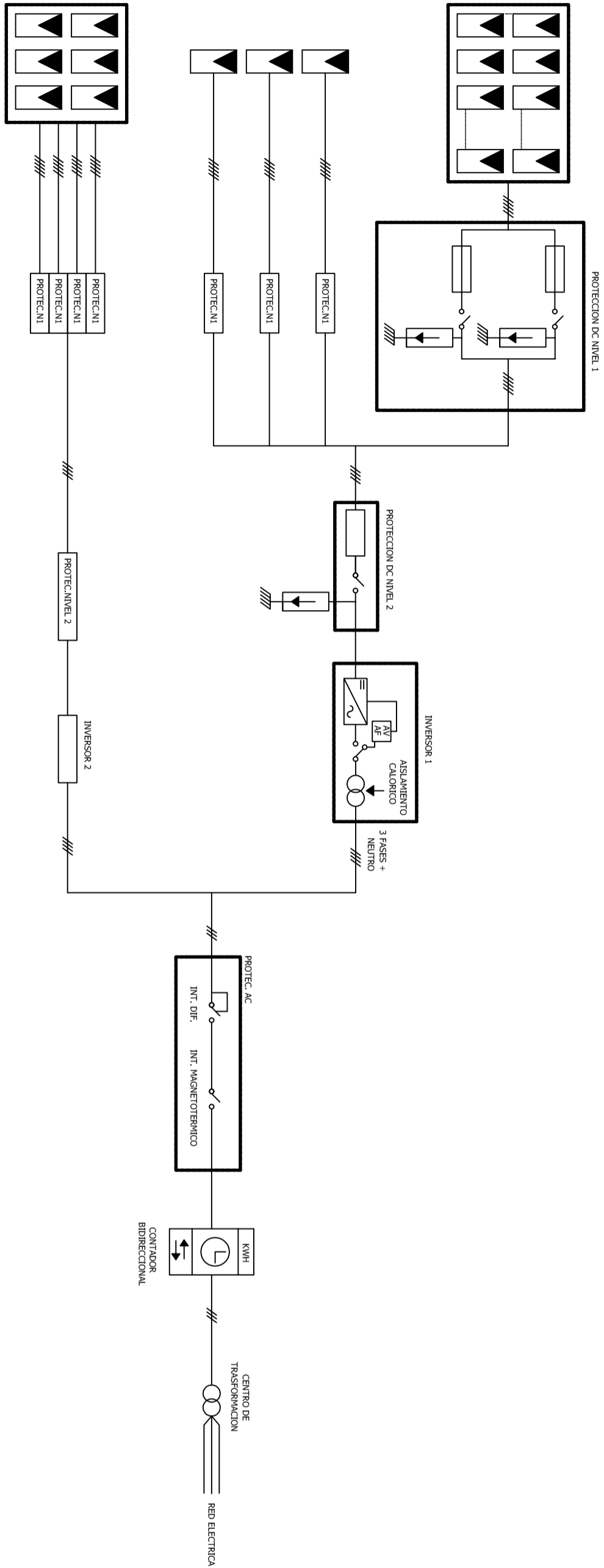
ASUNTO:	FECHA:	20 Noviembre 2011
INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA DE 100 kWh PARA VENTA DE ENERGÍA A COMPAÑÍA SUMINISTRADORA.	ESCALA:	1:300
	AUTOR DEL PROYECTO:	Juan José López Almazán
DENOMINACIÓN:	Nº DE PLANO	3




DIMENSIONES DE LA EXCAVACION
6,88 m. ancho x 3,18 m. fondo x 0,56 m. profund.



