



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Universidad Politécnica de Valencia

PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO AL OAJ MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

Autor: Jorge Esteve García

Tutor: Elías Hurtado Pérez

Curso 2016 - 2017

Prefacio

Poca gente ignora hoy en día las consecuencias del actual desarrollo humano sobre nuestro planeta.

En junio de 1988, James E. Hansen hizo una de las primeras evaluaciones de que el calentamiento causado por el hombre ya había afectado considerablemente el clima global. Poco después, la Conferencia Mundial sobre la Atmósfera Cambiante: Implicaciones para la Seguridad Global, reunió a cientos de científicos y a otras personas interesadas en Toronto. La conferencia concluyó afirmando que los cambios en la atmósfera debido a la contaminación humana:

"representan una amenaza importante a la seguridad internacional y están teniendo ya consecuencias dañinas sobre muchas partes del globo terráqueo",

y declararon que en el 2005 el mundo debe disminuir sus emisiones a un 20% por debajo de los niveles de 1988.

Muchos de los científicos que alarmaron sobre los efectos las emisiones de CO₂ fueron criticados, desacreditados y obligados a apartarse de su actividad de investigación. La razón es obvia, ellos ponen en peligro enormes cantidades de beneficios económicos sobre ciertos sectores.

"Salvaguardar el medio ambiente. . . Es un principio rector de todo nuestro trabajo en el apoyo del desarrollo sostenible; es un componente esencial en la erradicación de la pobreza y uno de los cimientos de la paz" . Kofi Annan



James Hansen durante su testimonio al congreso en 1988, en el cual alertó al público de los peligros del calentamiento global.

Agradecimientos

Este trabajo habría sido tarea mucho más difícil sin la ayuda de profesores, amigos e interesados en la ciencia. Quiero dar las gracias a cada uno de ellos por su esfuerzo y apoyo.

Elías Hurtado Pérez. Tutor del proyecto. Dpto. de ingeniería Eléctrica. (UPV)

Miranda Medina Carrión. Estudiante de arquitectura de la ETSA. (UPV)

Antonio López Moreno. Ingeniero de la ETSID. (UPV)

Federico Bava. PhD Civil Engineering. (DTU)

Axel Yanes Díaz. Jefe de Ingeniería del OAJ. (CEFCA)

Miguel Chioare. Astrónomo Técnico del OAJ. (CEFCA)

Fernando Rueda Teruel. Site Manager OAJ. (CEFCA)

Juanjo Sánchez Artigot. Técnico de Mantenimiento del OAJ. (CEFCA)

Dedicado a mis padres, José Luis y José Fina,



Contenido

1	Antecedentes	12
1.1	Descripción general	12
1.2	Situación	13
1.2.1	Situación general	14
1.2.2	Mapa de situación	14
1.2.3	Vista exterior del OAJ:	15
1.3	Infraestructuras	15
1.3.1	Instalaciones	16
2	Objeto del proyecto	21
2.1	Objeto	21
2.2	Campo de aplicación	21
3	Normativa	23
3.1	Reglamentación	23
4	Definiciones	25
4.1	Definiciones de carácter general	25
4.1.1	Radiación solar	25
4.1.2	Irradiancia	25
4.1.3	Irradiación	25
4.1.4	Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT)	25
4.1.5	Generadores fotovoltaicos	25
4.1.6	Acumuladores de plomo-ácido	26
4.1.7	Reguladores de carga	27
4.1.8	Inversores	27
4.1.9	Cargas de consumo	28
5	Estudio del consumo energético del OAJ	30
5.1	Preámbulo	30
5.2	Objeto	30
5.3	Campo de aplicación	30
5.4	Demanda energética. Características.	30
5.4.1	Datos reales de consumo	30
5.4.2	Producción en Kwh	31
5.5	Fuentes de consulta	34
5.5.1	Determinación de la radiación $G_{dm}(\alpha, \beta)$	34
5.5.2	Comparativa de las tres fuentes de consulta	36

5.5.3	Determinación de la radiación $G_{dm}(\alpha, \beta)$	37
5.6	Elección del plano de inclinación.....	38
5.6.1	Estudio básico de sobrecargas por viento y nieve.....	39
5.7	Determinación del aporte y número de paneles.....	40
5.7.1	Coeficiente de consumo más desfavorable (C_{md}).....	40
5.7.2	Número de paneles.....	41
5.8	Curva de consumo.....	44
6	Generador fotovoltaico.....	46
6.1	Preámbulo.....	46
6.2	Objeto.....	46
6.3	Campo de aplicación.....	46
6.4	Características.....	46
6.4.1	Materiales.....	46
7	Acumuladores.....	50
7.1	Preámbulo.....	50
7.2	Objeto.....	50
7.3	Campo de aplicación.....	50
7.4	Reglamentación.....	50
7.5	Características.....	50
7.5.1	Materiales.....	50
7.6	Cálculos justificativos.....	53
7.6.1	Autonomía.....	53
7.6.2	Capacidad.....	53
7.6.3	Cálculo de la capacidad del acumulador.....	54
7.6.4	Características del acumulador.....	55
7.6.5	Potencia perdida.....	56
7.6.6	Línea 1.....	57
7.6.7	Línea 2.....	57
7.6.8	Potencia total perdida acumuladores.....	57
7.6.9	Protecciones.....	57
7.7	Instalación.....	58
7.7.1	Emplazamiento.....	58
7.7.2	Ventilación.....	59
8	Inversor.....	61
8.1	Preámbulo.....	61
8.2	Objeto.....	61

8.3	Campo de aplicación	61
8.4	Características	61
8.4.1	Materiales	61
8.4.2	Instalación.....	63
8.4.3	Emplazamiento.....	63
9	Líneas eléctricas de campo	65
9.1	Preámbulo	65
9.2	Objeto	65
9.3	Campo de aplicación.....	65
9.4	Normativa	65
9.5	Líneas aéreas	65
9.5.1	Características	65
9.6	Instalación.....	66
9.6.1	Radio de curvatura.....	66
9.6.2	Puesta a tierra.....	66
9.6.3	Empalmes y conexiones de conductores Condiciones mecánicas y eléctricas de los mismos.....	66
9.7	Bandejas de alambres	67
9.7.1	Instalación.....	67
9.8	Cálculos eléctricos	68
9.8.1	Corriente nominal.....	68
9.8.2	Sección del conductor. Intensidad máxima admisible	68
9.8.3	Caída de tensión y potencia perdida	69
9.8.4	Resistencia del conductor	70
9.8.5	Reactancia del conductor	71
9.8.6	Temperatura del conductor.....	71
9.8.7	Sector A	72
9.8.8	Sector B	72
9.8.9	Sector C.....	73
9.8.10	Sector D.....	73
9.8.11	Sector E	73
9.8.12	Sector F	74
9.8.13	Sector G.....	74
9.8.14	Sector H.....	74
9.8.15	Sector I	75
9.8.16	Protecciones	75

9.9	Líneas subterráneas.....	77
9.9.1	Reglamentación.....	77
9.10	Características	77
9.10.1	Cables	77
9.11	Instalación.....	77
9.12	Zanjas.....	78
9.12.1	Cruzamientos.....	79
9.12.2	Calles y carreteras	79
9.12.3	Ferrocarriles.....	79
9.12.4	Otros cables de energía eléctrica.....	79
9.12.5	Cables de telecomunicación.....	79
9.12.6	Canalizaciones de agua y gas	80
9.12.7	Conducciones de alcantarillado	80
9.12.8	Depósitos de carburante.....	80
9.12.9	Proximidades y paralelismos	80
9.12.10	Otros cables de energía eléctrica.....	80
9.12.11	Cables de telecomunicación.....	81
9.12.12	Canalizaciones de agua.....	81
9.12.13	Canalizaciones de gas.....	81
9.12.14	Acometidas (conexiones de servicio).....	82
9.13	Trazado.....	82
9.13.1	Características del terreno	82
9.14	Cálculos eléctricos	83
9.14.1	Intensidad máxima admisible.....	83
9.14.2	Sección.....	84
9.14.3	Factores de corrección de la intensidad máxima admisible.....	84
9.14.4	Resistencia del conductor	85
9.14.5	Reactancia del conductor	85
9.14.6	Temperatura del conductor.....	86
9.14.7	Caídas de tensión y potencia perdida	86
9.14.8	Corriente de corto circuito:.....	87
9.15	Potencia total perdida campo F.V.	88
9.16	Protecciones	89
9.16.1	Sobre intensidades	89
9.16.2	Corto circuitos.....	89
9.16.3	Sobre tensiones	89

9.16.4	Trazado	89
10	Puestas a tierra	91
10.1	Preámbulo	91
10.2	Objeto	91
10.3	Campo de aplicación	91
10.4	Reglamentación	91
10.5	Características eléctricas del terreno	91
10.6	Tensión de contacto	92
10.6.1	Valores máximos de tensión de contacto	92
10.7	Dimensionado de la puesta a tierra	93
10.8	Puesta a tierra	93
10.8.1	Instalación	93
10.9	Descargadores	94
10.10	Conductores de equipotencialidad	94
10.11	Contactos indirectos	94
10.11.1	Estudio del caso	94
11	Armarios de campo	97
11.1	Preámbulo	97
11.2	Objeto	97
11.3	Campo de aplicación	97
11.4	Reglamentación	97
11.5	Características eléctricas	97
11.6	Instalación	97
11.6.1	Paso de cables	98
11.6.2	Tubos	98
11.7	Esquemas eléctricos	98
11.8	Características mecánicas	98
12	Estructura soporte	101
12.1	Preámbulo	101
12.2	Objeto	101
12.3	Campo de aplicación	101
12.4	Normativa	101
12.5	Tipo	101
12.6	Denominación	101
12.7	Posición y número de paneles	101
12.8	Instalación y cimentaciones	102

12.8.1	Normativa	102
13	Estudio de sobrecarga por viento y nieve	105
13.1	Preámbulo	105
13.2	Objeto	105
13.3	Campo de aplicación.....	105
13.4	Reglamentación.....	105
13.5	Metodología.....	105
13.6	Definiciones	106
13.6.1	Peso propio.....	106
13.6.2	Viento	106
13.6.3	Fuerza	106
13.6.4	Presión dinámica del viento Q_b	106
13.6.5	Coeficiente de presión exterior o eólico.....	108
13.7	Estudio de la carga por viento	111
13.7.1	Presión dinámica del viento:	112
13.7.2	Coeficiente de exposición:	112
13.7.3	Coeficiente de presión exterior:	112
13.7.4	Coeficiente corrector:	113
13.7.5	Cálculo de la carga ejercida por el viento sobre el panel	113
13.7.6	Carga repercutida sobre la estructura.....	114
13.7.7	Carga de nieve	115
13.7.8	Diagrama de cargas.....	115
13.7.9	Protección frente a los efectos de coeficientes eólicos o de presión C_p elevados.....	115
13.8	Anexo I. Diagramas de cargas.....	117
13.8.1	Sector A.....	117
13.8.2	Sector B.....	118
13.8.3	Sector C.....	119
13.8.4	Sector D.....	120
14	Cimentación	122
14.1	Preámbulo	122
14.2	Objeto	122
14.3	Campo de aplicación.....	122
14.4	Normativa	122
14.4.1	Introducción	122
14.4.2	Características del terreno	123

14.4.3	Comprobación al arranque	123
14.4.4	Comprobación a compresión	124
14.4.5	Comprobación de la adherencia entre anclaje y cimentación	125
14.4.6	Cálculos justificativos	125
14.4.7	Protección frente a los efectos de coeficientes eólicos o de presión C_p elevados.....	127
15	Ubicación del campo FV	130
15.1	Definición	130
15.2	Elección de la ubicación.....	130
15.3	Dimensiones	133
15.4	Propiedad del suelo	133
16	Normas de protección del medio ambiente	135
16.1	Preámbulo	135
16.2	Objeto	135
16.3	Campo de aplicación.....	135
16.4	Ejecución del trabajo.....	135
16.4.2	Campos electromagnéticos.....	138
16.5	Conclusiones	138
17	Emisiones CO₂.....	140
17.1	Objetivo.....	140
17.2	Antecedentes.....	140
17.3	Reglamentación y normas de consulta	141
17.4	Emisiones de CO ₂	141
17.4.1	Energía producida en el último año.....	141
17.4.2	Factor de emisión	142
17.4.3	Huella de carbono.....	142
17.5	Retracción de la huella de carbono	143
17.6	Ahorro en las emisiones.....	144
18	Rendimiento de la instalación	146
18.1	Potencia perdida en las líneas.....	146
18.2	Líneas de campo	146
18.3	Sistema de acumulación.....	146
18.3.1	Línea 1	146
18.3.2	Línea 2.....	146
18.3.3	Potencia total perdida acumuladores.....	146
18.3.4	Potencia total perdida	147

18.4	Potencia perdida líneas campo y sistema acumulación	147
18.5	Inversor	147
18.6	Potencia total perdida	147
18.7	Evaluación de resultados	148
18.8	Rendimiento de la instalación.....	148
18.9	Factor de pérdidas.....	148
19	Estudio de seguridad y salud.....	150
19.1	Objeto	150
19.2	Legislación de seguridad aplicable	150
20	Pliego de condiciones técnicas.....	156
20.1	Objeto	156
20.2	Generalidades.....	156
20.3	Diseño.....	157
20.3.1	Orientación, inclinación y sombras.....	157
20.3.2	Dimensionado del sistema.....	157
20.4	Componentes y materiales	158
20.4.1	Generalidades	158
20.4.2	Generadores fotovoltaicos.....	159
20.4.3	Estructura de soporte	160
20.4.4	Acumuladores de plomo-ácido	161
20.4.5	Reguladores de carga	162
20.4.6	Inversores	164
20.4.7	Cargas de consumo	166
20.4.8	Cableado	168
20.4.9	Protecciones y puesta a tierra	168
20.5	Recepción y pruebas	168
20.6	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento	169
20.6.1	Generalidades	169
20.6.2	Programa de mantenimiento	170
20.7	Garantías	171
20.7.1	Ámbito general de la garantía:.....	171
20.7.2	Plazos:	171
20.7.3	Condiciones económicas:.....	172
20.7.4	Anulación de la garantía:.....	172
20.7.5	Lugar y tiempo de la prestación:.....	172
20.8	Estimación del consumo diario de energía.....	174

20.9	Generalidades.....	174
20.10	Bombeo de agua.....	175
20.11	Definiciones	175
20.11.1	Altura de fricción H_f (m).....	175
20.11.2	Altura del depósito H_D (m).....	175
20.11.3	Altura total equivalente H_{TE} (m).....	175
20.11.4	Volumen diario de agua requerido $Q_{Dm3día}$	175
20.11.5	Caudal medio o aparente Q_{AP} m ³ /h.....	175
20.11.6	Eficiencia de la motobomba η_{MB}	175
20.11.7	Energía eléctrica consumida por la motobomba EM_B (Wh/día)....	175
20.11.8	Energía hidráulica E_H (Wh/día).....	175
20.11.9	Prueba de bombeo.....	175
20.12	Cálculo de la energía eléctrica requerida por la motobomba.....	176
20.13	Dimensionado del sistema.....	177
20.14	Generalidades.....	177
20.15	Definiciones	177
20.15.1	Ángulo de inclinación β	177
20.15.2	Ángulo de azimut α	177
20.15.3	G_{dm} (0).	177
20.15.4	$G_{DM\alpha opt. \beta opt.}$	178
20.15.5	Factor de irradiación (FI).....	178
20.15.6	Factor de sombreado (FS).	178
20.15.7	Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR. 178	
20.16	Procedimiento.....	179
20.17	Período de diseño.....	179
20.17.1	Orientación e inclinación óptimas. Pérdidas por orientación e inclinación	179
20.17.2	Irradiación sobre el generador	180
20.18	Diseño del sistema.....	180
21	Presupuesto	183
21.1	Preámbulo	183
21.2	Objeto	183
21.3	Campo de aplicación.....	183
21.4	Presupuesto.....	183
21.4.1	Presupuesto parcial	183
22	Retorno de la inversión.....	192

22.1	Preámbulo	192
22.2	Objeto	192
22.3	Campo de aplicación.....	192
22.4	Análisis.....	192
22.4.1	Precio actual del Kwh generado.....	192
22.4.2	Coste de la ejecución de la obra.....	192
22.4.3	Tiempo de amortización de la inversión.....	192
23	Planos	197
23.1	Anexo I. Ubicación	197
23.2	Anexo II. Diagramas de cargas y cimentaciones	198
23.3	Anexo III. Ubicación paneles y línea subterránea.....	199
23.4	Anexo IV Planos eléctricos y curva de consumo	200

Documento N° 1 Antecedentes



1 Antecedentes

1.1 Descripción general

El Observatorio Astrofísico de Javalambre (OAJ) es una ICTS (Infraestructura Científica y Técnica Singular) astronómica española ubicada en la Sierra de Javalambre en Teruel, España. Concretamente, el observatorio ha sido concebido y construido por el Centro de Estudios de Física del Cosmos de Aragón (CEFCA) para llevar a cabo grandes cartografiados astronómicos. El OAJ consta principalmente de dos telescopios profesionales de gran campo de visión (FoV) con calidad de imagen en todo el campo: el telescopio JST/T250, Javalambre Survey Telescope, un telescopio de gran etendue de 2.55m con un campo de visión 3 grados, y el JAST/T80, Auxiliary Survey Telescope, un telescopio de 80cm con un campo de visión de 2 grados. Ambos telescopios están equipados con cámaras panorámicas de última generación con CCDs de gran formato y un conjunto único de filtros ópticos especialmente diseñados para realizar una cartografiado del Universo en todo el rango del espectro óptico sin precedentes.

El Observatorio Astrofísico de Javalambre (OAJ) es una infraestructura científica diseñada y concebida por el CEFCA para llevar a cabo extensos cartografiados astronómicos del cielo. El OAJ dispone de dos telescopios profesionales con amplios campos de visión (FoV) y calidad de imagen limitada por el seeing a lo largo de todo el FoV: el Javalambre Survey Telescope, JST/T250, de 2.5 m con un FoV de 3 deg de diámetro, y el Javalambre Auxiliary Survey Telescope, JAST/T80, de 80 cm con un FoV de 2 deg. Ambos telescopios están equipados con cámaras panorámicas, CCDs de formato largo y última generación y un conjunto único de filtros ópticos ideados para estudiar el Universo cubriendo todo el rango del espectro óptico, algo inédito hasta ahora.

El proyecto del OAJ comenzó a desarrollarse en el año 2010, comprendiendo no sólo el diseño y la construcción de los dos telescopios descritos, sino también los trabajos de la obra civil, así como las instalaciones e infraestructuras necesarias para una operación correcta de los telescopios. Estas instalaciones incluyen, entre otras, un monitor DIMM de seeing, un telescopio de 40 cm para el cálculo robótico de la curva de extinción óptima, una cámara de extinción de cielo completo, una residencia, tres salas de control, laboratorios, talleres de trabajo, un centro de datos, una sala limpia de clase 10.000 para tareas de AIV, una campana de vacío para el aluminizado de los espejos (esta última se prevé que esté disponible a finales de 2015) y todas las instalaciones generales para el funcionamiento del observatorio. Todas estas infraestructuras están conectadas por galerías subterráneas. En el año 2014 se finalizó

la construcción del OAJ y fue declarada ICTS (Infraestructura Científica y Técnica Singular) por el Ministerio de Economía y Competitividad del Gobierno de España. Todas las infraestructuras están interconectadas por una red de galerías subterráneas, de 2.5 m x 2.5 m de sección, donde están desplegadas todas las tuberías y servicios del observatorio.

El CEFCA es el encargado de gestionar y explotar el OAJ. A este respecto, J-PLUS y J-PAS constituyen los dos primeros cartografiados que serán realizados en el OAJ en el periodo 2015-2022. El centro de datos del CEFCA, UPAD, con una capacidad de almacenamiento de 6.1 PB, 3.3TB de RAM y 406 núcleos, completa el proyecto del OAJ en la ciudad de Teruel. Este centro es el encargado de procesar y almacenar los datos adquiridos por los dos cartografiados.

1.2 Situación

El Observatorio Astrofísico de Javalambre (OAJ) se encuentra situado en el Pico del Buitre (40°02'30.58" Norte, 01°00'58.58" Oeste), a 1957 metros de altitud, en la localidad de Arcos de las Salinas (Teruel).

Para llegar al OAJ, tres accesos diferentes.

Desde la cara norte, el acceso al Observatorio se realiza a través de la estación de esquí de Javalambre, mediante una pista de unos 12 km que sigue la orientación norte-sur. El tránsito de vehículos por dicha pista no es recomendable, incluso imposible, durante el periodo de invierno.

Desde la cara sur, el acceso al Observatorio se puede realizar a través de dos pistas:

- Una que comienza en la carretera A-1514 que une el municipio de Torrijas con el de Arcos de las Salinas, a 2km del primero, con una longitud de unos 17km.
- Una que comienza en el propio pueblo de Arcos de las Salinas, transcurriendo a lo largo del curso del río Arcos hasta su nacimiento y siguiendo directamente hasta el Pico del Buitre a partir de este punto. Dicha pista, la más corta de las tres, consta de aproximadamente 11km siendo transitable normalmente durante todo el año.

En todos los casos es muy recomendable utilizar un vehículo todoterreno.

1.2.1 Situación general

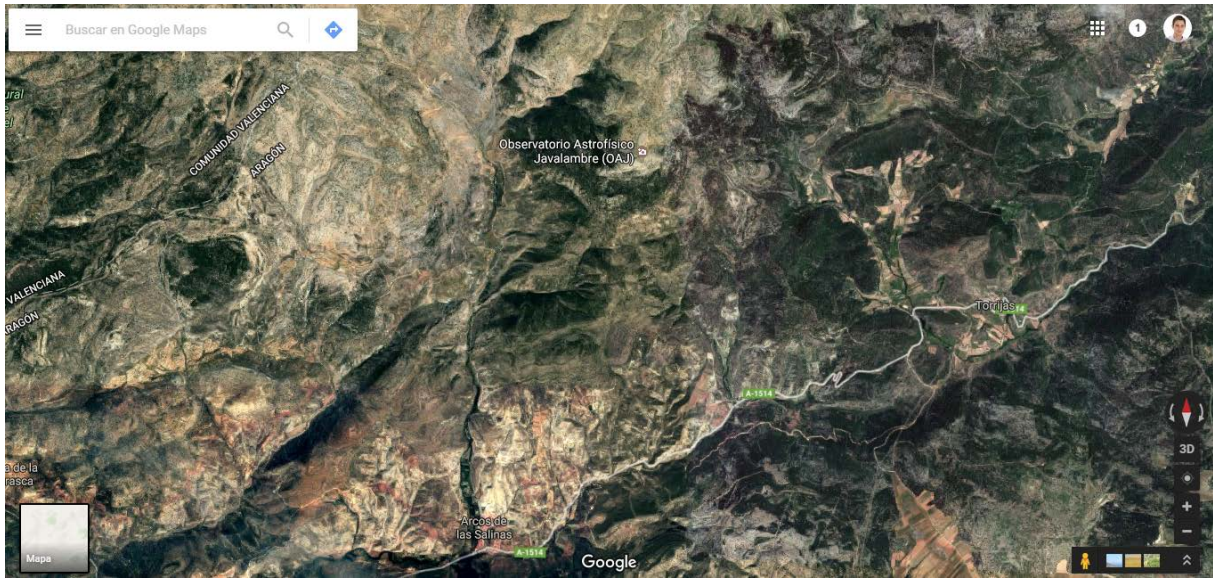


Figura1. Mapa de situación general.

1.2.2 Mapa de situación



Figura2. Mapa de situación precisa.

1.2.3 Vista exterior del OAJ:



Figura3. Vista exterior del OAJ.

1.3 Infraestructuras

El Observatorio Astrofísico de Javalambre es una infraestructura de nueva construcción ubicada en un sitio astronómico nuevo. Las diversas infraestructuras que componen el OAJ están pensadas para garantizar su correcta operación y mantenimiento durante su vida útil.

La figura superior izquierda muestra una visión general de la obra civil del OAJ. Aparte de los **dos edificios de los telescopios JST/T250 y JAST/T80**, existen cuatro edificios adicionales:

- 1. El **Edificio de la Residencia y de Control**, que incluye la sala de control del OAJ, laboratorios de electrónica y mecánica, un archivo de datos / sala de almacenaje/archivo de datos, y el área de residencia para el personal de OAJ.
- 2. La **Planta de Servicios Generales**, con espacio para los tanques de agua y gas, generadores de energía, refrigeración, bombas de aire seco, etc.
- 3. El **Edificio de Monitores** es un pequeño edificio con una cubierta retráctil que contendrá los monitores de seeing y extinción.
- 4. La **Planta de Aluminizado**, con toda la infraestructura necesaria para limpiar y aluminizar espejos de hasta 2,6m.

Todo esto está comunicado por túneles subterráneos, principalmente pensado para el movimiento de personal, así como para las instalaciones y las comunicaciones entre los edificios

1.3.1 Instalaciones

1.3.1.1 Instalaciones del OAJ. Vista general

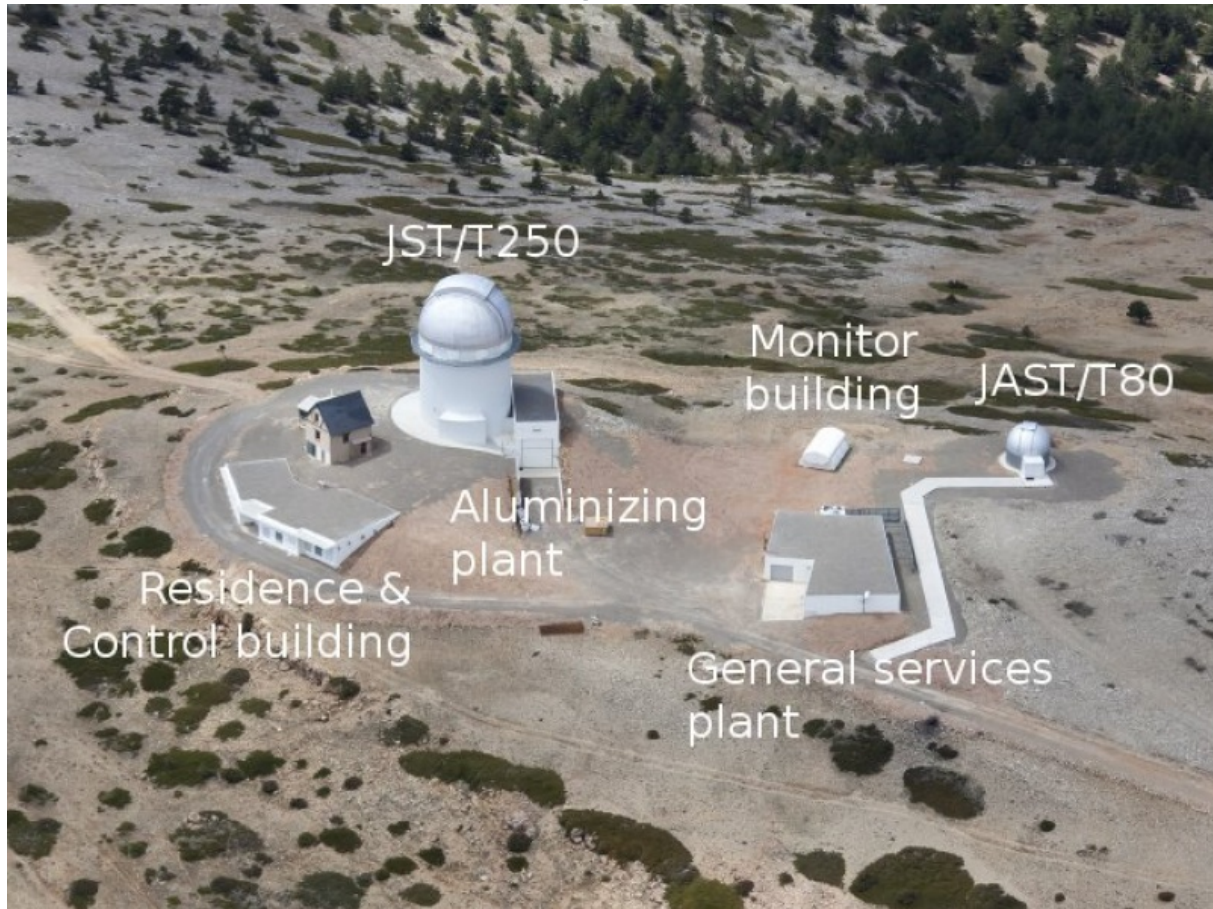


Figura4. Vista general de las instalaciones del OAJ

1.3.1.2 Instalaciones eléctricas

1.3.1.2.1 Generadores diésel

El Observatorio Astrofísico de Javalambre (OAJ) dispone de tres generadores capaces de producir más de 450 Kva para el suministro de energía, cuyas cargas están balanceadas y sincronizadas a través de un interruptor de transferencia especialmente diseñado para ello.

Por otra parte, el OAJ posee tres circuitos diferentes: uno para las cargas normales (como alumbrado y equipamiento de uso general) y dos para las cargas críticas (los telescopios y su instrumentación). Este sistema permite aislar las cámaras y telescopios del ruido eléctrico.

Las cargas críticas son alimentadas mediante un SAI para obtener una señal eléctrica de alta calidad

1.3.1.2.2 Generadores diésel



Figura5. Vista de la sala de generadores diésel.

1.3.1.2.3 Sistema de agua glicolada

Las instalaciones del OAJ incluyen un sistema de agua con glicol que fluye a través de varias tuberías para disipar el calor producido por los dispositivos electrónicos de los telescopios y la parte caliente de las cámaras.

1.3.1.2.3.1 Vista Glicoladora



Figura6. Vista del sistema de agua glicolada.

1.3.1.2.4 Aire comprimido

El uso de aire comprimido es necesario para mantener limpias y secas ciertas superficies delicadas y para ser utilizado en algunas operaciones de mantenimiento.

La instalación consiste en un circuito en el cual el aire pasa a través de varias clases de filtros y secadores y es conducido a través de tuberías de acero inoxidable y tuberías plásticas.

El sistema de aire seco consta de dos elementos principales:

- Secador de aire con dos micro-filtros y un carbón activo que filtran todas las partículas mayores que $1 \mu\text{m}$ y asegura un contenido en aceite $< 0,003 \text{ mg/m}^3$
- Secador de aire que proporciona aire con un punto de rocío de -40°C , suficiente para las instalaciones del OAJ donde la temperatura mínima puede alcanzar los -20°C , evitando la posible formación de condensación dentro de las tuberías.

1.3.1.2.5 Voz y datos

La red de voz y datos ha sido diseñada en topología de doble estrella y de forma que une los diferentes edificios de manera eficiente, evitando los cuellos de botella para la transferencia de datos. Todos los elementos principales están conectados mediante fibra óptica y permite obtener anchos de banda de 20 Gb (ampliables mediante agregación de canales) en los segmentos troncales que unen los racks.

La parte principal de la red trabaja en capa 3 conectando y gestionando múltiples VLANs. Además, la red dispone de cuatro racks conectados al principal. El acceso a la red y protección corren a cargo de un firewall para impedir accesos no autorizados y el uso ineficiente del radio enlace.

1.3.1.2.6 Climatización

El sistema de climatización del OAJ se basa en el uso de pozos geotérmicos. Las instalaciones constan de un sistema de tratamiento de aire para mantener las cúpulas de los telescopios a una temperatura que impida la formación de turbulencias debido a la diferencia de temperaturas entre el interior y el exterior de la misma, además de un sistema de suelo radiante para mantener una temperatura confortable en las salas de trabajo y la residencia.

1.3.1.2.7 Control de accesos y anti-intrusión

El acceso a las instalaciones del OAJ está restringido al personal autorizado. Por ello, el OAJ cuenta con controles de acceso que pueden ser controlados desde la sede del CEFGA. Asimismo, las instalaciones de seguridad del OAJ cuentan con varios sistemas anti-intrusión.

1.3.1.2.8 Unidad de procesado y archivo de datos

La Unidad de Procesado y Archivo de Datos (UPAD) es la encargada de llevar a cabo el almacenamiento y procesado de las imágenes tomadas en el OAJ. Este centro de datos proveerá la infraestructura hardware necesaria para almacenar, procesar y analizar las imágenes, así como mantener los backup de los datos. Otra de sus labores es la de proporcionar acceso a la base de datos científica y a las imágenes del cielo, tanto a la comunidad científica como al público en general.

El hardware de la UPAD hardware está compuesto de tres sistemas principales:

- OAJ/CPD
- Almacenamiento principal y procesado de la UPAD/T250
- EDAM (External Data Access Machine)

Este sistema tiene dos servidores de Entrada/Salida dedicados que controlan el tránsito de los datos desde los servidores de la cámara a sus espejos (otros dos servidores de Entrada/Salida) en la UPAD. A lo largo del día, esos dos servidores realizan dos copias de seguridad de los datos en crudo. Además, el OAJ tiene un sistema de almacenamiento de 90 TB que actúa como buffer de las imágenes tomadas durante dos meses.

1.3.1.2.9 Archivo y procesado UPAD

En el centro de datos UPAD es donde se lleva a cabo la lógica principal sobre el tratamiento de los datos y desde donde se controla la planificación de los procesos en la pipeline. Además, también alberga los dos servidores de Entrada/Salida dedicados a descargar los datos del OAJ, así como los nodos de servicio. Estas labores las realizan dos servidores de control en modo cola que operan bajo Sun Grid Engine como sistema de colas por lotes. En la figura 1 se representa un esquema de los nodos y los sistemas de almacenamiento que se encuentran desplegados en el OAJ y en la UPAD.

Documento N° 2

Objeto



2 Objeto del proyecto

2.1 Objeto

Tiene por objeto el presente PROYECTO DE PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍA SOLAR AL OBSERVATORIO ASTROFÍSICO DE JAVALAMBRE, de ahora en adelante (OAJ), establecer y justificar todos los datos constructivos que presenta la ejecución de cualquier obra que responda a las características indicadas anteriormente, sin más que aportar en cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo. Tales como situación, trazado, potencia, longitud y presupuesto.

2.2 Campo de aplicación

Este proyecto se aplicará al diseño general y cálculo de los diferentes elementos que intervienen en la construcción de sistemas de producción y almacenamiento de energía eléctrica en baja tensión mediante módulos fotovoltaicos y acumuladores estacionarios.

Documento N° 3

Normativa



3 Normativa

3.1 Reglamentación

En la redacción del presente proyecto se han tenido en cuenta todas y cada una de las especificaciones contenidas en:

- Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51 (Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto).
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Normalización Nacional (Normas UNE).
- REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- EN 1991-1-4 (2005) (English): Eurocode 1: Actions on structures - Part 1-4: General actions - Wind actions [Authority: The European Union Per Regulation 305/2011, Directive 98/34/EC, Directive 2004/18/EC].
- Real Decreto 751/2011, de 27 de mayo, por el que se aprueba la Instrucción de Acero Estructural (EAE).
- REAL DECRETO 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la instrucción de hormigón estructural (EHE-08).
- UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino.
- UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada.
- UNE-EN 62108 para módulos de concentración.
- UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.
- Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica (Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red PCT-A-REV - febrero 2009)
- IEC-62109-1

Documento N° 4

Definiciones



4 Definiciones

4.1 Definiciones de carácter general

4.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

4.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

4.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m² o kWh/m².

4.1.4 Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT)

Conjunto de valores de la irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos.

4.1.5 Generadores fotovoltaicos

4.1.5.1 Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

4.1.5.2 Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.

4.1.5.3 Módulo fotovoltaico

Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

4.1.5.4 Rama fotovoltaica o string

Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

4.1.5.5 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

4.1.5.6 Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia (GSTC): 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Incidencia normal
- Temperatura de célula: 25 °C

4.1.5.7 Potencia máxima del generador (potencia pico)

Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

4.1.5.8 TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s.

4.1.6 Acumuladores de plomo-ácido

4.1.6.1 Acumulador

Asociación eléctrica de baterías.

4.1.6.2 Batería

Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

4.1.6.3 Auto descarga

Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.

4.1.6.4 Capacidad nominal: C₂₀ (Ah)

Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso. Para otros regímenes de descarga será hará una interpolación lineal.

4.1.6.5 Capacidad útil

Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD_{max}.

4.1.6.6 Estado de carga

Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

4.1.6.7 Profundidad de descarga (PD)

Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en (%).

4.1.6.8 Régimen de carga (o descarga)

Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas ($C_{20} = 100 \text{ Ah}$) y la corriente se expresa como $I_{20} = 5 \text{ A}$.

4.1.6.9 Vaso

Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2 V.

4.1.7 Reguladores de carga

4.1.7.1 Regulador de carga

Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobre descargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

4.1.7.2 Voltaje de desconexión de las cargas de consumo

Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

4.1.7.3 Voltaje final de carga

Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

4.1.8 Inversores

4.1.8.1 Inversor

Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

4.1.8.2 V_{RMS}

Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

4.1.8.3 Potencia nominal (VA)

Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

4.1.8.4 Capacidad de sobrecarga

Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

4.1.8.5 Rendimiento del inversor

Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

4.1.8.6 Factor de potencia

Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

4.1.8.7 Distorsión armónica total: THD (%)

Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida. Se define como:

$$(1). \quad THD \% = 100 \frac{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}{V_1}$$

Nota: V_1 es el armónico fundamental y V_n el armónico enésimo.

4.1.9 Cargas de consumo

4.1.9.1 Lámpara fluorescente de corriente continua

Conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.

Documento N° 5
Radiación, Curva de demanda
y numero de Paneles



5 Estudio del consumo energético del OAJ

5.1 Preámbulo

El presente documento constituye la parte del proyecto perteneciente a la determinación de las necesidades energéticas del OAJ.

5.2 Objeto

Tiene por objeto, establecer y justificar todos los datos constructivos que presenta la ejecución de cualquier obra que responda a las características indicadas anteriormente, sin más que aportar en cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo

5.3 Campo de aplicación

Este documento se aplicará al diseño general y cálculo de los diferentes elementos que intervienen en la construcción de los sistemas de producción y almacenamiento de energía mediante paneles fotovoltaicos y acumuladores estacionarios.

5.4 Demanda energética. Características.

En un escenario ideal, la estima de la demanda energética a fin de poder conocer una curva de consumo lo más real posible se haría disponiendo en cabecera de la instalación un sistema de monitorización de energía, este debería de dejarse instalado idealmente durante un periodo de un año. En el caso del presente proyecto esto es imposible de realizar, con lo que se construirá una curva de demanda estimada, en función de los hábitos de consumo relatados por el departamento de instalaciones del OAJ. Si se dispone de los consumos energéticos en el periodo de un mes.

5.4.1 Datos reales de consumo

Actualmente el OAJ se abastece en su totalidad mediante tres generadores diésel. El departamento de instalaciones nos facilita el consumo de combustible por intervalo de un mes, y durante el último año. Conociendo el consumo de combustible y las características de los generadores podemos obtener de forma bastante precisa el consumo energético del OAJ en un periodo determinado. A continuación, se muestra una tabla con los consumos del observatorio en el último año.

Consumo energético OAJ

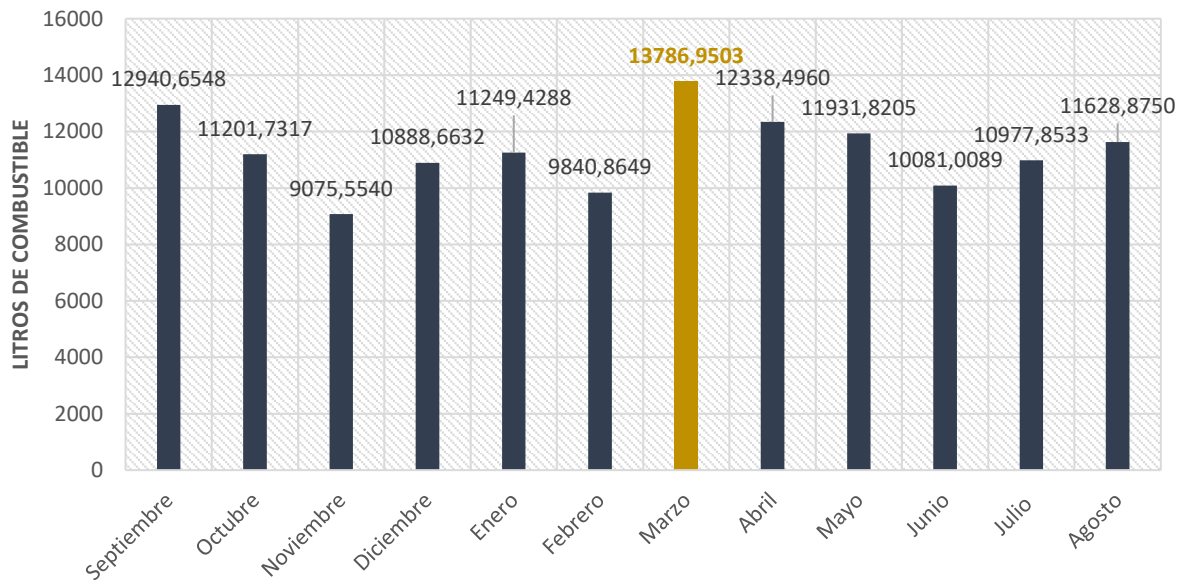


Figura7. Consumo energético del OAJ en un año (litros/mes).

Se puede ver como el mes de mayor consumo pertenece a marzo, que se separa levemente de la media.

5.4.2 Producción en Kwh

A continuación, se estima la producción en KWh del generador, en base al porcentaje de carga de este. Para ello antes se definen las características de este en la siguiente figura proporcionada por el fabricante:

5.4.2.1 Características eléctricas del generador

DVAS 165 ME

Potencia continua (PRP)

120 KW

Figura8. Potencia DVAS 165 E ME (Kw).

DVAS 165 ME

Carga (PRP)

Consumo (l/h)

Autonomía (h)

25%

10,4

24

50%

17,9

13,6

75%

26

9,4

100%

34

7,1

Figura9. Consumo de combustible (l/h).

DVAS 165 ME

<i>Altitude derating factor <3000 m</i>	<i>% / m</i>	<i>4 / 500</i>
<i>Altitude derating factor >3000 m</i>	<i>% / m</i>	<i>6 / 500</i>
<i>Atmosphere temperature derating factor</i>	<i>% / °C</i>	<i>2 / 5°C</i>
<i>Humidity</i>	<i>%</i>	<i>No derating</i>

Figura10. Pérdida de potencia por altitud

A partir de los datos de la potencia continua (PRP) y el porcentaje de carga asociado al consumo de combustible, se puede determinar con bastante precisión la potencia de salida del generador en un régimen supuesto no variable, esto es, entregando la misma potencia las 24h. Debido a la estabilidad del consumo durante el periodo de estudio, se asume que la potencia de salida del generador no varía con el tiempo. A continuación, como ejemplo se realiza el estudio para el mes de marzo, por ser el de mayor consumo.

En el mes de marzo se consumieron 13786,9503 litros de combustible, como se indica en la figura 1. Asumiendo que el consumo se mantiene constante se puede llegar a que en una hora se han consumido:

$$(2). \quad \text{Consumo (l/h)} = 13786,9503 / (24 \cdot 31) = 18,5308 \text{ l/h}$$

Sabido el consumo por hora, podemos determinar el factor de carga del generador mediante una linealización:

$$(3). \quad \text{Factor de carga (\%)} = \frac{75-50}{26-17.9} \cdot (18,5308 - 17.9) + 50 = 51,9469 \%$$

Obtenido el factor de carga podemos determinar la potencia de la máquina:

$$(4). \quad \text{Potencia generada} = 120\text{Kw (PRP)} \cdot (51,9469/100) = 62,3363 \text{ Kw}$$

Y con la pérdida de carga por altitud, que en base a la documentación que el fabricante nos proporciona está en torno al 8%:

$$(5). \quad \text{Potencia util} = 62,3363 \cdot 0.92 = 57,3494 \text{ Kw}$$

Con lo cual, la producción del generador en el mes de diciembre será:

$$(6). \quad \text{Producción (Kwh)} = 57,3494 \cdot 24 \cdot 31 = 42667,9536 \text{ Kwh/mes}$$

Conocido el aporte en (Kwh/mes) del generador se puede hacer un dimensionado del generador fotovoltaico. A continuación, se muestra una hoja de cálculo con lo anteriormente obtenido para cada mes del periodo en estudio:

Mes	(Litros/Día) (Gasóleo B)	(Litros/Hora)	Carga (%)	Potencia (Kw)	Pérdida de carga por altitud (Kw)	Producción (Kwh/Día)	Producción (Kwh/Mes)
Septiembre	431,3552	17,9731	50,2257	60,2709	55,4492	1330,7805	39923,4162
Octubre	361,3462	15,0561	40,5203	48,6244	44,7344	1073,6260	33282,4047
Noviembre	302,5185	12,6049	32,3498	38,8197	35,7142	857,1400	25714,1987
Diciembre	351,2472	14,6353	39,1178	46,9414	43,1861	1036,4660	32130,4467
Enero	362,8848	15,1202	40,7340	48,8808	44,9703	1079,2881	33457,9300
Febrero	351,4595	14,6441	39,1471	46,9766	43,2185	1037,2428	29042,7987
Marzo	444,7403	18,5308	51,9471	62,3365	57,3496	1376,3893	42668,0677
Abril	411,2833	17,1368	47,4560	56,9472	52,3914	1257,3945	37721,8354
Mayo	384,8974	16,0374	43,7913	52,5496	48,3456	1160,2946	35969,1315
Junio	336,0336	14,0014	37,0047	44,4056	40,8532	980,4758	29414,2728
Julio	354,1243	14,7552	39,5173	47,4207	43,6271	1047,0494	32458,5320
Agosto(16)	375,1250	15,6302	42,4340	50,9208	46,8472	1124,3320	34854,2920
Consumo medio septiembre 2015 agosto 2016					46,3906	1113,3732	33886,4439

Figura11. Producción energética del generador (Kwh/día), (Kwh/mes)

En el siguiente gráfico se aprecia la variación de consumo con el tiempo:

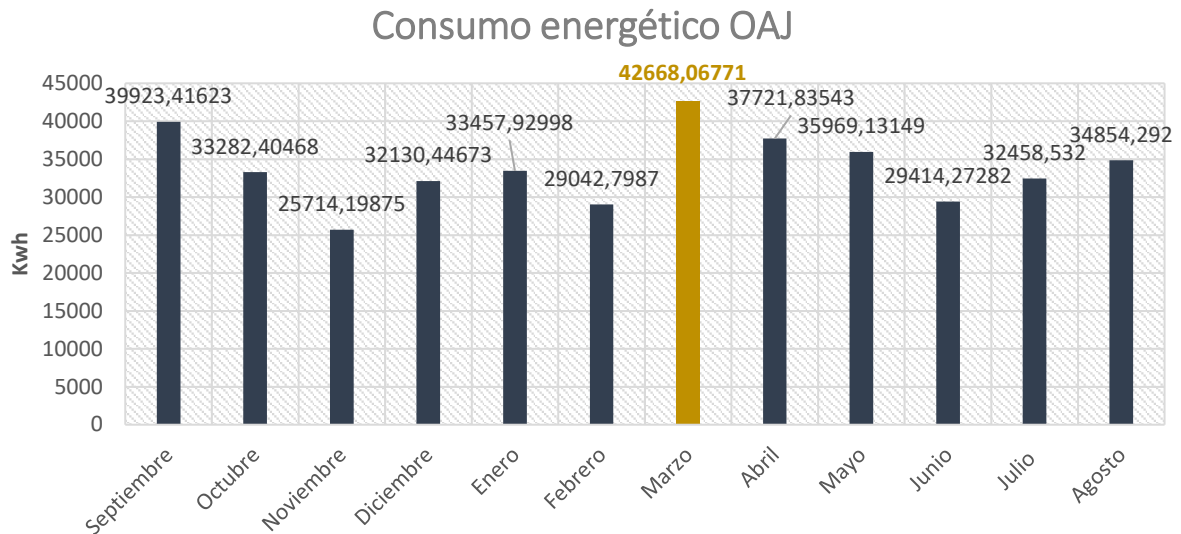


Figura12. Gráfica de consumo (Kwh/mes).

5.5 Fuentes de consulta

5.5.1 Determinación de la radiación $G_{dm}(\alpha, \beta)$

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), en el pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red especifica que el valor medio mensual y anual de la radiación diaria sobre una superficie horizontal se obtendrá a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- *Agencia Estatal de Meteorología.*
- *Organismo autonómico oficial.*
- *Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.*

A continuación, se estudian tres casos contenidos en lo expresamente dicho por el (IDAE). La localización de la consulta será Teruel, por ser la estación con datos de radiación más cercana al OAJ. La presentación de los datos se hace en (Kwh/m²·día) para plano horizontal

5.5.1.1 Datos del clima de Aragón:

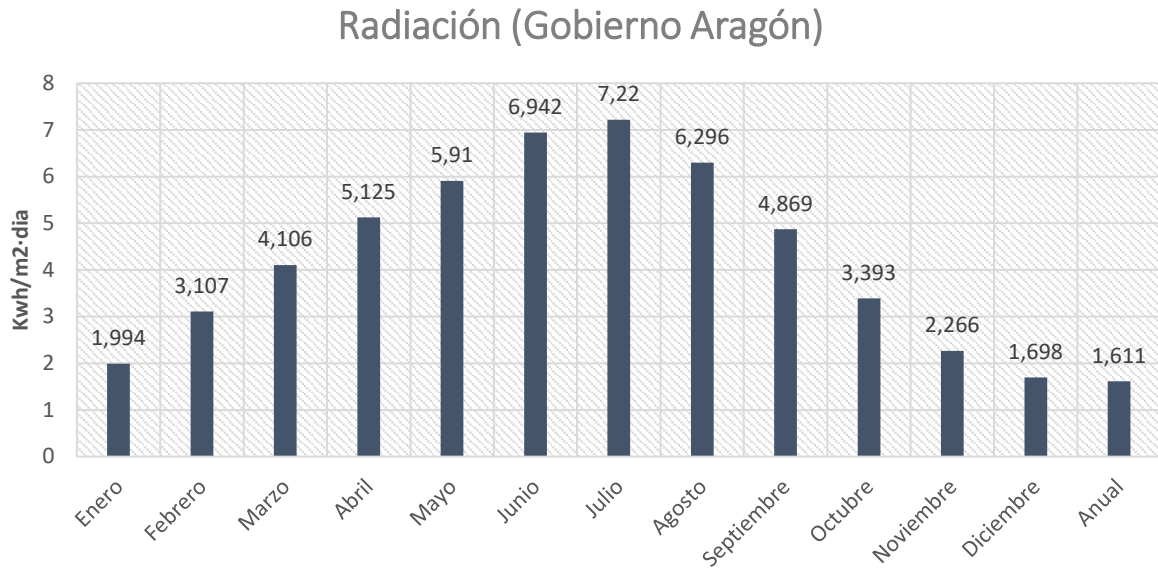


Figura13. Radiación mensual global para plano horizontal. Gobierno de Aragón. (Kwh/m² día).

5.5.1.2 Datos de la agencia estatal de meteorología (AEMET). Periodo 1983-2005:

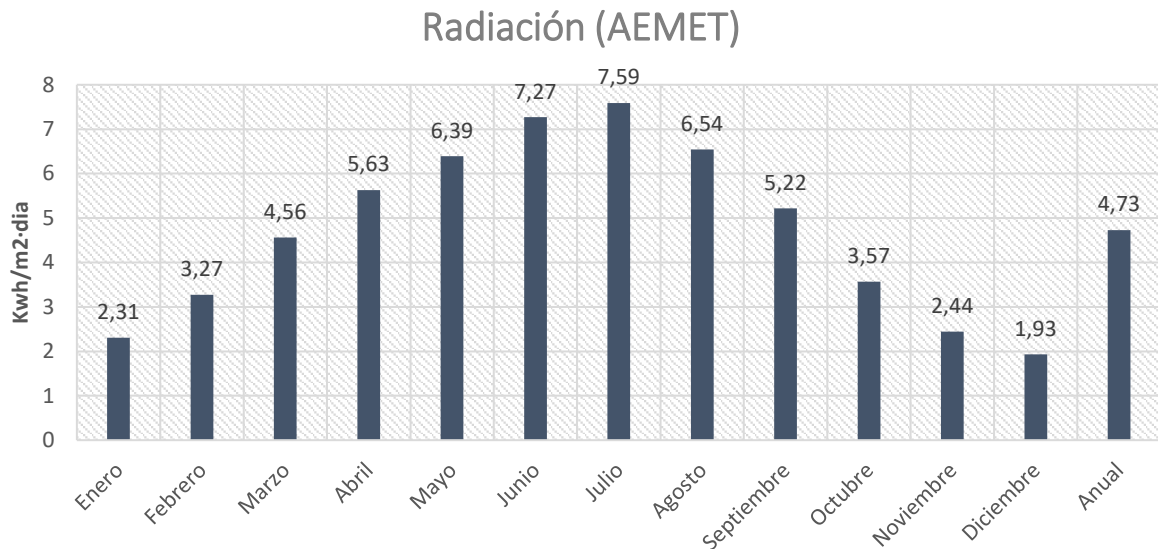


Figura14. Radiación mensual global para plano horizontal. AEMET. (Kwh/m² día).

5.5.1.3 Datos extraídos del Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS):

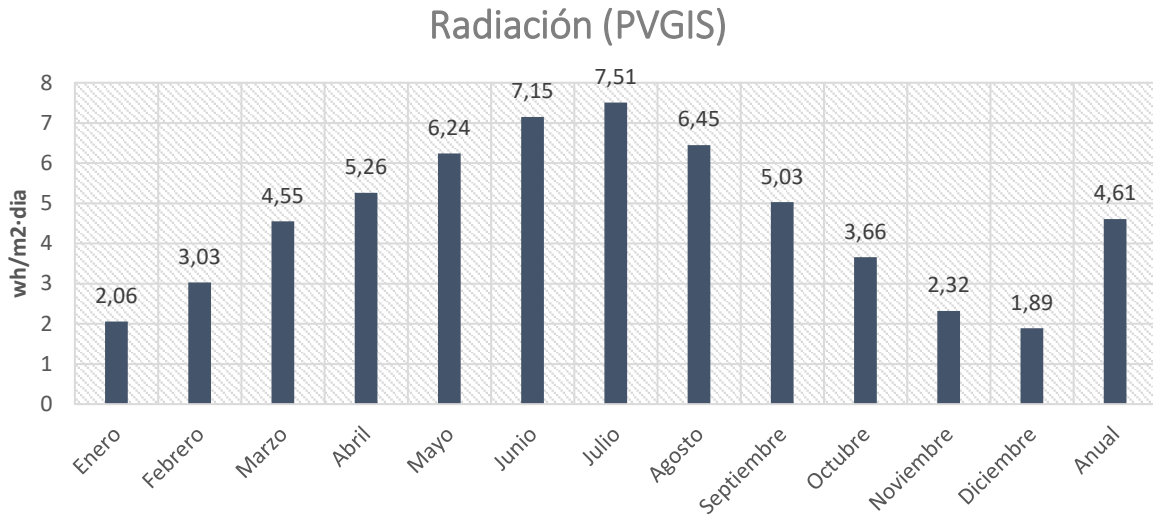


Figura15. Radiación mensual global para plano horizontal. PVGIS. (wh/m² día).

5.5.2 Comparativa de las tres fuentes de consulta.

Se puede apreciar una desviación entre las tres fuentes propuestas. Los valores de radiación más altos corresponden a la AEMET, seguidos de PVGIS y Datos Climáticos de Aragón. A continuación, se muestra una gráfica comparativa:

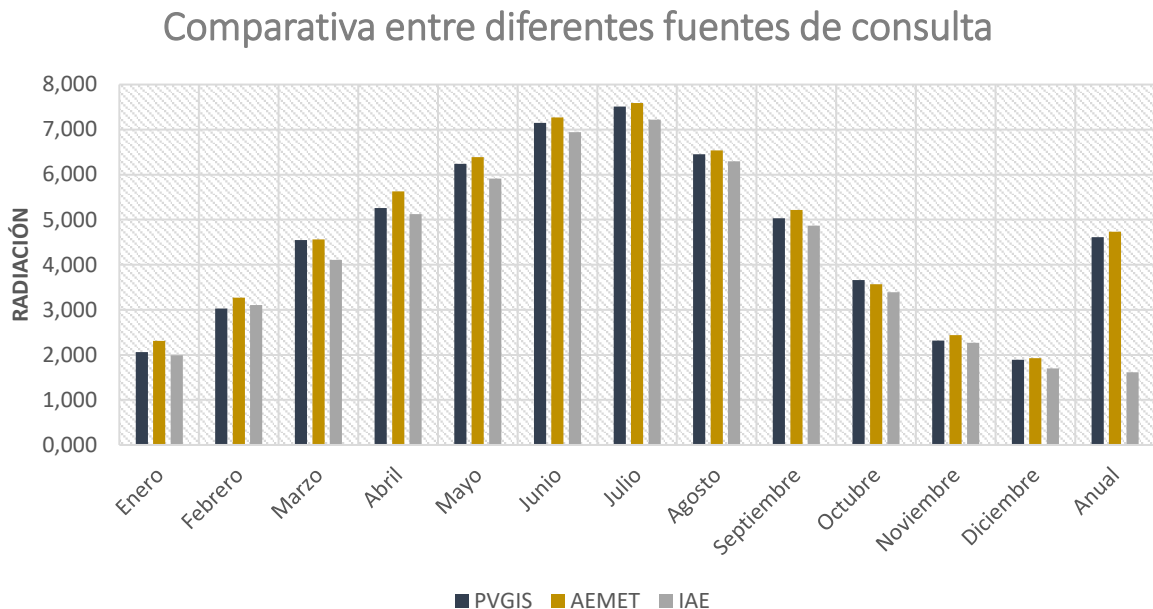


Figura16. Comparativa de radiación entre las diferentes fuentes de procedencia propuestas por el IDAE.

Teniendo en cuenta, que la altitud a la que están tomados los datos, en la estación de Teruel, está a una altitud considerablemente menor que la altitud a la que se encuentra el OAJ, y que esto ocasiona que la radiación recogida probablemente sea menor, absorbida por una capa de atmósfera de unos 1000 metros de espesor, que los valores proporcionados por el software PVGIS nos darían la radiación para esa altitud, y estos se encuentran entre los valores del AEMET y del IAE, y que este estaría dentro de las fuentes de datos de reconocida solvencia indicadas por el IDAE, decidimos usar los datos de radiación proporcionados por el software PVGIS.

5.5.2.1 Datos de radiación mensual extraídos del Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS):

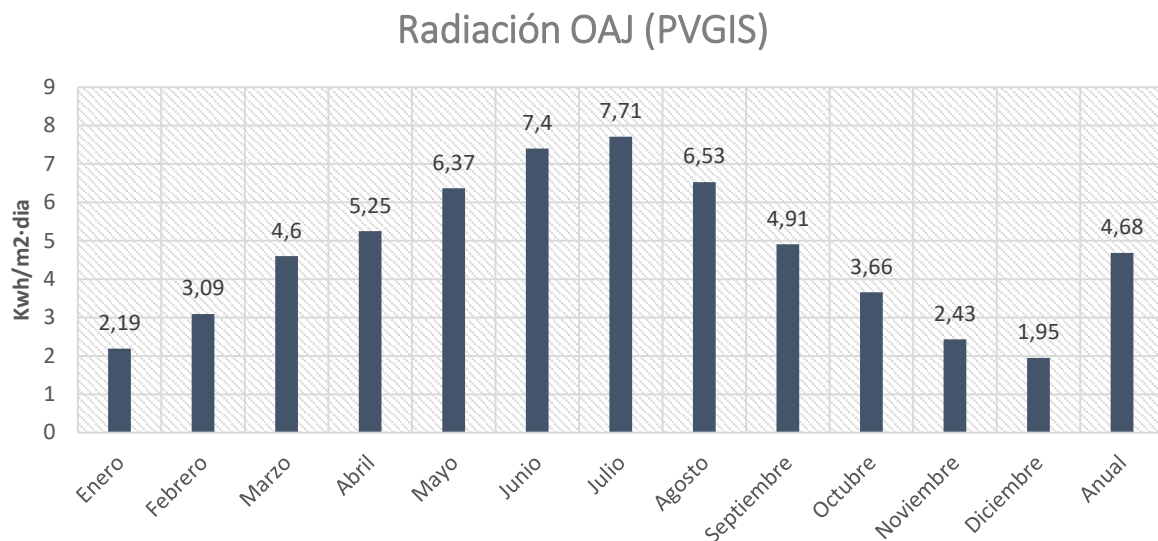


Figura17. Radiación mensual global para plano horizontal. PVGIS. (wh/m² día).

5.5.3 Determinación de la radiación $G_{dm}(\alpha, \beta)$

Los datos recogidos en el cuadro anterior son para plano horizontal. A continuación, se obtendrán los datos para una inclinación de 60°.

5.5.3.1 Datos $G_{dm}(\alpha^0=0, \beta=60^0)$, extraídos del Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS):

Radiación Gdm OAJ 60° (PVGIS)

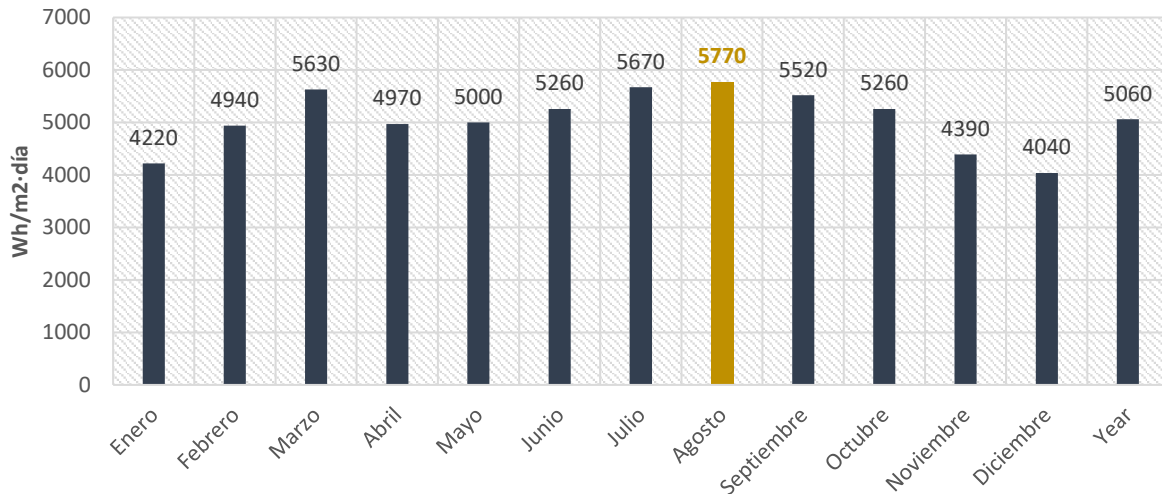


Figura18. Radiación mensual global para plano horizontal en el OAJ (PVGIS). (wh/m²·día). (60°).

Como se puede apreciar, un plano de 60° crea una distribución de radiación más constante a lo largo del año.

5.6 Elección del plano de inclinación.

El Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), para la localización del OAJ sugiere una inclinación óptima de 36°, esto significa que con esta inclinación se obtiene un máximo rendimiento de los paneles en cuanto a producción en el periodo de un año. *El objetivo del presente proyecto no es el proporcionar el máximo de producción posible a lo largo de un año, sino el de asegurar el suministro a lo largo de todo el año*, estas dos consideraciones difieren en cuanto al objetivo. Si se eligiera una inclinación de 36°, durante los meses de mayor radiación se produciría una energía que no podría ser consumida, por exceder del consumo nominal del OAJ, al mismo tiempo debería ser sobredimensionada la instalación para en los meses de menor radiación llegar a obtener una producción que asegure el suministro.

Es también objetivo de este proyecto obtener el mayor aporte energético mediante energía limpia y reducir al máximo las emisiones de CO2 de los generadores, no se contempla el hecho de depender en un porcentaje de energía proveniente de los generadores diésel, los generadores pasarán al plano de sistemas de emergencia ante días sin sol, averías en la instalación, o consumos que sobrepasen el habitual para cada mes.

El plano de inclinación será de sesenta grados. Este ha sido elegido en base a que el consumo en los meses de mayor radiación es muy similar al consumo en los meses de menor radiación. Este hecho hace que se deba de asegurar la producción en los meses de menor radiación, en concreto diciembre. También se ha tenido en cuenta para la elección de la inclinación el hecho de la presencia regular de nieve en la localización de la instalación durante el invierno, con una inclinación de 60° la nieve resbala por la superficie de los paneles y no se acumula, creando sombras parciales o totales. Ha sido tenida en cuenta también esta consideración en cuanto al sobredimensionamiento de la estructura soporte ante la carga combinada de viento más nieve, la cual excedería de la máxima carga soportada por el panel.

5.6.1 Estudio básico de sobrecargas por viento y nieve.

El Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), para la localización del OAJ nos sugiere una inclinación óptima de 36°, esto significa que con esta inclinación se obtiene un máximo rendimiento de los paneles en cuanto a producción en el periodo de un año.

Para la elección del plano de inclinación han de tenerse en cuenta otras consideraciones aparte del mayor rendimiento en la producción, como es las solicitaciones a las que puede estar expuesto el panel en base a una determinada inclinación.

5.6.1.1 Características mecánicas del panel.

A continuación, se muestra un cuadro con las características mecánicas del panel fotovoltaico elegido:

System Design	
<i>Temp. range</i>	<i>-40°F to +185°F (-40°C to +85°C)</i>
<i>Hail</i>	<i>Max. diameter of 0.98" (25mm) with impact speed of 51.2mph (23m/s)</i>
<i>Max. capacity</i>	<i>Wind 2400Pa, snow 5400Pa</i>
<i>Application class</i>	<i>A</i>
<i>Safety class</i>	<i>II</i>

Figura19. Características mecánicas del CSUN 325-72P.

En cuanto a sobrecargas por viento y nieve, el fabricante nos indica que la máxima sobrecarga por viento será de 2400 Pa y por nieve de 5400Pa, esto quiere decir que la combinación de estas dos cargas no puede ser superior a la suma de ellas, lo que es igual a 7800Pa.

No se tendrá en cuenta peso por nieve en el panel debido a que con una inclinación de 60° la nieve resbala y no se acumula.

5.7 Determinación del aporte y número de paneles.

5.7.1 Coeficiente de consumo más desfavorable (Cmd).

A continuación, se calcula cuál sería el mes más desfavorable. Esto es una relación entre las necesidades energéticas en un mes determinado y la radiación aportada en el mismo periodo. La inclinación elegida es la óptima para el mes de mayor consumo, diciembre. En el cálculo se usarán datos de radiación del Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), para un plano de 60°.

Expresión a usar:

$$(7). \quad Cmd_{60} = \text{Consumo (Kwh)}/\text{Radiación (Kwh/m}^2 \cdot \text{día)}$$

A continuación, se muestra una gráfica con los resultados obtenidos:

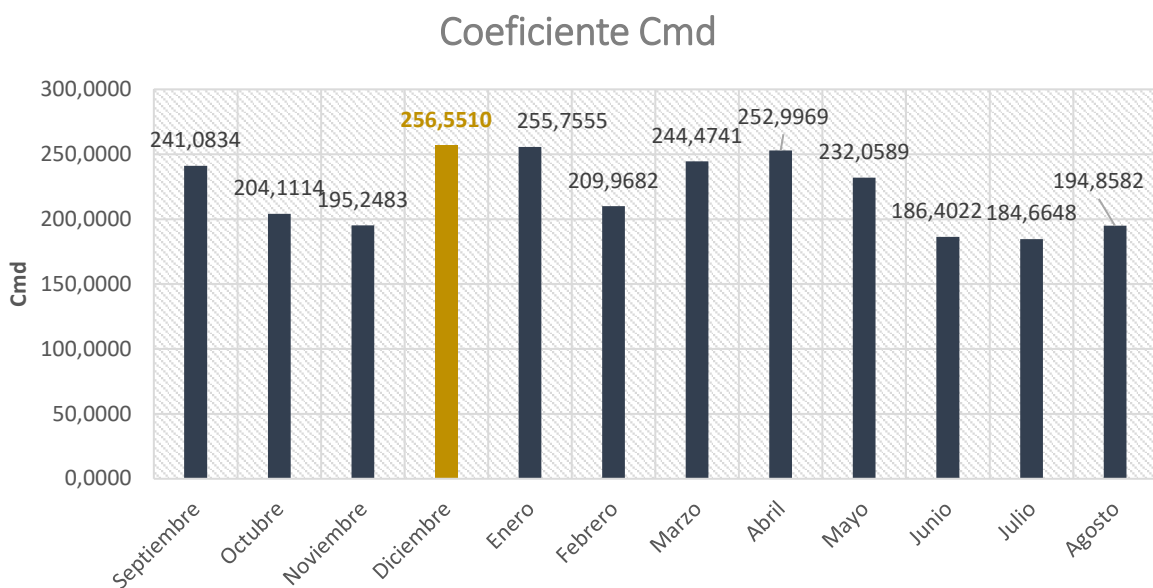


Figura20. Consumo más desfavorable 60° (PVGIS).

Como se puede apreciar en la tabla, el mes con el coeficiente de consumo más desfavorable, y con una inclinación de 60° corresponde a diciembre. El número de paneles será dimensionado para diciembre y con una inclinación de 60°.

5.7.2 Número de paneles

5.7.2.1 Metodología

En el cálculo del número de paneles intervienen dos variables a tener en cuenta, por una parte, está el porcentaje del aporte energético que se desea que provenga de los paneles frente al proveniente de los generadores, y por otra el aspecto económico, ambos relacionados entre sí.

En el presente proyecto, también a modo de ensayo en cuanto a viabilidad económica, se considerará el aporte de un 100% de la demanda mediante el aporte solar y acumuladores.

5.7.2.1.1 Aporte de un 100% proveniente de placas y acumuladores.

Para el estudio antes tiene que definirse un panel fotovoltaico tipo, en el presente proyecto se usará un panel de silicio policristalino de 330 Wp.

El consumo coeficiente C_{md} más elevado pertenece a diciembre, con 256,5510, y con un consumo energético de 1036,4660 Kwh/día.

La expresión a usar será:

$$(8). \quad N^{\circ} \text{ Paneles} = \text{Consumo (Wh/día)} \cdot \frac{1,2 \cdot F_p}{\eta_{inv} \cdot \text{Energía panel (Wh/día)}}$$

$F_p = \text{Factor de pérdidas} = 2,5\%$

La energía proporcionada por un panel en un día medio del mes en estudio:

$$(9). \quad \text{Energía panel} \left(\frac{\text{Wh}}{\text{día}} \right) = 37,7 \cdot 8,62 \cdot 4,040 = 1312,8950 \text{ Wh/día}$$

El número mínimo de paneles que satisface la demanda es:

$$(10). \quad N^{\circ} \text{ Paneles} = 1036,4660 \cdot \frac{1,2 \cdot 1,025}{0,96 \cdot 1,3128950} = 1011,4838 \text{ Paneles}$$

Nota: Tras diseñar el conexionado de estos y teniendo en cuenta las características de los inversores el número final de paneles será de 1022.

5.7.2.1.2 Evaluación de resultados.

A continuación, se muestra un cuadro el cual contiene la energía que será producida y usada a lo largo de los doce meses:

Mes	Consumo			Nº Paneles	Producción (Kwh/mes)	Sobrantes (Kwh/mes)
	(Kwh/mes)	Horas pico	(W) Panel			
Septiembre	39923,4162	5,5200	324,9740	1022	54999,6397	11588,4414
Octubre	33282,4047	5,2600	324,9740	1022	54156,0462	17439,3556
Noviembre	25714,1987	4,3900	324,9740	1022	43740,6555	15252,6591
Diciembre	32130,4467	4,0400	324,9740	1022	41595,1381	6826,95092
Enero	33457,9300	4,2200	324,9740	1022	43448,3869	7235,19331
Febrero	29042,7987	4,9400	324,9740	1022	45939,3126	13983,2892
Marzo	42668,0677	5,6300	324,9740	1022	57965,5019	11621,5731
Abril	37721,8354	4,9700	324,9740	1022	49519,6031	8657,50017
Mayo	35969,1315	5,0000	324,9740	1022	51479,1313	12245,4696
Junio	29414,2728	5,2600	324,9740	1022	52409,0769	19671,3017
Julio	32458,5320	5,6700	324,9740	1022	58377,3349	22216,8256
Agosto(16)	34854,2920	5,7700	324,9740	1022	59406,9176	20785,3576
Suma anual (Kwh/año)						66907,0446

Figura21. Sobrante energético (Kwh/mes).

A simple vista puede parecer que hay mucho excedente energético, hay que tener en cuenta que en los 11 meses restantes a enero la radiación es mayor, como lo es la producción de energía. Esos datos no engloban los coeficientes de sobredimensionamiento de la pérdida de potencia a lo largo de la vida útil del generador (20%), sí las pérdidas por el rendimiento energético del inversor (4%) y las pérdidas por efecto Joule en los conductores, esta última estimada en un 2,5%. Como se puede apreciar en el mes de diseño (diciembre), es el mes de menor excedente energético.

A continuación, se muestra una gráfica con los excesos de energía que no pueden ser consumidos:

Excedente energético

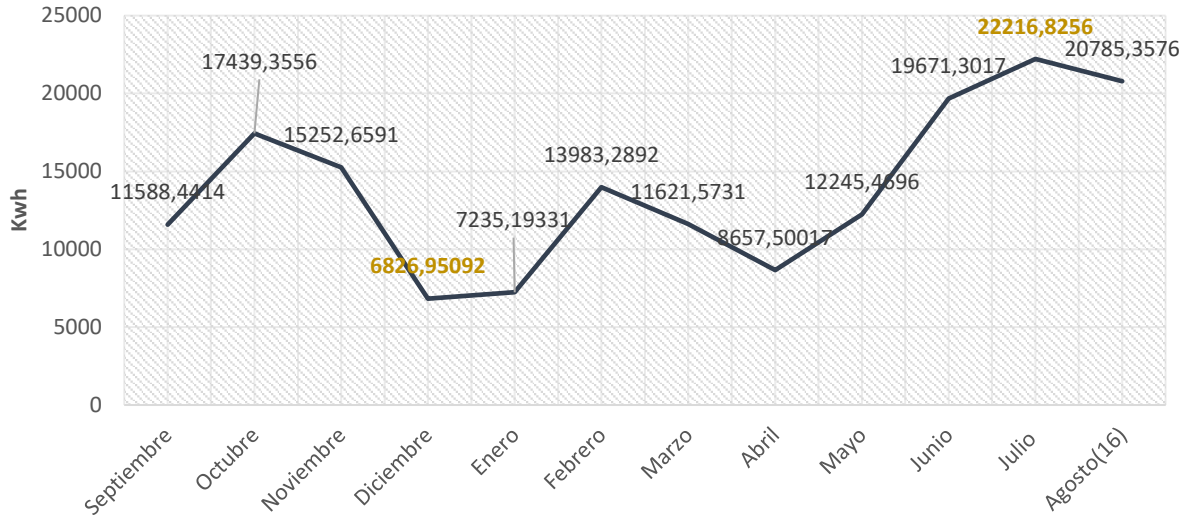


Figura22. Energía producida y no consumida (Kwh).

Si se descuenta el 20% del sobredimensionado:

Excedente energético (20%)

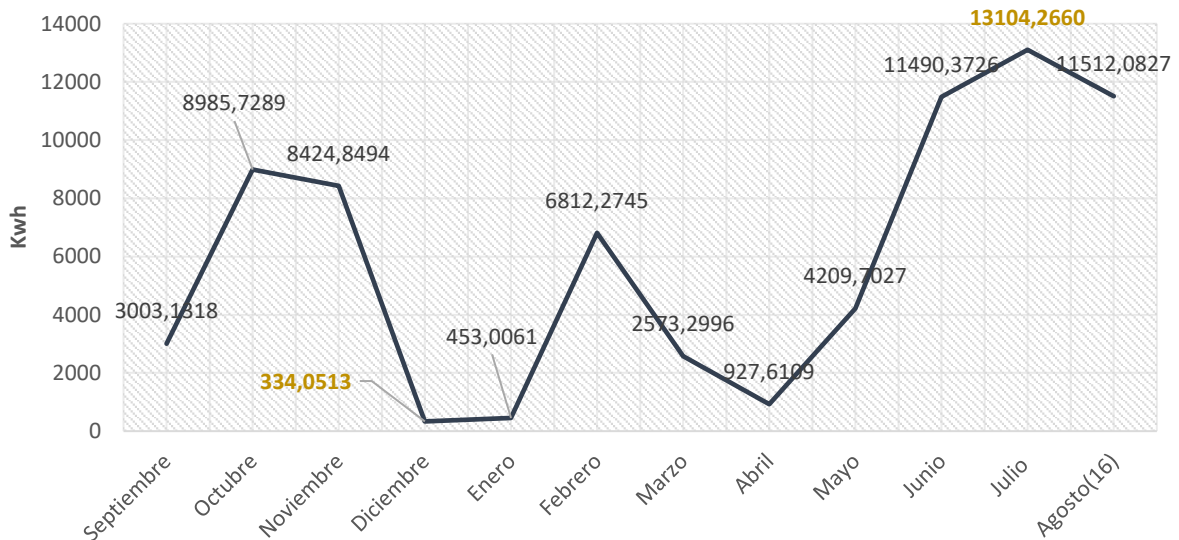


Figura23. Energía producida (-20%) no consumida.

Nota: Se puede apreciar la energía producida en exceso (334,0513Kwh) por los 11 paneles adicionales al cálculo.

5.8 Curva de consumo

A continuación, se muestra la curva de consumo para un día medio del mes de diseño:

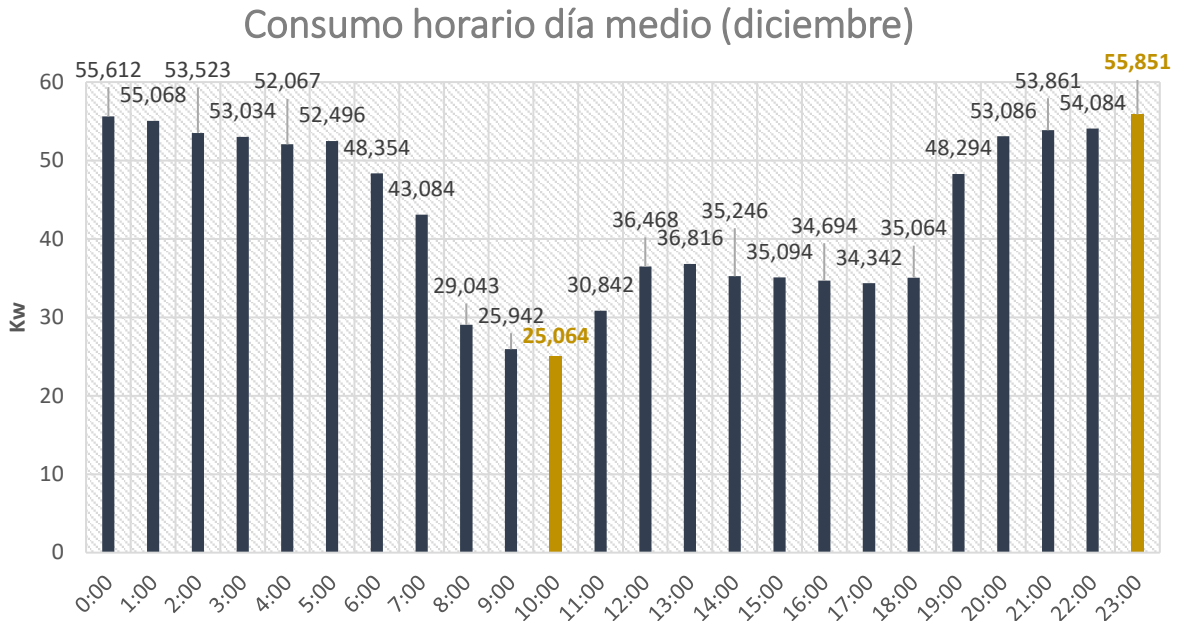


Figura24. Consumos en intervalos de una hora para diciembre (Kwh).

La media de consumo a lo largo del día es de 43,1860 Kwh. Esta gráfica será usada posteriormente para el diseño del número de acumuladores.

Nota: Esta curva ha sido generada de manera intuitiva en base a los hábitos de consumo relatados por el personal de instalaciones del OAJ. Toda similitud con la curva de demanda real es pura coincidencia.

Documento N° 6 Panel Fotovoltaico



6 Generador fotovoltaico

6.1 Preámbulo

El presente documento constituye la parte del proyecto perteneciente al generador fotovoltaico.

6.2 Objeto

Tiene por objeto, establecer y justificar todos los datos constructivos que presenta la ejecución de cualquier obra que responda a las características indicadas anteriormente, sin más que aportar en cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo

6.3 Campo de aplicación

Este documento se aplicará a la elección del panel fotovoltaico. En la redacción se han tenido en cuenta todas y cada una de las especificaciones contenidas en:

- UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino.
- UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada.
- UNE-EN 62108 para módulos de concentración.
- UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.

En nuestro caso el módulo a usar será de silicio poli-cristalino.

6.4 Características

6.4.1 Materiales

6.4.1.1 Generador fotovoltaico

El generador que compondrá el campo de generación será el siguiente:

CSUN 325-72P

6.4.1.2 Características eléctricas

A continuación, se muestra una tabla con las características eléctricas proporcionadas por el fabricante:

Electrical characteristics at Standard Test Conditions (STC)

Module	CSUN 325-72P
Maximum Power - P _{mpp} (W)	325
Positive power tolerance	-3~+3w
Open Circuit Voltage - Voc (V)	46
Short Circuit Current - Isc (A)	9.12
Maximum Power Voltage - V _{mpp} (V)	37.7
Maximum Power Current - I _{mpp} (A)	8.62
Module efficiency	16.78%

Figura25. Características eléctricas del generador fotovoltaico.

Electrical data relates to standard test conditions (STC) : irradiance 1000W /m²; AM 1.5 ; cell temperature 25°C measuring uncertainty of power is within \pm 3%. Certified in accordance with IEC61215, IEC61730-1/2

Maximum Ratings

Maximum system voltage (V)	1000
Series fuse rating (A)	20
Reverse current overload (A)	27

Figura26. Valores máximos admisibles.

6.4.1.3 Características mecánicas

A continuación, se muestra una tabla con las características mecánicas proporcionadas por el fabricante:

Mechanical Characteristics

Dimensions	77.01 x 38.98 x 1.97" (1956 x 990 x 50 mm)
Weight	49.16 lbs (22.3 kg)
Frame	Anodized aluminum profile – black frame upon request
Front glass	White toughened safety glass, 0.13" (3.2 mm)
Cell Encapsulation	EVA (Ethylene-Vinyl-Acetate)
Back Sheet	Composite film – black back sheet upon request
Cells	6 x 12 pieces polycrystalline solar cells series strings (6.14 x 6.14"/ 156 x 156 mm)
Junction Box	Rated current \geq 12A, IP \geq 65, TUV & UL
Cable	Length 35.43" (900 mm), 1 x 4 mm ²
Connector	MC 4/ compatible with MC 4

Figura27. Características mecánicas.

System Design

Temp. range	-40°F to +185°F (-40°C to +85°C)
Hail	Max. diameter of 0.98" (25mm) with impact speed of 51.2mph (23m/s)
Max. capacity	Wind 2400Pa, snow 5400Pa
Application class	A
Safety class	II

Figura28. Características mecánicas.

6.4.1.4 Características térmicas

A continuación, se muestra una tabla con las características térmicas proporcionadas por el fabricante:

Temperature Characteristics Maximum

Voltage Temperature Coefficient	-0.292%/K
Current Temperature Coefficient	0.045%/K
Power Temperature Coefficient	-0.408%/K

Figura29. Rango de temperaturas.

6.4.1.5 Dimensiones

A continuación, se muestra una imagen proporcionada por el fabricante, con las dimensiones del panel fotovoltaico

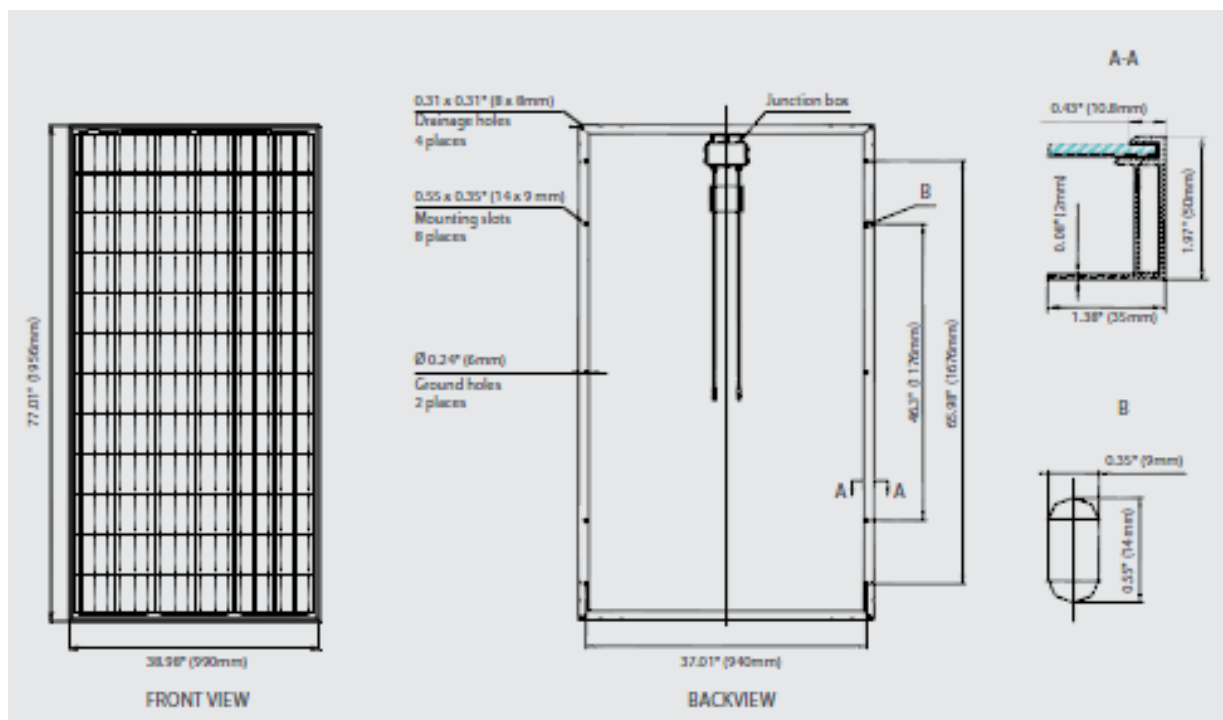


Figura30. Dimensiones.

Documento N° 7

Sistema de acumulación



7 Acumuladores

7.1 Preámbulo

El presente documento constituye la parte del proyecto perteneciente al almacenamiento de energía.

7.2 Objeto

Tiene por objeto, establecer y justificar todos los datos constructivos que presenta la ejecución de cualquier obra que responda a las características indicadas anteriormente, sin más que aportar en cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo

7.3 Campo de aplicación

Este documento se aplicará al diseño general y cálculo de los diferentes elementos que intervienen en la construcción de los sistemas de almacenamiento de energía mediante acumuladores estacionarios.

7.4 Reglamentación

En la redacción se han tenido en cuenta todas y cada una de las especificaciones contenidas en:

- Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51 (Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto).
- UNE-EN 50272-2

7.5 Características

7.5.1 Materiales

7.5.1.1 Baterías

Los acumuladores serán de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.

La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 60

Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.

La auto-descarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.

La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Polaridad de los terminales
- Capacidad nominal (Ah)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.

7.5.1.2 Cableado

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

El material conductor será cobre.

Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5% a la tensión nominal continua del sistema.

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

7.5.1.3 Protecciones

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte de las baterías si existe.

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, Interruptor automático u otro elemento que cumpla con esta función.

7.6 Cálculos justificativos

7.6.1 Autonomía

Las horas de autonomía serán las correspondientes a las horas de no aporte solar. Para el caso en estudio serán igual a quince horas.

7.6.2 Capacidad

Tendrán la capacidad suficiente para abastecer el OAJ durante las horas de no aporte energético solar en un día medio de diciembre, esto es, cuando las placas produzcan menos energía de la que se está consumiendo.

Para esto se calcula el área perteneciente a la intersección entre la curva de producción y el área de consumo.

A continuación, se muestra una gráfica con el aporte solar, en amarillo, y el consumo en gris:

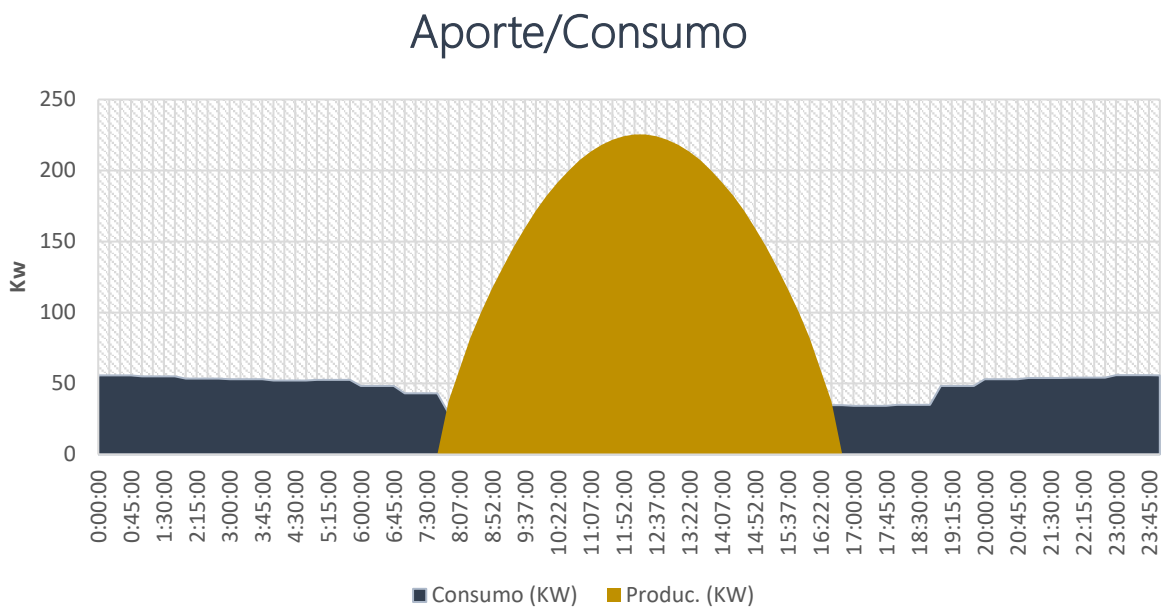


Figura31. Figura. Gráfico Aporte/Consumo.

Área perteneciente a la intersección entre producción y consumo= 287,1959 KWh

Área perteneciente a la curva de consumo= 1037,0290 KWh

Nota: El cálculo se ha llevado gráficamente mediante un software de dibujo técnico.