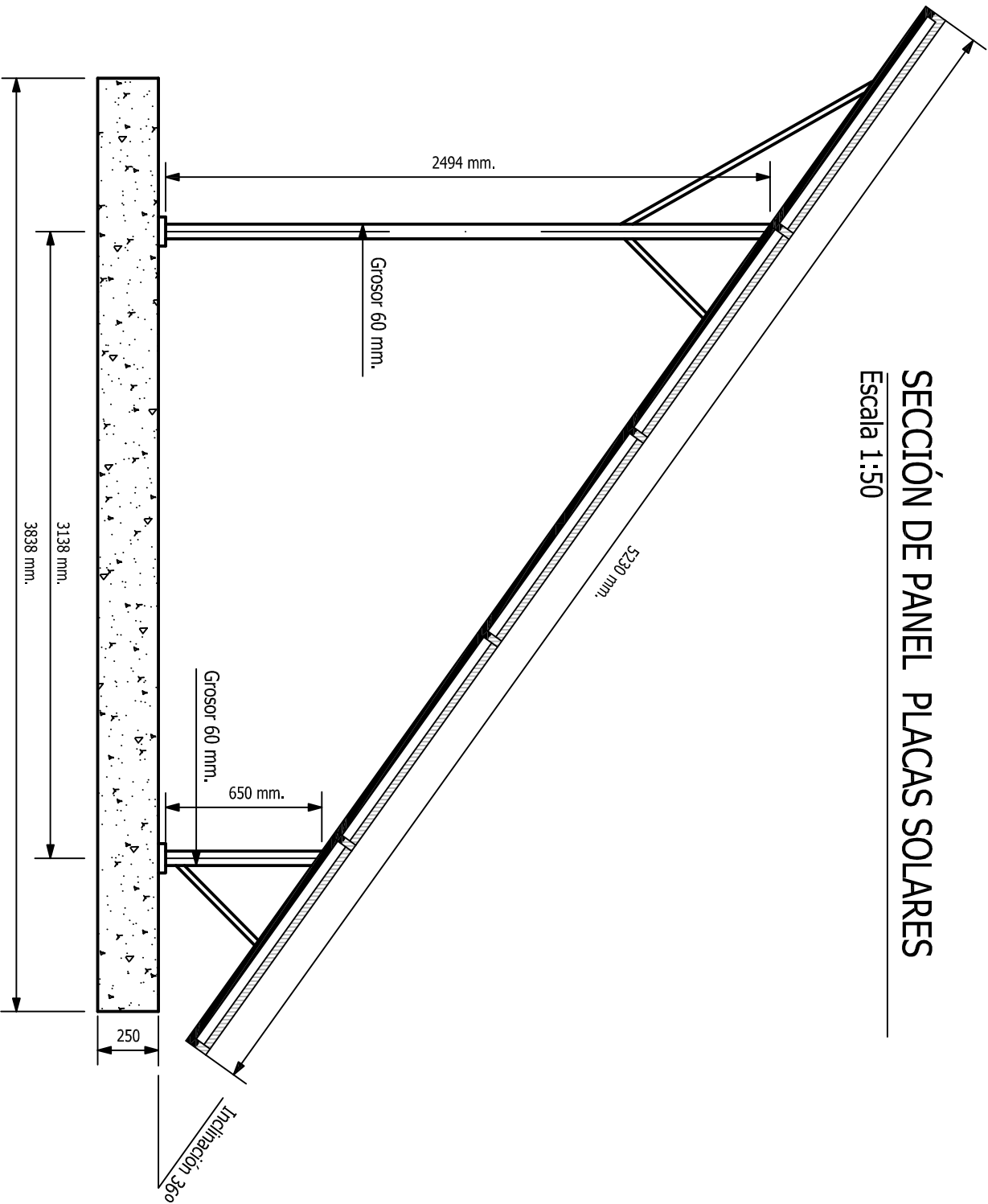
<div><div></div><div>Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</div><div>E.U.I.T.I.Z.</div></div>			
ASUNTO:		FECHA:	20 Noviembre 2011
INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA DE 100 kWh PARA VENTA DE ENERGÍA A COMPAÑÍA SUMINISTRADORA.		ESCALA:	1:50
AUTOR DEL PROYECTO:		Juan José López Almazán	
DENOMINACIÓN:			Nº DE PLANO
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN			4



<div><div>Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</div><div>E.U.I.T.I.Z.</div></div>			
ASUNTO:	FECHA:		
	20 Noviembre 2011		
	ESCALA:		
AUTOR DEL PROYECTO:	S/E		
	Juan José López Almazán		
DENOMINACIÓN:	Nº DE PLANO		
ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACION			5

SECCIÓN DE PANEL PLACAS SOLARES

Escala 1:50



Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza

E.U.I.T.I.Z.

ASUNTO:

INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA DE 100 kWh PARA
VENTA DE ENERGÍA A COMPAÑÍA SUMINISTRADORA.

FECHA: 20 Noviembre 2011

ESCALA: 1:25

AUTOR DEL PROYECTO:

Juan José López Alamazán

DENOMINACIÓN:

SECCIÓN PLANCHA DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Nº DE PLANO

6