7.6.3 Cálculo de la capacidad del acumulador

La capacidad del acumulador se ha hecho sustrayendo el área perteneciente a la intersección entre la curva de consumo y la curva de aporte. El cálculo ha sido llevado a cabo mediante un software de dibujo técnico. A continuación, se muestra un dibujo de las diferentes áreas del gráfico aporte/consumo

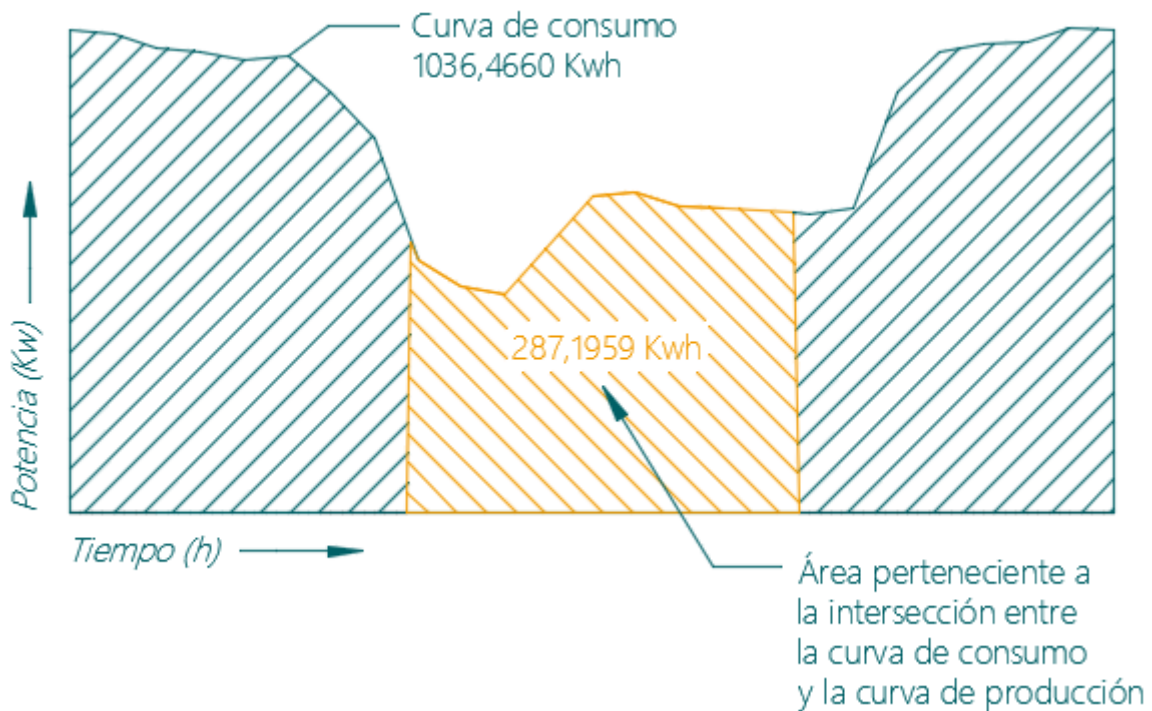


Figura32. Área intersección entre curva consumo y curva demanda.

Como se puede apreciar en el dibujo anterior basta con restar el área encerrada por la intersección de las dos curvas para obtener el aporte energético que se debe cubrir mediante acumuladores. La escala en el eje "X" ha sido modificada a cinco veces la escala del eje "Y", para mejorar su visualización. En el eje de ordenadas la potencia en Kw y en el de abscisas el tiempo en horas.

A continuación, se muestra la expresión para determinar el aporte:

$$(11). \quad \text{Energía necesaria} = 1037,0290 - 287,1959 = 749,8331 \text{ KWh}$$

7.6.4 Características del acumulador

7.6.4.1 Tipo

El acumulador será de tipo estacionario, de plomo-ácido y gelificado. La referencia es:

2V 12 RES OPzV 2120.

Sus características se muestran en la siguiente tabla proporcionada por el fabricante:

Características técnicas del acumulador

Nom. Capacity (Ah at 20°C)														
Positive plates		C240	C120	C48	C24	C12						Short		
Type	number poles	Vpc	Vpc	Vpc	Vpc	Vpc	Leng. (mm)	Width (mm)	Height (mm)	Dist. (mm)	Weig. (kg)	Curr. (A)	Internal Resist. (mOhm)	
2V 12 RES OPzV 2120	24	4	2214	2120	2050	1878	1678	275	210	824	140	120	9440	0,22

Figura33. Figura. Ficha técnica del acumulador.

El vaso elegido es "2V 24 RES OPzV 2120"

7.6.4.2 Capacidad

La capacidad será una interpolación entre C12 y C24:

$$(12). \quad \text{Capacidad } C_{15} = \frac{(15-12) \cdot (1878-1678)}{24-12} + 1678 = 1728 \text{ Ah}$$

7.6.4.3 Profundidad de descarga

La profundidad de descarga será de un 60%.

7.6.4.4 Capacidad 60%

La cantidad de energía que podemos extraer de un vaso 2V 12 RES OPzV 2120 en 15 horas y con una profundidad de descarga del 60% será:

$$(13). \quad C_{15(60\%)} = 1728 \text{ Ah} \cdot 2V \cdot 0,6 = 2,1047 \text{ Kwh}$$

7.6.4.5 Número necesario de vasos

El número de vasos necesarios para cubrir la demanda será la energía necesaria calculada en (11), entre la capacidad calculada en (13):

$$(14). \quad N^{\circ} \text{ de vasos} = \frac{749,8331 \text{ KWh} \cdot F_p}{2,1047 \text{ Kwh}} = 361,6100 \approx 362$$

F_p =Factor de pérdidas por efecto joule en los conductores=1,5%

7.6.4.6 Conexionado

Los acumuladores se conectarán en dos líneas separadas, una para cada inversor. Cada línea estará compuesta por 181 vasos en serie de 2V 12 RES OPzV 2120.

El vaso 2V 12 RES OPzV 2120 cuenta con cuatro terminales, dos positivos y dos negativos. En el anexo IV del presente documento se incluye el esquema de conexión.

7.6.4.7 Tensión

La tensión nominal de la línea será de 362 V.

7.6.4.8 Cables. Secciones

Se prevé una corriente máxima de descarga de 160 Amperios por grupo. La máxima caída de tensión admisible en los conductores será del 1,5%.

Los vasos son conectados por medio de dos conductores en paralelo, ya que cada vaso tiene cuatro terminales. Ambos conductores tendrán las mismas características.

El conductor a usar será de alambres cobre y tipo de aislamiento XLEP. Su sección será 50 mm². Este se ajustará a la norma 20460-5-523:2004.

A continuación, se muestra una tabla con las características eléctricas del conductor que conectará los vasos y los vasos al inversor:

Características eléctricas del conductor

<i>I. línea (A)</i>	<i>V.línea (V)</i>	<i>Secc.</i>	<i>L (m)</i>	<i>Av (V)</i>	<i>Av (%)</i>	<i>Pp (W)</i>	<i>I max (A)</i>	<i>ρ (Ω·mm²/m)</i>	<i>T. real (°C)</i>
80	356	50	80	2.4787	0,6847	198.2997	210	51.6390	47.2562

Figura34. Tabla. Características eléctricas del conductor

7.6.5 Potencia perdida

A continuación se presentan en una tabla los valores de caída de tensión y potencia perdida para cada línea. Con el fin de minimizar las pérdidas, se usa el criterio de que la caída de tensión no supere el valor de 1,5% en cada línea en estudio. El material conductor será cobre.

7.6.6 Línea 1

I. línea (A)	V.línea (V)	Secc.	L (m)	I max (A)	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	T.real ($^{\circ}\text{C}$)	Av (V)	Av (%)	Pp (W)
80	356	50	80	210	51,6390	47,2562	2,4787	0,6963	198,2997

Figura35. Potencia pérdida línea 1

7.6.7 Línea 2

I. línea (A)	V.línea (V)	Secc.	L (m)	I max (A)	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	T.real ($^{\circ}\text{C}$)	Av (V)	Av (%)	Pp (W)
80	356	50	80	210	51,6390	47,2562	2,4787	0,6963	198,2997

Figura36. Potencia pérdida línea 2

7.6.8 Potencia total perdida acumuladores

Potencia total perdida (W)	
Línea1	396,5994
Línea2	396,5994
Potencia total perdida	793,1988

Figura37. Potencia total perdida sistema acumulación.

7.6.8.1 Potencia total perdida

La potencia total perdida en los conductores en ambas líneas será:

$$(15). \quad Pp = 198,2997 \text{ W} \cdot 4 = 793,1988 \text{ W}$$

7.6.9 Protecciones

7.6.9.1 Sobre cargas y corto circuitos

Se instalarán sistemas de protección del tipo Interruptor Automático en las líneas que conectan los acumuladores.

El interruptor automático cumplirá todo en lo que se refiere a normativa constructiva indicado en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

El Interruptor Automático deberá proteger el cable contra los efectos de sobre cargas y cortocircuitos que puedan producirse y en ningún caso su corriente nominal de desconexión sobrepasará a la máxima corriente admisible por el conductor.

7.6.9.2 Contacto directo e indirecto

Se cumplirá todo lo establecido en la norma UNE-EN 50272-2.

7.6.9.2.1 Contacto directo

Las baterías deben situarse en lugares cerrados de acceso restringido. Las puertas de la sala de baterías se consideran obstáculos, y deberán de estar marcadas con etiquetas de peligro "Tensión peligrosa" , según ISO 3864.

7.6.9.2.2 Contacto directo

La protección contra contacto directo se llevará a cabo mediante protección por el uso de equipos de clase II o aislamiento equivalente. Se cumplirá todo lo descrito en el documento de armonización HD 366/CEI 60636 y HD 384.4.41.

7.7 Instalación

Se cumplirá todo lo establecido en la UNE-EN 50272-2.

7.7.1 Emplazamiento

Las baterías estarán cubiertas y en un lugar protegido contra los agentes de la intemperie y cumplirán todo lo establecido en la norma EN 50272-2:2001

Los acumuladores se emplazarán en una sala especial que cumplirá las siguientes características:

- El suelo estará diseñado para soportar la carga de la batería. Se reservará un margen de superficie para una posible futura extensión.
- Se deberá llevar a cabo la instalación eléctrica con las normas de montaje de instalaciones eléctricas en edificios HD 384.1 al 384.7.
- Las puertas se deberán de poder cerrar con llave y serán de tipo anti pánico.
- La ventilación será de tipo natural o forzado, siendo el valor necesario de la misma calculada en 1.7.2.
- La resistencia a tierra medida según la norma CEI 61340-4-1 deberá ser inferior a 10 M Ω .
- El rango de resistencia del suelo deberá estar comprendido entre: 50 K Ω \leq 10 M Ω .
- Alcance de brazo: 1,25 m. Véase HD 384.4.41.
- La separación entre acumuladores será al menos de 0.05 m.

7.7.2 Ventilación

El valor de la ventilación será al menos el calculado a continuación.

$$(16). \quad Q = v \cdot q \cdot s \cdot n \cdot I_{gas} \cdot C_{rt} \cdot 10^{-3}$$

Siendo:

Q ; es la corriente de aire de ventilación en m^3/h

v ; es la disolución de hidrógeno necesaria=24

$q=0,42 \cdot \frac{10^{-3} m^3}{Ah}$ Hidrógeno generado

$s=5$, factor de seguridad general

I_{gas} ; es la corriente que produce gas en mA po Ah de capacidad.

C_{rt} ; es la capacidad C10 de los elementos de plomo (Ah), $U_f = 1,80$ V/elemento a 20 °C o la capacidad C5 de los elementos de NiCd (Ah), $U_f = 1,00$ V/elemento a 20 °C.

El caudal mínimo de ventilación será:

$$(17). \quad Q = 24 \cdot 0,42 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot 362 \cdot 1678 \cdot 10^{-3} = 30,6148 m^3/h$$

Documento N° 8

Inversor



8 Inversor

8.1 Preámbulo

El presente documento constituye la parte del proyecto perteneciente al Inversor.

8.2 Objeto

Tiene por objeto, establecer y justificar todos los datos constructivos que presenta la ejecución de cualquier obra que responda a las características indicadas anteriormente, sin más que aportar en cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo

8.3 Campo de aplicación

Este documento se aplicará a la elección e instalación del Inversor. En la redacción se han tenido en cuenta todas y cada una de las especificaciones contenidas en:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (BOE 18.09.02) e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51.
- Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica (Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red PCT-A-REV - febrero 2009)
- IEC-62109-1

8.4 Características

8.4.1 Materiales

8.4.1.1 Inversor

El generador que compondrá el campo de generación será el siguiente:

- ZIGOR SOLAR HIT3C 250

El número de inversores será de dos.

8.4.1.2 Características técnicas

A continuación, se muestran las características técnicas del inversor proporcionadas por el fabricante:

Características eléctricas	
<i>Modelo</i>	<i>ZIGOR SOLAR HIT3C 150</i>
<i>Referencia</i>	<i>303675 (400V)</i>
<i>Potencia continua de salida</i>	<i>150 Kw</i>
<i>Potencia PV recomendada</i>	<i>≥150 kWp</i>
<i>Frecuencia nominal de salida</i>	<i>50 / 60 Hz</i>
<i>Factor de potencia a plena carga</i>	<i>>0,99</i>
<i>Máx. corriente de salida por fase</i>	<i>228 A</i>
<i>Distorsión de tensión AC</i>	<i><3% a plena carga (2,5%)</i>
<i>Tensión nominal de salida</i>	<i>380/400/440 Vac (3F+N)</i>
<i>Máxima eficiencia</i>	<i>>96% (incluye transformador)</i>
<i>Eficiencia MPPT</i>	<i>99%</i>
<i>Consumo interno en funcionamiento</i>	<i><1% a plena carga</i>
<i>Transformador de aislamiento</i>	<i>Interno</i>
<i>Seccionadores AC/DC</i>	<i>Interno</i>
<i>Monitorización y supervisión</i>	<i>Autochecking / Registro de datos y eventos / Software gráfico de comunicaciones</i>
<i>Pantalla de usuario</i>	<i>Display de 2 líneas, teclado y 3 leds</i>
<i>Comunicaciones externas</i>	<i>Estándar: Ethernet, SNMP / Opción: Módem GSM</i>
Entrada grupo electrógeno	
<i>Potencia nominal</i>	<i>≥ 150 kW</i>
<i>Tensión nominal</i>	<i>208/220/240/380/400/440 Vac (3F+N)</i>
<i>Frecuencia nominal</i>	<i>50 / 60 Hz</i>
<i>Corriente máx. por fase</i>	<i>289 A</i>
BATERÍA	
<i>Tensión nominal</i>	<i>350 Vdc</i>
<i>Rango de tensión</i>	<i>300 / 420 Vdc</i>
<i>Corriente max. de carga</i>	<i>300 A</i>
<i>Corriente max. de descarga</i>	<i>500 A</i>
Entrada pv	
<i>Rango de tensión MPPT</i>	<i>420 / 700 Vdc</i>
<i>Corriente máxima</i>	<i>375 A</i>
<i>Tensión máxima</i>	<i>880 Vdc</i>
<i>Número de entradas</i>	<i>1</i>

Figura38. Características eléctricas del inversor

Información general

<i>Rango de temperatura</i>	<i>-10°C a +50°C</i>
<i>Refrigeración</i>	<i>Aire forzado y control de ventilador externo (6 A)</i>
<i>Humedad relativa</i>	<i>0% a 95% sin condensación</i>
<i>Altitud de operación</i>	<i><1000 m sin pérdida de potencia</i>
<i>Grado de protección</i>	<i>IP21 - estándar</i>
<i>Dimensión armario (AlxAnxF) (mm)</i>	<i>2150 x 1600 x 630</i>
<i>Peso aproximado armario</i>	<i>1450 kg</i>

Normativas

<i>Marcado</i>	<i>CE</i>
<i>Directivas</i>	<i>2006/95/CEE-93/68/CEE 2004/108/CEE</i>
<i>Normativas</i>	<i>IEC-62109-1</i>

Figura39. Información general y normativa constructiva

8.4.2 Instalación

La instalación estará dividida en dos grupos, ambos de la misma potencia. El grupo I estará compuesto por 504 módulos fotovoltaicos, 181 acumuladores y un grupo electrógeno.

El grupo II estará compuesto por 518 módulos fotovoltaicos, 181 acumuladores y un grupo electrógeno.

El grupo electrógeno estará conectado al inversor como apoyo. Este se pondrá en funcionamiento gobernado por el inversor, cuando este detecte que la potencia demandada supera a la generada por el campo FV o los acumuladores.

Ambos inversores serán independientes, y conformarán dos sectores eléctricos en la instalación existente del OAJ. Esto significa que la instalación será dividida en dos partes de la misma potencia, totalmente independiente una de la otra.

En el cuadro general de baja tensión existirá un conmutador que permitirá conectar ambos sectores a cualquiera de los inversores, a fin de garantizar la continuidad del suministro en caso de fallo de uno de estos. Dispondrá de enclavamiento eléctrico de seguridad que impida que ambos inversores sean conectados en paralelo.

En el anexo N° IV del presente proyecto se incluye el diagrama eléctrico de la instalación.

8.4.3 Emplazamiento

Los inversores serán instalados en el emplazamiento del cuadro general de baja tensión. El emplazamiento tendrá acceso limitado a personal autorizado, las puertas serán del tipo anti-pánico y dispondrán de cerradura bajo llave.

Documento N° 9

Líneas eléctricas de campo



9 Líneas eléctricas de campo

9.1 Preámbulo

El presente documento constituye la parte del proyecto perteneciente al dimensionamiento de las líneas eléctricas de evacuación de energía del campo fotovoltaico del OAJ.

9.2 Objeto

Tiene por objeto, establecer y justificar todos los datos constructivos que presenta la ejecución de cualquier obra que responda a las características indicadas anteriormente, sin más que aportar en cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo

9.3 Campo de aplicación

Este documento se aplicará al diseño general y cálculo de los diferentes elementos que intervienen en la construcción de los sistemas de transporte de energía del campo fotovoltaico

9.4 Normativa

Los conductores para líneas aéreas cumplirán con todo lo establecido en la siguiente normativa:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (BOE 18.09.02)
- UNE 20460-5-523:2004
- Norma UNE-EN-61537
- UNE 20.460 -5-52
- UNE 20460-5-523:2004

9.5 Líneas aéreas

9.5.1 Características

Los cables que se empleen serán de cobre. Los conductores serán aislados, de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV, tendrán un recubrimiento tal que garantice una buena resistencia a las acciones de la intemperie y deberán satisfacer las exigencias especificadas en la norma UNE 21.030. El material aislante será XELP.

La sección mínima permitida en los conductores de cobre para las líneas aéreas será de 4 mm².

9.6 Instalación

Las líneas eléctricas son las que evacuan la potencia generada en cada string, cada uno de estos strings está compuesto por catorce paneles conectados en serie. Cada sector está compuesto por ocho strings. Los cuadros de campo están ubicados en el centro de cada sector, de manera, que la línea más alejada del cuadro de campo estará a una distancia de 56 metros, la línea que evacúa la potencia del string posterior estará a una distancia de 42 metros, la distancia de la línea que evacúa la potencia del string posterior estará a una distancia del cuadro de 28 metros, y la línea para el string contiguo al cuadro de campo tendrá una distancia de 14 metros. En el anexo IV del presente proyecto se adjunta el plano de líneas.

Los conductores para líneas aéreas irán alojados en bandejas de alambres, fijados mediante abrazaderas fijadas a la bandeja y resistentes a las acciones de la intemperie. Los conductores se protegerán adecuadamente en aquellos lugares en que puedan sufrir deterioro mecánico de cualquier índole.

9.6.1 Radio de curvatura

Se evitará curvar los cables con un radio demasiado pequeño y salvo prescripción en contra fijada en la Norma UNE correspondiente al cable utilizado, este radio no será inferior a 10 veces el diámetro exterior del cable. El radio de curvatura para las líneas aéreas no será inferior a 50mm.

9.6.2 Puesta a tierra

Todas las bandejas y escalerillas deberán conectarse sólidamente a la tierra de protección, a través de un conductor de cobre desnudo de sección no inferior a 16 mm². Este conductor se afianzará a la bandeja o escalerilla mediante prensas de bronce cada seis metros de recorrido lineal. En el caso de llevar rack de bandejas o escalerillas, se unirán a este cable las restantes cada nueve metros. En las uniones entre bandejas, se conectarán ambos extremos mediante conductor de cobre de sección no inferior a 16 mm², de manera que todo el recorrido esté conectado equipotencialmente.

9.6.3 Empalmes y conexiones de conductores Condiciones mecánicas y eléctricas de los mismos

Los empalmes y conexiones de conductores se realizarán utilizando piezas metálicas apropiadas, resistentes a la corrosión, y que aseguren un contacto eléctrico eficaz, de modo que, en ellos, la elevación de temperatura no sea superior a la de los conductores.

Los empalmes deberán soportar sin rotura ni deslizamiento del conductor, el 90 por ciento de su carga de rotura. No es admisible realizar empalmes por soldadura o por torsión directa de los conductores.

En los empalmes y conexiones de conductores aislados, o de éstos con conductores desnudos, se utilizarán accesorios adecuados, resistentes a la acción de la intemperie y se colocarán de tal forma que eviten la penetración de la humedad en los conductores aislados.

Las derivaciones se conectarán en las proximidades de los soportes de línea, y no originarán tracción mecánica sobre la misma.

Con conductores de distinta naturaleza, se tomarán todas las precauciones necesarias para obviar los inconvenientes que se derivan de sus características especiales, evitando la corrosión electrolítica mediante piezas adecuadas.

9.7 Bandejas de alambres

9.7.1 Instalación

Las escalerillas y bandejas serán de acero galvanizado en caliente, al igual que sus componentes y elementos de soporte. Se exigirá ausencia total de asperezas en la superficie de apoyo de los conductores. El espesor del acero antes de galvanizar será de 1,9 mm, los laterales de las escalerillas tendrán un espesor de 2,5 mm y los travesaños se construirán con un espesor de 1,5 mm; las dimensiones serán las que se indiquen en los planos del proyecto. Las bandejas y escalerillas serán diseñadas con un porcentaje de reserva para instalación de cables futuros equivalente al 100 % de la cantidad de cables considerada en el diseño original. No obstante, las dimensiones mínimas de las bandejas o escalerillas que se instalarán serán de 50 x 50 (mm). Las piezas que se corten o modifiquen en terreno no deberán contener aristas que puedan dañar los cables, se suavizarán y se terminarán con anti-óxido y pintura para galvanizado en frío. Las escalerillas se fijarán a los rieles de soporte con mordazas u otros elementos adecuados. Los componentes de los soportes para escalerilla y sus elementos de fijación serán tipo estándar (rieles, pernos, mordazas, abrazaderas, etc.). Las bandejas dispondrán de juntas de dilatación cada 14 metros, o es lo mismo, en cada cambio de string. En los recorridos o disposición vertical, las escalerillas deberán llevar tapas. Las bandejas deberán llevar tapas en todo su recorrido. La suma de los diámetros de todos los cables no deberá exceder al 90 % del ancho de la bandeja o escalerilla, instalados en una sola capa. En el anexo IV se especifica la ubicación de esta. La bandeja de cables discurrirá en todo momento por donde no reciba radiación solar en ningún momento del día.

9.8 Cálculos eléctricos

9.8.1 Corriente nominal

La intensidad nominal del conductor será la proporcionada por una asociación serie de 14 paneles fotovoltaicos cuyas características se muestran a continuación:

Electrical characteristics at standard test conditions (stc)

Module	CSUN 325-72P
Maximum Power - P_{mpp} (W)	325
Positive power tolerance	-3~+3W
Open Circuit Voltage - V_{oc} (V)	46
Short Circuit Current - I_{sc} (A)	9.12
Maximum Power Voltage - V_{mpp} (V)	37.7
Maximum Power Current - I_{mpp} (A)	8.62
Module efficiency	16.78%

Figura40. Características eléctricas del generador fotovoltaico.

La corriente máxima en la línea será la máxima proporcionada por los 14 paneles conectados en serie:

$$(18). \quad \text{Corriente en el conductor} = \text{Corriente pico del panel}$$

$$(19). \quad I_{L(\text{STRING})} = 9,12A$$

Nota: Se ha considerado a efectos de cálculo la I_{cc} .

Los paneles incluyen de serie cables del tipo *XLEP*, y de una sección igual a 4mm^2 . El método de instalación según la *ITC-BT-19 (2.2.3)* es "E". La corriente máxima admisible para el conductor es de 45 A.

El conductor para las líneas aéreas será del tipo *XELP*, de una sección de 4mm^2 .

La corriente nominal de línea del conductor de evacuación de cada string será de **8,62** amperios.

9.8.2 Sección del conductor. Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible ha sido calculada en base a la norma UNE 20460-5-523:2004. El criterio seguido para el cálculo ha sido el de caída de tensión máxima admisible.

El sistema de instalación es "E". La corriente máxima admisible para el tipo de conductor en estudio es la que figura en la siguiente tabla extraída de la norma UNE 20460-5-523:2004.

Denominación	Sección (mm ²)	Sistema de instalación	Factor de corrección por agrupamiento	Intensidad máxima admisible (A)
0,6/1 Kv (XLEP)	4	E	0,8	36

Figura41. Intensidad máxima admisible línea 4mm².

9.8.3 Caída de tensión y potencia perdida

Las caídas de tensión han sido calculadas en base a la guía BT, anexo II. Para minimizar las pérdidas se ha tomado el criterio de tomar como valor máximo de la caída de tensión el 1,5%. La caída de tensión en función de la temperatura de servicio de la línea. La expresión a usar es la siguiente:

$$(20). \quad S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot e \cdot U}$$

Como en corriente continua $\cos\varphi = 1$, $P = U \cdot I$

Quedando:

$$(21). \quad S = \frac{2 \cdot I \cdot L}{\gamma \cdot e}$$

S =Sección de la línea en mm²

I =Corriente en la línea en amperios

L =Longitud de la línea en metros

e =Caída de tensión en voltios

γ =Conductividad del conductor

Con lo cual:

$$(22). \quad e = \frac{2 \cdot I \cdot L}{\gamma \cdot S}$$

La máxima caída de tensión nunca será superior al 1,5%. Posteriormente, se muestran las tablas que contienen todos los cálculos de caída de tensión y potencia perdida para todas las líneas.

9.8.4 Resistencia del conductor

La resistencia R del conductor, en ohmios por kilómetro, varía con la temperatura " T " de funcionamiento de la línea.

Material	γ_{20}	γ_{70}	γ_{90}
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

Figura42. Valores de conductancia para cobre y aluminio.

La expresión a usar es:

$$(23). \quad R = \rho \cdot L/S$$

Como:

$$(24). \quad \rho = 1/\gamma$$

Queda:

$$(25). \quad R = L/(\gamma \cdot S)$$

Donde:

L = Longitud de la línea en metros

S =Sección de la línea en mm^2

Para obtener la temperatura real del conductor con valores diferentes de temperatura del aire exterior o terreno se interpolará linealmente.

La expresión a usar es:

$$(26). \quad T = T_0 + (T_{m\acute{a}x} - T_0) \cdot \left(\frac{I}{I_{m\acute{a}x}}\right)^2$$

Donde:

I = Corriente de servicio del conductor

$I_{m\acute{a}x}$ = Máxima corriente admisible del conductor.

T_0 = Temperatura del ambiente o del terreno, en nuestro caso (40, 25) °C.

$T_{m\acute{a}x}$ = Temperatura máxima de servicio (70, 90) °C.

9.8.5 Reactancia del conductor

La reactancia del conductor se calcula mediante la siguiente expresi3n:

$$(27). \quad X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \left(K + 4,605 \cdot \log \frac{2 \cdot D_m}{d} \right) \cdot 10^{-4} (\Omega / Km)$$

Donde:

X = Reactancia inductiva de la línea/Km

f = Frecuencia en Hz

D_m = Distancia media geométrica entre conductores

K = Constante

De esta ecuaci3n se desprende que el valor de la reactancia inductiva es cero, por ser la frecuencia igual a cero ($f = 0$).

Conocida la impedancia de la línea, que en el caso de suministros en corriente continua es igual a su resistencia, podemos hallar el valor de la resistencia total del conductor y su caída de tensi3n.

9.8.6 Temperatura del conductor

La temperatura del conductor varía en funci3n de la corriente transportada, Conociendo la corriente en la línea y la temperatura de referencia para cada método de instalaci3n podemos saber la temperatura real del conductor mediante la siguiente expresi3n:

$$(28). \quad T = T_0 + (T_{m\acute{a}x} - T_0) \cdot \left(\frac{I}{I_{m\acute{a}x}} \right)^2$$

T_0 = Temperatura del ambiente o del terreno, en nuestro caso (40, 25) °C.

$T_{m\acute{a}x}$ = Temperatura máxima de servicio.

A continuación, se presentan las tablas con los valores de caída de tensión y potencia perdida para cada línea.

9.8.7 Sector A

String	I. línea (A)	V.línea (V)	Secc.	L (m)	I máx. (A)	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	T.real ($^{\circ}\text{C}$)	Av (V)	Av (%)	Pp (W)
1	8,62	527,8	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
2	8,62	527,9	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
3	8,62	527,1	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
4	8,62	527,11	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
5	8,62	527,12	4,00	70,00	45,00	52,51	41,83	5,75	1,09	49,53
6	8,62	527,13	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
7	8,62	527,14	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
8	8,62	527,14	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
9	8,62	527,15	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
<i>Potencia total perdida en el sector</i>										247,6509

Figura43. Pérdidas de potencia en el sector A.

9.8.8 Sector B

String	I. línea (A)	V.línea (V)	Secc.	L (m)	I max (A)	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	T.real ($^{\circ}\text{C}$)	Av (V)	Av (%)	Pp (W)
1	8,62	527,8	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
2	8,62	527,9	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
3	8,62	527,1	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
4	8,62	527,11	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
5	8,62	527,12	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
6	8,62	527,13	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
7	8,62	527,14	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
8	8,62	527,15	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
<i>Potencia total perdida en el sector</i>										198,1207

Figura44. Pérdidas de potencia en el sector B

9.8.9 Sector C

String	I. línea (A)	V.línea (V)	Secc.	L (m)	I max (A)	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	T.real ($^{\circ}\text{C}$)	Av (V)	Av (%)	Pp (W)
1	8,62	527,8	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
2	8,62	527,9	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
3	8,62	527,1	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
4	8,62	527,11	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
5	8,62	527,12	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
6	8,62	527,13	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
7	8,62	527,14	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
8	8,62	527,15	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
<i>Potencia total perdida en el sector</i>										198,1207

Figura45. Pérdidas de potencia en el sector C

9.8.10 Sector D

String	I. línea (A)	V.línea (V)	Secc.	L (m)	I max (A)	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	T.real ($^{\circ}\text{C}$)	Av (V)	Av (%)	Pp (W)
1	8,62	527,8	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
2	8,62	527,9	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
3	8,62	527,1	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
4	8,62	527,11	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
5	8,62	527,12	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
6	8,62	527,13	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
7	8,62	527,14	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
8	8,62	527,15	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
<i>Potencia total perdida en el sector</i>										198,1207

Figura46. Pérdidas de potencia en el sector D

9.8.11 Sector E

String	I. línea (A)	V.línea (V)	Secc.	L (m)	I max (A)	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	T.real ($^{\circ}\text{C}$)	Av (V)	Av (%)	Pp (W)
1	8,62	527,8	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
2	8,62	527,9	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
3	8,62	527,1	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
4	8,62	527,11	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
5	8,62	527,12	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
6	8,62	527,13	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
7	8,62	527,14	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
8	8,62	527,15	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
<i>Potencia total perdida en el sector</i>										198,1207

Figura47. Pérdidas de potencia en el sector E

9.8.12 Sector F

String	I. línea (A)	V.línea (V)	Secc.	L (m)	I max (A)	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	T.real ($^{\circ}\text{C}$)	Av (V)	Av (%)	Pp (W)
1	8,62	527,8	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
2	8,62	527,9	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
3	8,62	527,1	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
4	8,62	527,11	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
5	8,62	527,12	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
6	8,62	527,13	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
7	8,62	527,14	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
8	8,62	527,15	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
<i>Potencia total perdida en el sector</i>										198,1207

Figura48. Pérdidas de potencia en el sector F

9.8.13 Sector G

String	I. línea (A)	V.línea (V)	Secc.	L (m)	I max (A)	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	T.real ($^{\circ}\text{C}$)	Av (V)	Av (%)	Pp (W)
1	8,62	527,8	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
2	8,62	527,9	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
3	8,62	527,1	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
4	8,62	527,11	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
5	8,62	527,12	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
6	8,62	527,13	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
7	8,62	527,14	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
8	8,62	527,15	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
<i>Potencia total perdida en el sector</i>										198,1207

Figura49. Pérdida de potencia sector G.

9.8.14 Sector H

String	I. línea (A)	V.línea (V)	Secc.	L (m)	I max (A)	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	T.real ($^{\circ}\text{C}$)	Av (V)	Av (%)	Pp (W)
1	8,62	527,8	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
2	8,62	527,9	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
3	8,62	527,1	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
4	8,62	527,11	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
5	8,62	527,12	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
6	8,62	527,13	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
7	8,62	527,14	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
8	8,62	527,15	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
<i>Potencia total perdida en el sector</i>										198,1207

Figura50. Pérdidas de potencia sector H.

9.8.15 Sector I

String	I. línea (A)	V.línea (V)	Secc.	L (m)	I max (A)	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	T.real ($^{\circ}\text{C}$)	Av (V)	Av (%)	Pp (W)
1	8,62	527,8	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
2	8,62	527,9	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
3	8,62	527,1	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
4	8,62	527,11	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
5	8,62	527,12	4,00	56,00	45,00	52,51	41,83	4,60	0,87	39,62
6	8,62	527,13	4,00	42,00	45,00	52,51	41,83	3,45	0,65	29,72
7	8,62	527,14	4,00	28,00	45,00	52,51	41,83	2,30	0,44	19,81
8	8,62	527,15	4,00	14,00	45,00	52,51	41,83	1,15	0,22	9,91
<i>Potencia total perdida en el sector</i>										198,1207

Figura51. Potencia perdida en el sector I.

9.8.16 Protecciones

9.8.16.1 Protecciones contra sobrecargas

El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizada por el dispositivo de protección utilizado. Las líneas estarán protegidas contra los efectos de las sobrecargas en toda su longitud. La protección se llevará a cabo mediante fusibles. Estos cumplirán en todo momento con la norma UNE 20.460-4-43.

En el caso particular de la instalación en estudio, las sobrecargas no suponen un peligro para los conductores, por ser estas muy poco superior a la corriente nominal.

La l.c.c. es:

$$(29). \quad \frac{I_{cc}}{I_N} = \frac{9,12}{8,62} = 1,058 (\%)$$

La máxima corriente admisible del conductor es de 45 amperios. La corriente de cortocircuito está limitada a la potencia del generador, la cual es de 9,12A, con lo cual no es necesario proteger el conductor contra los efectos de las corrientes de cortocircuito.

Los fusibles empleados serán los E9F PV cilíndricos de 10,3 x 38 mm, con característica gPV. La corriente nominal que asegura la interrupción será $I_n = 10A$, $I_f = 1,90I_n$.

Las bases porta fusibles seccionadoras son de la serie E 90 PV se han diseñado para una tensión de corriente continua de hasta 1000 V, categoría DC-20B.

9.8.16.2 Protección contra corto circuitos

Protección contra cortocircuitos. En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su conexión. Se admite, no obstante, que cuando se trate de circuitos derivados de uno principal, cada uno de estos circuitos derivados disponga de protección contra sobrecargas, mientras que un solo dispositivo general pueda asegurar la protección contra cortocircuitos para todos los circuitos derivados.

Se admiten como dispositivos de protección contra cortocircuitos los fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas y los interruptores automáticos con sistema de corte omnipolar.

La protección contra corto circuitos será realizada por medio de los fusibles descritos en el apartado anterior, no obstante, un cortocircuito en cualquiera de las líneas representará peligro para estas, por ser la intensidad máxima admitida por el conductor muy superior a la de corto circuito.

La máxima corriente de corto circuito en porcentaje sobre la nominal es:

$$(30). \quad \frac{I_{cc}}{I_N} = \frac{9,12}{8,62} = 1,058\%$$

La máxima corriente admitida por el conductor es de 45 amperios, con lo cual queda garantizada la protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

9.8.16.3 Protección contra sobre tensiones.

Cada string estará protegido contra las sobretensiones producidas por la descarga directa del rayo. La protección se llevará a cabo mediante descargadores OVR PV 40 1000 P TS. Estos estarán alojados en el interior de las cajas de campo. Los descargadores estarán unidos a una toma de tierra mediante un conductor de cobre desnudo de 25mm de sección.

9.9 Líneas subterráneas

9.9.1 Reglamentación

Los conductores para las líneas subterráneas y su instalación cumplirán en todo momento con la normativa citada a continuación:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (BOE 18.09.02)
- UNE 20460-5-523:2004.

9.10 Características

9.10.1 Cables

Los conductores de los cables utilizados en las líneas subterráneas serán 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. El tipo de aislamiento será XELP.

Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV, y deberán cumplir los requisitos especificados en la parte correspondiente de la Norma UNE-HD 603. La sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas y, en todo caso, esta sección no será inferior a 16 mm² para los conductores de aluminio.

9.11 Instalación

Las canalizaciones se dispondrán, en general, por terrenos de dominio público, y en zonas perfectamente delimitadas. El trazado será lo más rectilíneo posible. Asimismo, deberán tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos, fijados por los fabricantes (o en su defecto los indicados en las normas de la serie UNE 20.435), a respetar en los cambios de dirección.

En la etapa de proyecto se deberá consultar con las empresas de servicio público y con los posibles propietarios de servicios para conocer la posición de sus instalaciones en la zona afectada. Una vez conocida, antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto.

9.12 Zanjas

La profundidad, hasta la parte inferior del cable, no será menor de 0,80 metros. Cuando existan impedimentos que no permitan lograr las mencionadas profundidades, éstas podrán reducirse, disponiendo protecciones mecánicas suficientes. Para conseguir que el cable quede correctamente instalado sin haber recibido daño alguno, y que ofrezca seguridad frente a excavaciones hechas por terceros, en la instalación de los cables se seguirán las instrucciones descritas a continuación:

- El lecho de la zanja que va a recibir el cable será liso y estará libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc.
- En el mismo se dispondrá una capa de arena de mina o de río lavada, de espesor mínimo 0,05 m sobre la que se colocará el cable. Por encima del cable irá otra capa de arena o tierra cribada de unos 0,10 m de espesor. Ambas capas cubrirán la anchura total de la zanja, la cual será suficiente para mantener 0,05 m entre los cables y las paredes laterales.
- Por encima de la arena todos los cables deberán tener una protección mecánica, mediante placas protectoras de plástico colocadas transversalmente. Podrá admitirse el empleo de otras protecciones mecánicas equivalentes. Se colocará también una cinta de señalización que advierta de la existencia del cable eléctrico de baja tensión. Su distancia mínima al suelo será de 0,10 m, y a la parte superior del cable de 0,25 m.
- Se admitirá también la colocación de placas con la doble misión de protección mecánica y de señalización.
- Los cables subterráneos, cuando estén enterrados directamente en el terreno, deberán cumplir, además de los requisitos reseñados en el presente punto, las condiciones que pudieran imponer otros Organismos Competentes, como consecuencia de disposiciones legales, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos de baja tensión.
- Para cruzar zonas en las que no sea posible o suponga graves inconvenientes y dificultades la apertura de zanjas (cruces de ferrocarriles, carreteras con gran densidad de circulación, etc.), pueden utilizarse máquinas perforadoras “topo” de tipo impacto, hincadora de tuberías o taladradora de barrena, en estos casos se prescindirá del diseño de zanja descrito anteriormente puesto que se utiliza el proceso de perforación que se considere más adecuado. Su instalación precisa zonas amplias despejadas a ambos lados del obstáculo a atravesar para la ubicación de la maquinaria.

9.12.1 Cruzamientos

A continuación, se fijan, para cada uno de los casos indicados, las condiciones a que deben responder los cruzamientos de cables subterráneos de baja tensión directamente enterrados.

9.12.2 Calles y carreteras

Los cables se colocarán en el interior de tubos protectores conforme con lo establecido en la ITC-BT-21, recubiertos de hormigón en toda su longitud a una profundidad mínima de 0,80 m. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

9.12.3 Ferrocarriles

Los cables se colocarán en el interior de tubos protectores conforme con lo establecido en la ITC-BT-21, recubiertos de hormigón y siempre que sea posible, perpendiculares a la vía y a una profundidad mínima de 1,3 m respecto a la cara inferior de la traviesa. Dichos tubos rebasarán las vías férreas en 1,5 m por cada extremo.

9.12.4 Otros cables de energía eléctrica

Siempre que sea posible, se procurará que los cables de baja tensión discurren por encima de los de alta tensión. La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será: 0,25 m con cables de alta tensión y 0,10 m con cables de baja tensión. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

9.12.5 Cables de telecomunicación

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 m. La distancia del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable de energía como del cable de telecomunicación, será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

Estas restricciones no se deben aplicar a los cables de fibra óptica con cubiertas dieléctricas. Todo tipo de protección en la cubierta del cable debe ser aislante.

9.12.6 Canalizaciones de agua y gas

Siempre que sea posible, los cables se instalarán por encima de las canalizaciones de agua.

La distancia mínima entre cables de energía eléctrica y canalizaciones de agua o gas será de 0,20 m. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua o gas, o de los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otros a una distancia superior a 1 m del cruce. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

9.12.7 Conducciones de alcantarillado

Se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado. No se admitirá incidir en su interior. Se admitirá incidir en su pared (por ejemplo, instalando tubos), siempre que se asegure que ésta no ha quedado debilitada. Si no es posible, se pasará por debajo, y los cables se dispondrán en canalizaciones entubadas según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

9.12.8 Depósitos de carburante

Los cables se dispondrán en canalizaciones entubadas según lo prescrito en el apartado 2.1.2. y distarán, como mínimo, 0,20 m del depósito. Los extremos de los tubos rebasarán al depósito, como mínimo 1,5 m por cada extremo.

9.12.9 Proximidades y paralelismos

Los cables subterráneos de baja tensión directamente enterrados deberán cumplir las condiciones y distancias de proximidad que se indican a continuación, procurando evitar que queden en el mismo plano vertical que las demás conducciones.

9.12.10 Otros cables de energía eléctrica

Los cables de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión, manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los cables de baja tensión y 0,25 m con los cables de alta tensión. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07. En el caso de que un mismo propietario canalice a la vez varios cables de baja tensión, podrá instalarlos a menor distancia, incluso en contacto.

9.12.11 Cables de telecomunicación

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

9.12.12 Canalizaciones de agua

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de agua será de 0,20 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de agua será de 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

Se procurará mantener una distancia mínima de 0,20 m en proyección horizontal, y que la canalización de agua quede por debajo del nivel del cable eléctrico.

Por otro lado, las arterias principales de agua se dispondrán de forma que se aseguren distancias superiores a 1 m respecto a los cables eléctricos de baja tensión.

9.12.13 Canalizaciones de gas

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de gas será de 0,20 m, excepto para canalizaciones de gas de alta presión (más de 4 bar), en que la distancia será de 0,40 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de gas será de 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

Se procurará mantener una distancia mínima de 0,20 m en proyección horizontal. Por otro lado, las arterias importantes de gas se dispondrán de forma que se aseguren distancias superiores a 1 m respecto a los cables eléctricos de baja tensión.

9.12.14 Acometidas (conexiones de servicio)

En el caso de que el cruzamiento o paralelismo entre cables eléctricos y canalizaciones de los servicios descritos anteriormente, se produzcan en el tramo de acometida a un edificio deberá mantenerse una distancia mínima de 0,20 m.

Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. de la ITC-BT-07.

La canalización de la acometida eléctrica, en la entrada al edificio, deberá taponarse hasta conseguir una estanqueidad adecuada.

9.13 Trazado

El trazado discurrirá según lo indicado en el anexo III, Planos.

A juicio del técnico responsable de seguridad de la obra, se procederá al entibado de la zanja con el fin de asegurar su estabilidad.

9.13.1 Características del terreno

El terreno por donde discurrirán las líneas es de carácter pedregoso, con una temperatura media de 25°C y una resistividad térmica de 1 K·M/W.

9.14 Cálculos eléctricos

9.14.1 Intensidad máxima admisible.

La intensidad máxima admisible para cada conductor ha sido calculada en base a la norma UNE 20.435.

A los efectos de determinar la intensidad máxima admisible, se considera el siguiente tipo de instalación:

Dos cables unipolares en contacto mutuo, directamente enterrados en toda su longitud en una zanja de 0,70 m de profundidad, en un terreno de resistividad térmica de 1 K·M/W y temperatura ambiente del terreno a dicha profundidad de 25°C.

A continuación, se muestra una tabla extraída de la instrucción *ITC-BT-07* donde aparecen los valores de intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de aluminio en instalación enterrada y servicio permanente:



SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
16	97	94	86	90	86	76
25	125	120	110	115	110	98
35	150	145	130	140	135	120
50	180	175	155	165	160	140
70	220	215	190	205	220	170
95	260	255	225	240	235	210
120	295	290	260	275	270	235
150	330	325	290	310	305	265
185	375	365	325	350	345	300
240	430	420	380	405	395	350
300	485	475	430	460	445	395
400	550	540	480	520	500	445
500	615	605	525	-	-	-
630	690	680	600	-	-	-

Figura52. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).

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

Temperatura del terreno 25°C.

Profundidad de instalación 0,70 m.

Resistividad térmica del terreno 1 K.m/W

9.14.2 Sección

Para el cálculo de la sección de las líneas se usará el criterio de la máxima caída de tensión. Se establece una caída de tensión máxima del 1,5% a fin de limitar las pérdidas por efecto Joule.

9.14.3 Factores de corrección de la intensidad máxima admisible

9.14.3.1 Cables tripolares o tetra polares o ternas de cables unipolares agrupados bajo tierra.

En la siguiente tabla se indican los factores de corrección que se deben aplicar, según el número de cables tripolares o ternas de unipolares y la distancia entre ellos.

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

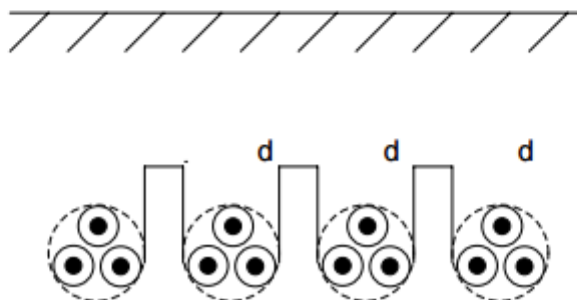


Figura53. Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares

En el caso del presente proyecto el factor de corrección será igual a 1, por considerar el cable cargado al 50% de su corriente nominal.

9.14.4 Resistencia del conductor

La resistencia R del conductor, en ohmios por kilómetro, varía con la temperatura T de funcionamiento de la línea.

Material	γ_{20}	γ_{70}	γ_{90}
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

Figura54. Valores de conductancia para cobre y aluminio.

La expresión a usar es:

$$(31). \quad R = \rho \cdot L/S$$

Como:

$$(32). \quad \rho = 1/\gamma$$

Queda:

$$(33). \quad R = L/(\gamma \cdot S)$$

Donde:

L = Longitud de la línea en metros

S = Sección de la línea en mm^2

9.14.5 Reactancia del conductor

La reactancia del conductor se calcula mediante la siguiente expresión:

$$(34). \quad X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \left(K + 4,605 \cdot \log \frac{2 \cdot D_m}{a} \right) \cdot 10^{-4} (\Omega/Km)$$

Donde:

X = Reactancia inductiva de la línea/Km

F =Frecuencia en Hz

D_m =Distancia media geométrica entre conductores

K =Constante

De esta ecuación se desprende que el valor de la reactancia inductiva es cero, por ser corriente continua.

Conocida la impedancia de la línea, que en el caso de suministros en corriente continua es igual a su resistencia, podemos hallar el valor de la resistencia total del conductor y su caída de tensión.

9.14.6 Temperatura del conductor

La temperatura del conductor varía en función de la corriente transportada, Conociendo la corriente en la línea y la temperatura de referencia para cada método de instalación podemos saber la temperatura real del conductor mediante la siguiente expresión:

$$(35). \quad T = T_0 + (T_{m\acute{a}x} - T_0) \cdot \left(\frac{I}{I_{m\acute{a}x}}\right)^2$$

T_0 =Temperatura del ambiente o del terreno, en nuestro caso (40, 25) °C.

$T_{m\acute{a}x}$ =Temperatura máxima de servicio.

9.14.7 Caídas de tensión y potencia perdida

A continuación, se calculan las caídas de tensión para las líneas que componen la instalación del campo fotovoltaico. El cálculo está basado en la GUÍA BT ANEXO II. Se usará la siguiente expresión:

$$(36). \quad S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot e \cdot U}$$

Como en corriente continua $\cos\varphi = 1$, $P = U \cdot I$

Queda:

$$(37). \quad S = \frac{2 \cdot I \cdot L}{\gamma \cdot e}$$

Siendo:

S =Sección de la línea en mm^2

I =Corriente en la línea en amperios

L =Longitud de la línea en metros

e =Caída de tensión en voltios

γ =Conductividad del conductor a la temperatura nominal

Con lo cual:

$$(38). \quad e = \frac{2 \cdot I \cdot L}{\gamma \cdot S}$$

En el anexo I del presente capítulo se incluye la relación de caídas de tensión calculadas para las líneas subterráneas.

9.14.8 Corriente de corto circuito:

En el caso particular de la instalación en estudio, la corriente de cortocircuito no supone un peligro para los conductores, por ser esta muy poco superior a la corriente nominal.

Corriente de corto circuito frente a la nominal:

$$(39). \quad \frac{I_{cc}}{I_N} = \frac{9,12}{8,62} = 1,058$$

A continuación, se muestra una tabla resumen con las intensidades nominales y máximas para cada línea, así como las máximas corrientes de corto circuito.

<i>Nº línea</i>	<i>I. línea (A)</i>	<i>I. C.C. (A)</i>	<i>I máx. (A)</i>
A	68,96	72,9597	134,75
B	137,92	145,9194	208,25
C	206,88	218,8790	300,13
D	275,84	291,8387	355,25
E	310,32	321,3186	673,75
F	34,48	36,4798	134,75
G	103,44	109,4395	134,75
H	172,40	182,3992	208,25
I	241,36	255,3589	300,13
J	318,94	337,4385	673,75

Figura55. Corrientes de cortocircuito e intensidad máxima admisible

Como se puede comprobar ninguna I.c.c. supera el valor máximo de corriente para cada conductor, por lo que no se protegerán dichas líneas contra los efectos de corto circuitos.

A continuación, se muestra una tabla con las características eléctricas calculadas para los conductores subterráneos.

9.14.8.1 Características eléctricas de las líneas subterráneas

Línea	I. línea (A)	V.línea (V)	Secc.	L (m)	I max (A)	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	T. real ($^{\circ}\text{C}$)	Av (V)	Av (%)	Pp (W)
A	68,96	527,8	16,00	6,00	134,75	53,31	36,79	0,97	0,18	66,90
B	137,92	527,8	35,00	6,00	208,25	52,04	44,74	0,91	0,17	125,32
C	206,88	527,8	70,00	6,00	300,13	51,78	46,38	0,68	0,13	141,70
D	275,84	527,8	95,00	6,00	355,25	50,86	52,13	0,69	0,13	188,97
E	310,32	527,8	300,00	207,00	673,75	53,67	34,55	7,98	1,51	2475,97
F	34,48	527,8	16,00	6,00	134,75	54,73	27,95	0,47	0,09	16,29
G	103,44	527,8	16,00	11,00	134,75	50,96	51,52	2,79	0,53	288,72
H	172,40	527,8	35,00	13,00	208,25	50,27	55,84	2,55	0,48	439,25
i	241,36	527,8	70,00	17,00	300,13	50,54	54,10	2,32	0,44	559,82
j	318,94	527,8	300,00	170,00	673,75	53,67	34,55	6,55	1,24	2033,41
Potencia total perdida líneas evacuación (W)										6336,3467

Figura56. Potencia perdida en las líneas de evacuación.

9.15 Potencia total perdida campo F.V.

Potencia total perdida (W)	
Líneas aéreas	1634,4959
Líneas subterráneas	6336,3467
Potencia total perdida	7970,8426

Figura57. Potencia total perdida líneas campo FV.

9.16 Protecciones

9.16.1 Sobre intensidades

No se protegerán las líneas subterráneas contra el efecto de corto circuitos ya que la corriente de diseño es muy inferior a la corriente máxima admisible del conductor.

9.16.2 Corto circuitos

No se protegerán las líneas subterráneas contra el efecto de corto circuitos ya que la corriente de corto circuito es muy inferior a la corriente máxima admisible del conductor.

9.16.3 Sobre tensiones

Las líneas subterráneas dispondrán de protección contra sobretensiones de origen atmosférico. Estas estarán situadas al principio de cada línea. Serán las comunes a las protecciones descritas en el apartado de líneas aéreas.

Cada string estará protegido contra las sobretensiones producidas por la descarga directa del rayo. La protección se llevará a cabo mediante descargadores OVR PV 40 1000 P TS. Estos estarán alojados en el interior de las cajas de campo. Los descargadores estarán unidos a una toma de tierra mediante un conductor de cobre desnudo de 25mm de sección.

9.16.4 Trazado

El trazado será lo más rectilíneo posible. En la medida de lo posible se seguirá el trazado de diseño, el cual está adjunto en el anexo N° III del presente proyecto.

9.16.4.1 Coordenadas del trazado

Trazado	Coordenadas inicio (UTM)			Coordenadas fin (UTM)		
	X	Y	Z	X	Y	Z
A	669183.66	4434078.41	1925	669183.66	4434132.57	1943
B	669183.66	4434132.57	1943	669245.16	4434289.24	1955

Figura58. Coordenadas del trazado línea subterránea.

Documento N° 10

Puesta a tierra



10 Puestas a tierra

10.1 Preámbulo

El presente documento constituye la parte del proyecto perteneciente al estudio de las sobretensiones de origen atmosférico.

10.2 Objeto

Tiene como objeto el estudio de la protección de las instalaciones eléctricas interiores contra las sobretensiones transitorias que se transmiten por las redes de distribución y que se originan, fundamentalmente, como consecuencia de las descargas atmosféricas.

10.3 Campo de aplicación

Este documento se aplicará al diseño general y cálculo de los diferentes elementos que intervienen en la construcción de las tomas de tierra y los descargadores de sobre tensión.

10.4 Reglamentación

En la redacción se han tenido en cuenta todas y cada una de las especificaciones contenidas en:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

10.5 Características eléctricas del terreno

La naturaleza del terreno clasificada según la tabla 3 de la guía BT-18 es:

Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes: $\rho = 500\Omega \cdot m$

10.6 Tensión de contacto

10.6.1 Valores máximos de tensión de contacto

Duración de la corriente de falta, t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Figura59. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada U_{ca} en función de la duración de la corriente de falta t_f .

Nora: A efectos de los cálculos para el proyecto, para determinar las máximas tensiones de contacto y paso admisibles se podrán emplear las expresiones siguientes:

$$(40). \quad U_c = U_{ca_{0,05}} \cdot \left(1 + \frac{R_{a1} + 1,5\rho_s}{1000} \right)$$

$$(41). \quad U_p = 10U_{ca_{0,05}} \cdot \left(1 + \frac{1 + R_{a1} + 6\rho_s}{1000} \right)$$

Según esto, para el valor de resistencia del suelo en la ubicación de la instalación:

$$(42). \quad U_c = 1800,75V$$

$$(43). \quad U_p = 49980,00V$$

Estas son las máximas tensiones de paso y contacto a las que puede estar expuesta una persona en un tiempo de 0,05 segundos. Se considera que la descarga del rayo no sobrepasa ese tiempo.

10.7 Dimensionado de la puesta a tierra

Se debe cumplir:

$$(44). \quad I_d \cdot R_{Pt} \leq 1800,75V$$

$$(45). \quad R_{Pt} = \rho / L$$

Nota: Tomamos como valor de corriente 50.000 amperios.

Así pues, la cantidad de picas de dos metros que deberemos instalar es de:

$$(46). \quad N^{\circ}_{Picas} = \left(50000 \cdot \frac{300}{1800,75} \right) / 2 = 4164,9313 \text{ Picas}$$

Como se puede apreciar esta cifra resulta irrealizable desde un punto de vista económico, y teniendo en cuenta que no existe una normativa que especifique el valor de la resistencia de tierra para instalaciones de protección contra descargas atmosféricas.

10.8 Puesta a tierra

10.8.1 Instalación

Se instalarán tomas de tierra compuestas por picas verticales de acero-cobre, de dos metros de longitud y de un diámetro $\geq 14,2$ mm. Se instalará una pica por cada estructura de soporte (string).

Los conductores de unión de las picas con la estructura de soporte serán de cobre desnudo, de 25mm^2 y se instalarán enterrados.

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra debe extremarse el cuidado para que resulten eléctricamente correctas.

Debe cuidarse, en especial, que las conexiones, no dañen ni a los conductores ni a los electrodos de tierra.

En toda instalación de puesta a tierra debe preverse un borne principal de tierra, al cual deben unirse los conductores siguientes:

- Conductores de tierra
- Conductores de unión equipotencial

La instalación cumplirá con todo lo indicado en la ITC-BT-18.

10.9 Descargadores

Para cada uno de los bloques generadores de la instalación se instalará un descargador OVR PV (protector contra sobretensiones) justo al principio de la línea de evacuación de dicho bloque y en todos los conductores activos. El descargador estará unido al borne de puesta a tierra de la estructura.

El descargador será el OVR PV 40 1000 C, de la marca ABB. La instalación se llevará a cabo siguiendo las normas del fabricante.

10.10 Conductores de equipotencialidad

Todas las estructuras que conforman el campo fotovoltaico estarán conectadas entre si por medio de un conductor de equipotencialidad. Los conductores de unión serán de cobre desnudo, de 35 mm^2 y se instalarán enterrados en la canalización para líneas subterráneas.

Durante la ejecución de las uniones entre conductores y estructura debe extremarse el cuidado para que resulten eléctricamente correctas.

10.11 Contactos indirectos

10.11.1 Estudio del caso

Del campo fotovoltaico parten dos conductores activos, el negativo y el positivo, que están aislados entre sí y aislados de tierra. Esta disposición coincide con un ECT denominado IT, o "*de generador flotante*", ya que no hay conductores activos puestos a tierra, pero si lo están, mediante una conexión específica, las masas y partes metálicas accesibles de los módulos fotovoltaicos. Con esta disposición, si uno cualquiera de los conductores, que parten de las placas, positivo o negativo, se pone en contacto eléctrico con una parte metálica, que está puesta a tierra, el único efecto es que los potenciales de ese conductor, de la masa metálica y de la tierra son los mismos, y no hay ninguna corriente de derivación a tierra. Si ahora una persona toca la parte metálica de los módulos, no hay tampoco ninguna corriente de derivación por su cuerpo, pues la diferencia de potencial a la que está sometida es cero, que es la diferencia de potencial entre la masa y tierra. Por tanto, con los dos hilos activos aislados entre sí y de tierra, un primer defecto a tierra no es peligroso para las personas.

Si ahora se produce un nuevo contacto del otro conductor con la parte metálica, tampoco hay una corriente de fuga a tierra, sino un cortocircuito, pues, como se ha dicho, toda la parte metálica es una superficie equipotencial. Si ahora una persona toca la parte metálica, tampoco

se produce ninguna corriente de fuga a tierra por ella, pues la diferencia de potencial entre la parte metálica y tierra, vuelve a ser nula.

Este cortocircuito, no provocará ninguna avería en las placas fotovoltaicas, pues la intensidad de cortocircuito de las placas fotovoltaicas es solo escasamente superior a su intensidad nominal. El efecto del cortocircuito tampoco dañará el regulador de carga de la instalación, bien porque se haya colocado un sistema de protección adecuado aguas arriba de éste, o bien, porque la mayoría de los reguladores llevan incorporado un sistema de protección que previene frente a esta circunstancia.

El esquema anterior, solamente puede haber peligro para la persona, si el segundo defecto a tierra se produce a través de ella. Pero esto solo se produce si ya ha habido un primer defecto a tierra de uno de los conductores activos (positivo o negativo), si ese defecto no ha sido reparado, y si la persona toca directamente el otro conductor activo. Esta situación equivale al contacto directo de la persona con los dos conductores activos, contacto cuyas consecuencias no puede evitar ningún interruptor diferencial, ni siquiera en las instalaciones de corriente alterna, si la persona está aislada de tierra.

El sistema IT en el lado de continua de los sistemas fotovoltaicos aislados, asegura totalmente la protección frente a contactos indirectos que pueda sufrir una persona que se ponga en contacto accidentalmente con una parte metálica de la instalación puesta en tensión por el contacto con un conductor activo, ya que no existe riesgo de derivación a tierra a través de ella, ni siquiera cuando ésta toca directamente un conductor activo. Esto significa que el grado de seguridad alcanzado con esta disposición es comparable al que se consigue en las instalaciones ordinarias de corriente alterna con los interruptores diferenciales.

La medida de protección frente a contactos indirectos en este tipo de instalaciones es la puesta a tierra y la unión equipotencial entre estructuras.

Documento N° 11

Armarios de concentración



11 Armarios de campo

11.1 Preámbulo

El presente documento constituye la parte del proyecto perteneciente al conexionado de las diferentes líneas que evacúan la energía de los strings.

11.2 Objeto

Tiene por objeto, establecer y justificar todos los datos constructivos que presenta la ejecución de cualquier obra que responda a las características indicadas anteriormente, sin más que aportar en cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo

11.3 Campo de aplicación

Este documento se aplicará al diseño general y cálculo de los diferentes elementos que intervienen en la construcción de los sistemas de concentración de energía proveniente del campo fotovoltaico.

11.4 Reglamentación

En la redacción se han tenido en cuenta todas y cada una de las especificaciones contenidas en:

- Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51 (Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto).

11.5 Características eléctricas

La caja será del tipo IP66 100A 1000V, y estará compuesta por los siguientes elementos:

- Interruptor seccionador T1D 100PV
- Protector contra sobretensiones OVR PV 40 1000 P TS
- Seccionador con fusible E92/32 PV para cada string

11.6 Instalación

En el punto céntrico de cada sector se instalarán armarios de campo de seccionamiento y protección.

Se fijarán al brazo de la estructura, en su cara exterior, de manera que quede accesible. La sujeción se llevará a cabo por medio de abrazaderas o tornillos, y no se comprometerá en ningún momento la capacidad resistente del brazo de la estructura. Las cajas dispondrán de cerradura bajo llave, y en lugar visible deberá figurar una placa de señalización de riesgo

eléctrico. La parte inferior de la caja estará a una distancia de un metro del suelo, y en ella irán alojados los tubos y canales por donde los cables entrarán al interior.

11.6.1 Paso de cables

La entrada de cables se realizará por su parte inferior, por los orificios dispuestos a ese efecto, y de modo que no pueda penetrar agua en ningún caso. La entrada de cables se hará de tal modo que no disminuya el grado de protección IP de la caja.

11.6.2 Tubos

De la parte inferior de las cajas de campo partirán tubos por donde irán alojados los cables hasta la zanja por donde discurrirán.

Los tubos usados cumplirán todo lo dispuesto en la norma UNE-EN 50.086 -2-1: Sistemas de tubos rígidos.

En las canalizaciones superficiales, los tubos deberán ser preferentemente rígidos y en casos especiales podrán usarse tubos curvables. Sus características mínimas serán las indicadas en la siguiente tabla.

11.7 Esquemas eléctricos

En el anexo N° IV del presente proyecto se adjuntan los esquemas eléctricos de las cajas de campo.

11.8 Características mecánicas

En el caso del presente proyecto los tubos a instalar serán rígidos. Las características mínimas serán las que figuran en la siguiente tabla.

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	4	Fuerte
Resistencia al impacto	3	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
Resistencia al curvado	1-2	Rígido/curvable
Propiedades eléctricas	1-2	Continuidad eléctrica/aislante
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos D > 1 mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Figura60. Características mínimas para tubos en canalizaciones superficiales ordinarias fijas.

El cumplimiento de estas características se realizará según los ensayos indicados en las normas UNE-EN 50.086 -2-1, para tubos rígidos.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la siguiente tabla figuran los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Figura61. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

A continuación, se presenta una tabla con los diámetros de los tubos usados en cada caso.

Línea	Diámetro del tubo (mm)	Longitud del tubo (mm)
A	25	1600
B	32	1600
C	40	1600
D	50	1600
E	75	1600
F	25	1600
G	25	1600
H	32	1600
I	40	1600
J	75	1600

Figura62. Dimension de los tubos.

Documento N° 12

Estructura soporte



12 Estructura soporte

12.1 Preámbulo

El presente documento constituye la parte del proyecto perteneciente al dimensionamiento de la estructura de soporte para los módulos fotovoltaicos.

12.2 Objeto

Tiene por objeto, establecer y justificar todos los datos constructivos que presenta la ejecución de cualquier obra que responda a las características indicadas anteriormente, sin más que aportar en cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo

12.3 Campo de aplicación

Este documento se aplicará al diseño general y cálculo de los diferentes elementos que intervienen en la construcción de los sistemas de sujeción de módulos fotovoltaicos.

12.4 Normativa

La estructura soporte cumplirá con la siguiente normativa:

- REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDAE).

12.5 Tipo

La estructura será de perfiles metálicos de aluminio EN AW 6005A T6, y estará construida para soportar las cargas de viento y nieve calculadas en el documento cálculos justificativos, el fabricante será responsable de que esta cumpla dicha consideración.

12.6 Denominación.

La denominación de la estructura es FV925XL.

12.7 Posición y número de paneles

La orientación de los paneles en este tipo de estructura es vertical y de una sola fila, con lo cual, cada estructura albergará 14 módulos fotovoltaicos de dimensiones 1 x 2 metros.

La inclinación será de 60°. En ningún momento se sobrepasará dicha inclinación.

Entre cada estructura y la que le precede se guardarán veinte centímetros de distancia con tal de soportar las posibles dilataciones térmicas en ellas.

12.8 Instalación y cimentaciones

12.8.1 Normativa

Se ha tenido en cuenta la siguiente normativa en el diseño de la cimentación:

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

La instalación se llevará a cabo bajo las normas del fabricante. La estructura deberá soportar en todo momento los esfuerzos repercutidos por el viento y la nieve sobre los paneles calculados en el documento “*Cálculos mecánicos*” .

La sujeción al suelo se hará mediante zapatas de hormigón o contrapesos, y en ningún momento se comprometerá la estabilidad de la estructura. La unión entre estructura y cimentación estará efectuada de tal modo que resista los esfuerzos citados anteriormente.

El cálculo de los esfuerzos citados anteriormente está hecho por panel, si en algún momento una cimentación tuviera que soportar los esfuerzos repercutidos por el viento y la nieve sobre más de un panel, esta deberá ser dimensionada para la nueva situación.

12.8.1.1 Adecuación del terreno

Se llevará a cabo una adecuación del terreno previa a la fase de cimentado. La pendiente en la dirección *norte – sur* será de cero grados. esto es, completamente plana. Para la dirección *este – oeste*, dentro de un mismo string, se permitirá seguir la inclinación del terreno. Dentro de la longitud comprendida dentro del mismo string, no se permitirán variaciones de pendiente en dirección *este – oeste* a fin de evitar torsiones en la estructura.

Se eliminará cualquier prominencia, vegetación o roca que dificulte la instalación.

12.8.1.2 Orientación

La orientación de la estructura será de azimut igual a cero grados, o lo que es lo mismo, orientada puramente al sur. En el anexo N° III del presente proyecto se detalla la ubicación precisa de la estructura.

12.8.1.3 Protección contra el viento

A fin de minimizar los efectos del coeficiente de presión o eólico C_p , sobre el último panel del extremo de la línea, en el final de esta, se dejará el espacio correspondiente a un panel donde se instalará una superficie de acero de las mismas dimensiones que los paneles, 1 x2m, y de un espesor de 3mm. Este será fijado a la estructura mediante tornillos de acero, y su unión será tal que soportará los esfuerzos por viento y nieve calculados en el documento cálculos mecánicos.

En la siguiente imagen se puede apreciar el modo de instalación:

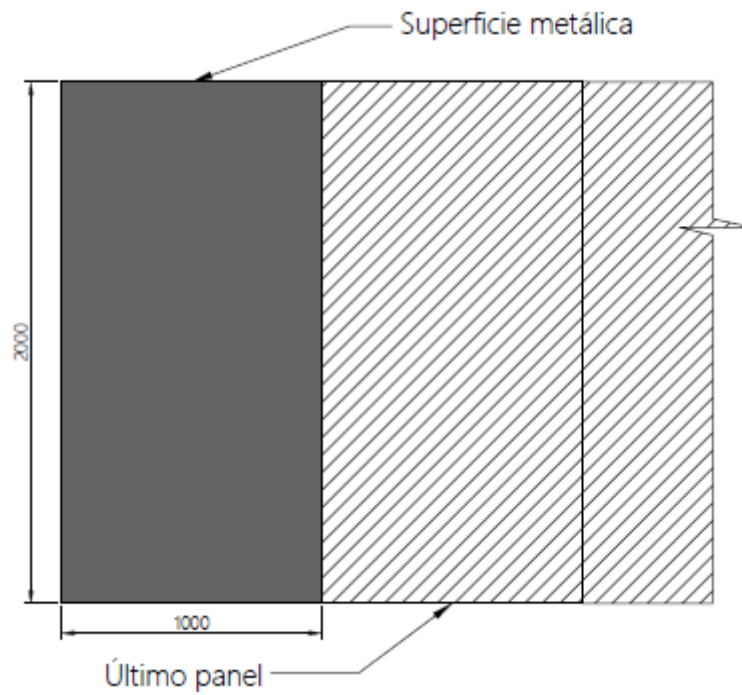


Figura63. Placa metálica fin de línea.

A continuación, se muestra una imagen de la estructura de soporte elegida:



Figura64. Vista en perspectiva de la estructura soporte FV925XL.

Documento N° 13

Estudio de sobrecarga por viento y nieve



13 Estudio de sobrecarga por viento y nieve

13.1 Preámbulo

El presente documento constituye la parte del proyecto perteneciente al estudio de las cargas a las que se puede ver sometida la estructura de soporte del panel bajo la acción del viento y la nieve.

13.2 Objeto

Tiene por objeto, establecer y justificar todos los datos constructivos que presenta la ejecución de cualquier obra que responda a las características indicadas anteriormente, sin más que aportar en cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo

13.3 Campo de aplicación

Este documento se aplicará al diseño general y cálculo de los diferentes elementos que intervienen en la construcción de los sistemas de soporte de los paneles foto voltaicos.

13.4 Reglamentación

En la redacción se han tenido en cuenta todas y cada una de las especificaciones contenidas en:

- REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- EN 1991-1-4 (2005) (English): Eurocode 1: Actions on structures - Part 1-4: General actions - Wind actions [Authority: The European Union Per Regulation 305/2011, Directive 98/34/EC, Directive 2004/18/EC].
- Real Decreto 751/2011, de 27 de mayo, por el que se aprueba la Instrucción de Acero Estructural (EAE).
- REAL DECRETO 1247/2008, de 18 de julio, por el que se aprueba la instrucción de hormigón estructural (EHE-08).

13.5 Metodología

Ante la falta de una metodología específica de reconocido prestigio, para el cálculo de las solicitaciones a las que está sometido un panel fotovoltaico por la acción del viento, se ha optado, con el mejor juicio posible, a extrapolar situaciones contenidas en informes técnicos fiables, y que ponen al alcance métodos de cálculo precisos.

13.6 Definiciones

13.6.1 Peso propio

El peso propio será el perteneciente al panel fotovoltaico

13.6.2 Viento

La distribución y el valor de las presiones que ejerce el viento sobre una superficie y las fuerzas resultantes dependen de la forma y de las dimensiones de esta, de las características y de la permeabilidad de su superficie, así como de la dirección, de la intensidad y del racheo del viento.

13.6.3 Fuerza

La acción de viento, en general una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática, qe puede expresarse como:

$$(48). \quad Q_e = Q_b \cdot C_e \cdot C_p$$

siendo:

Q_b La presión dinámica del viento. De forma simplificada, como valor en cualquier punto del territorio español, puede adoptarse 0,5 kN/m². Pueden obtenerse valores más precisos mediante el anejo D, en función del emplazamiento geográfico de la obra.

C_e El coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado, en función del grado de aspereza del entorno donde se encuentra ubicada la construcción. Se determina de acuerdo con lo establecido en 1.6.5.

C_p El coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento, y en su caso, de la situación del punto respecto a los bordes de esa superficie; un valor negativo indica succión. Su valor se establece en 1.6.6.

13.6.4 Presión dinámica del viento Q_b

El valor básico de la presión dinámica del viento puede obtenerse con la expresión:

$$(49). \quad Q_b = 0,5 \cdot \delta \cdot V_b^2$$

Siendo δ la densidad del aire y v_b el valor básico de la velocidad del viento.

El valor básico de la velocidad del viento corresponde al valor característico de la velocidad media del viento a lo largo de un período de 10 minutos, tomada en una zona plana y desprotegida frente al viento (grado de aspereza del entorno II según figura 3) a una altura de 10 m sobre el suelo. El valor característico de la velocidad del viento mencionada queda definido como aquel valor cuya probabilidad anual de ser sobrepasado es de 0,02 (periodo de retorno de 50 años).

La densidad del aire depende, entre otros factores, de la altitud, de la temperatura ambiental y de la fracción de agua en suspensión. En general puede adoptarse el valor de $1,25 \text{ KN/m}^3$. En emplazamientos muy cercanos al mar, en donde sea muy probable la acción de rocío, la densidad puede ser mayor.

El valor básico de la velocidad del viento en cada localidad puede obtenerse del mapa de la figura D.1. El de la presión dinámica es, respectivamente de $0,42 \text{ KN/m}^2$, $0,45 \text{ KN/m}^2$ y $0,52 \text{ KN/m}^2$ para las zonas A, B y C de dicho mapa.

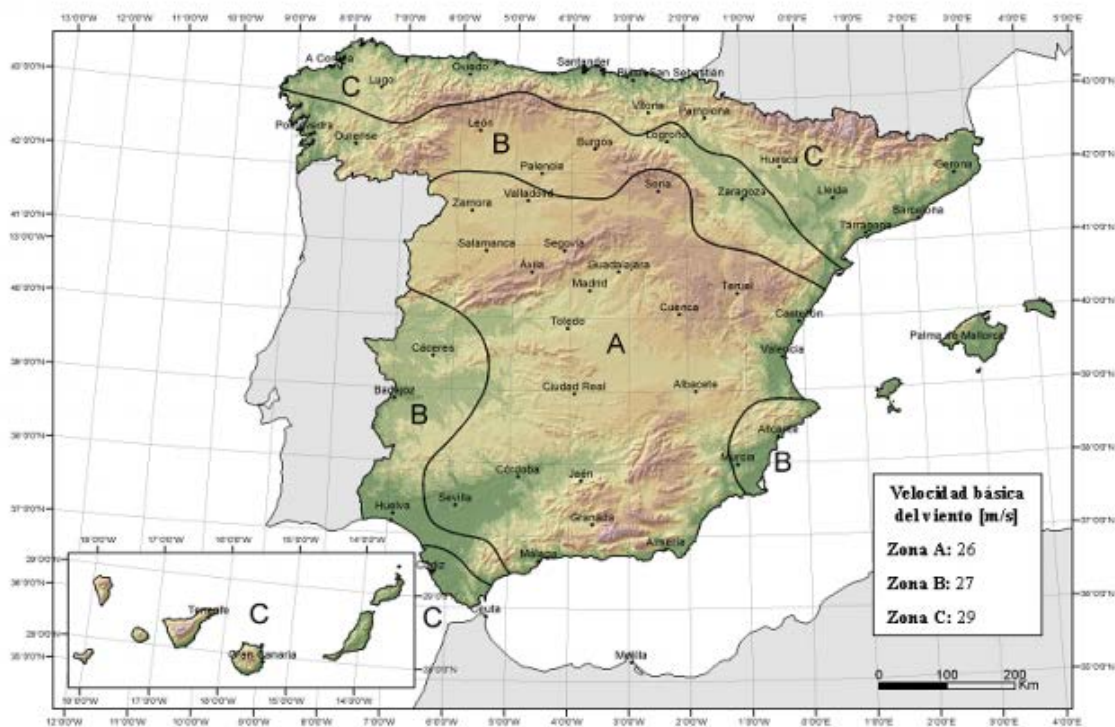


Figura65. Valor básico de la velocidad del viento, v_b

Para comprobaciones de estados límite de servicio, la velocidad básica indicada en párrafos anteriores puede modificarse con el coeficiente de la tabla D.1 según el periodo de retorno considerado, tomando para esa variable un tiempo igual al periodo de servicio con el que se proyecta el edificio.

Periodo de retorno (años)	1	2	5	10	20	50	200
Coeficiente corrector	0,41	0,78	0,85	0,90	0,95	1,00	1,08

Figura66. Corrección de la velocidad básica en función del periodo de servicio

El coeficiente de exposición tiene en cuenta los efectos de las turbulencias originadas por el relieve y la topografía del terreno. Su valor se puede tomar de la figura 3, siendo la altura del punto considerado la medida respecto a la rasante media de la fachada a barlovento.

El coeficiente de exposición C_e para alturas sobre el terreno, z , no mayores de 200 m, puede determinarse con la expresión:

$$(50). \quad C_e = F \cdot (F + 7k)$$

$$(51). \quad F = k \ln (\max (z, Z) / L)$$

Siendo k , L , Z parámetros característicos de cada tipo de entorno, según la tabla 3.

Grado de aspereza del entorno	Parámetro		
	k	L (m)	Z (m)
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,156	0,003	1,0
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V Centro de negocios de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

Figura67. Coeficientes para tipo de terreno.

13.6.5 Coeficiente de presión exterior o eólico

Los coeficientes de presión exterior o eólico, C_p , dependen de la dirección relativa del viento, de la forma del edificio, de la posición de elemento considerado y de su área de influencia.

El DBSE-AE, Seguridad Estructural Acciones en la edificación, en su apartado D.3.6 dice textualmente:

“Se permite el empleo de las tablas de coeficientes de presión de la norma EN 1991-1-4, tanto para las formas canónicas no incluidas en este Documento Básico como para los coeficientes globales de fuerza de las que sí están incluidas.”

En la norma EN 1991-1-4 (2005) (English): Eurocode 1: Actions on structures - Part 1-4: General actions - Wind actions [Authority: The European Union Per Regulation 305/2011, Directive 98/34/EC, Directive 2004/18/EC], encontramos un caso bastante similar al que nos ocupa, este es el de *boundary walls*,

Durante el uso de esta norma no se hará ninguna traducción al castellano para evitar interpretaciones equivocadas derivadas de una traducción errónea.

En la sección 7 de la norma citada anteriormente *Pressure and force coefficients*, se dan coeficientes de presión para diferentes tipos de construcciones ofrecidas al viento. La norma EN 1991-1-4 dice textualmente en su punto 7.1:

“(1) This section should be used to determine the appropriate aerodynamic coefficients for structures.

Depending on the structure the appropriate aerodynamic coefficient will be:

- Internal and external pressure coefficients, see 7.1.1 (1),*
- Net pressure coefficients, see 7.1.1 (2),*
- Friction coefficients, see 7.1.1 (3),*
- Force coefficients, see 7.1.1 (4).*

7.1.1 Choice of aerodynamic coefficient

(2) Net pressure coefficients should be determined for:

- Canopy roofs, using 7.3*
- Free-standing walls, parapets and fences using 7.4*

NOTE Net pressure coefficients give the resulting effect of the wind on a structure, structural element or component per unit area.”

7.4.1 Free-standing walls and parapets

(1) For free-standing walls and parapets resulting pressure coefficients $C_{p,net}$ should be specified for the zones A, B, C and 0 as shown in Figure 7.19.

NOTE Values of the resulting pressure coefficients $C_{p,net}$ for free-standing walls and parapets may be given in the National Annex. Recommended values are given in Table 7.9 for two different solidity ratio, see 7.4 (1). These recommended values correspond to a direction of oblique wind compared to the wall without return corner (see Figure 7.19) and, in the case of the wall with return corner, to the two opposite directions indicated in Figure 7.19. The reference area in both cases is the gross area. Linear interpolation may be used for solidity ratio between 0,8 and 1.

Table 7.9 — Recommended pressure coefficients $c_{p,net}$ for free-standing walls and parapets

Solidity	Zone		A	B	C	D
$\varphi = 1$	Without return corners	$\ell/h \leq 3$	2,3	1,4	1,2	1,2
		$\ell/h = 5$	2,9	1,8	1,4	1,2
		$\ell/h \geq 10$	3,4	2,1	1,7	1,2
	with return corners of length $\geq h^a$		2,1	1,8	1,4	1,2
$\varphi = 0,8$			1,2	1,2	1,2	1,2

^a Linear interpolation may be used for return corner lengths between 0,0 and h

(2) The reference height for free standing walls should be taken as $z_e h$, see Figure 7.19. The reference height for parapets in buildings should be taken as $z_e = (h + h_p)$, see Figure 7.6.

BS EN 1991-1-4:2005+A1:2010
EN 1991-1-4:2005+A1:2010 (E)

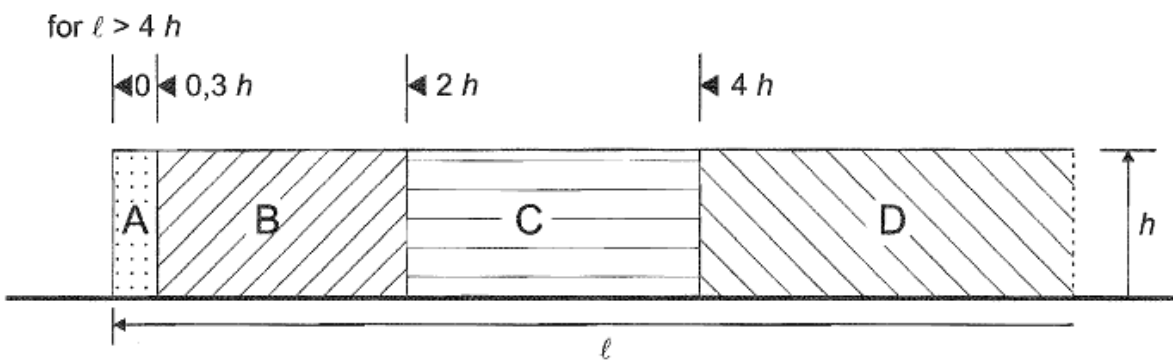


Figure 7.19 — Key to zones of free-standing walls and parapets

7.4.3 Signboards

(1) For signboards separated from the ground by a height Z_g greater than $h/4$ (see Figure 7.21), the force coefficients are given by Expression (7.7):

$$C_f = 1,80$$

Expression (7.7) is also applicable where Z_g is less than $h/4$ and $blh \leq 1$.

(3) Signboards separated from the ground by a height Z_g less than $h/4$ and with $blh > 1$ should be treated as boundary walls, see 7.4.1."

A primera vista podríamos considerar nuestra estructura a efectos de cálculo como si se tratara de un "signboard", pero ya que los paneles están separados de tierra una distancia $blh > 1$, se tratará como "boundary walls", según lo especificado en (3):

"Signboards separated from the ground by a height Z_g less than $h/4$ and with $blh > 1$ should be treated as boundary walls, see 7.4.1."

13.7 Estudio de la carga por viento

Para el estudio de la carga de viento se ha seguido la metodología del REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y la norma EN 1991-1-4 (2005) (English): Eurocode 1: Actions on structures - Part 1-4: General actions - Wind actions [Authority: The European Union Per Regulation 305/2011, Directive 98/34/EC, Directive 2004/18/EC].

Ambas normas son complementarias, ya que el DBSE-AE está extraído de la EN 1991-1-4, con lo cual se hará uso de ambas.

Ante la falta de un estudio específico que contemple la exposición al viento de un panel fotovoltaico, se ha optado por elegir la hipótesis más cercana al caso en estudio, este es el caso de "boundary walls", de la norma EN 1991-1-4.

La expresión que determina la carga por viento sobre la estructura según el CTE es la siguiente:

$$(52). \quad F = Q_e \cdot A_e$$

Siendo:

$$(53). \quad Q_e = Q_b \cdot C_e \cdot C_{p-net} \cdot C_c$$

Q_e = Presión estática del viento

Q_b = Presión dinámica del viento

A_e = Área ofrecida al viento

C_e = Coeficiente de exposición (adim.)

C_{p-net} = Coeficiente de presión exterior (adim.)

C_c = Coeficiente corrector (adim.)

13.7.1 Presión dinámica del viento:

Esta será de 0,42 KN/m²

13.7.2 Coeficiente de exposición:

Corresponde a la zona III (*Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas*).

$$(54). \quad C_e = F \cdot (F + 7k)$$

$$(55). \quad F = k \ln (\max (z, Z) / L)$$

Con:

$$K=0,19, L=0,05 \text{ Y } Z=\sqrt{3}$$

$$(56). \quad F = 0,19 \cdot \ln (\sqrt{3} / 0,05) = 0,8052$$

$$(57). \quad C_e = 0,8052 \cdot (0,8052 + 7 \cdot 0,19) = 1,7194$$

13.7.3 Coeficiente de presión exterior:

Según EN 1991-1-4 tendremos cuatro coeficientes de presión exterior repartidos a lo largo de la superficie. Tenemos que $L/h \geq 10$. En nuestro caso:

$$L=171$$

$$H=\sqrt{3}$$

$$(58). \quad C_{P-Net_A} = 3,4$$

$$(59). \quad C_{P-Net_B} = 2,1$$

$$(60). \quad C_{P-Net_C} = 1,7$$

$$(61). \quad C_{P-NetD} = 1,2$$

13.7.4 Coeficiente corrector:

Tiene en cuenta el periodo de actividad de la instalación, en nuestro caso hemos considerado que sea igual a uno, o lo que significa que la estructura estará activa durante 50 años.

$$C_c=1$$

13.7.5 Cálculo de la carga ejercida por el viento sobre el panel

La fuerza (F), será perpendicular a la superficie en cada punto de esta:

$$(62). \quad F = Q_e \cdot A_e = Q_b \cdot C_e \cdot C_p \cdot C_c \cdot A_e$$

13.7.5.1 Sector A

$$(63). \quad F_A = Q_e \cdot A_e = 420 \cdot 1,7194 \cdot 3,4 \cdot 1 \cdot 1,7320 = 4252,7099 \text{ N}$$

$$(64). \quad F_{x_A} = 4252,7099 \text{ N} \cdot \cos 30^\circ = 3682,9548 \text{ N}$$

$$(65). \quad F_{y_A} = 4252,7099 \text{ N} \cdot \sen 30^\circ = 2126,3549 \text{ N}$$

13.7.5.2 Sector B

$$(66). \quad F_B = Q_e \cdot A_e = 420 \cdot 1,7194 \cdot 2,1 \cdot 1 \cdot 1,7320 = 2626,6737 \text{ N}$$

$$(67). \quad F_{x_B} = 2626,6737 \text{ N} \cdot \cos 30^\circ = 2274,7662 \text{ N}$$

$$(68). \quad F_{y_B} = 2626,6737 \text{ N} \cdot \sen 30^\circ = 1313,3369 \text{ N}$$

13.7.5.3 Sector C

$$(69). \quad F_C = Q_e \cdot A_e = 420 \cdot 1,7194 \cdot 1,7 \cdot 1 \cdot 1,7320 = 2126,3549 \text{ N}$$

$$(70). \quad F_{x_C} = 2126,3549 \cdot \cos 30^\circ = 1841,4774 \text{ N}$$

$$(71). \quad F_{y_C} = 2126,3549 \text{ N} \cdot \text{sen } 30^\circ = 1063,1775 \text{ N}$$

13.7.5.4 Sector D

$$(72). \quad F_D = Q_e \cdot A_e = 420 \cdot 1,7194 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot 1,7320 = 1500,9564 \text{ N}$$

$$(73). \quad F_{x_D} = 1500,9564 \text{ N} \cdot \text{cos } 30^\circ = 1299,8664 \text{ N}$$

$$(74). \quad F_{y_D} = 1500,9564 \text{ N} \cdot \text{sen } 30^\circ = 750,4782 \text{ N}$$

$$A_e = \sqrt{3} \cdot 1 = 1,7320 \text{ m}^2$$

13.7.6 Carga repercutida sobre la estructura

La carga repercutida sobre la estructura serán las calculadas anteriormente menos el peso propio del panel:

13.7.6.1 Sector A

$$(75). \quad F_{x_A} = 4252,7099 \text{ N} \cdot \text{cos } 30^\circ = 3682,9548 \text{ N}$$

$$(76). \quad F_{y_A} = 4252,7099 \text{ N} \cdot \text{sen } 30^\circ - 218,763 = 1907,5919 \text{ N}$$

13.7.6.2 Sector B

$$(77). \quad F_{x_B} = 2626,6737 \text{ N} \cdot \text{cos } 30^\circ = 2274,7662 \text{ N}$$

$$(78). \quad F_{y_B} = 2626,6737 \text{ N} \cdot \text{sen } 30^\circ - 218,763 = 1094,5738 \text{ N}$$

13.7.6.3 Sector C

$$(79). \quad F_{x_C} = 2126,3549 \text{ N} \cdot \text{cos } 30^\circ = 1841,4774 \text{ N}$$

$$(80). \quad F_{y_C} = 2126,3549 \text{ N} \cdot \text{sen } 30^\circ - 218,763 = 844,4144 \text{ N}$$

13.7.6.4 Sector D

$$(81). \quad F_{x_D} = 1500,9564 \text{ N} \cdot \cos 30^\circ = 1299,8664 \text{ N}$$

$$(82). \quad F_{y_D} = 1500,9564 \text{ N} \cdot \sin 30^\circ - 218,763 = 531,7152 \text{ N}$$

Pp= Peso propio del panel= 218,763 N

Nota: cargas expresadas en N/metro cuadrado.

13.7.7 Carga de nieve

No se considera carga de nieve por presentar los paneles una pendiente de sesenta grados con respecto a la horizontal (Documento Básico SE-AE Seguridad Estructural Acciones en la edificación. 3.5).

13.7.8 Diagrama de cargas

En el anexo N° I del presente proyecto se muestran diagramas de cargas para la estructura soporte con los esfuerzos calculados anteriormente repercutidos sobre esta.

En amarillo se muestran las fuerzas causadas por la acción normal a la estructura y su momento de vuelco, en negro las componentes x e y de esta. El peso propio del panel se muestra en gris. Las fuerzas necesarias para la estabilidad se muestran en azul y rojo, para la componente x e y, respectivamente.

13.7.9 Protección frente a los efectos de coeficientes eólicos o de presión C_p elevados.

A fin de minimizar los efectos del coeficiente de presión o eólico C_p sobre el último panel del extremo de la línea, en el final de esta, se dejará el espacio correspondiente a un panel donde se instalará una superficie de acero de las mismas dimensiones que los paneles, 1 x2m, y de un espesor de 3mm. Este será fijado a la estructura mediante tornillos de acero, y su unión será tal que soportará los esfuerzos por viento y nieve calculados anteriormente.

En la siguiente imagen se puede apreciar el modo de instalación:

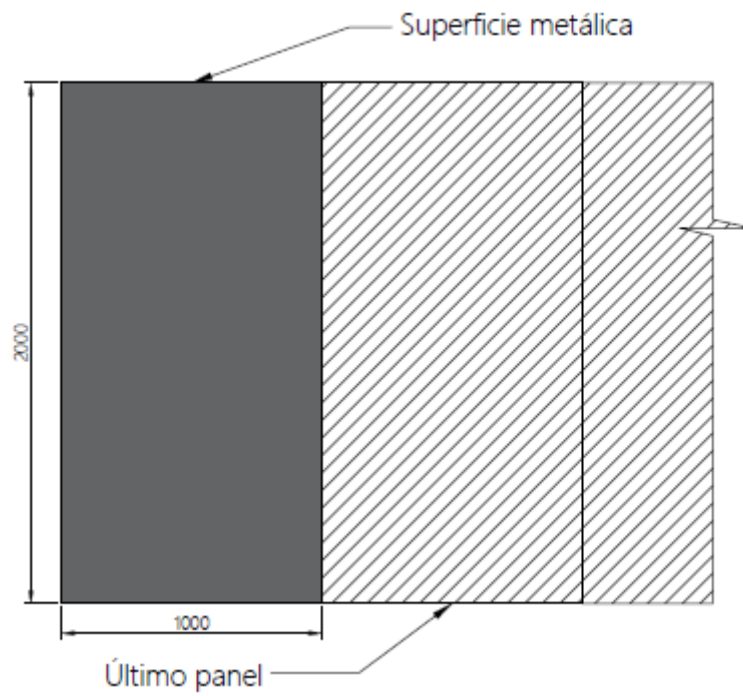


Figura68. Placa metálica fin de línea.

13.8 Anexo I. Diagramas de cargas.

13.8.1 Sector A

13.8.1.1 Viento en dirección desfavorable

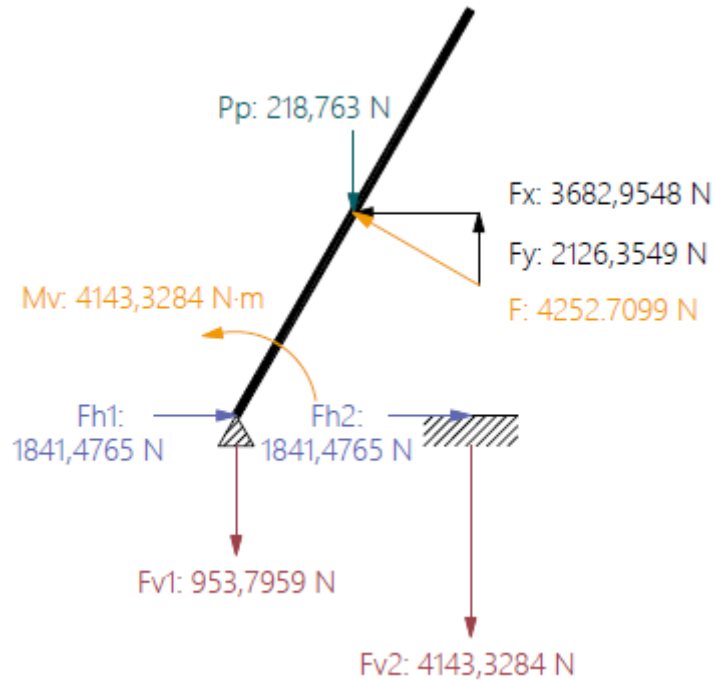


Figura69. Fuerzas repercutidas sobre la estructura soporte (sector A, norte).

13.8.1.2 Viento en dirección favorable

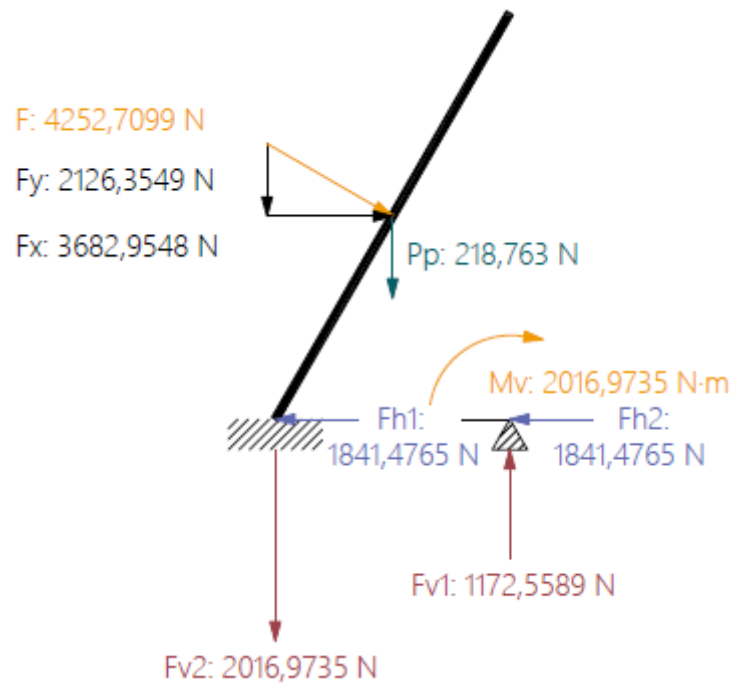


Figura70. Fuerzas repercutidas sobre la estructura soporte (sector A, sur).

13.8.2 Sector B

13.8.2.1 Viento en dirección desfavorable

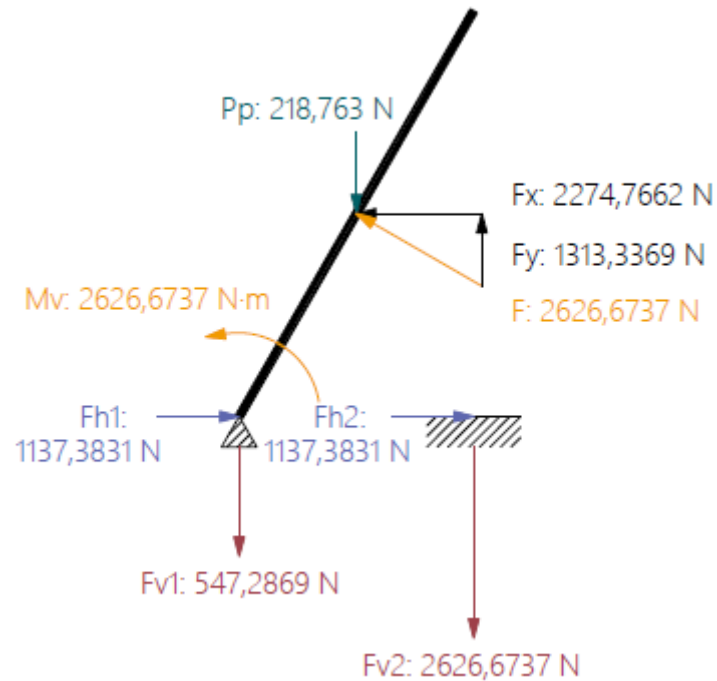


Figura71. Fuerzas repercutidas sobre la estructura soporte (sector B, norte).

13.8.2.2 Viento en dirección favorable

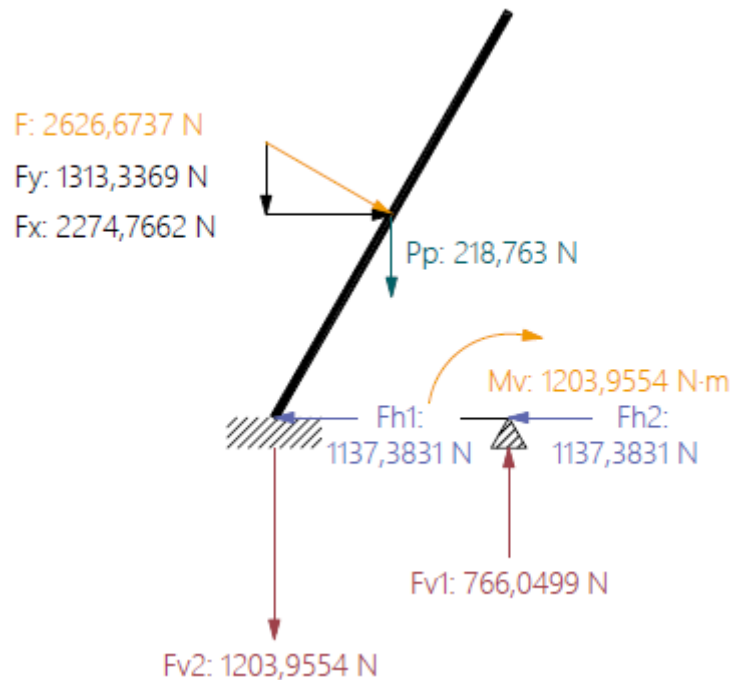


Figura72. Fuerzas repercutidas sobre la estructura soporte (sector B, sur)

13.8.3 Sector C

13.8.3.1 Viento en dirección desfavorable

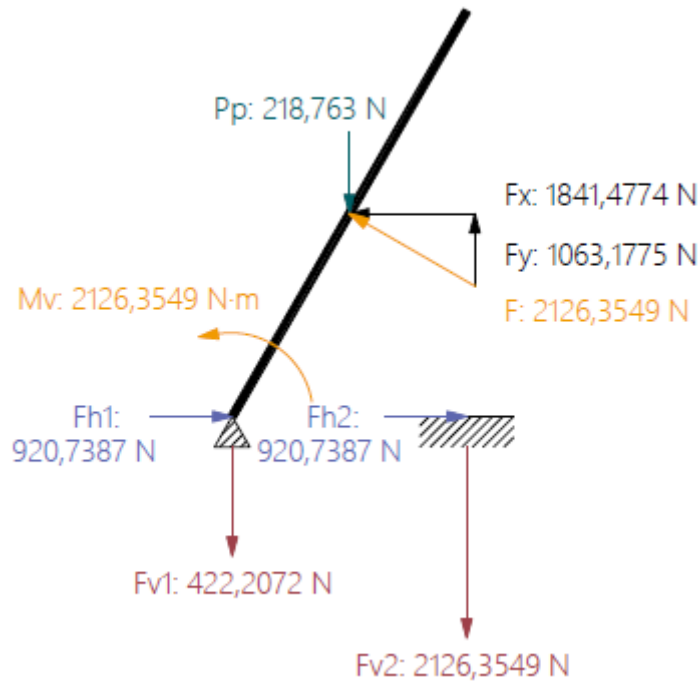


Figura73. Fuerzas repercutidas sobre la estructura soporte (sector C, norte)

13.8.3.2 Viento en dirección favorable

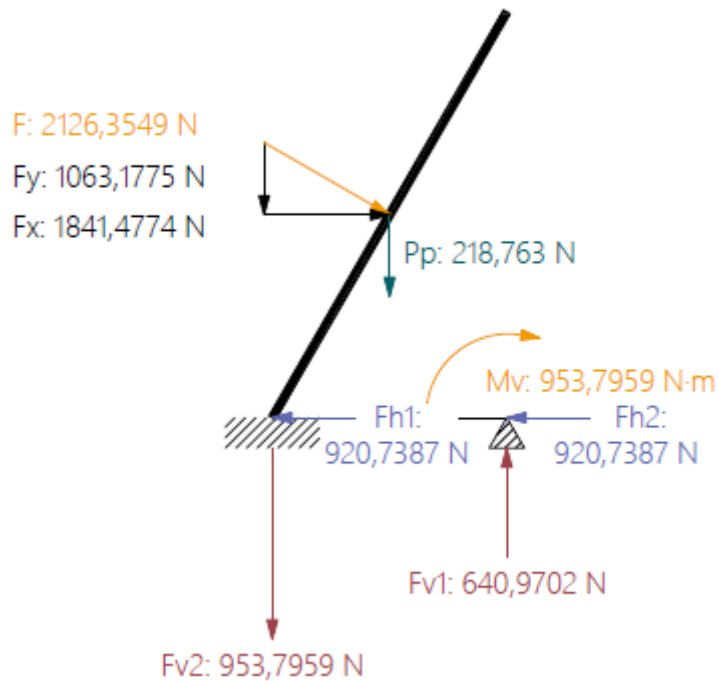


Figura74. Fuerzas repercutidas sobre la estructura soporte (sector C, sur)

13.8.4 Sector D

13.8.4.1 Viento en dirección desfavorable

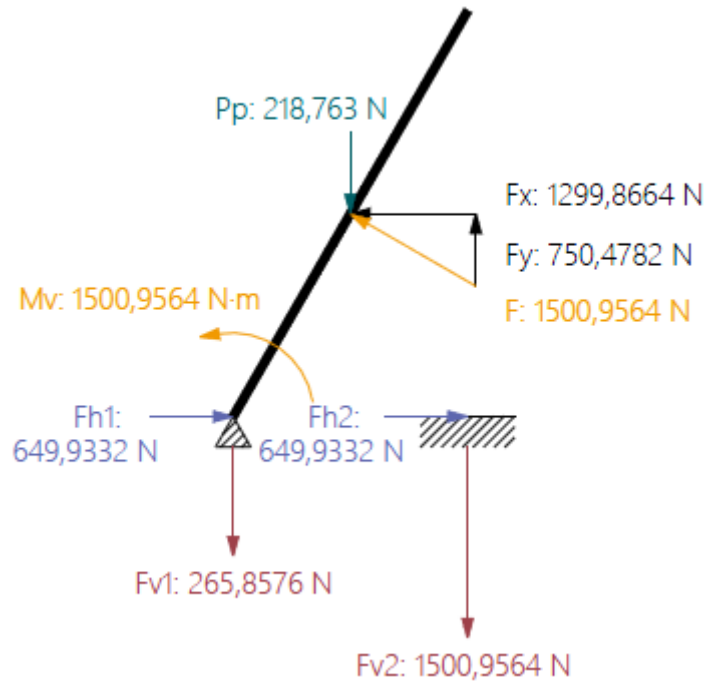


Figura75. Fuerzas repercutidas sobre la estructura soporte (sector D, sur)

13.8.4.2 Viento en dirección favorable

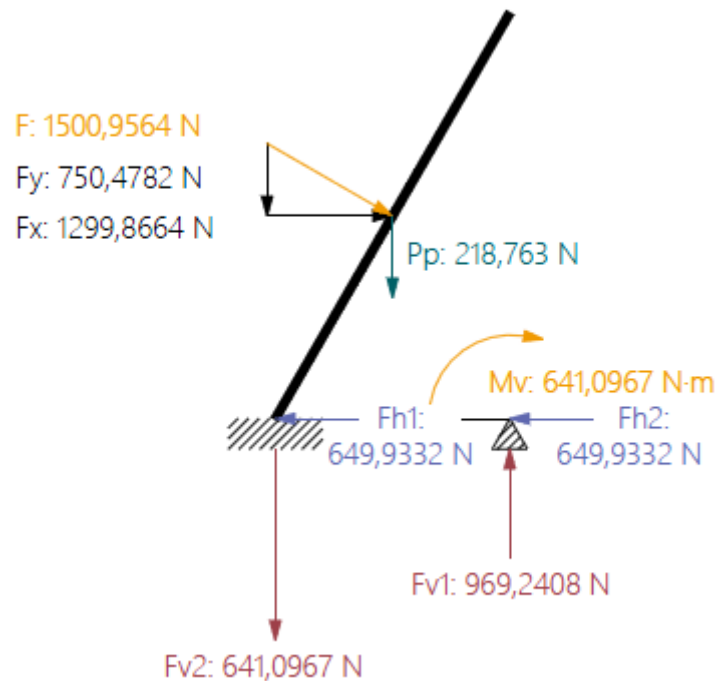


Figura76. Fuerzas repercutidas sobre la estructura soporte (sector D, norte).

Documento N° 14

Cimentaciones



14 Cimentación

14.1 Preámbulo

El presente documento constituye la parte del proyecto perteneciente al dimensionamiento de la cimentación que confiere estabilidad a la estructura de soporte para los módulos fotovoltaicos.

14.2 Objeto

Tiene por objeto, establecer y justificar todos los datos constructivos que presenta la ejecución de cualquier obra que responda a las características indicadas anteriormente, sin más que aportar en cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo

14.3 Campo de aplicación

Este documento se aplicará al diseño general y cálculo de los diferentes elementos que intervienen en la construcción de los sistemas de sujeción al suelo de estructuras para el soporte de módulos fotovoltaicos.

14.4 Normativa

La estructura soporte cumplirá con la siguiente normativa:

- REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDAE).

14.4.1 Introducción

La estabilidad de estas cimentaciones está fundamentalmente confiada a las reacciones verticales del terreno. Cada uno de los bloques se calcula para resistir el esfuerzo de arrancamiento y distribuir el de compresión en el terreno, por lo que para resistir el momento de vuelco generado por las fuerzas a que está sometido la estructura deberá resistir el esfuerzo al arranque y el de compresión. El cálculo de las cimentaciones tetra bloque se realizará teniendo en cuenta que la fuerza que se opone a la salida del macizo del terreno, es debida al peso del macizo, la y el peso de la tierra comprendida en un tronco de cono cuya superficie está limitada por una generatriz que partiendo de la arista inferior del macizo tiene una inclinación hacia el exterior definida por el ángulo de arranque β . No se tendrá en cuenta el peso de la estructura a efectos de cálculo.

La cimentación se ejecutará de tal modo que como mínimo resista las cargas de acción calculadas en el apartado anterior para cada caso con un coeficiente de seguridad igual a 1,5. A efectos de dimensionamiento no se tendrá en cuenta el peso propio de la estructura de soporte.

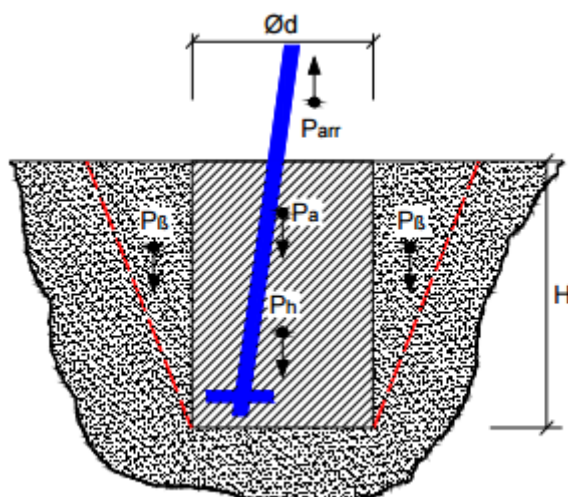


Figura77. Fuerzas que intervienen en la estabilidad.

Pa: Peso de la estructura (daN)

Ph: Peso del bloque de hormigón (daN)

Pβ: Peso de las tierras que serían arrancadas (daN)

Parr: Esfuerzo de arranque (daN)

14.4.2 Características del terreno

A falta de la posibilidad de hacer un estudio del terreno se adoptan características de este lo suficientemente conservadoras como para garantizar un margen de seguridad amplio.

- Densidad del hormigón (δ_H) de 21560 (N/m³).
- Densidad del terreno (δ_T) de 17150 (N/m³).
- tensión admisible del terreno 400 (KN/m²)

14.4.3 Comprobación al arranque

Se considerarán todas las fuerzas que se oponen al arranque del apoyo:

- Peso del panel.
- Peso propio de la cimentación.
- Peso de las tierras que arrastraría el macizo de hormigón al ser arrancado.

Se comprobará que el coeficiente de estabilidad de la cimentación, definido como la relación entre las fuerzas que se oponen al arranque del apoyo y la carga nominal de arranque, no sea inferior a 1.5 para las hipótesis normales y anormales.

Cuando la pata un apoyo tetra-bloque transmita un esfuerzo de tracción (F_{arr}) se opondrá a él, el peso del propio macizo de hormigón (F_h) más el cono de tierras arrancadas (F_c) con los valores de coeficientes mínimos de seguridad indicados anteriormente.

$$(83). \quad F_h + F_c / F_{arr} \geq 1,5$$

Nota: No se tendrá en cuenta a efectos de cálculo el peso propio de la estructura.

14.4.4 Comprobación a compresión

Se considerarán todas las cargas de compresión que la cimentación transmite al terreno:

- Peso del panel.
- Peso propio de la cimentación.
- Peso de las tierras que actúan sobre la solera de la cimentación.

Se comprobará que todas las cargas de compresión anteriores, divididas por la superficie de la solera de la cimentación, no sobrepasa la carga admisible del terreno.

$$(84). \quad \frac{\sum F_v}{S} \cdot \gamma \leq \sigma$$

$\sum F_v$ = sumatorio de todos los esfuerzos verticales descritos anteriormente (daN)

S = Superficie de la solera de la cimentación.

γ = coeficiente de seguridad, que para hipótesis normales y anormales será de 1,5.

σ = tensión admisible del terreno (daN/cm²)

Las cimentaciones proyectadas se presuponen apoyos situados en terreno con una resistencia de 4 daN/cm² por no poder hacer las pruebas necesarias para calcular la resistencia del terreno hasta tener la ocupación de los terrenos. En caso de comprobarse en el momento de la ejecución de la obra que la resistencia del terreno es inferior, se recalculará la cimentación y se tomarán las medidas necesarias para asegurar la estabilidad del apoyo, cumpliendo todos los coeficientes mínimos prefijados.

Nota: No se tendrá en cuenta a efectos de cálculo el peso propio de la estructura.

14.4.5 Comprobación de la adherencia entre anclaje y cimentación

De la carga mayor que el anclaje transmite a la cimentación, cuando el anclaje y la unión a la estructura estén embebidas en el hormigón, consideramos que la mitad de la carga la absorbe la adherencia entre el anclaje y la cimentación, y la otra mitad los casquillos del anclaje por la cortadura de los tornillos de unión entre casquillos y anclaje. Los coeficientes de seguridad de ambas cargas opuestas a que el anclaje deslice de la cimentación, no deberán ser inferior a 1,5.

14.4.6 Cálculos justificativos

14.4.6.1 Comprobación al arranque sector A (zapata mayor)

Se debe cumplir:

$$(85). \quad F_h + F_c/F_{arr} \geq 1,5$$

Si despreciamos el peso del cono de tierra desalojado por el bloque de cimentación:

$$(86). \quad F_h/4143,3281 \geq 1,5$$

$$(87). \quad F_h' = 6214,9926 \text{ N}$$

$$F_{arr} = 8286,6528 \text{ N}$$

14.4.6.2 Tamaño de la zapata mayor

El volumen de la zapata será:

$$(88). \quad V_z \geq F_h'/\delta_H$$

$$(89). \quad V_z \geq 6214,9926 \text{ N}/21560 \text{ (N/m}^3\text{)} = 0,2883 \text{ m}^3$$

$$\delta_H = 2,156 \text{ daN/m}^3$$

La geometría de la zapata será:

$$(90). \quad L_1 = L_2 = L_3 = \sqrt[3]{0,2883} = 0,6606 \text{ m}^3$$

14.4.6.3 Comprobación al arranque sector A (zapata menor)

Se debe cumplir:

$$(91). \quad F_h + F_c/F_{arr} \geq 1,5$$

Si despreciamos el peso del cono de tierra desalojado por el bloque de cimentación:

$$(92). \quad F_h/2016,9735 \geq 1,5$$

$$(93). \quad F_h' = 3025,4602 \text{ N}$$

$$F_{arr} = 8286,6528 \text{ N}$$

14.4.6.4 Tamaño de la zapata menor

El volumen de la zapata será:

$$(94). \quad V_z \geq F_h'/\delta_H$$

$$(95). \quad V_z \geq 3025,4602 \text{ N}/21560 \text{ (N/m}^3\text{)} = 0,1403 \text{ m}^3$$

$$\delta_H = 2,156 \text{ daN/m}^3$$

La geometría de la zapata será:

$$(96). \quad L_1 = L_2 = L_3 = \sqrt[3]{0,1403} = 0,5196 \text{ m}^3$$

14.4.6.5 Comprobación a compresión

A continuación, se comprueba la resistencia del suelo frente a las cargas verticales. Se debe cumplir:

$$(97). \quad \frac{\sum F_v}{S} \cdot \gamma \leq \sigma$$

Se comprobará la estabilidad del suelo ante compresión para la zapata mayor de la zona A. En el caso de cumplir la ecuación, todas las demás también la cumplirán por transmitir esfuerzos iguales por unidad de superficie. La fuerza vertical considerada es la del supuesto más desfavorable.

Se debe cumplir:

$$(98). \quad F_v = 7387,5515 \cdot \frac{1,5}{0,6606} \leq 400000$$

$$(99). \quad 16774,6401 \leq 400000$$

Cumple la ecuación, con lo cual se puede afirmar que el terreno soportará las cargas de compresión.

A continuación, se muestra un cuadro con las dimensiones mínimas de las zapatas en función de la zona de carga de viento.

Zona	Zapata mayor (m)	Zapata menor (m)
A	$L1=L2=L3= 0,6606$	$L1=L2=L3= 0,5196$
B	$L1=L2=L3= 0,4188$	$L1=L2=L3= 0,3102$
C	$L1=L2=L3= 0,3390$	$L1=L2=L3= 0,2457$
D	$L1=L2=L3= 0,2393$	$L1=L2=L3= 0,1651$

Figura78. Dimensiones de las zapatas.

Nota: El dimensionado de las zapatas está hecho para resistir las solicitaciones por panel, en el caso de que una zapata deba soportar los esfuerzos de más de un panel, estas deberán ser calculadas de nuevo para soportar los esfuerzos existentes.

En el anexo N° II del presente proyecto se muestran los croquis de las cimentaciones.

14.4.7 Protección frente a los efectos de coeficientes eólicos o de presión C_p elevados.

A fin de minimizar los efectos del coeficiente de presión o eólico C_p sobre el último panel del extremo de la línea, en el final de esta, se dejará el espacio correspondiente a un panel donde se instalará una superficie de acero de las mismas dimensiones que los paneles, 1 x2m, y de un espesor de 3mm. Este será fijado a la estructura mediante tornillos de acero, y su unión será tal que soportará los esfuerzos por viento y nieve calculados anteriormente.

En la siguiente imagen se puede apreciar el modo de instalación:

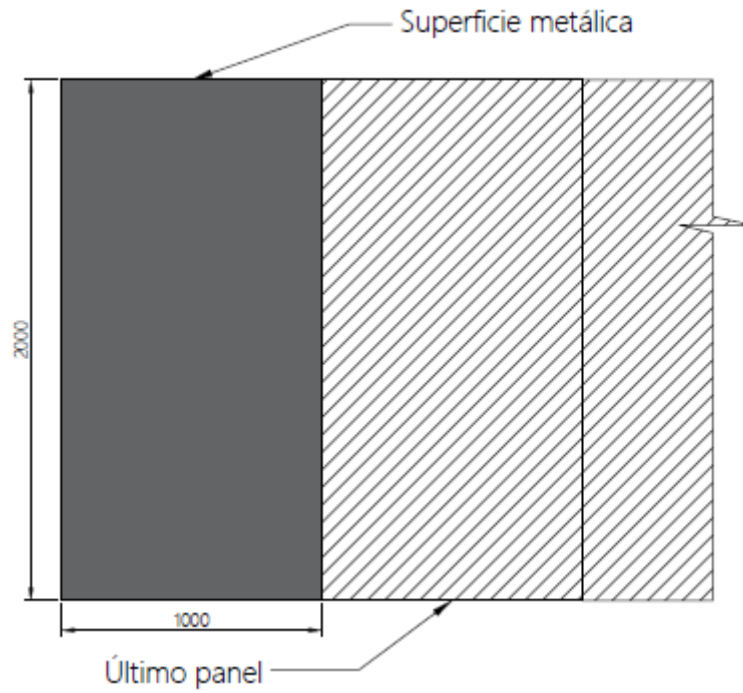


Figura79. Placa metálica fin de línea.

Documento N° 15
Ubicación del campo
Fotovoltaico



15 Ubicación del campo FV

15.1 Definición

Se entiende como tal a la parte de la instalación encargada de transformar la radiación extraterrestre proveniente del sol en energía eléctrica. Este está compuesto por los siguientes elementos

- Módulo fotovoltaico.

Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

- Rama fotovoltaica o "string" .

Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

- Generador fotovoltaico.

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

15.2 Elección de la ubicación

Cabe destacar que en el caso que ocupa al presente proyecto la ubicación de la instalación responde únicamente a aspectos técnicos y no económicos.

El Campo fotovoltaico, a petición del departamento técnico del OAJ se ubicará lo más alejado posible del telescopio, ya que el calor remanente en los módulos genera corrientes de aire ascendentes que interfieren en la calidad de la toma de imágenes de este. La ubicación se sitúa en un terraplén con orientación sur y con ángulos de inclinación que van desde los 3° en el punto de menor pendiente hasta 30° en el punto de mayor inclinación. Este terraplén es favorable a que las diferentes filas no proyecten sombras en ningún momento del día sobre las ubicadas en su parte posterior, con lo cual el factor de pérdidas por sombreado es igual a cero.

El emplazamiento elegido en un terraplén situado al sur del OAJ.

A continuación, se muestran dos imágenes de la zona de instalación. El recorte pertenece a un archivo dxf del Instituto Geográfico Nacional.

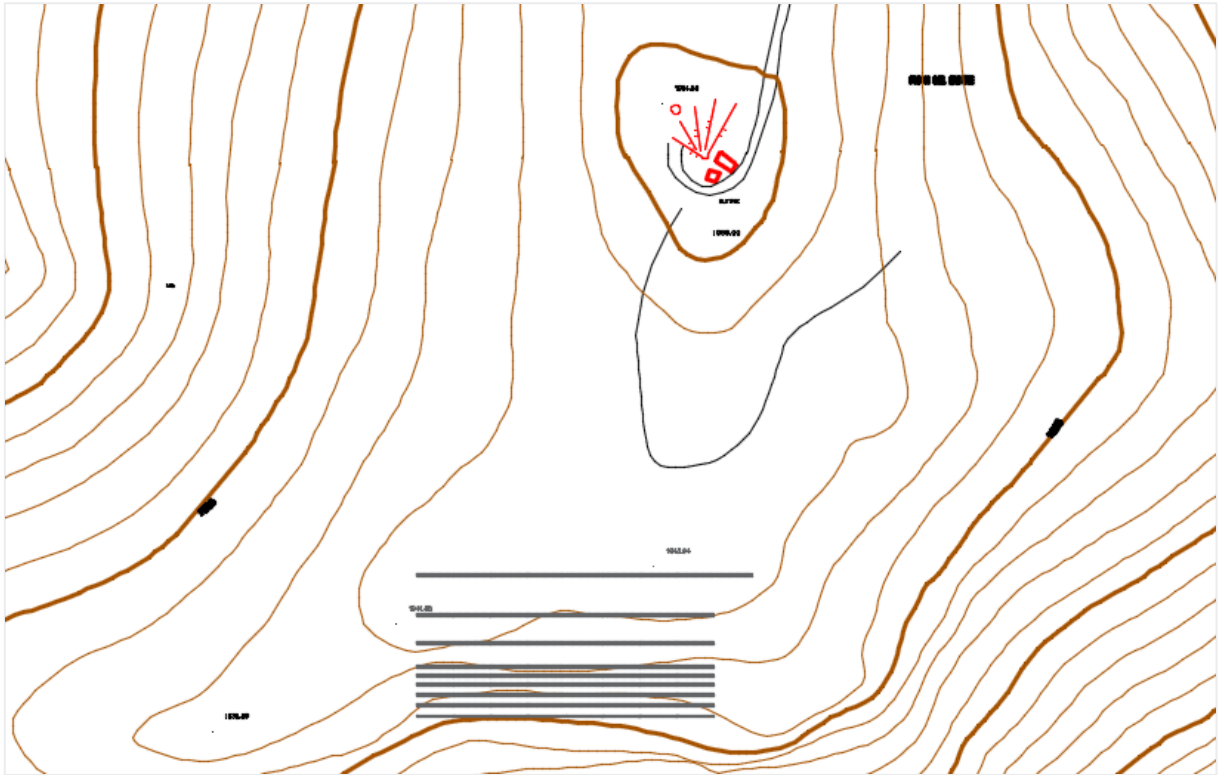


Figura80. Ubicación general del campo fotovoltaico.

Nota: Escala 1:5000. En gris las diferentes ramas fotovoltaicas, en la estribación más alta y en color rojo el OAJ.

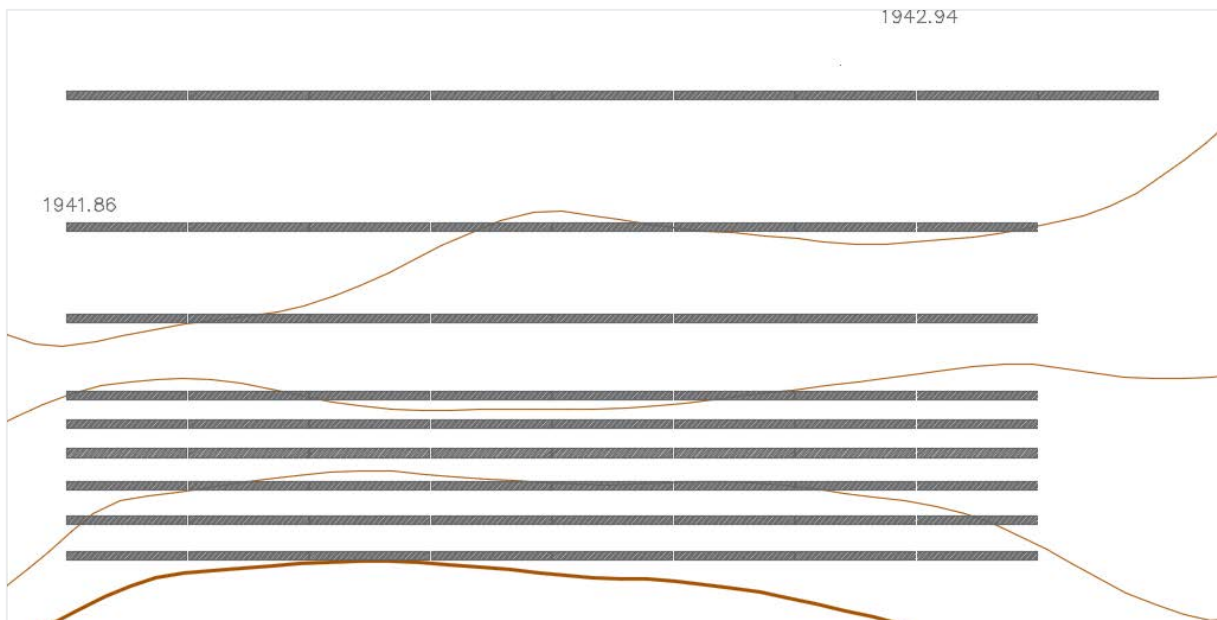


Figura81. Ubicación detallada del campo fotovoltaico.

Nota: Escala 1:5000. En gris las diferentes ramas fotovoltaicas.

En la siguiente imagen se muestra una sección del terreno en la ubicación del campo de generación:



Figura 82. Sección del terreno.

15.2.1 Coordenadas UTM

A continuación, se muestra un cuadro con las coordenadas UTM de cada rama:

Ubicación (UTM)					
Rama	Coordenada "X"		Coordenada "Y"		Coordenada "Z"
	Inicio.	Fin.	Inicio.	Fin.	
Rama 1	669140.95	669240.35	4434132.56	4434132.56	1925.0000
Rama 2	669140.95	669226.35	4434117.20	4434117.2	1926.7320
Rama 3	669140.95	669226.35	4434106.57	4434106.57	1928.4641
Rama 4	669140.95	669226.35	4434097.60	4434097.60	1930.1961
Rama 5	669140.95	669226.35	4434094.23	4434094.23	1931.9282
Rama 6	669140.95	669226.35	4434090.86	4434090.86	1933.6602
Rama 7	669140.95	669226.35	4434087.05	4434087.05	1935.3923
Rama 8	669140.95	669226.35	4434082.98	4434082.98	1937.1243
Rama 9	669140.95	669226.35	4434078.91	4434078.91	1938.8564

Figura 83. Coordenadas UTM del campo fotovoltaico.

15.3 Dimensiones

La superficie ocupada por el campo fotovoltaico es de 6332,47 metros cuadrados, el perímetro es de 339,33 metros. La distancia en línea recta hasta el OAJ es de 144 metros.

15.4 Propiedad del suelo

El suelo pertenece al término municipal de Arcos de las Salinas, Teruel. La propiedad del suelo es del Gobierno de Aragón. Este ha sido cedido al Centro de Estudios de Estudios de Física del Cosmos de Aragón, cuya base de operaciones reside en el OAJ. El Terreno es declarado de utilidad pública.

Documento N° 16

Estudio de impacto ambiental



16 Normas de protección del medio ambiente

16.1 Preámbulo

El presente documento constituye la parte del proyecto perteneciente al estudio de impacto ambiental.

16.2 Objeto

El presente documento tiene por objeto el precisar las normas de seguridad para la prevención de riesgos laborales y de protección medioambiental a desarrollar en cada caso para las obras contempladas en el presente proyecto.

16.3 Campo de aplicación

Este documento se aplicará al estudio del impacto ambiental y prevención de riesgos laborales. En la redacción se han tenido en cuenta todas y cada una de las especificaciones contenidas en:

- Ley 11/2014, de 4 de diciembre, de Prevención y Protección Ambiental de Aragón.

16.4 Ejecución del trabajo

La ejecución de los trabajos deberá cumplir los siguientes requisitos ambientales:

16.4.1.1 Condiciones ambientales generales

Se deberá cumplir con la normativa ambiental vigente para el ejercicio de la actividad, así como con los requisitos internos de las instalaciones en lo referente a protección ambiental. Así mismo, en caso de existir, se cumplirán los requisitos ambientales establecidos en los Estudios de Impacto Ambiental, Declaraciones de Impacto Ambiental o Planes de Vigilancia Ambientales.

En caso de generarse un incidente o accidente ambiental durante el servicio imputable a una mala ejecución del contratista, se deberán aplicar las medidas correctoras necesarias para reestablecer el medio afectado a su situación inicial y hacerse cargo de la restauración del daño causado.

Se deberán realizar los trabajos de acuerdo con las condiciones que resulten de la evaluación ambiental emitidas por la administración competente.

16.4.1.2 Atmósfera

Se deberá evitar la dispersión de material por el viento, poniendo en marcha las siguientes medidas:

- Proteger el material de excavación y/o construcción en los sitios de almacenamiento temporal.
- Reducir el área y tiempo de exposición de los materiales almacenados al máximo posible.
- Humedecer los materiales expuestos al arrastre del viento y las vías no pavimentadas.
- Empedrar lo más rápido posible las áreas de suelo desnudo.
- Realizar la carga y transporte de materiales al sitio de las obras vigilando que no se generen cantidades excesivas de polvo, cubriendo las cajas de los camiones.

16.4.1.3 Residuos

Se deberá implementar como primera medida una política de NO GENERACIÓN DE RESIDUOS y una política de manejo de residuos sólidos, que en orden de prioridad incluya los siguientes pasos:

Reducir, reutilizar, reciclar y disponer en un vertedero autorizado.

Las zonas de obras se conservarán, limpias, higiénicas y sin acumulaciones de desechos o basuras y depositar los residuos generados en los contenedores destinados y habilitados a tal fin, evitando siempre la mezcla de residuos peligrosos entre sí o con cualquier otro tipo de residuo.

Se cumplirá para el transporte y disposición final de los residuos con la normativa establecida a tal efecto por organismo competente en la materia.

16.4.1.4 Inertes

Se deberán establecer zonas de almacenamiento y acopio de material en función de las necesidades y evolución de los trabajos en Obra. Las zonas de acopio y almacenamiento se situarán siempre dentro de los límites físicos de la obra y no afectarán a vías públicas o cauces ni se situarán en zonas de pendiente moderada o alta (>12%); salvo necesidad de proyecto y permiso expreso de la autoridad competente.

En el almacenamiento temporal se deberán implementar barreras provisionales alrededor del material almacenado y cubrirlo con lonas o polietileno.

Se deberán gestionar los inertes teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Mínima afectación visual de las zonas de acopio y almacenamiento

- Mínimas emisiones fugitivas de polvo en las zonas de acceso y movimiento de tierras

Se colocará de manera temporal y en sitios específicos el material generado por los trabajos de movimiento de tierras, evitando la creación de barreras físicas que impidan el libre desplazamiento de la fauna y/o elementos que modifiquen la topografía e hidrodinámica, así como el arrastre de sedimentos a los cuerpos de agua cercanos a la zona de la obra, deteriorando con ello su calidad.

16.4.1.5 Aguas. Vertidos

Se deberá dar tratamiento a todos los tipos de aguas residuales que se generen durante la obra, ajustado con los límites máximos permisibles establecidos en la normativa vigente antes de verterla al cuerpo receptor.

Se controlarán los vertidos de obra en función de su procedencia siguiendo los criterios operacionales descritos a continuación:

Aguas de lavado de cubas de hormigón:

- En caso necesario se establecerá una zona de lavado de cubas de hormigón en Obra perfectamente delimitada y acondicionada
- En caso de Obra en zonas urbanas se efectuarán los lavados en contenedor asegurándose que no se realizan vertidos a la red de saneamiento. El agua de lavado podrá ser vertido de forma controlada a la red de saneamiento previa autorización del organismo competente.

16.4.1.6 Conservación y Restauración Ambiental

Se realizarán operaciones de desbroce y retirada de terreno vegetal de la superficie exclusivamente necesaria para la obra.

Se acumulará y conservará los suelos vegetales removidos para utilizarlos posteriormente en la recomposición de la estructura vegetal.

Se utilizarán los caminos existentes para el transporte de material, equipo y maquinaria que se utilice durante la preparación del sitio y construcción.

Se procederá a la limpieza inmediata y la disposición adecuada de los desechos que evite ocasionar impactos visuales negativos.

Se adaptará la realización de movimientos de tierras a la topografía natural.

16.4.1.7 Parque de Vehículos

Realizar el estacionamiento, lavado y mantenimiento del parque automotor en lugares adecuados para tal fin, evitando la contaminación de cuerpos de agua y suelos con residuos sólidos y aceitosos.

16.4.1.8 Finalización de obra

Se deberá remover todos los materiales sobrantes, estructuras temporales, equipos y otros materiales extraños del sitio de las obras y deberá dejar dichas áreas en condiciones aceptables para la operación segura y eficiente.

Se ejecutará la remoción del suelo de las zonas que hayan sido compactadas y cubiertas, para retornarlas a sus condiciones originales, considerando la limpieza del sitio.

16.4.2 Campos electromagnéticos

16.4.2.1 Recomendación de la Organización Mundial de la Salud

Siguiendo un proceso estandarizado de evaluación de riesgos para la salud, la OMS en su Nota informativa N°3221 (2007) concluyó, que no hay efectos sustanciales para la salud relacionados con los campos eléctricos y magnéticos de frecuencias extremadamente bajas (0-100kHz) a los niveles que puede encontrar el público en general.

Respecto a los efectos a largo plazo, dada la débil evidencia de una relación entre campo magnético de frecuencia extremadamente baja y los posibles efectos nocivos, los beneficios de una reducción de la exposición no están claros, proponiéndose seguir la recomendación de la nota informativa de la OMS anteriormente citada.

16.5 Conclusiones

En base al Artículo 23 "Proyectos sometidos a evaluación de impacto ambiental" de la Ley 11/2014, de 4 de diciembre, de Prevención y Protección Ambiental de Aragón, la ejecución de la obra del presente proyecto está exenta de la evaluación de impacto ambiental.

Documento N° 17

Emisiones CO2



17 Emisiones CO2

17.1 Objetivo

El objeto del presente documento es determinar el ahorro en las emisiones de CO2 derivadas de la producción de energía de origen renovable.

17.2 Antecedentes

El 100% del suministro energético del OAJ actualmente proviene de tres grupos electrógenos de 150 KVA de potencia por cada uno de ellos. Estos se hacen funcionar por turnos de ocho horas para no crear fatiga física sobre ellos y para asegurar el suministro en caso de que alguno deje de funcionar. Los gases de escape son conducidos subterráneamente hasta una distancia considerable para evitar las perturbaciones creadas por el calor en el aire y que afectan a la calidad de la toma de imágenes del telescopio. Los generadores funcionan ininterrumpidamente durante veinte cuatro horas al día, como se ha dicho anteriormente por turnos de ocho horas, ya que no se dispone de ningún sistema de almacenamiento de energía, esto hace posible, que, durante las horas de mayor actividad del telescopio, esto es, en las horas nocturnas, puedan existir perturbaciones derivadas a la presencia de gases en el aire provenientes de los generadores. Estos gases se evacúan a la atmósfera a una temperatura de unos 500°C.

La nueva instalación de energías renovables mediante una central de generación de módulos fotovoltaicos y un sistema de almacenamiento de energía mediante acumuladores estacionarios evita por una parte las emisiones de gases de efecto invernadero, y por otra parte elimina el inconveniente de las perturbaciones en por la presencia de gases calientes en la atmósfera.

Es cierto que los módulos fotovoltaicos pueden estar a temperaturas de funcionamiento altas durante las horas de radiación solar, por eso se ha ubicado la central de generación a una distancia considerable del OAJ a fin de evitar las perturbaciones por columnas de aire caliente ascendente. También hay que tener en cuenta que durante los periodos de actividad del telescopio los paneles no están recibiendo radiación alguna, y por consiguiente estos se encuentran a temperatura ambiente. Se considera que los paneles pierden toda su inercia térmica en el transcurso máximo de una hora tras la puesta del sol.

A continuación, se hace una valoración del impacto ambiental derivado de la emisión de gases de efecto invernadero provenientes de los generadores para un periodo de doce meses.

17.3 Reglamentación y normas de consulta

Para la elaboración del presente documento se han tenido en cuenta las presentes normas:

- Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector edificios en España (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), (IDAE).
- Informe de Inventario Nacional de Emisiones de GEI 1990-2011 (2013) (tabla 3.2.6).

17.4 Emisiones de CO₂

17.4.1 Energía producida en el último año

A continuación, se muestra una tabla con los valores de producción energética proveniente de los generadores para un periodo de doce meses, en el figuran el consumo de litros de combustible (*dato proporcionado por el departamento de instalaciones del OAJ*), para cada mes, y la producción final de energía en *Kwh*.

Mes	(Litros/Día) (Gasóleo B)	(Litros/Hora)	Carga (%)	Potencia (Kw)	Pérdida de carga por altitud (Kw)	Producción (Kwh/Día)	Producción (Kwh/Mes)
Septiembre	431,3552	17,9731	50,2257	60,2709	55,4492	1330,7805	39923,4162
Octubre	361,3462	15,0561	40,5203	48,6244	44,7344	1073,6260	33282,4047
Noviembre	302,5185	12,6049	32,3498	38,8197	35,7142	857,1400	25714,1987
Diciembre	351,2472	14,6353	39,1178	46,9414	43,1861	1036,4660	32130,4467
Enero	362,8848	15,1202	40,7340	48,8808	44,9703	1079,2881	33457,9300
Febrero	351,4595	14,6441	39,1471	46,9766	43,2185	1037,2428	29042,7987
Marzo	444,7403	18,5308	51,9471	62,3365	57,3496	1376,3893	42668,0677
Abril	411,2833	17,1368	47,4560	56,9472	52,3914	1257,3945	37721,8354
Mayo	384,8974	16,0374	43,7913	52,5496	48,3456	1160,2946	35969,1315
Junio	336,0336	14,0014	37,0047	44,4056	40,8532	980,4758	29414,2728
Julio	354,1243	14,7552	39,5173	47,4207	43,6271	1047,0494	32458,5320
Agosto(16)	375,1250	15,6302	42,4340	50,9208	46,8472	1124,3320	34854,2920
Consumo medio septiembre 2015 agosto 2016					46,3906	1113,3732	33886,4439

Figura84. Producción energética del generador (Kwh/día), (Kwh/mes)

Como se puede apreciar, en el periodo comprendido entre septiembre del año 2015 y septiembre del pasado año se produjo una cantidad de 406637,3265 *Kwh*. Este dato de potencia generada incluye unas pérdidas por altitud de entorno al 8%.

17.4.2 Factor de emisión

Tras consultar los factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de generadores diésel, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), se obtiene, que para este tipo de generador el valor medio de emisión es el siguiente:

$$(100). \quad \text{Factor emisión grupo electrógeno} = 0,287 \text{Kg CO}_2/\text{Kwh}$$

Las emisiones de CO₂ para el OAJ en los últimos doce meses serán:

$$(101). \quad \text{Kg CO}_2 = \text{Factor de emisión} \cdot \text{Energía producida} \cdot F_p$$

Nota: $F_p=1,08$

Con lo cual:

$$(102). \quad \text{Kg CO}_2 = 0,287 \cdot 406637,3265 \cdot 1,08 = 126041,3057 \text{ (Kg CO}_2\text{)}$$

17.4.3 Huella de carbono

Se define la huella de carbono como la totalidad de gases de efecto invernadero (GEI) emitidos por efecto directo o indirecto de un individuo, organización, evento o producto. Para el caso en estudio se calcularán las emisiones de CO₂ del OAJ desde su puesta en funcionamiento.

El proyecto del OAJ comenzó a desarrollarse en el año 2010, comprendiendo no sólo el diseño y la construcción de los dos telescopios descritos, sino también los trabajos de la obra civil así como las instalaciones e infraestructuras necesarias para una operación correcta de los telescopios. Estas instalaciones incluyen, entre otras, un monitor DIMM de seeing, un telescopio de 40 cm para el cálculo robótico de la curva de extinción óptima, una cámara de extinción de cielo completo, una residencia, tres salas de control, laboratorios, talleres de trabajo, un centro de datos, una sala limpia de clase 10.000 para tareas de AIV, una campana de vacío para el aluminizado de los espejos (esta última se prevé que esté disponible a finales de 2015) y todas las instalaciones generales para el funcionamiento del observatorio. Todas estas infraestructuras están conectadas por galerías subterráneas. En el año 2014 se finalizó la construcción del OAJ y fue declarada ICTS (Infraestructura Científica y Técnica Singular) por el Ministerio de Economía y Competitividad del Gobierno de España. Todas las

infraestructuras están interconectadas por una red de galerías subterráneas, de 2.5 m x 2.5 m de sección, donde están desplegadas todas las tuberías y servicios del observatorio

Para el cálculo se supondrá que las emisiones comienzan en 2014. Asumiendo que el consumo se hubiera mantenido constante, a continuación, se calcula la producción en *Kwh*, producidos hasta la fecha:

$$(103). \quad \text{Energía generada total} = 406637,3265 \left(\frac{\text{Kwh}}{\text{Año}} \right) \cdot 3 \text{ Años} = 1219911,98 \text{ Kwh}$$

Las emisiones de CO₂:

$$(104). \quad \text{Kg CO}_2 = 0,287 \cdot 1219911,98 \cdot 1,08 = 378123,9173 \text{ (Kg CO}_2\text{)}$$

17.5 Retracción de la huella de carbono

La futura instalación de la central fotovoltaica evitará emisiones de CO₂ a la atmósfera, en este apartado se calcula esa cantidad. Se prevé un escenario de veinte años, ya que es el periodo de tiempo dentro del cual el panel pierde un 20% de eficiencia. Debido a que este tipo de tecnología es relativamente actual no se puede todavía predecir a ciencia cierta la vida útil de este tipo de instalaciones.

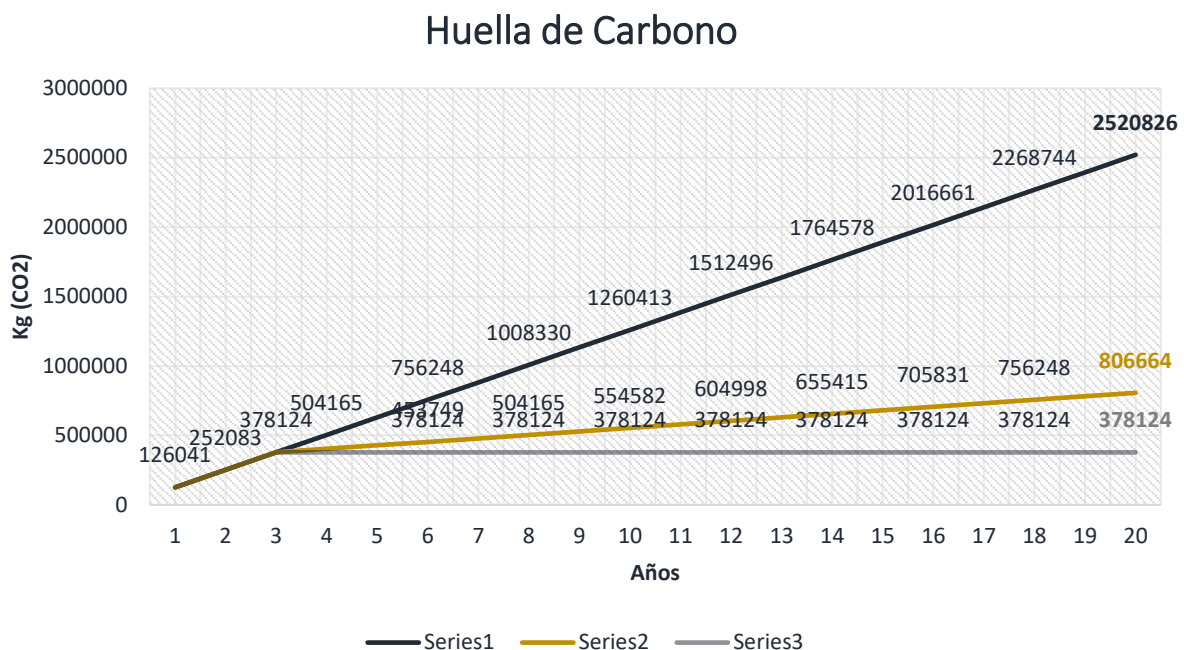


Figura85. Huella de carbono en escenario de 20 años.

La serie 1 corresponde al valor de carbono emitido por los generadores diesel si toda la energía fuera generada por estos. El valor, como se puede apreciar en el gráfico sería de 2520826 Kg de CO₂.

La serie 2 indica el carbono que sería emitido por los generadores, suponiendo que un 20% de los días del año no hay sol, y por tanto no hay producción de energía en el campo fotovoltaico. 806664 Kg de CO₂.

La serie tres se basa en un escenario ideal, en el cual existe la producción esperada durante todos los días del año, y por tanto los generadores nunca entrarían en funcionamiento. Las emisiones de CO₂ corresponderían a las emitidas hasta la fecha de puesta en marcha de la instalación, esto es 378124 Kg de CO₂.

El periodo en estudio ha sido de 20 años, por no disponer de datos a posterior de la pérdida de eficiencia de los paneles.

17.6 Ahorro en las emisiones

Para el escenario más desfavorable, el ahorro en las emisiones sería de:

$$(105). \quad \text{Ahorro CO}_2 = 1.714.162 \text{ Kg CO}_2$$

*Nota: Esto equivaldría al consumo medio de 1158,2176 automóviles en un año en España.
(Dato de consulta proveniente del IDAE).*

**Consumo medio automóvil España: 0,148Kg CO₂/Km*

**Distancia media anual automóvil: 10000Km.*

Documento N° 18

Rendimiento de la instalación



18 Rendimiento de la instalación

18.1 Potencia perdida en las líneas

El cometido de este capítulo es evaluar el rendimiento de la instalación cuantificando para ello las pérdidas de potencia en las líneas eléctricas.

18.2 Líneas de campo

A continuación, se presentan las pérdidas de potencia para todas las líneas de evacuación del campo FV.

Potencia total perdida (W)	
Líneas aéreas	1634,4959
Líneas subterráneas	6336,3467
Potencia total perdida	7970,8426

Figura86. Potencia perdida en las líneas de evacuación.

18.3 Sistema de acumulación

A continuación se presentan en una tabla los valores de caída de tensión y potencia perdida para cada línea.

18.3.1 Línea 1

I. línea (A)	V.línea (V)	Secc.	L (m)	I max (A)	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	T.real ($^{\circ}\text{C}$)	Av (V)	Av (%)	Pp (W)
80	356	50	80	210	51,6390	47,2562	2,4787	0,6963	198,2997

Figura87. Potencia pérdida línea 1

18.3.2 Línea 2

I. línea (A)	V.línea (V)	Secc.	L (m)	I max (A)	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	T.real ($^{\circ}\text{C}$)	Av (V)	Av (%)	Pp (W)
80	356	50	80	210	51,6390	47,2562	2,4787	0,6963	198,2997

Figura88. Potencia pérdida línea 2

18.3.3 Potencia total perdida acumuladores

Potencia total perdida (W)	
Línea1	396,5994
Línea2	396,5994
Potencia total perdida	793,1988

Figura89. Potencia total perdida sistema acumulación.

18.3.4 Potencia total perdida

La potencia total perdida en los conductores en ambas líneas será:

$$(106). \quad P_p = 198,2997 \text{ W} \cdot 4 = 793,1988 \text{ W}$$

18.4 Potencia perdida líneas campo y sistema acumulación

La suma de la potencia perdida por ambos sistemas:

$$(107). \quad P_{Perdida(LINEAS)} = P_{Perdida(LÍNEAS CAMPO)} + P_{Perdida(LÍNEAS ACUMULACIÓN)}$$

$$(108). \quad P_{Perdida(LÍNEAS)} = 7970,8426 + 793,1988 = 8764,0414 \text{ W}$$

18.5 Inversor

El rendimiento del inversor es del 96%. Esto es sobre la potencia total:

$$(109). \quad P_{Perdida (INV)} = Potencia\ total \cdot 0,04$$

$$(110). \quad P_{Perdida(INV)} = \left((37,7 \cdot 8,62 \cdot 1022) - P_{Perdida(LINEAS)} \right) \cdot 0,04 =$$

$$= (332123,4280 - 8764,0414) \cdot 0,04 = 12934,3755 \text{ W}$$

18.6 Potencia total perdida

La potencia total perdida es:

$$(111). \quad Potencia\ perdida\ total = P_{Perdida(LÍNEAS)} + P_{Perdida(INV)}$$

$$= 8764,0414 + 12934,3755 = 21698,4169 \text{ W}$$

18.7 Evaluación de resultados

Como se puede apreciar en el cálculo anterior, la potencia total perdida es de $12934,3755 \text{ W}$. Si analizamos lo que representa esta potencia en relación al total:

$$(112). \quad \text{Porcentaje pérdidas} = \frac{P_p}{P_t} = \frac{21698,4169}{332123,4280} = 0,065332$$

Esto equivale a unas pérdidas del **6,5332%**.

Como se puede apreciar el porcentaje está muy próximo a la estimación inicial de pérdidas, con lo que no se recalculará el número de paneles.

Si se hace una valoración para el mes de diciembre, esto equivaldría a la pérdida de la energía generada por **65,7528** paneles en un día medio del citado mes.

18.8 Rendimiento de la instalación

El rendimiento de la instalación para el mes de diseño será:

$$(113). \quad \text{Rendimiento}_{(\text{DICIEMBRE})} = \text{Potencia util}/\text{Potencia generada}$$

$$(114). \quad \eta = \frac{310425,0111}{332123,4280} \cdot 100 = \mathbf{93,4668\%}$$

18.9 Factor de pérdidas

El factor de pérdidas es:

$$(115). \quad F_p = \mathbf{1,065332}$$

Documento N° 19
Estudio de seguridad y salud



19 Estudio de seguridad y salud

19.1 Objeto

El presente documento tiene por objeto el precisar las normas de seguridad para la prevención de riesgos laborales a desarrollar en cada caso para las obras contempladas en el presente proyecto.

19.2 Legislación de seguridad aplicable

A continuación, se muestra una relación de la normativa que se aplicará en cada caso en la realización del estudio de seguridad y salud para el presente proyecto.

Fecha	Ámbito	Nombre
12/11/1982	Nacional	Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
6/07/1984	Nacional	Orden de 6 de julio de 1984 por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación. <ul style="list-style-type: none"> • ITC MIE-RAT 1-11 • ITC MIE-RAT 12-14 • ITC MIE-RAT 15 • ITC MIE-RAT 16-20
18/10/1984	Nacional	Orden de 18 de octubre de 1984 complementaria de la de 6 de julio que aprueba las instrucciones técnicas complementarias del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación. (ITC MIE-RAT 20)
27/11/1987	Nacional	Orden de 27 de noviembre de 1987 que por la que se actualizan las instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT 13 y MIE-RAT 14 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
23/06/1988	Nacional	Orden de 23 de junio de 1988 que por la que se actualizan diversas instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
15/11/1989	Nacional	Orden de 15 de noviembre de 1989 por la que se modifica la ITC MIE-AP5 referente a extintores de incendios que figura como anexo a la presente Orden; asimismo, se hacen obligatorias las normas UNE 62.080 y 62.081, relativas al cálculo, construcción y recepción de botellas de acero con o sin soldadura para gases comprimidos, licuados o disueltos, que complementa el Real Decreto 1244/1979, de 4 de abril. Reglamento de aparatos a presión

16/04/1991	Nacional	Orden de 16 de abril de 1991 por la que se modifica el punto 3.6 de la instrucción técnica complementaria MIE-RAT 06 del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
16/07/1992	Nacional	Orden de 16 de abril de 1991 por la que se modifica el punto 3.6 de la instrucción técnica complementaria MIE-RAT 06 del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
16/07/1992	Nacional	Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria
20/11/1992	Nacional	Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre, por el que se regulan las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual.
20/11/1992	Nacional	Corrección de erratas del Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre, por el que se regulan las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual
27/11/1992	Nacional	Real Decreto 1435/1992, de 27 de noviembre, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la Directiva del Consejo 89/392/CEE, relativa a la aproximación de las legislaciones de los estados miembros sobre máquinas. (Incluye la modificación posterior realizada por el R.D. 56/1995)
5/11/1993	Nacional	Real Decreto 1942/1993, de 5 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones de Protección contra Incendios
5/11/1993	Nacional	Corrección de errores del Real Decreto 1942/1993, de 5 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones de Protección contra Incendios
20/01/1995	Nacional	Real Decreto 56/1995, de 20 de enero, por el que se modifica el Real Decreto 1435/1992, de 27 de noviembre, relativo a las disposiciones de aplicación de la Directiva del Consejo 89/392/CEE, sobre máquinas.
3/02/1995	Nacional	Real Decreto 159/1995, de 3 de febrero, por el que se modifica el Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre, por el que se regula las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual.
8/11/1995	Nacional	Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales
4/10/1996	Nacional	Real Decreto 2177/1996, de 4 de octubre de 1996, por el que se aprueba la Norma Básica de Edificación "NBE-CPI/96".
17/01/1997	Nacional	Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención y modificación posterior Real Decreto 780/1998, de 30 de abril, por el que se modifica el Real decreto 39/1997, de 17 de enero.
20/02/1997	Nacional	Orden de 20 de febrero de 1997 por la que se modifica el anexo del Real Decreto 159/1995, de 3 de febrero, que modificó a su vez el Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre, relativo a las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual.
14/04/1997	Nacional	Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de

		<i>señalización de seguridad y salud en el trabajo.</i>
14/04/1997	Nacional	<i>Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones</i>
14/04/1997	Nacional	<i>Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbares, para los trabajadores.</i>
14/04/1997	Nacional	<i>Real Decreto 488/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y Salud relativas al trabajo con equipos que incluye pantallas de visualización.</i>
12/05/1997	Nacional	<i>Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo.</i>
30/05/1997	Nacional	<i>Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y Salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.</i>
27/06/1997	Nacional	<i>Orden del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, de 27 de junio, de desarrollo del Reglamento de los Servicios de Prevención.</i>
18/07/1997	Nacional	<i>Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.</i>
24/10/1997	Nacional	<i>Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.</i>
18/02/1998	Nacional	<i>Resolución de 18 de febrero de 1998, de la Dirección General de la Inspección de Trabajo y Seguridad Social, sobre el Libro de Visitas de la Inspección de Trabajo y Seguridad Social</i>
16/04/1998	Nacional	<i>Orden de 16 de abril de 1998 sobre Normas de Procedimiento y Desarrollo del Real Decreto 1942/1993, de 5 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones de Protección contra Incendios y se revisa el anexo I y los Apéndices del mismo.</i>
5/02/1999	Nacional	<i>Real Decreto 216/1999, de 5 de febrero, sobre Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en el ámbito de las Empresas de Trabajo Temporal.</i>
8/04/1999	Nacional	<i>Resolución de 8 de abril de 1999, sobre Delegación de Facultades en Materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, complementa art. 18 del Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre de 1997, sobre Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.</i>
10/03/2000	Nacional	<i>Orden de 10 de marzo de 2000, por la que se modifican las Instrucciones Técnicas Complementarias MIE-RAT 01, MIE-RAT 02, MIE-RAT 06, MIE-RAT 14, MIE-RAT 15, MIE-RAT 16, MIE-RAT 17, MIE RAT 18 y MIE-RAT 19 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación</i>

5/06/2000	Nacional	<i>Orden de 5 de junio de 2000 por la que se modifica la ITC MIE-AP7 del Reglamento de Aparatos a Presión sobre botellas y botellones de gases comprimidos, licuados y disueltos a presión</i>
16/06/2000	Nacional	<i>Real Decreto 1124/2000, de 16 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo. (Fecha actualización 20 de octubre de 2000)</i>
6/04/2001	Nacional	<i>Real Decreto 374/2001, de 6 de abril sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo</i>
8/06/2001	Nacional	<i>Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.</i>
2/08/2002	Nacional	<i>Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión</i>
26/11/2002	Nacional	<i>Resolución de 26 de noviembre de 2002, de la Subsecretaría, por la que se regula la utilización del Sistema de Declaración Electrónica de Accidentes de Trabajo (Delt@) que posibilita la transmisión por procedimiento electrónico de los nuevos modelos para la notificación de accidentes de trabajo, aprobados por la Orden TAS/2926/2002, de 19 de noviembre.</i>
19/11/2002	Nacional	<i>Corrección de errores de la Orden TAS/2926/2002, de 19 de noviembre, por la que se establecen nuevos modelos para la notificación de los accidentes de trabajo y se posibilita su transmisión por procedimiento electrónico.</i>
12/06/2003	Nacional	<i>Real Decreto 681/2003, de 12 de junio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo</i>
27/06/2003	Nacional	<i>Real Decreto 836/2003, de 27 de junio, por el que se aprueba una nueva Instrucción técnica complementaria «MIE-AEM-2» del Reglamento de aparatos de elevación y manutención, referente a grúas torre para obras u otras aplicaciones.</i>
27/06/2003	Nacional	<i>Real Decreto 837/2003, de 27 de junio, por el que se aprueba el nuevo texto modificado y refundido de la Instrucción técnica complementaria «MIE-AEM-4» del Reglamento de aparatos de elevación y manutención, referente a grúas móviles autopropulsadas</i>
12/12/2003	Nacional	<i>Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales</i>
30/01/2004	Nacional	<i>Real Decreto 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales</i>
12/11/2004	Nacional	<i>Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto</i>

		<i>1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura</i>
<i>3/12/2004</i>	<i>Nacional</i>	<i>Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.</i>
<i>5/11/2005</i>	<i>Nacional</i>	<i>Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la seguridad y salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.</i>
<i>11/03/2006</i>	<i>Nacional</i>	<i>Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido. Deroga al RD 1316/1989</i>
<i>28/03/2006</i>	<i>Nacional</i>	<i>Real Decreto 314/2006 de 17 de marzo por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación</i>
<i>11/04/2006</i>	<i>Nacional</i>	<i>Real Decreto 396/2006 de 31 de marzo, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicable a los trabajos con riesgo de exposición a amianto.</i>
<i>29/05/2006</i>	<i>Nacional</i>	<i>Real Decreto 604/2006 por el que se modifica el real decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.</i>
<i>19/10/2006</i>	<i>Nacional</i>	<i>Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción</i>
<i>24/03/2007</i>	<i>Nacional</i>	<i>Real Decreto 393/2007, de 23 de marzo, por el que se aprueba la Norma Básica de Autoprotección de los centros, establecimientos y dependencias dedicados a actividades que puedan dar origen a situaciones de emergencia.</i>
<i>25/08/2007</i>	<i>Nacional</i>	<i>Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción.</i>
<i>19/03/2008</i>	<i>Nacional</i>	<i>Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT-01 a 09.</i>

Documento N° 20
Pliego de condiciones



20 Pliego de condiciones técnicas

20.1 Objeto

Tiene como objeto fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

En determinados supuestos del proyecto se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

Es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

20.2 Generalidades

Este Pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:

- Electrificación de viviendas y edificios
- Alumbrado público
- Aplicaciones agropecuarias
- Bombeo y tratamiento de agua
- Aplicaciones mixtas con otras fuentes de energías renovables

También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 2.1, siempre que tengan características técnicas similares.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.
- Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

20.3 Diseño

20.3.1 Orientación, inclinación y sombras

Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la siguiente tabla:

Clasificación de la pérdida	Valor máximo permitido (%)
<i>Inclinación y orientación</i>	<i>20</i>
<i>Sombras</i>	<i>10</i>
<i>Combinación de ambas</i>	<i>20</i>

Figura90. Pérdidas de radiación del generador.

El cálculo de las pérdidas de radiación causadas por una inclinación y orientación del generador distintas a las óptimas se hará de acuerdo al apartado 3.2 del anexo I.

En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado

Se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

20.3.2 Dimensionado del sistema

Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en este PCT.

Se realizará una estimación del consumo de energía de acuerdo con el primer apartado del anexo I. 9

Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido ($P_{mp, min}$) para cubrir las necesidades de consumo

instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo,

un 20% superior al $P_{mp, min}$. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño en la Memoria de Solicitud.

Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido (conforme a la expresión del apartado 3.5 del anexo I). En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente.

Como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar.

Sistema de monitorización

sistema de monitorización, cuando se instale, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Tensión y corriente CC del generador.
- Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.
- Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.
- Contador volumétrico de agua para instalaciones de bombeo.
- Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación de las mismas se hará conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A" , Report EUR 16338 EN.

20.4 Componentes y materiales

20.4.1 Generalidades

Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 V_{RMS} o 120 V_{CC} . Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20. 5.1.6 Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).

Se incluirá en la Memoria toda la información requerida en el anexo II.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información del apartado 5.1.7, resaltando los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos. En la Memoria de Diseño o Proyecto también se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

20.4.2 Generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.

El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.

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

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

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.

Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.

Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

20.4.3 Estructura de soporte

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.

La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

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

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

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

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37- 508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

20.4.4 Acumuladores de plomo-ácido

Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.

La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80% en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobre descargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60%.

Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.

La auto-descarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.

La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Polaridad de los terminales
- Capacidad nominal (Ah)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

20.4.5 Reguladores de carga

Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobre descargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida (ver 5.4.3).

La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1%.

- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de 4mV/°C a 5 mV/°C por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación. Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como, por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobre descargas.

Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea de generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: un 25% superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la Memoria de Solicitud.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo

los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.

Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.

Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobre descarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Corriente máxima (A)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad de terminales y conexiones

20.4.6 Inversores

Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobre descargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.

El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

- $V_{\text{NOM}} \pm 5 \%$, siendo $V_{\text{NOM}} = 220 V_{\text{RMS}}$ o $230 V_{\text{RMS}}$
- $50 \text{ Hz} \pm 2\%$

El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de "stand-by" para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la tabla II.

Tipo de inversor		Rendimiento al 20% de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal (*)	$P_{NOM} \leq 500VA$	>85	>75
	$P_{NOM} > 500VA$	>90	>85
Onda no senoidal		>90	>85

Figura91. Rendimiento mínimo del inversor.

Nota: Se considerará que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.

Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (V)_{RMS} y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie – Polaridad y terminales

20.4.7 Cargas de consumo

Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

Se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.

Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.

En ausencia de un procedimiento reconocido de cualificación de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:

- balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstas.
- La lámpara debe estar protegida cuando:
 - Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.
 - La salida del balastro es cortocircuitada.
 - Opera sin tubo.
- La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de $\pm 10\%$ de la potencia nominal.
- El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.
- La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendido/150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.
- Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (excepto sistemas de bombeo). En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.

Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.

Para sistemas de bombeo de agua:

Los sistemas de bombeo con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán un contador volumétrico para medir el volumen de agua bombeada.

Las bombas estarán protegidas frente a una posible falta de agua, ya sea mediante un sistema de detección de la velocidad de giro de la bomba, un detector de nivel u otro dispositivo dedicado a tal función.

Las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico serán inferiores al 10% de la energía hidráulica útil proporcionada por la motobomba.

Deberá asegurarse la compatibilidad entre la bomba y el pozo. En particular, el caudal bombeado no excederá el caudal máximo extraíble del pozo cuando el generador fotovoltaico trabaja en CEM. Es responsabilidad del instalador solicitar al propietario del pozo un estudio de caracterización del mismo. En ausencia de otros procedimientos se puede seguir el que se especifica en el anexo I.

20.4.8 Cableado

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

20.4.9 Protecciones y puesta a tierra

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor interruptor automático u otro elemento que cumpla con esta función.

20.5 Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas del lugar del usuario de la instalación, para facilitar su correcta interpretación.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán, como mínimo, las siguientes:

Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.

Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además, se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Entrega de la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.

No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

20.6 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

20.6.1 Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años.

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

20.6.2 Programa de mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados

y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.

- El análisis y presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.

- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

20.7 Garantías

20.7.1 Ámbito general de la garantía:

Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

20.7.2 Plazos:

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

20.7.3 Condiciones económicas:

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

20.7.4 Anulación de la garantía:

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en las condiciones del último punto del apartado.

20.7.5 Lugar y tiempo de la prestación:

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales



ANEXO I

DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

20.8 Estimación del consumo diario de energía

20.9 Generalidades

La estimación correcta de la energía consumida por el sistema fotovoltaico sólo es sencilla en aquellas aplicaciones en las que se conocen exactamente las características de la carga (por ejemplo, sistemas de telecomunicación). Sin embargo, en otras aplicaciones, como puede ser la electrificación de viviendas, la tarea no resulta fácil pues intervienen multitud de factores que afectan al consumo final de electricidad: tamaño y composición de las familias (edad, formación, etc.), hábitos de los usuarios, capacidad para administrar la energía disponible, etc.

El objeto de este apartado es estimar la energía media diaria consumida por el sistema, E_D (Wh/día).

El cálculo de la energía consumida incluirá las pérdidas diarias de energía causadas por el autoconsumo de los equipos (regulador, inversor, etc.). 1.4 El consumo de energía de las cargas incluirá el servicio de energía eléctrica ofrecido al usuario para distintas aplicaciones (iluminación, TV, frigorífico, bombeo de agua, etc.). 1.5 Para propósitos de dimensionado del acumulador, se calculará el consumo medio diario en Ah/día, L_D , como:

$$(116). \quad L_D \left(\frac{Ah}{día} \right) = \frac{E_D \left(\frac{Wh}{día} \right)}{V_{NOM}(V)}$$

Donde V_{NOM} (V) es la tensión nominal del acumulador.

Los parámetros requeridos en la Memoria de Solicitud para una aplicación destinada al bombeo de agua serán calculados por el instalador usando los métodos y herramientas que estime oportunos. En su defecto, el apartado 2 describe un procedimiento aproximado de cálculo que permite considerar las características dinámicas del pozo.

20.10 Bombeo de agua

20.11 Definiciones

20.11.1 Altura de fricción H_f (m)

Contribución equivalente en altura de las pérdidas por fricción en las tuberías para un caudal determinado.

20.11.2 Altura del depósito H_D (m)

Altura entre el depósito de agua y el suelo.

20.11.3 Altura total equivalente H_{TE} (m)

Altura fija (constante ficticia) a la que se habría tenido que bombear el volumen diario de agua requerido. Cantidad de agua que debe ser bombeada diariamente por el sistema fotovoltaico.

20.11.4 Volumen diario de agua requerido Q_D ($\frac{m^3}{día}$)

Cantidad de agua que debe ser bombeada diariamente por el sistema fotovoltaico

20.11.5 Caudal medio o aparente Q_{AP} ($\frac{m^3}{h}$)

Valor medio del volumen diario de agua requerido $Q_{AP} = Q_D / 24$

20.11.6 Eficiencia de la motobomba η_{MB}

Cociente entre la energía hidráulica y la energía eléctrica consumida por la motobomba.

20.11.7 Energía eléctrica consumida por la motobomba E_{MB} (Wh/día).

20.11.8 Energía hidráulica E_H (Wh/día).

Energía necesaria para bombear el volumen diario de agua requerido.

20.11.9 Prueba de bombeo

Experimento que permite determinar el descenso de nivel de agua de un pozo al extraer un determinado caudal de prueba. Mediante este ensayo de bombeo se caracteriza el pozo con la medida de tres parámetros:

- Nivel estático del agua: H_{ST} (m).

Distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel del agua antes de la prueba de bombeo.

- Nivel dinámico del agua: H_{DT} (m).

Distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel final del agua después de la prueba de bombeo.

- Caudal de prueba: Q_T (m³/ h).

Caudal de agua extraído durante la prueba de bombeo.

20.12 Cálculo de la energía eléctrica requerida por la motobomba

Se estimará la energía eléctrica consumida por la motobomba como:

$$(117). \quad E_{MB}(Wh/día) = \frac{E_H(Wh/día)}{\eta_{MB}} = \frac{2,725 \cdot Q_d(m^3/día) \cdot H_{TE}(m)}{\eta_{MB}}$$

Para sistemas de bombeo de corriente alterna, la eficiencia de la motobomba es un parámetro que suele estar incluido en el rendimiento del conjunto inversor-motobomba. Habitualmente, el fabricante proporciona herramientas gráficas para el cálculo del rendimiento global del sistema, incluyendo el propio generador fotovoltaico. Por defecto, puede utilizarse un rendimiento típico $R_{MB} = 0,4$ para bombas superiores a 500 W.

La altura equivalente de bombeo, H_{TE} , es un parámetro ficticio que incluye las características físicas del pozo y del depósito, las pérdidas por fricción en las tuberías (contribución equivalente en altura) y la variación del nivel dinámico del agua durante el bombeo. Para su cálculo puede utilizarse la fórmula siguiente:

$$(118). \quad H_{TE} = H_D + H_{ST} + \left(\frac{H_{DT} - H_{ST}}{Q_T} \right) \cdot Q_{AP} + H_f$$

20.13 Dimensionado del sistema

20.14 Generalidades

El objeto de este apartado es evaluar el dimensionado del generador fotovoltaico llevado a cabo por el instalador, con independencia de los métodos que el instalador utilice para esta tarea. 1.2 Para ello se le pedirá que indique la eficiencia energética esperada para la instalación.

20.15 Definiciones

20.15.1 Ángulo de inclinación β .

Ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

20.15.2 Ángulo de azimut α .

Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

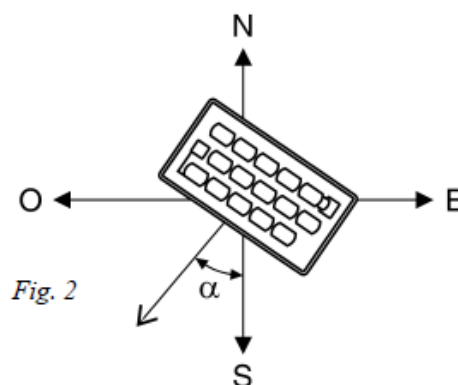
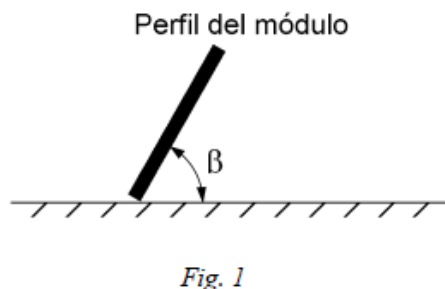


Figura 92. Representación de azimut y elevación.

20.15.3 $G_{dm}(0)$.

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en kWh/ (m² día).

20.15.4 $G_{DM}(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador orientado de forma óptima en $(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$ kWh/ (m² día). Se considera orientación óptima aquella que hace que la energía colectada sea máxima en un período.

20.15.5 Factor de irradiación (FI).

Porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación (α, β) respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas $(\alpha = 0^\circ, \beta_{opt})$. Las pérdidas de radiación respecto a la orientación e inclinación óptimas vienen dadas por $(1 - FI)$.

20.15.6 Factor de sombreado (FS).

Porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Las pérdidas por sombreado vienen dadas por $(1 - FS)$.

20.15.7 Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño, de acuerdo con la ecuación:

$$(119). \quad PR = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp}}$$

$$G_{CEM} = 1 \text{ Kw/m}^2$$

P_{mp} : Potencia pico del generador (kWp)

E_D : Consumo expresado en kWh/día.

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debido a:

- La temperatura.
- El cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética, η_{rb} , de otros elementos en operación como el regulador, batería, etc.
- La eficiencia energética del inversor, η_{inv} .
- Otros.

Valores típicos son, en sistemas con inversor, $PR = 0,7$ y, con inversor y batería, $PR = 0,6$. A efectos de cálculo y por simplicidad, se utilizarán en sistemas con inversor $PR = 0,7$ y con inversor y batería $PR = 0,6$. Si se utilizase otro valor de PR , deberá justificarse el valor elegido desglosando los diferentes factores de pérdidas utilizados para su estimación.

En caso de acoplo directo de cargas al generador (por ejemplo, una bomba), se hará un cálculo justificativo de las pérdidas por desacoplo del punto de máxima potencia.

20.16 Procedimiento

20.17 Período de diseño

Se establecerá un período de diseño para calcular el dimensionado del generador en función de las necesidades de consumo y la radiación. Se indicará cuál es el período para el que se realiza el diseño y los motivos de la elección. Algunos ejemplos son:

- En escenarios de consumo constante a lo largo del año, el criterio de “mes peor” corresponde con el de menor radiación.
- En instalaciones de bombeo, dependiendo de la localidad y disponibilidad de agua, el “mes peor” corresponde a veces con el verano.
- Para maximizar la producción anual, el período de diseño es todo el año.

20.17.1 Orientación e inclinación óptimas. Pérdidas por orientación e inclinación

Se determinará la orientación e inclinación óptimas (α_{opt} , β_{opt}) para el período de diseño elegido. En la tabla III se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación (β) del generador que hace que la colección de energía sea máxima.

Periodo de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi = +10$	20
Julio	$\phi = -20$	10
Anual	$\phi = -10$	20

Figura93. Pérdidas por orientación y sombras.

ϕ = Latitud del lugar en grados.

El diseñador buscará, en la medida de lo posible, orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima en el período de diseño (α_{opt} , β_{opt}). Sin embargo, no será siempre posible orientar e inclinar el generador de forma óptima, ya que pueden influir otros

factores como son la acumulación de suciedad en los módulos, la resistencia al viento, las sombras, etc. Para calcular el factor de irradiación para la orientación e inclinación elegidas se utilizará la expresión aproximada:

$$(120). \quad FI = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4} (\alpha, \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right] \quad \text{Para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$FI = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 \right] \quad \text{Para } \beta \leq 15^\circ$$

Nota: α , β se expresan en grados.

20.17.2 Irradiación sobre el generador

Deberán presentarse los siguientes datos:

1.1.1.1 $G_{dm}(0)$

Obtenida a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Instituto Nacional de Meteorología
- Organismo autonómico oficial

1.1.1.2 $G_{dm}(\alpha, \beta)$

Calculado a partir de la expresión:

$$(121). \quad G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) K FI FS$$

Donde:

$$(122). \quad K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$$

Este parámetro puede obtenerse de la tabla III para el período de diseño elegido.

20.18 Diseño del sistema

El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y cualquier otro factor que quiera considerar, respetando los límites estipulados en el PCT:

- La potencia nominal del generador será, como máximo, un 20 % superior al valor $P_{mp, min}$

para el caso general (ver 4.2.4 de este PTC).

- La autonomía mínima del sistema será de tres días. – Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.

La autonomía del sistema se calculará mediante la expresión:

$$(123). \quad A = \frac{C_{20} PD_{max}}{L_D} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb}$$

Donde:

A = Autonomía del sistema en días

C_{20} = Capacidad del acumulador en Ah (*)

PD_{max} = Profundidad de descarga máxima

η_{inv} = Rendimiento energético del inversor

η_{rb} = Rendimiento energético del acumulador + regulador

L_D = Consumo diario medio de la carga en A

Documento N° 21

Presupuesto



21 Presupuesto

21.1 Preámbulo

El presente documento constituye la parte del proyecto perteneciente a la determinación del coste de la ejecución de la obra.

21.2 Objeto

Tiene por objeto, establecer y justificar todos los datos constructivos que presenta la ejecución de cualquier obra que responda a las características indicadas anteriormente, sin más que aportar en cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo

21.3 Campo de aplicación

Este documento se aplicará al cálculo del presupuesto de ejecución material y mano de obra.

21.4 Presupuesto

21.4.1 Presupuesto parcial

Presupuesto parcial Nº 1. MOVIMIENTO DE TIERRAS

Nº	Ud	Descripción	Medición			Precio	Importe	
1.1	M3	Excavación de zanja para línea subterránea, en terreno de consistencia media.						
			Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		En terreno previsto	1	224	0,4	0,8	71,6800	
							71,6800	71,6800
		Total M3.....:			71,68		8,6600	620,7488
1.2	M3	Rellenado de zanja y apisonado de tierra procedente de excavación.						
			Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		En terreno previsto	1	224	0,4	0,8	71,6800	
							71,6800	71,6800
		Total M3.....:			71,68		8,6600	620,7488
1.3	M3	Excavación para instalación de zapata.						
			Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
		En terreno previsto	1	3,3303	3,3303	3,3303	36,9360	
							36,9360	36,9360
		Total M3.....:			36,93602		8,6600	319,8659

1.4 M2 Desbroce y limpieza de terreno por medios mecánicos, incluida carga y transporte.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En terreno previsto	1	1022	1		1022,0000	
					1022,0000	1022,0000
			Total M3.....:	1022	0,4800	490,5600

Presupuesto parcial Nº 2. MANO DE OBRA

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
2.1	MI	Montado e instalación de estructura de soporte.			

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En terreno previsto	73				73,0000	
					73,0000	73,0000
			Total MI.....:	73	120,0000	8760,0000

2.2 MI Instalación de paneles en estructura soporte. Anclado.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En strings	1022				1022,0000	
					1022,0000	1022,0000
			Total MI.....:	1022	5,0000	5110,0000

2.3 MI Cableado paneles. Conexionado e instalación de línea hasta cuadro de campo.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En strings	73				73,0000	
					73,0000	73,0000
			Total MI.....:	73	5,7500	419,7500

2.4 MI Tendido línea subterránea e instalación de placa de protección.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En terreno previsto	1	224			224,0000	
					224,0000	224,0000
			Total MI.....:	224	1,8482	413,9968

2.5 MI Instalación de bandeja soporte.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En strings	350				350,0000	
					350,0000	350,0000
				Total MI.....:	5,7500	2012,5000

2.6 Ud Instalación de baterías. Transporte hasta la sala. Cableado.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En sala de baterías	362				362,0000	
					362,0000	362,0000
				Total Ud.....:	5,7500	2081,5000

2.7 Ud Instalación de inversor. Transporte hasta la sala. Cableado.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En sala de baterías	2				2,0000	
					2,0000	2,0000
				Total Ud.....:	120,0000	240,0000

2.8 Ud Instalación pica de tierra, con conexión a la estructura y entre ellas.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En terreno previsto	73				73,0000	
					73,0000	73,0000
				Total Ud.....:	5,7500	419,7500

Presupuesto parcial N° 3. Materiales

N°	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
3.1	Ud	Cable XELP 4mm2.			

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En bandeja soporte	1	4046			4046,0000	
					4046,0000	4046,0000
				Total Ud.....:	2,2760	9208,6960

3.2 Ud Cable XELP 16mm2.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En instalación enterrada	1	46			46,0000	
					46,0000	46,0000
				Total Ud.....:	0,6780	31,1880

3.3 Ud Cable XELP 35mm2.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En instalación enterrada	1	38			38,0000	
					38,0000	38,0000
		Total Ud.....:	38		1,1240	42,7120

3.4 Ud Cable XELP 70mm2.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En instalación enterrada	1	46			46,0000	
					46,0000	46,0000
		Total Ud.....:	46		1,8340	84,3640

3.5 Ud Cable XELP 95mm2.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En instalación enterrada	1	12			12,0000	
					12,0000	12,0000
		Total Ud.....:	12		2,0480	24,5760

3.6 Ud Cable XELP 300mm2.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En instalación enterrada	1	754			754,0000	
					754,0000	754,0000
		Total Ud.....:	754		6,2990	4749,4460

3.7 Ud Cable cobre desnudo.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En instalación enterrada	1	73			73,0000	
					73,0000	73,0000
		Total Ud.....:	73		1,1240	82,0520

3.8 Ud Bandeja de alambres.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En strings	350				350,0000	
					350,0000	350,0000
		Total Ud.....:	350		28,3020	9905,7000

3.9 Ud Cuadro de campo o combiner.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En strings	9				9,0000	
					9,0000	9,0000
				9	16,7820	151,0380

3.10 Ud Porta fusible E92 32 PV.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En cuadro de campo	73				73,0000	
					73,0000	73,0000
				73	1,2000	87,6000

3.11 Ud Fusible E9F PV 10,3 x 38 mm, gPV.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En cuadro de campo	73				73,0000	
					73,0000	73,0000
				73	0,7000	51,1000

3.12 Ud Protector sobre tensiones OVR PV 40 1000 P TS.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En cuadro de campo	9				9,0000	
					9,0000	9,0000
				9	110,5600	995,0400

3.13 Ud Interruptor seccionador OTDC PV 100ª.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En cuadro de campo	9				9,0000	
					9,0000	9,0000
				9	235,4600	2119,1400

3.14 Ud Peine 16mm2.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En cuadro de campo	9				9,0000	
					9,0000	9,0000
				9	3,4500	31,0500

3.15 Ud Tubo de acero 25mm.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En cuadro de campo	4				4,0000	
					4,0000	4,0000
	Total Ud.....:			4	3,2400	12,9600

3.16 Ud Tubo de acero 32mm.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En cuadro de campo	4				4,0000	
					4,0000	4,0000
	Total Ud.....:			4	4,2400	16,9600

3.17 Ud Tubo de acero 40mm.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En cuadro de campo	4				4,0000	
					4,0000	4,0000
	Total Ud.....:			4	6,2400	24,9600

3.18 Ud Tubo de acero 50mm.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En cuadro de campo	4				4,0000	
					4,0000	4,0000
	Total Ud.....:			4	7,2400	28,9600

3.19 Ud Tubo de acero 75mm.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En cuadro de campo	4				4,0000	
					4,0000	4,0000
	Total Ud.....:			4	8,2400	32,9600

3.20 Ud Embarrado de campo 300mm2.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En cuadro de campo	9				9,0000	
					9,0000	9,0000
	Total Ud.....:			9	5,0000	45,0000

3.21 Ud Estructura soporte.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En terreno previsto	73				73,0000	
					73,0000	73,0000
				Total Ud.....:	73	700,0000
						51100,0000

3.22 Ud Panel fotovoltaico CSUN 325-72P.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En estructura soporte	1022				1022,0000	
					1022,0000	1022,0000
				Total Ud.....:	1022	153,3675
						156741,5850

3.23 Ud Inversor Zigor Solar HI3C 250.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En sala de baterías	2				2,0000	
					2,0000	2,0000
				Total Ud.....:	2	40000,0000
						80000,0000

3.24 Ud Acumulador estacionario 2V 24 RES OPzV 2120.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En sala de baterías	362				362,0000	
					362,0000	362,0000
				Total Ud.....:	362	413,3300
						149625,4600

3.25 Ud Panel de acero final de sector.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En estructura soporte	18				18,0000	
					18,0000	18,0000
				Total Ud.....:	18	20,0000
						360,0000

3.26 Ud Pica de tierra.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En terreno previsto	73				73,0000	
					73,0000	73,0000
				Total Ud.....:	73	9,0800
						662,8400

3.27 Ud Brida pica tierra.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En terreno previsto	73				73,0000	
					73,0000	73,0000
	Total Ud.....:			73	1,2800	93,4400

3.28 Ud Puente comprobación de tierra.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En cuadro de campo	73				73,0000	
					73,0000	73,0000
	Total Ud.....:			73	17,4200	1271,6600

3.29 Ud Pequeño material.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En terreno previsto	1				1,0000	
					1,0000	1,0000
	Total Ud.....:			1	100,0000	100,0000

3.30 Ud Transporte de material, incluido paneles, estructura, baterías y pequeño material.

	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Parcial	Subtotal
En terreno previsto	1				1,0000	
					1,0000	1,0000
	Total Ud.....:			1	3000,0000	3000,0000

Total

Total.....: 492189,9073

El presupuesto de ejecución de la obra asciende a un total de cuatrocientos noventa y dos mil ciento ochenta y nueve euros con noventa y un céntimos.

Documento N° 22
Retorno de la inversión



22 Retorno de la inversión

22.1 Preámbulo

El presente documento constituye la parte del proyecto perteneciente a la determinación de la viabilidad económica del proyecto.

22.2 Objeto

Tiene por objeto, establecer y justificar todos los datos constructivos que presenta la ejecución de cualquier obra que responda a las características indicadas anteriormente, sin más que aportar en cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo

22.3 Campo de aplicación

Este documento se aplicará a la determinación del tiempo de retorno de la inversión.

22.4 Análisis

22.4.1 Precio actual del Kwh generado

- El precio medio del gasoil suministrado para el OAJ durante el último año ha sido de **0,55 €/litro**. A efectos de cálculo tomaremos este precio de referencia.
- El consumo de combustible durante el último año ha sido **134.000 litros**.

Supondremos que las condiciones de consumo se mantienen constantes durante todo el periodo de estudio.

22.4.2 Coste de la ejecución de la obra

El coste de la ejecución de la obra es de **492189,9073 €**

22.4.3 Tiempo de amortización de la inversión

A continuación, se muestra un gráfico con el tiempo en años necesario para recuperar la inversión inicial. No se consideran a efectos de cálculo el aumento del tiempo de retorno por intereses, ya que es una instalación perteneciente al Ministerio de Ciencia y Tecnología.

Retorno de la inversión

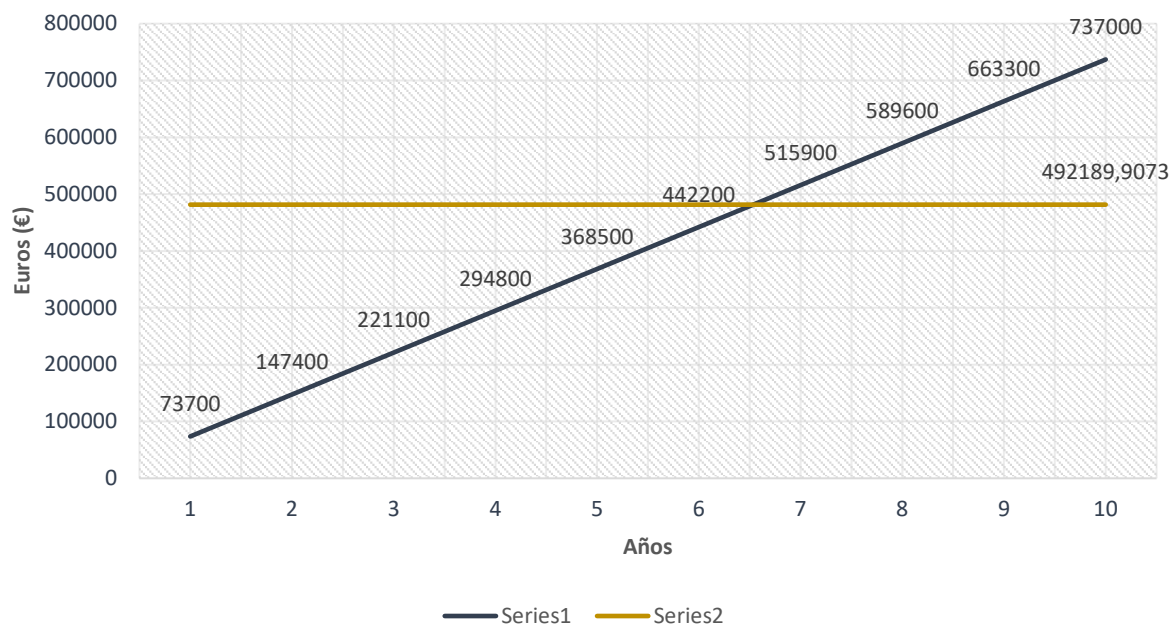


Figura94. Tiempo de amortización de la obra.

Como se puede apreciar, el tiempo de amortización de la obra es de **6,5 años**.

Nota: No se ha tenido en cuenta el coste de compra de los grupos electrógenos ya que estos pertenecían ya a la instalación primitiva, de haberlos incluido en el estudio, el tiempo de amortización habría sido mayor.

Si tenemos en cuenta la sustitución de baterías el periodo de retorno se incrementa. No se han tenido en cuenta intereses de tipo préstamo por pertenecer la instalación a un organismo del estado con capacidad suficiente para hacer frente a la totalidad de la inversión.

A continuación se muestra el periodo de retorno para un horizonte de 25 años y en el cual existe la necesidad de sustituir las baterías cada siete años, siendo este tiempo su vida útil.

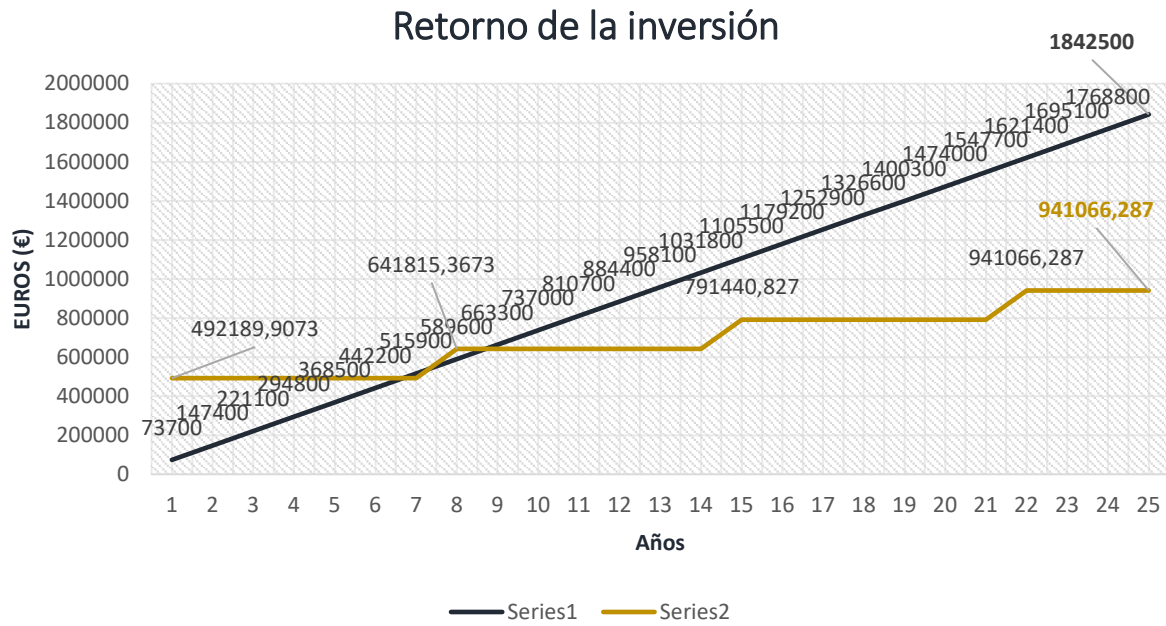


Figura95. Retorno de la inversión con sustitución de acumuladores.



Documento N° 23

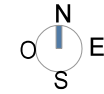
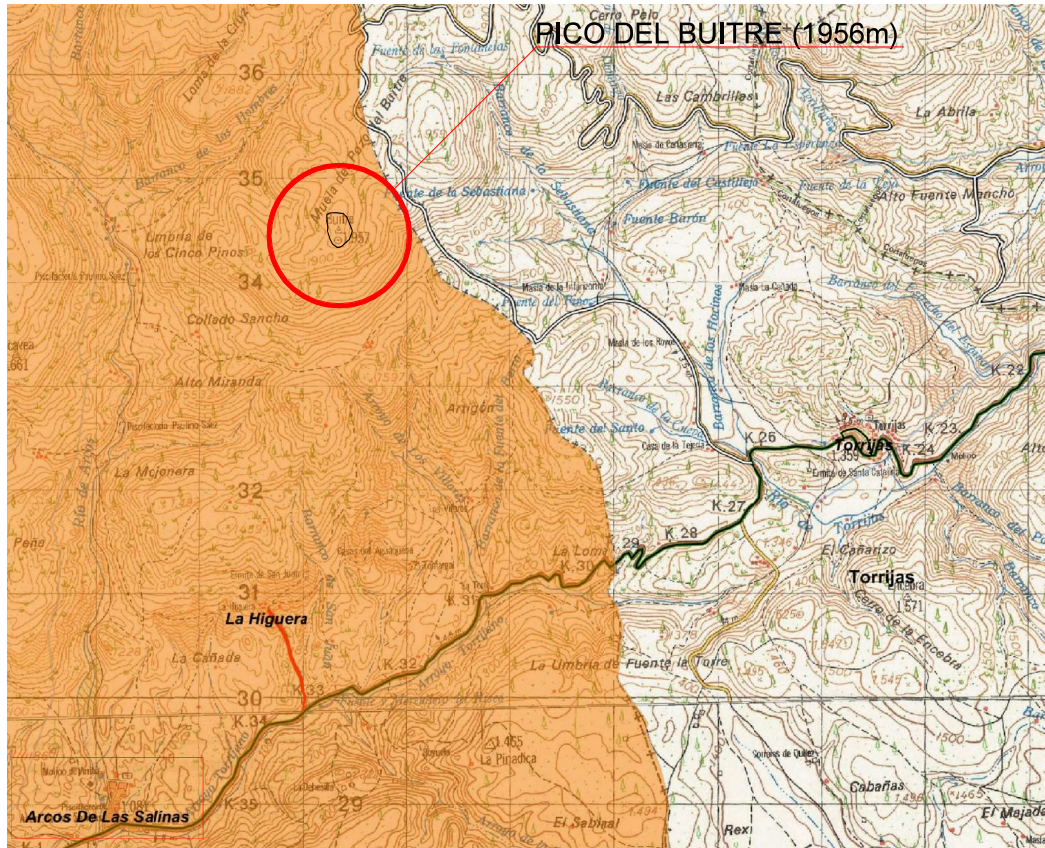
Planos



23 Planos

23.1 Anexo I. Ubicación





Promotor
**CENTRO DE ESTUDIOS DE FÍSICA
 DEL COSMOS DE ARAGÓN [ceFca]**



Arquitecto: *bernard letrón*



PROYECTO DE EJECUCIÓN - FASE A2.1
OBSERVATORIO ASTROFÍSICO DE JAVALAMBRE
 Obra civil

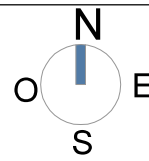
El Pico del Buitre, ARCOS DE LAS SALINAS, Teruel

PLANO SITUACIÓN

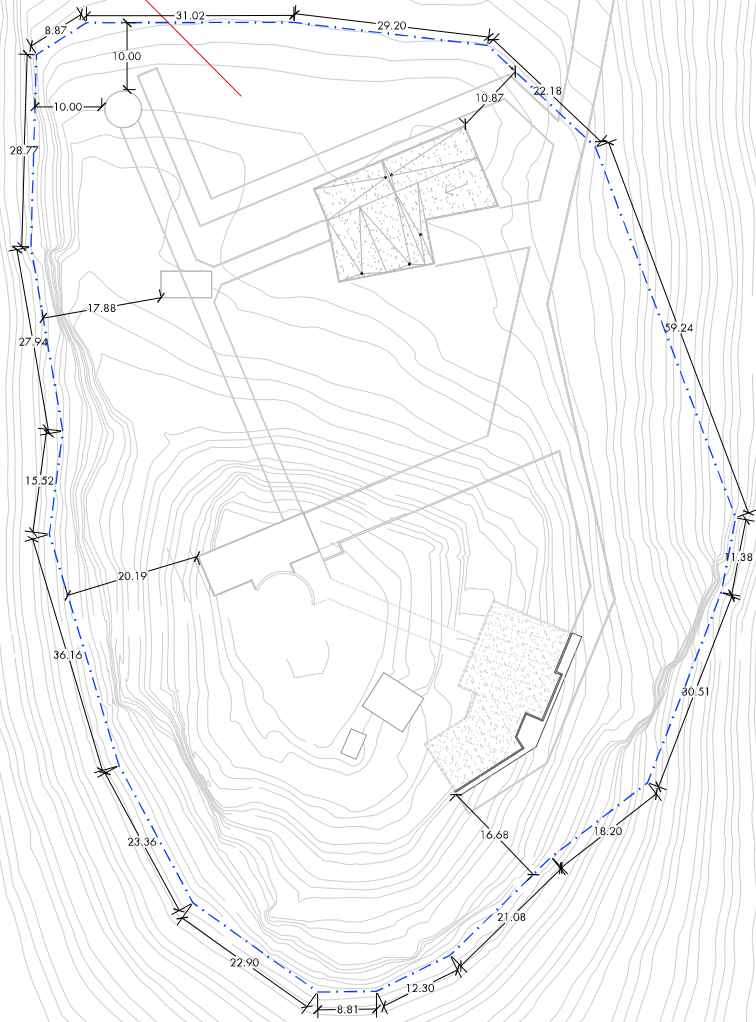
E1/35.000

Septiembre 2010

01.01



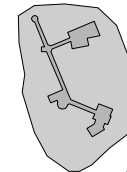
SUPERFICIE = 11586.30m²



Promotor
**CENTRO DE ESTUDIOS DE FÍSICA
DEL COSMOS DE ARAGÓN [ceFca]**



Arquitecto: bernard lentzen



PROYECTO DE EJECUCIÓN - FASE A2.1
OBSERVATORIO ASTROFÍSICO DE JAVALAMBRE
Obra civil

El Pico del Buitre, ARCOS DE LAS SALINAS, Teruel

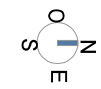
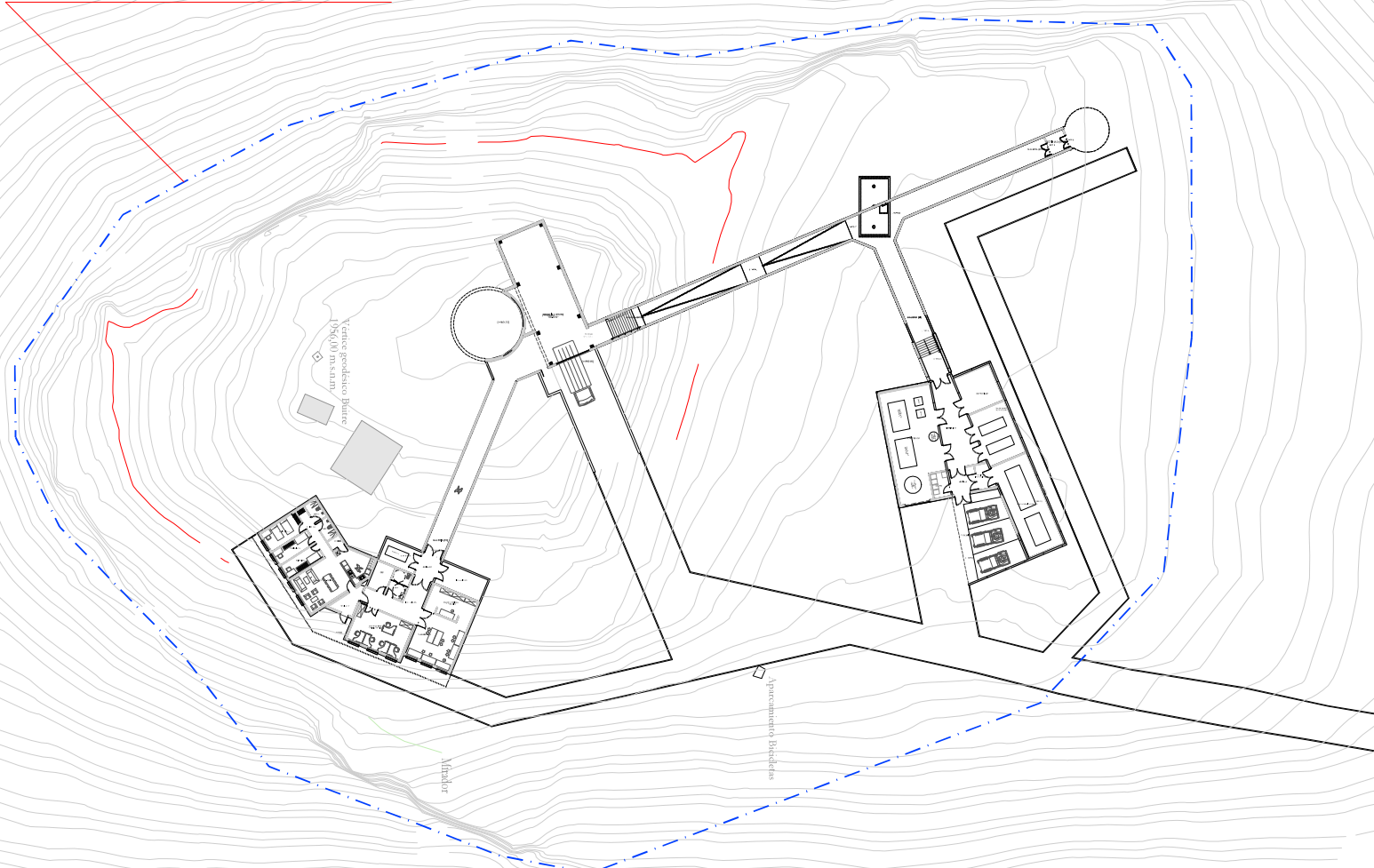
PLANO DE EMPLAZAMIENTO

E1/800

Septiembre 2010

01.02

SUPERFICIE = 11586.30m²



LITE-DAJ
AMOS
TORRESCAMARA

Promotor:
**CENTRO DE ESTUDIOS DE FÍSICA
DEL COSMOS DE ARAGÓN (cefa)**

Arquitecto: **Ismael Izquierdo**

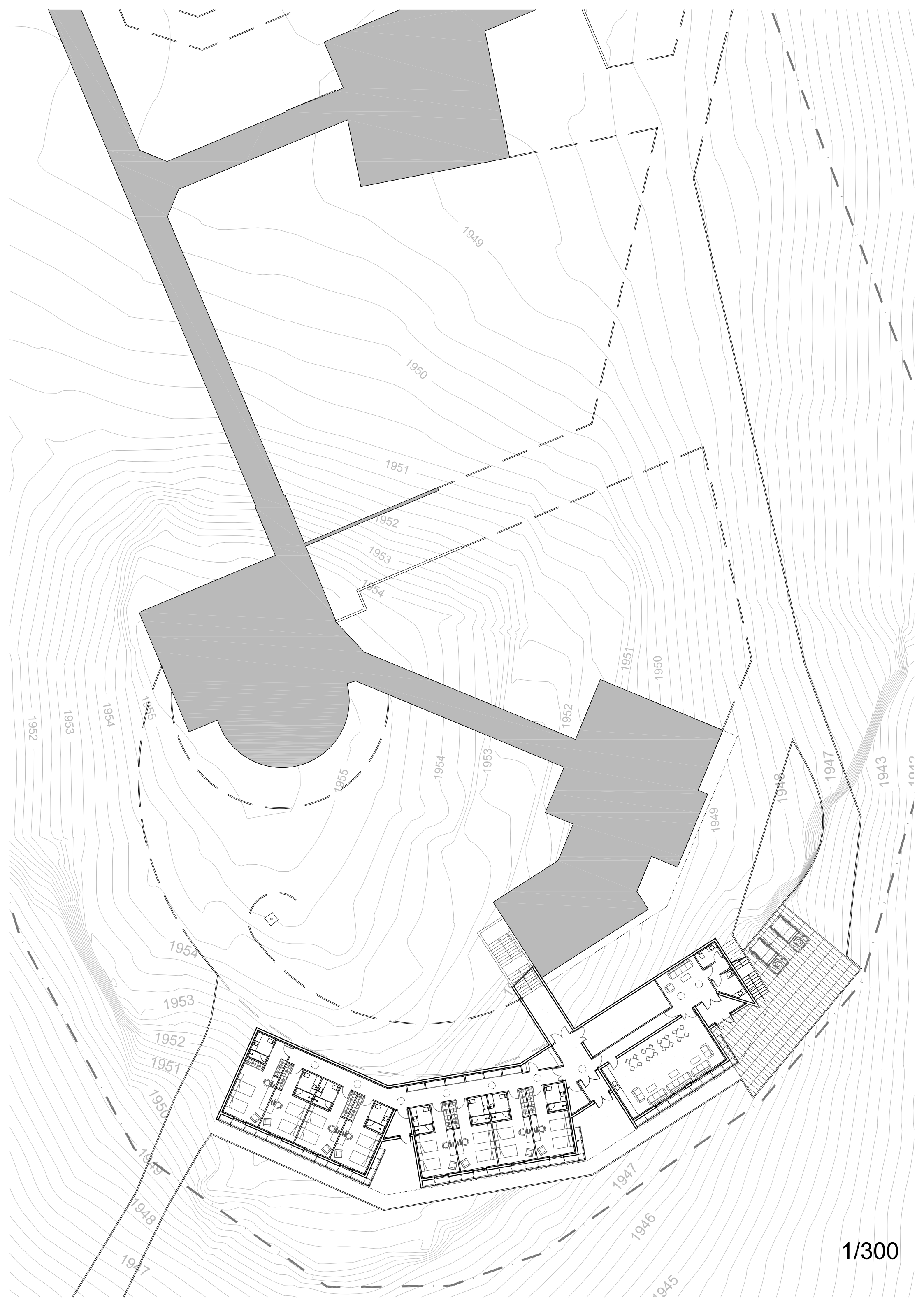
PROYECTO DE EJECUCIÓN - FASE A2.1
OBSERVATORIO ASTROFÍSICO DE JAVALAMBRE
Obras civiles

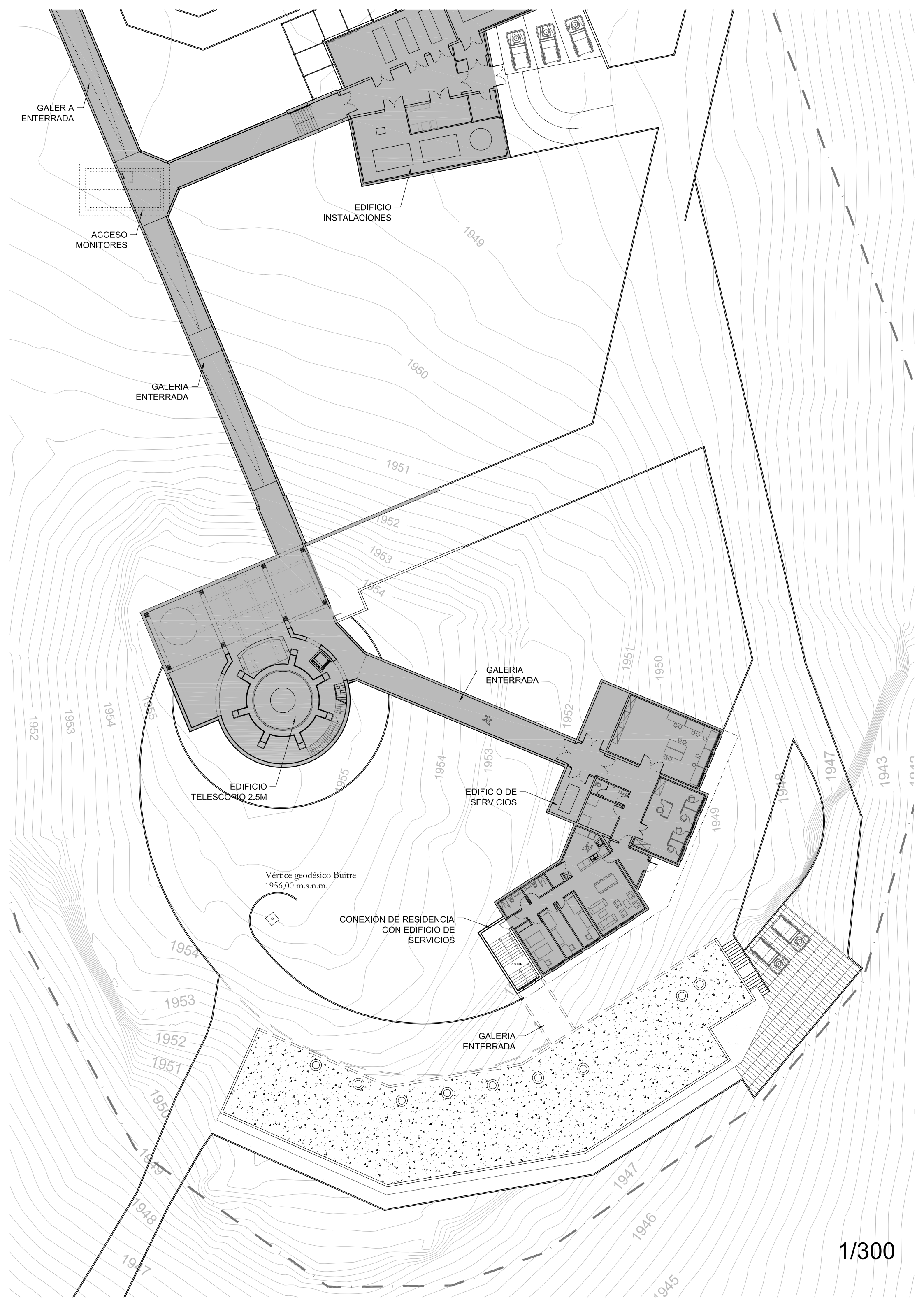
El Pico del Sultre, ARCOS DE LAS SAUNAS, Teruel

PLANTA DISTRIBUCIÓN Y MOBILIARIO
Planta General + Galerías

E1/300 Septiembre 2010

02.01





GALERIA ENTERRADA

EDIFICIO INSTALACIONES

ACCESO MONITORES

GALERIA ENTERRADA

EDIFICIO TELESCOPIO 2.5M

GALERIA ENTERRADA

EDIFICIO DE SERVICIOS

CONEXIÓN DE RESIDENCIA CON EDIFICIO DE SERVICIOS

GALERIA ENTERRADA

Vértice geodésico Buitre
1956,00 m.s.n.m.



1949

GALERIA
31.87 m²

CUARTO
INST. 1
27.42 m²

ASEO COMÚN
3.53 m²

DISTRIBUIDOR 1
2.74 m²

HALL
18.38 m²

ASEO MOV. RED.
5.23 m²

VESTIBULO
CORTAVIENTOS 1
7.30 m²

PORCHE 1

PASILLO 1
10.04 m²

OFFICE
5.10 m²

DISTRIBUIDOR
11.72 m²

SALA DE ESTAR
60.50 m²

VESTIBULO
CORTAVIENTOS 2
5.12 m²

PORCHE 2

ARMARÍA
ALMACÉN
6.69 m²

CUARTO
INST. 2
3.73 m²

BAÑO
HAB. TIPO
4.81 m²

ACCESO
HAB. TIPO
2.97 m²

ARMARIO
HAB. TIPO
1.83 m²

DORMITORIO
HAB. TIPO
14.97 m²

HABITACIÓN 1

HABITACIÓN 2

HABITACIÓN 3

HABITACIÓN 4

PORCHE 3

PASILLO 2
41.38 m²

VESTIBULO
CORTAVIENTOS
4.70 m²

HABITACIÓN 5

HABITACIÓN 6

HABITACIÓN 7

HABITACIÓN 8

DORMITORIO
HAB. 8
16.62 m²

ARMARIO
HAB. 8
1.11 m²

ACCESO
HAB. 8
4.53 m²

BAÑO
HAB. 8
4.91 m²

Vértice geodésico Buitre
1956,00 m.s.n.m.

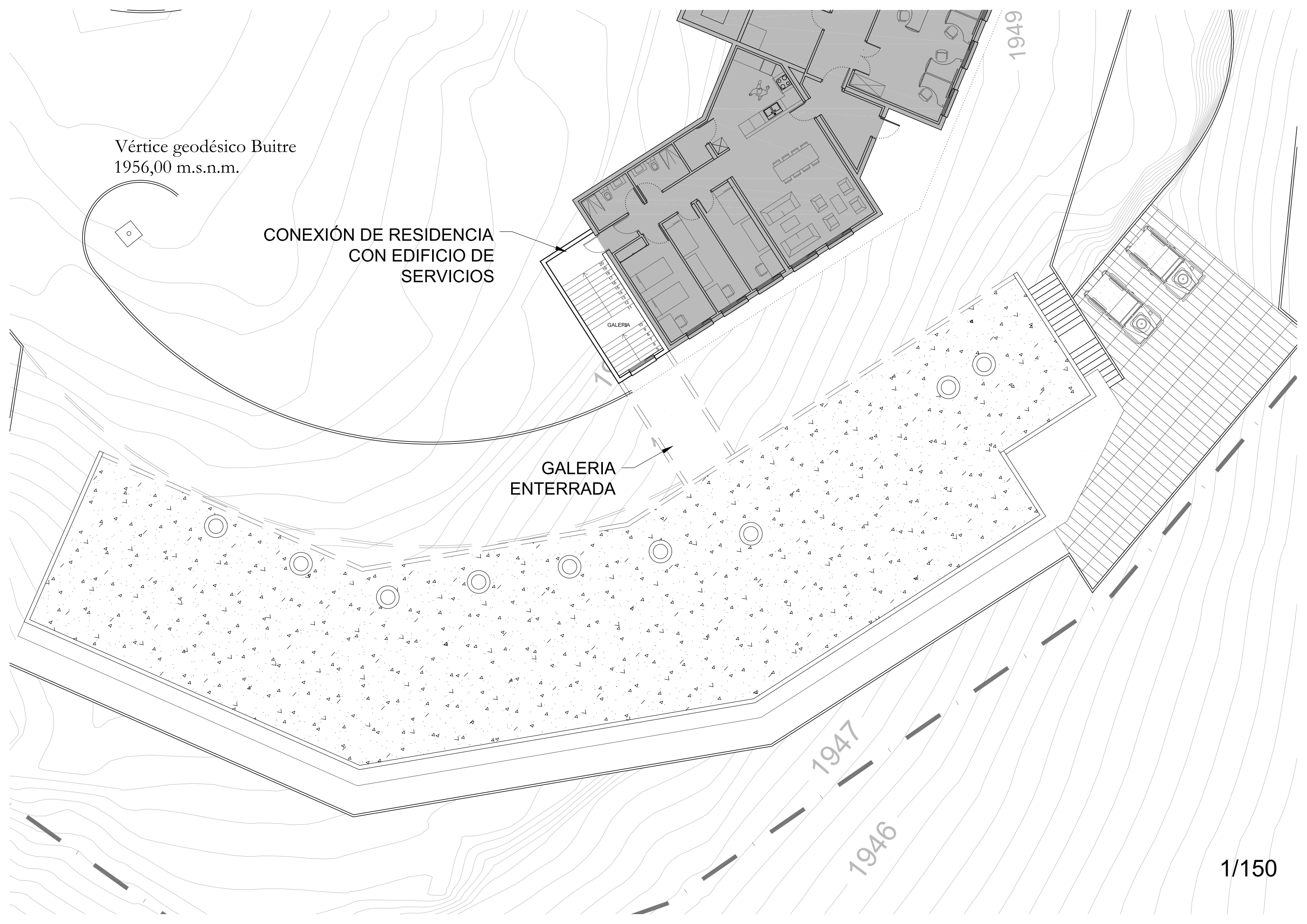
CONEXIÓN DE RESIDENCIA
CON EDIFICIO DE
SERVICIOS

GALERIA
ENTERRADA

1949

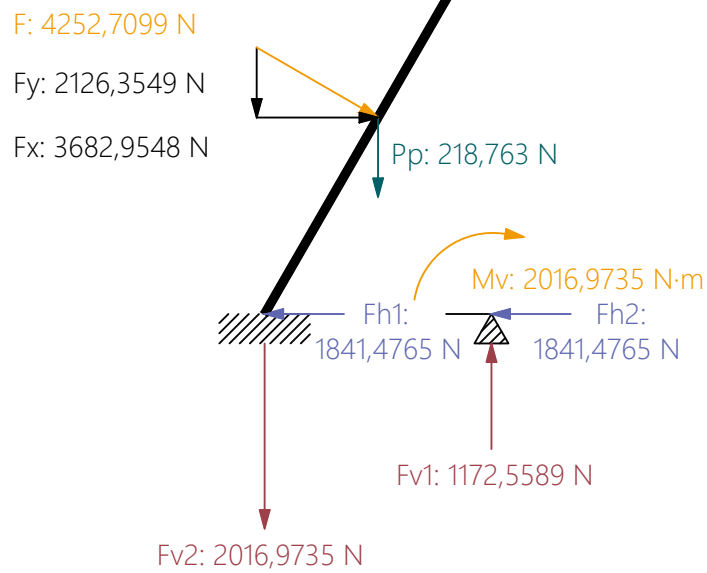
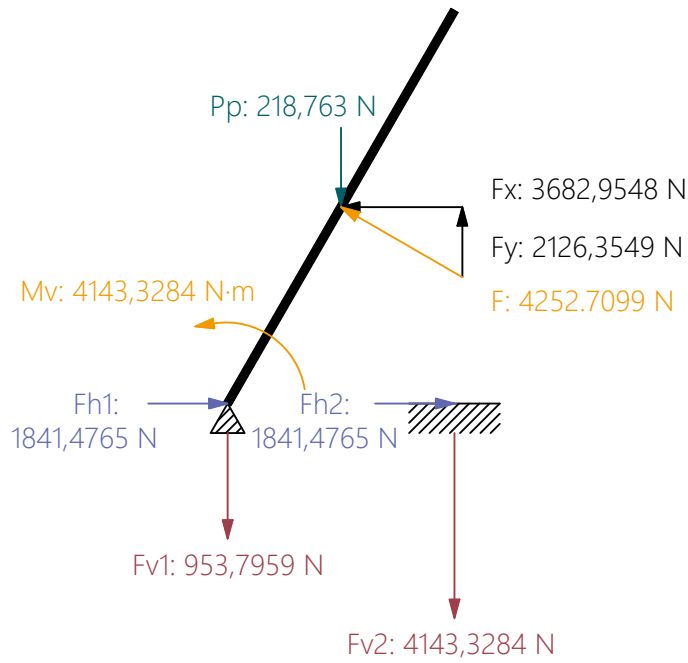
1947

1946

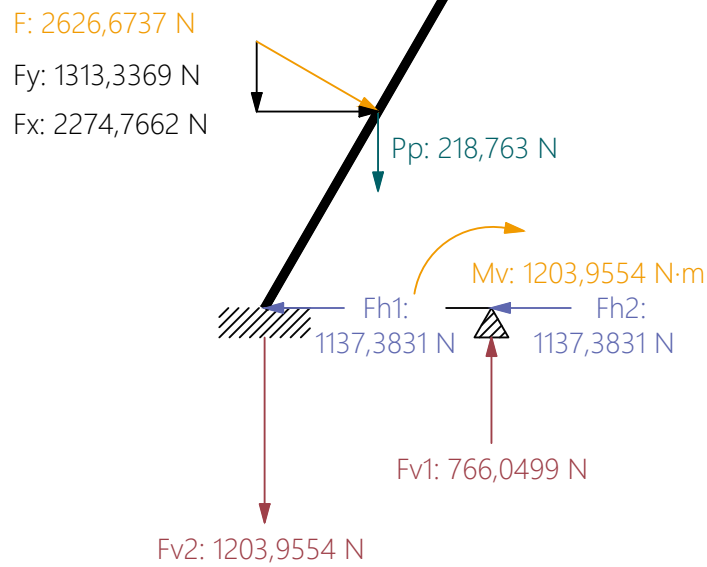
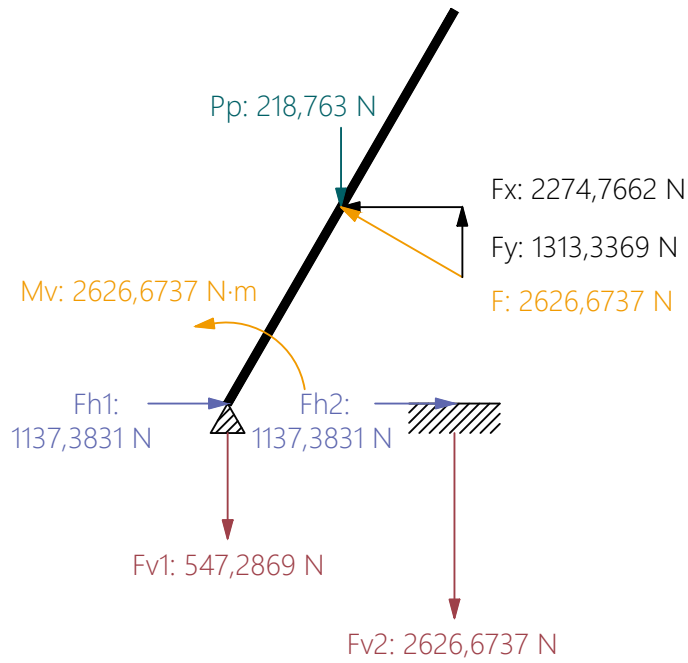


23.2 Anexo II. Diagramas de cargas y cimentaciones



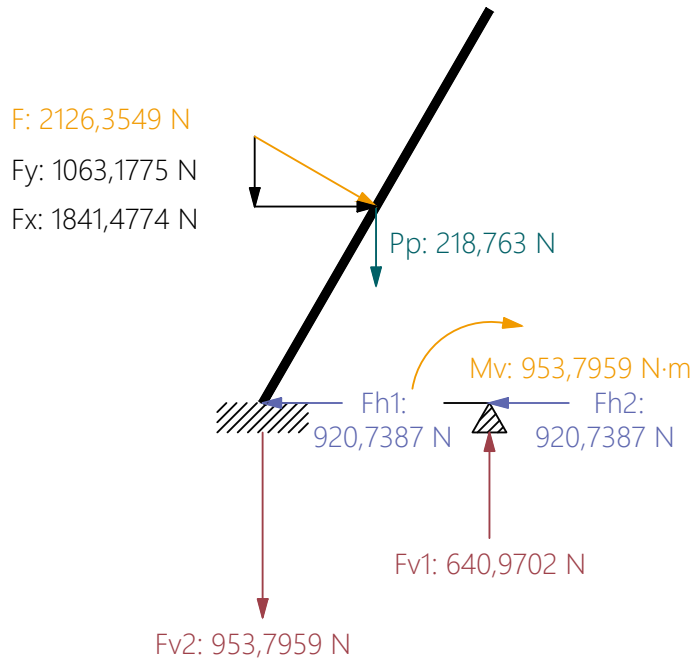
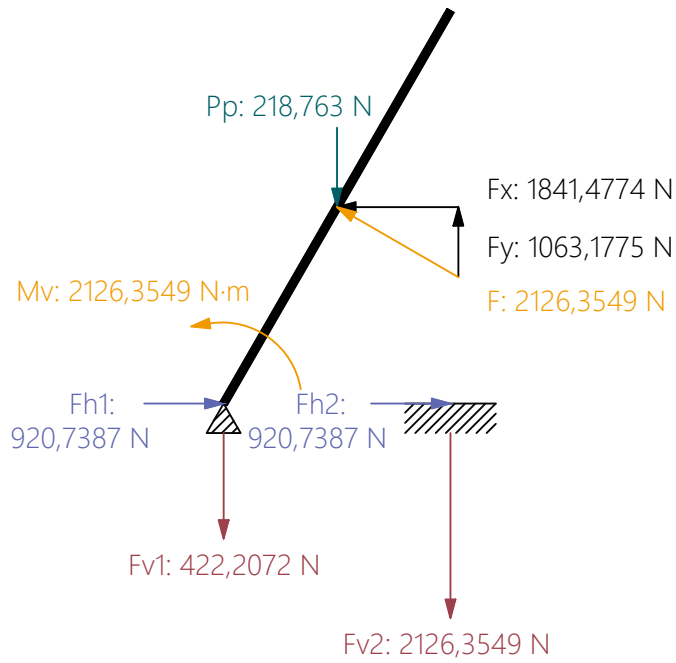


		Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	
ESCALA:	DIAGRAMA DE CARGAS ZONA A		
S.E.			
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: E	



		Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	

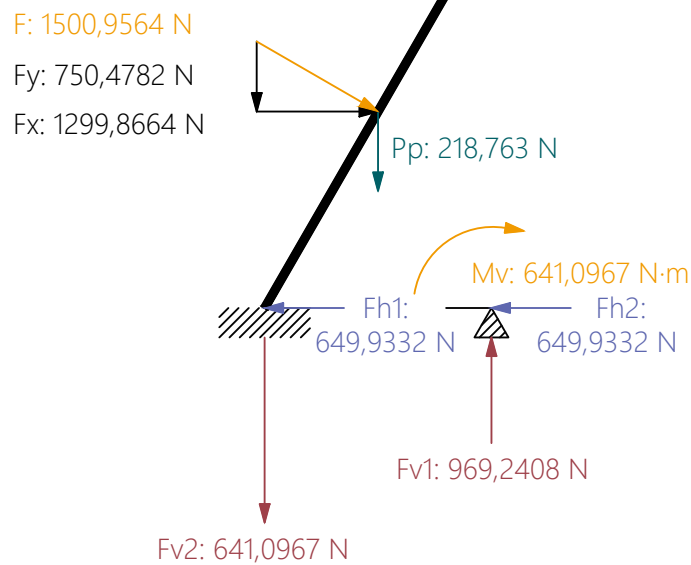
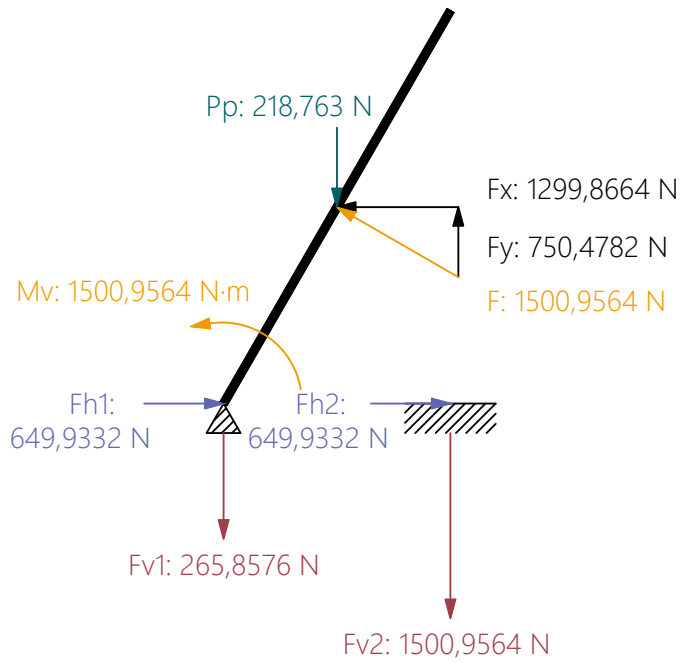
ESCALA: S.E.	DIAGRAMA DE CARGAS ZONA B	
	PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES	Nº Plano: F



		Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	

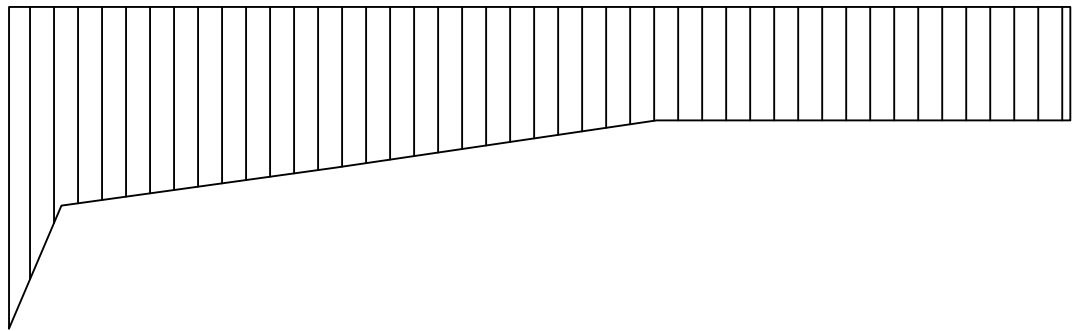
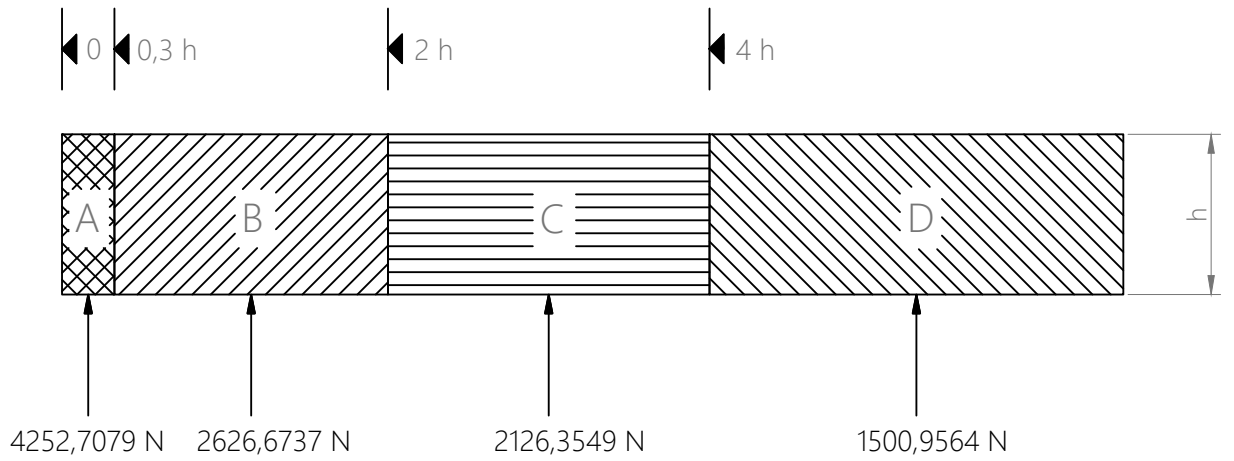
ESCALA: S.E.	DIAGRAMA DE CARGAS ZONA C	
	PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES	Nº Plano: G

DIN-A4



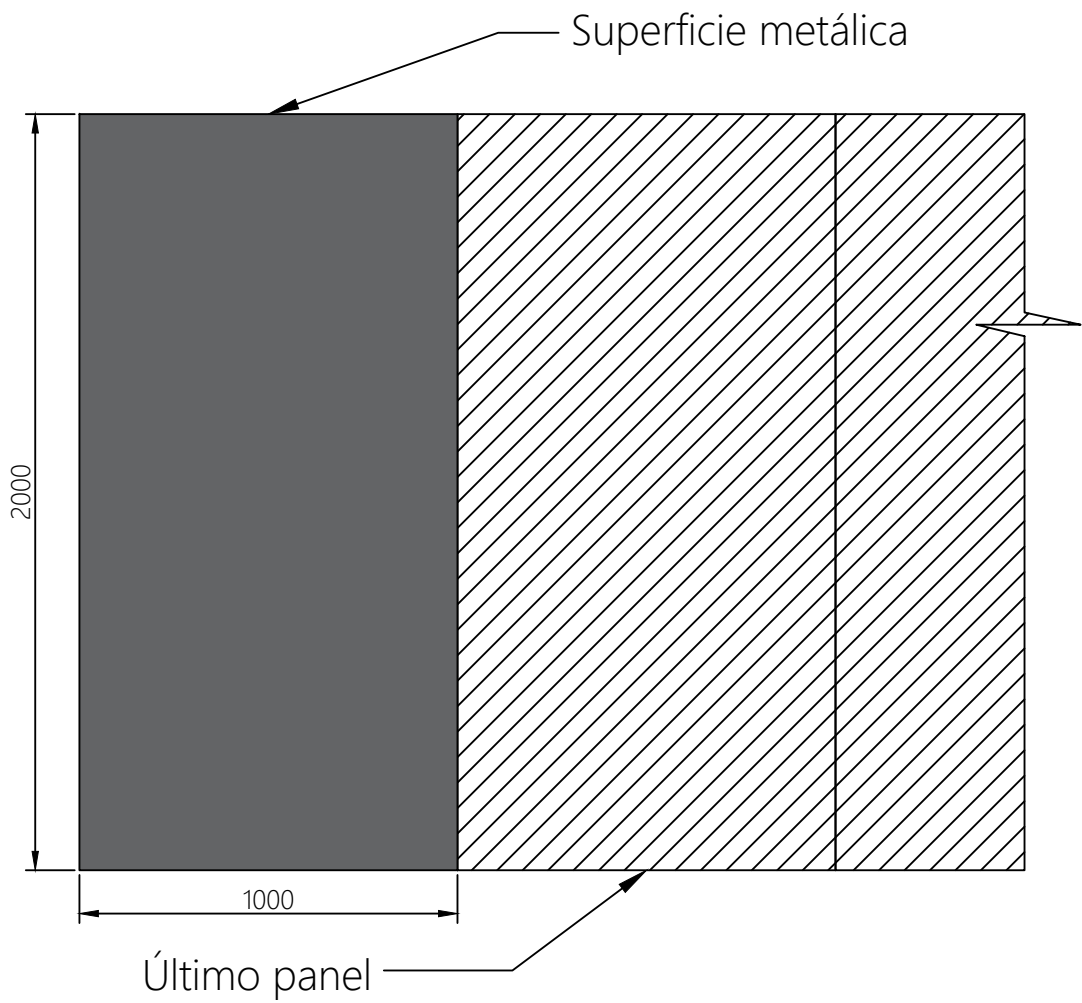
		Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	

ESCALA: S.E.	DIAGRAMA DE CARGAS ZONA D	
	PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES	Nº Plano: H



COTAS EN (mm)

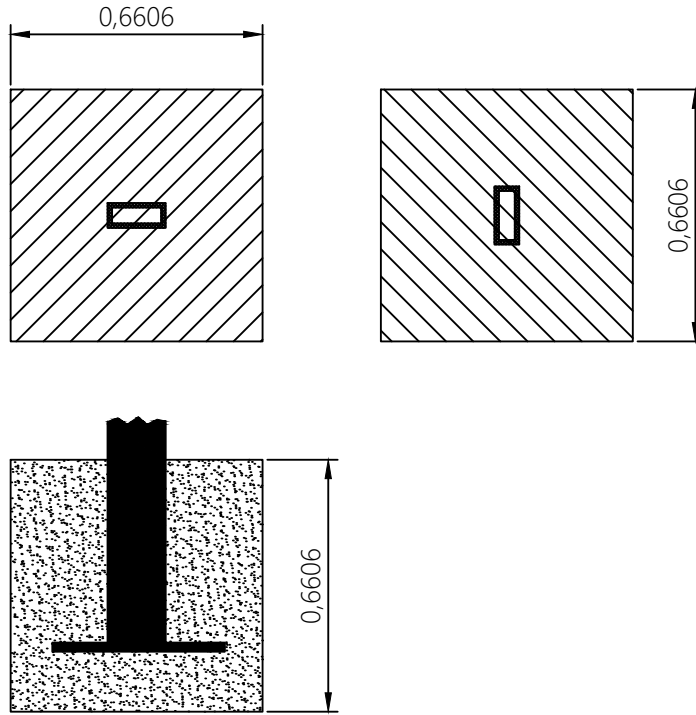
		Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	
ESCALA:	DIAGRAMA CARGAS (Newton/metro lineal)		
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: C	



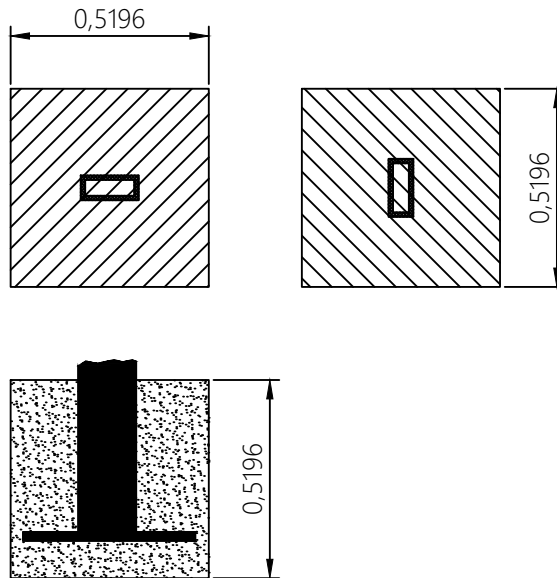
COTAS EN (mm)

		Dibujado:	Fecha:	Nombre:
		Comp.:		J.E.G.
ESCALA:	Terminación línea			
1:20				
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: 0		

ZAPATA MAYOR

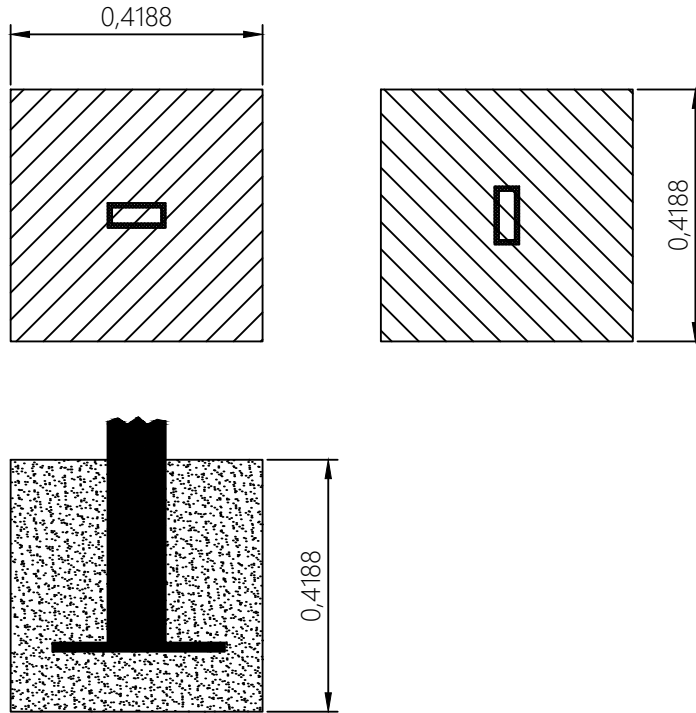


ZAPATA MENOR

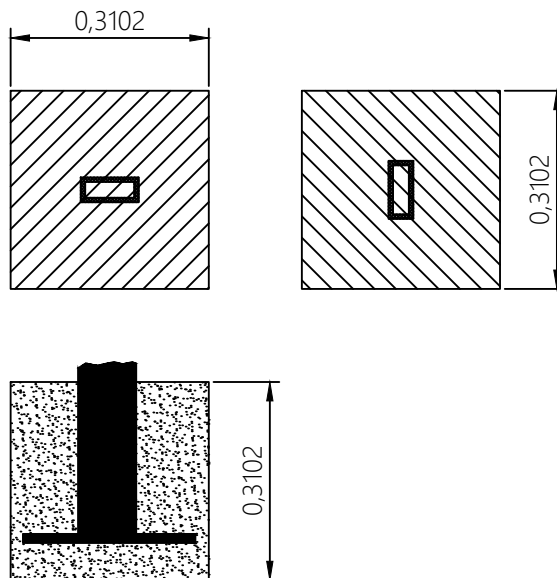


		Dibujado:	Fecha:	Nombre:
		Comp.:		J.E.G.
ESCALA: S.E.	PLANO CIMENTACIÓN ZONA A			
	PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES	Nº Plano: N		

ZAPATA MAYOR

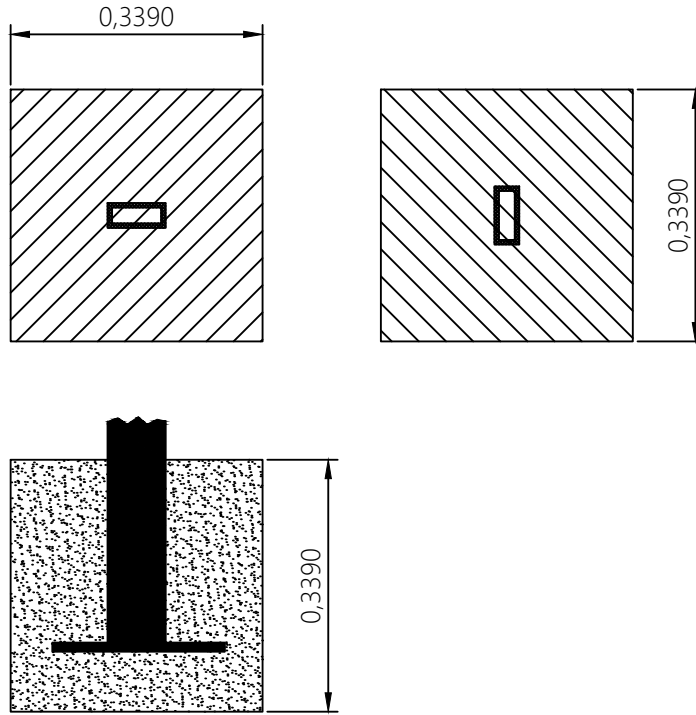


ZAPATA MENOR

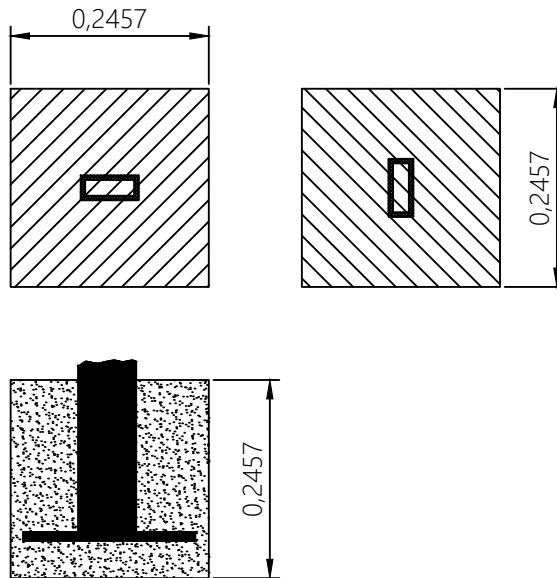


		Dibujado:	Fecha:	Nombre:
		Comp.:		J.E.G.
ESCALA: S.E.	PLANO CIMENTACIÓN ZONA B			
	PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES	Nº Plano: M		

ZAPATA MAYOR

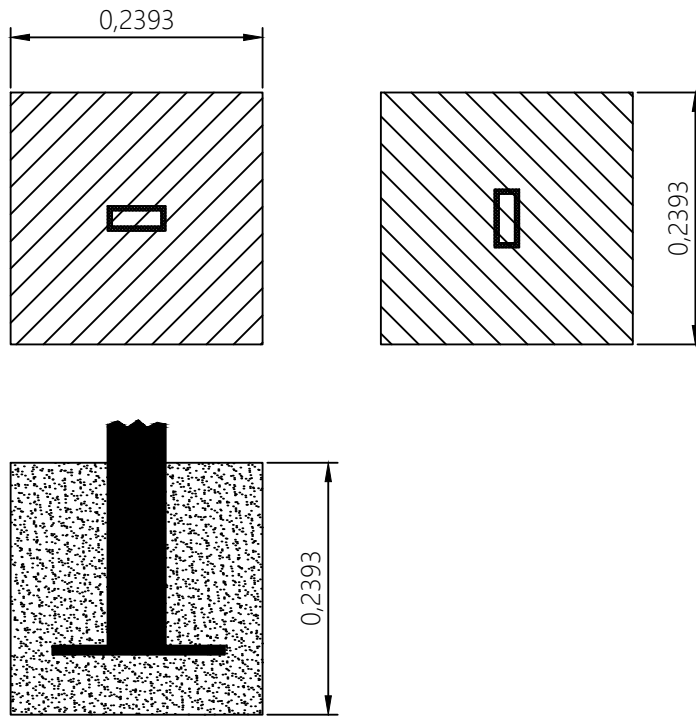


ZAPATA MENOR

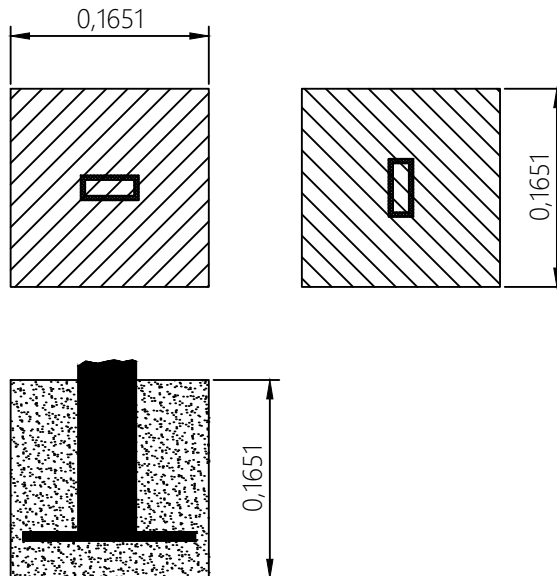


		Dibujado:	Fecha:	Nombre:
		Comp.:		J.E.G.
ESCALA: S.E.	PLANO CIMENTACIÓN ZONA C			
	PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES	Nº Plano: L		

ZAPATA MAYOR



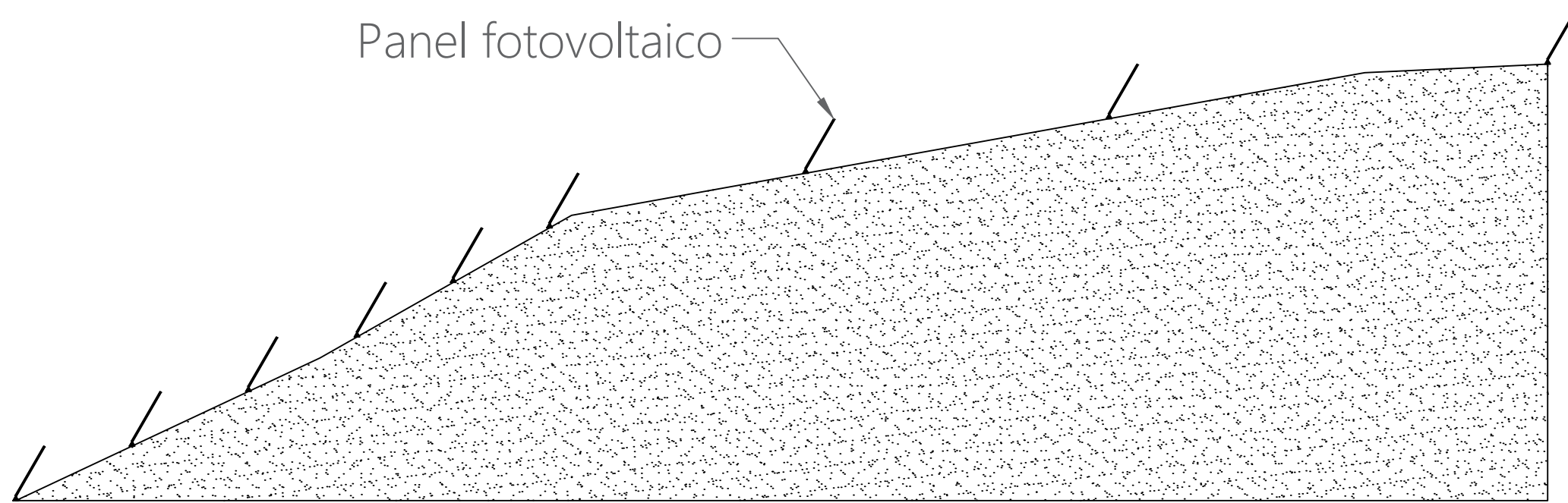
ZAPATA MENOR



		Dibujado:	Fecha:	Nombre:
		Comp.:		J.E.G.
ESCALA: S.E.	PLANO CIMENTACIÓN ZONA D			
	PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES	Nº Plano: K		

23.3 Anexo III. Ubicación paneles y línea subterránea

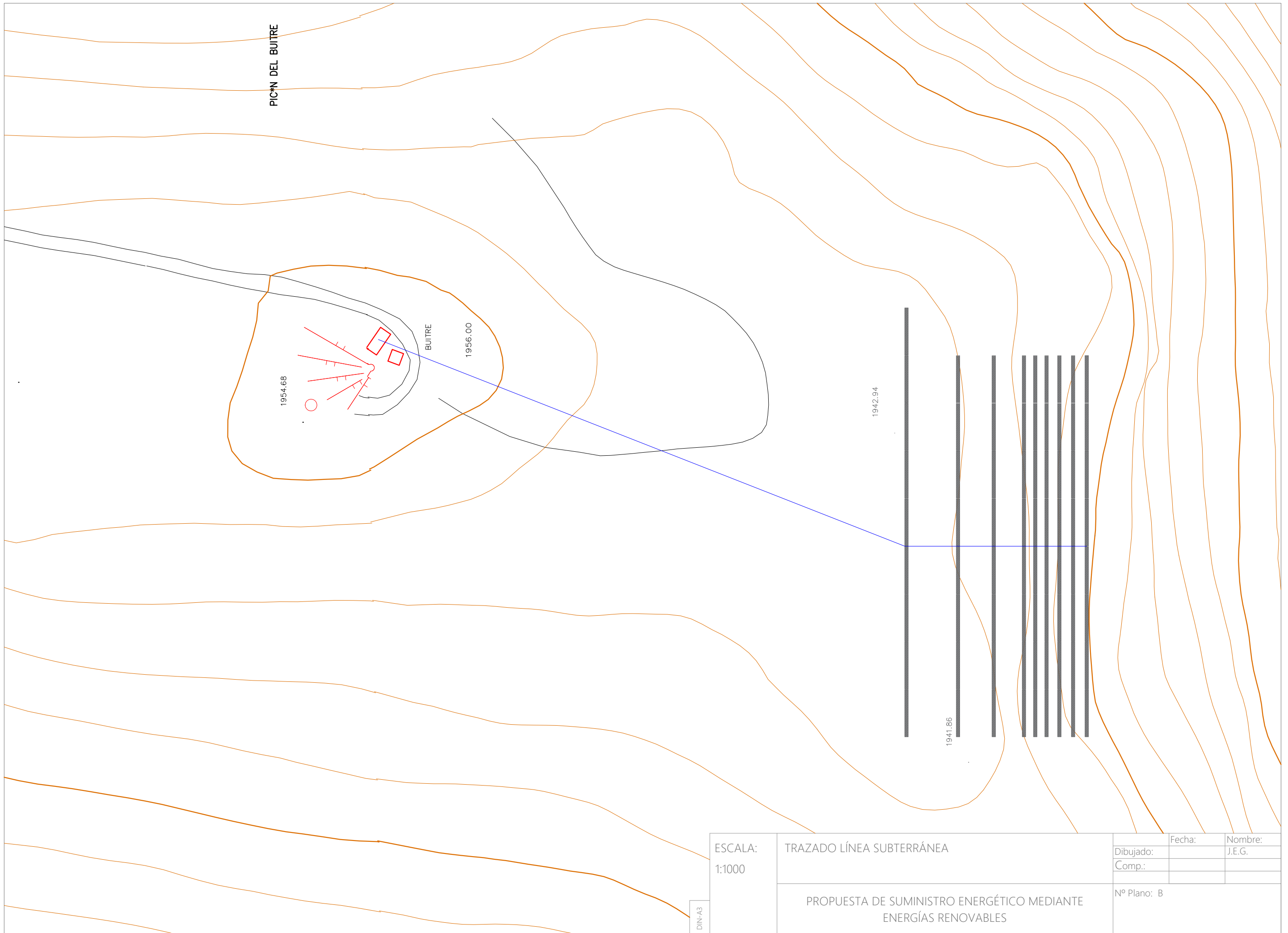




Panel fotovoltaico

ESCALA: 1:200	Sección terreno	Dibujado:	Fecha:	Nombre:
		Comp.:		J.E.G.
		Nº Plano: P		
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES				

DIN-A3



PICÓN DEL BUITRE

1954.68

BUITRE

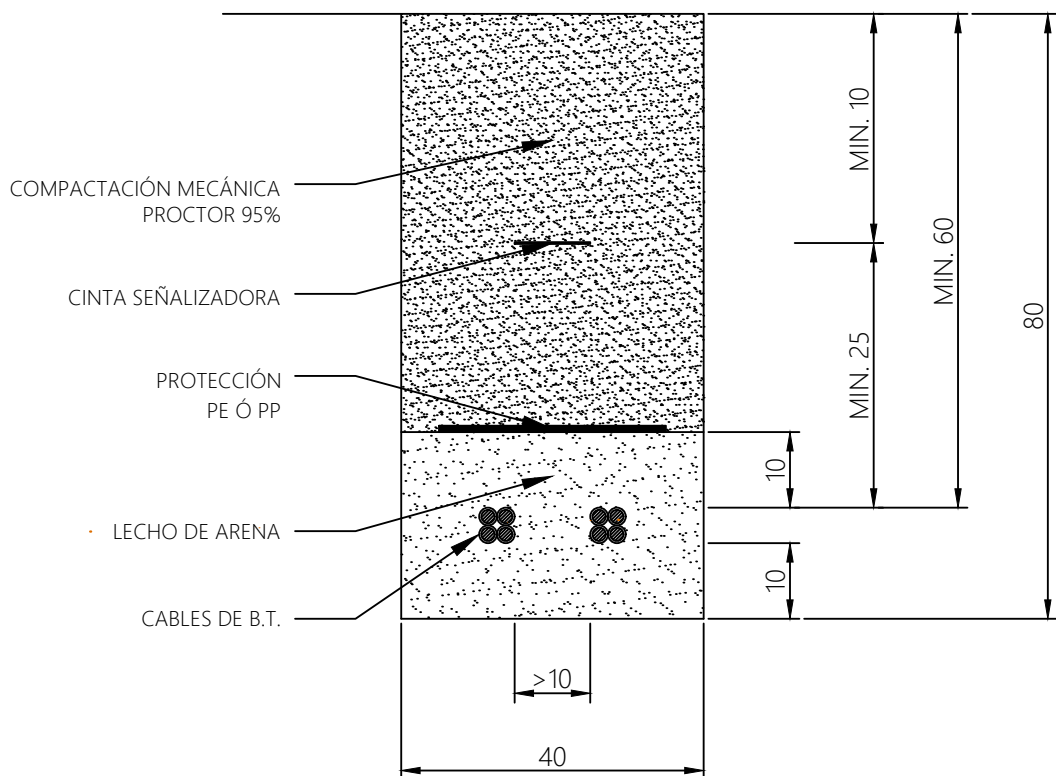
1956.00

1942.94

1941.86

ESCALA: 1:1000	TRAZADO LÍNEA SUBTERRÁNEA	Fecha:	Nombre:
	PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES	Dibujado: Comp.:	J.E.G.
		Nº Plano: B	

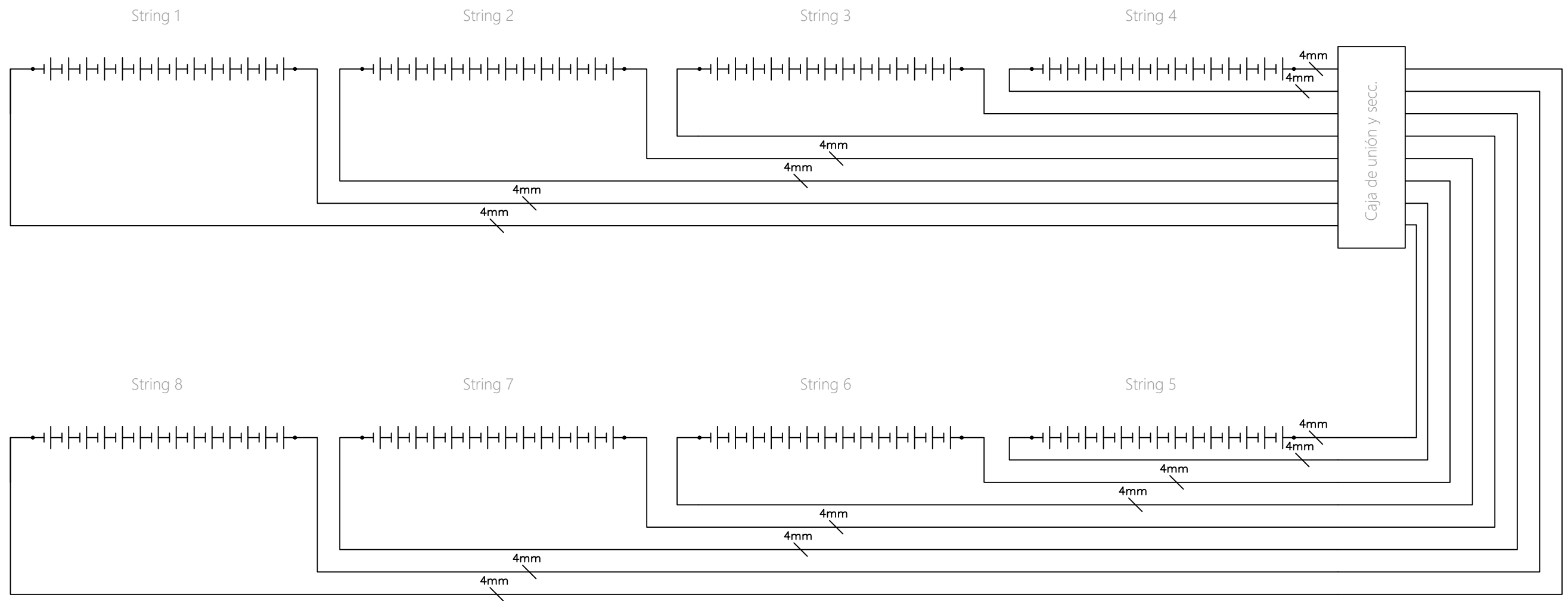
DIN-A3



		Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	
ESCALA: 1:10	CANALIZACIÓN PARA DOS LÍNEAS DIRECTAMENTE ENTERRADAS		
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: D	

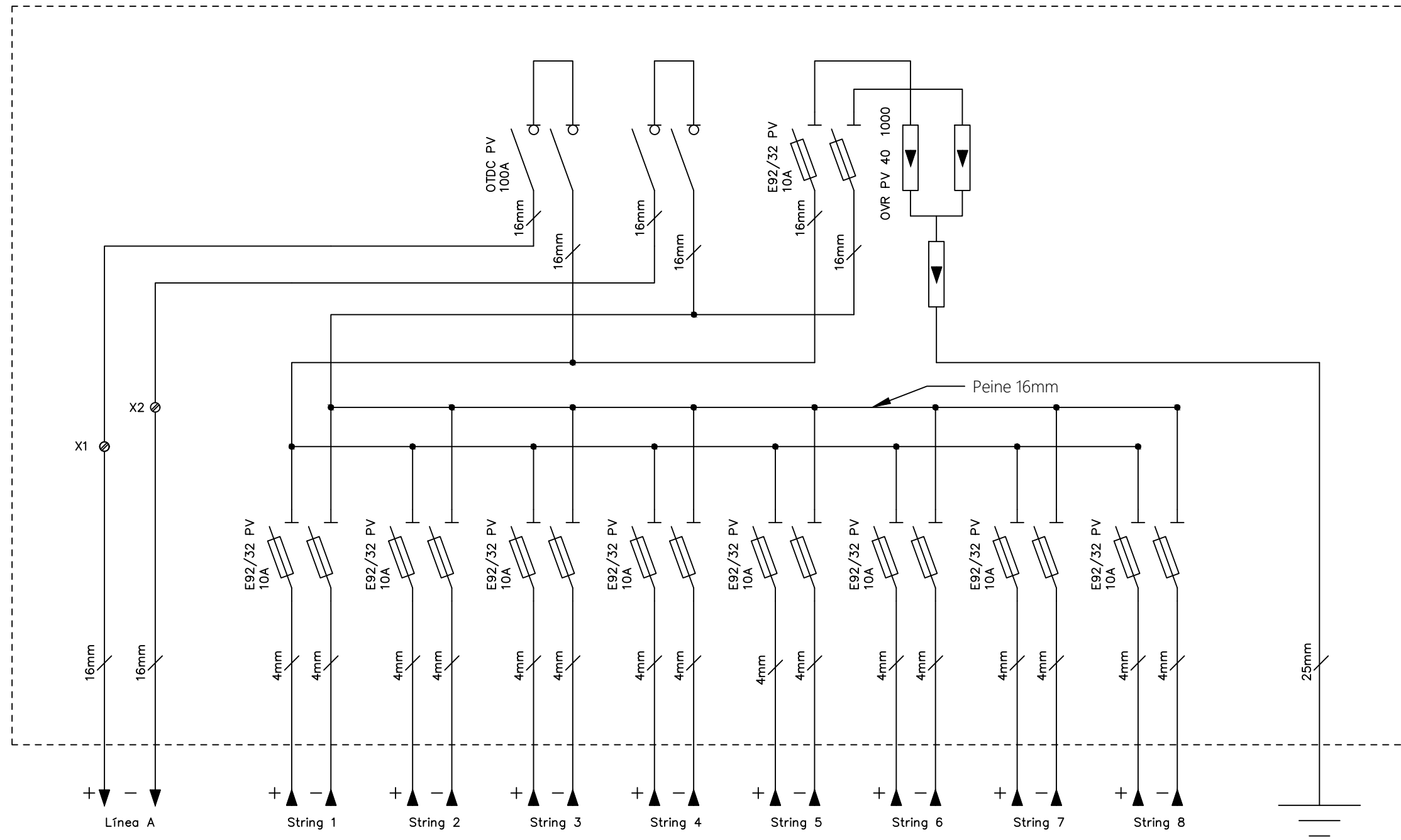
23.4 Anexo IV Planos eléctricos y curva de consumo





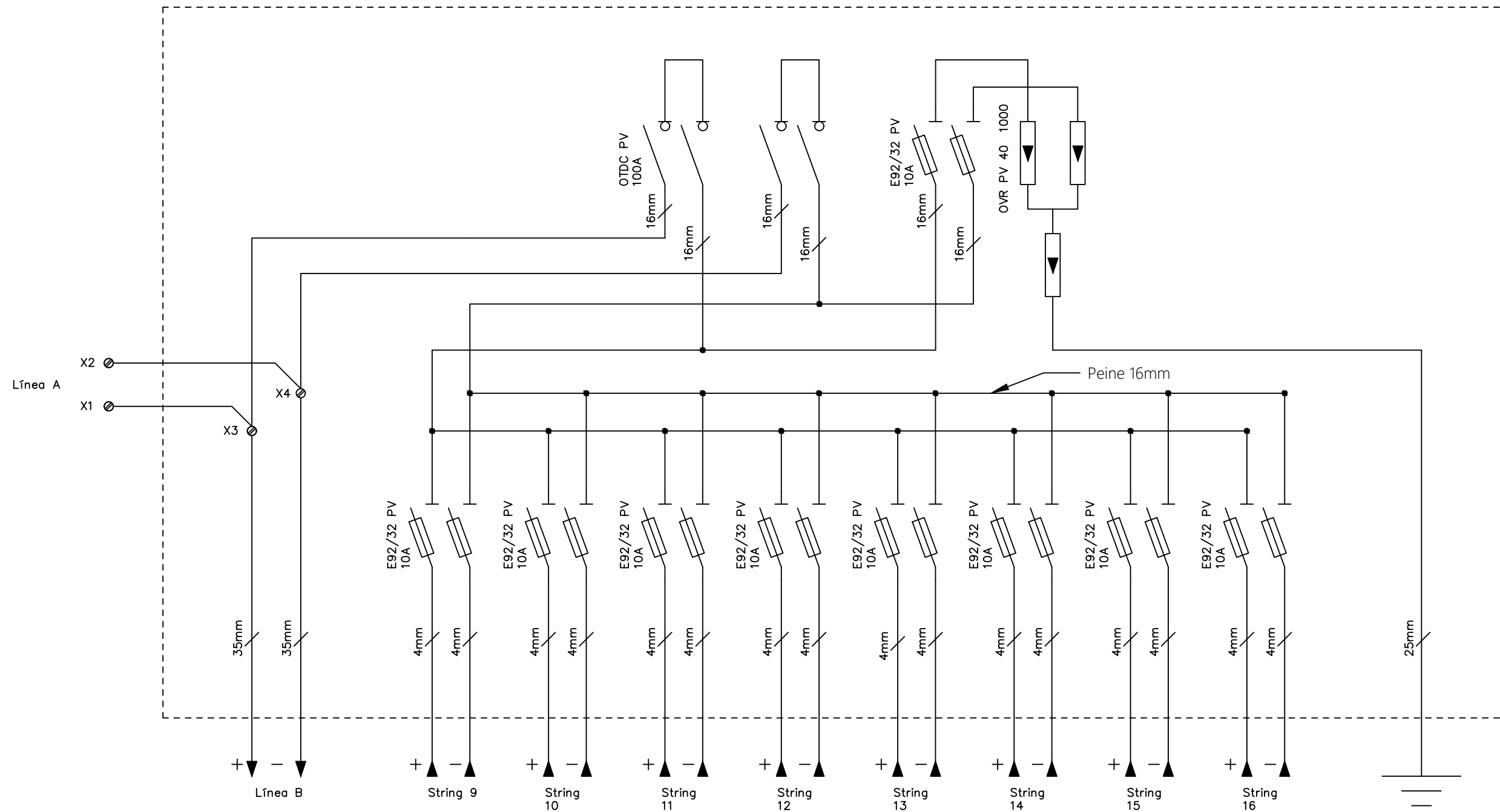
ESCALA: S.E.	Esquema conexión strigs por sector	Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: X	

DIN-A3



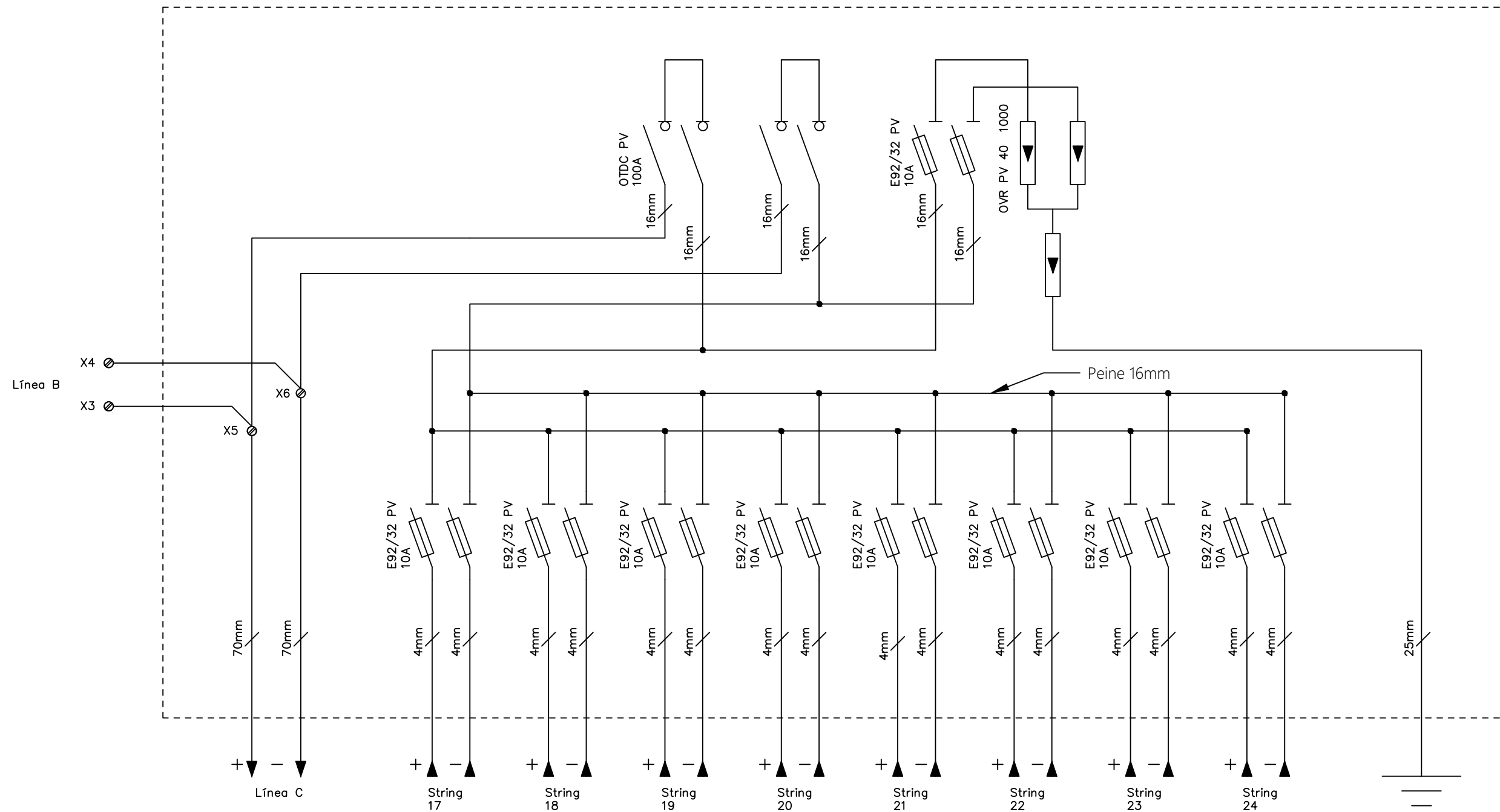
ESCALA: S.E.	Cuadro campo sector A	Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Comp.:	
		Nº Plano: Q	

DIN-A3



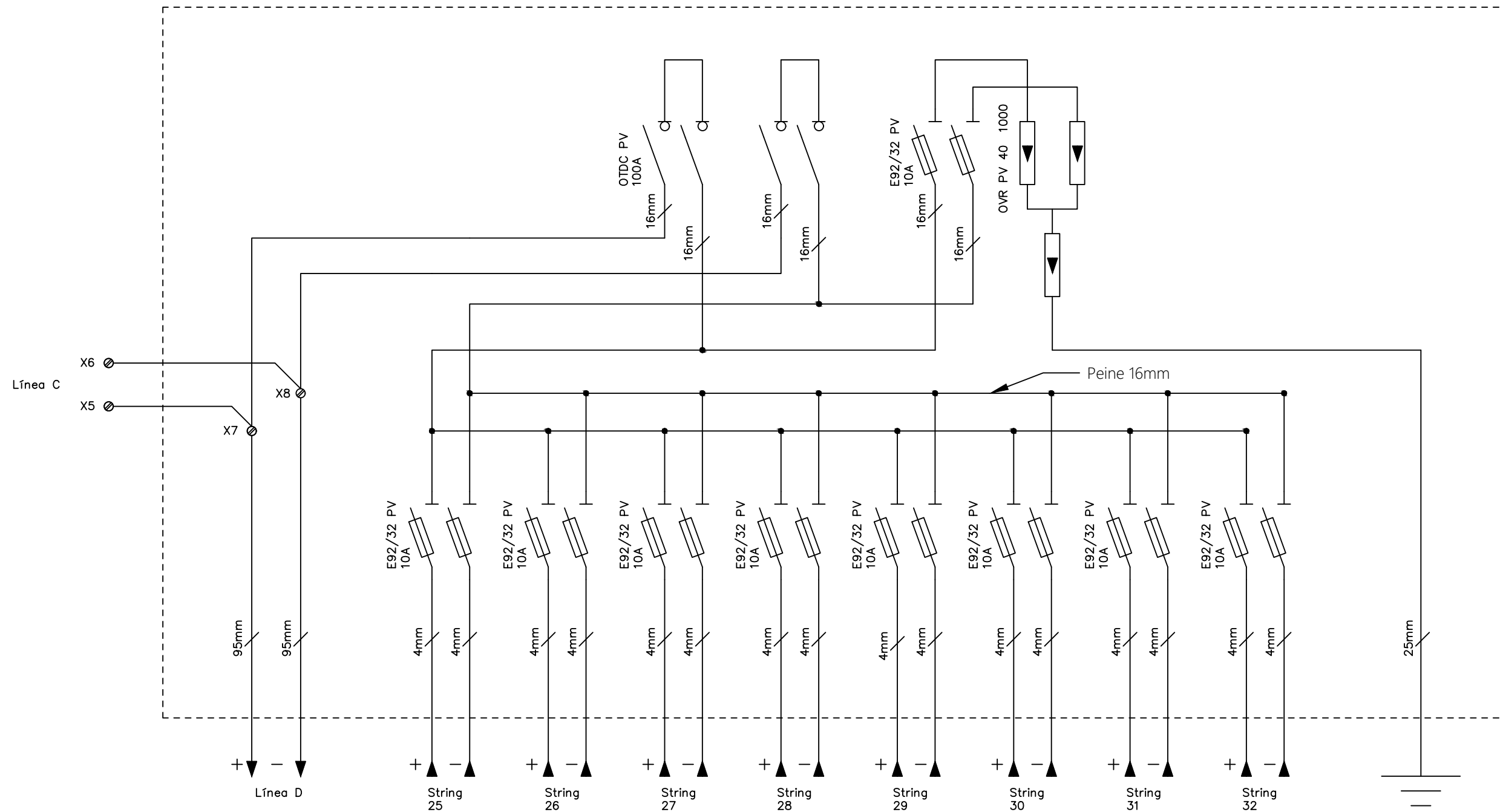
ESCALA: S.E.	Cuadro campo sector B	Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Comp.:	
		Nº Plano: R	

DIN-A3



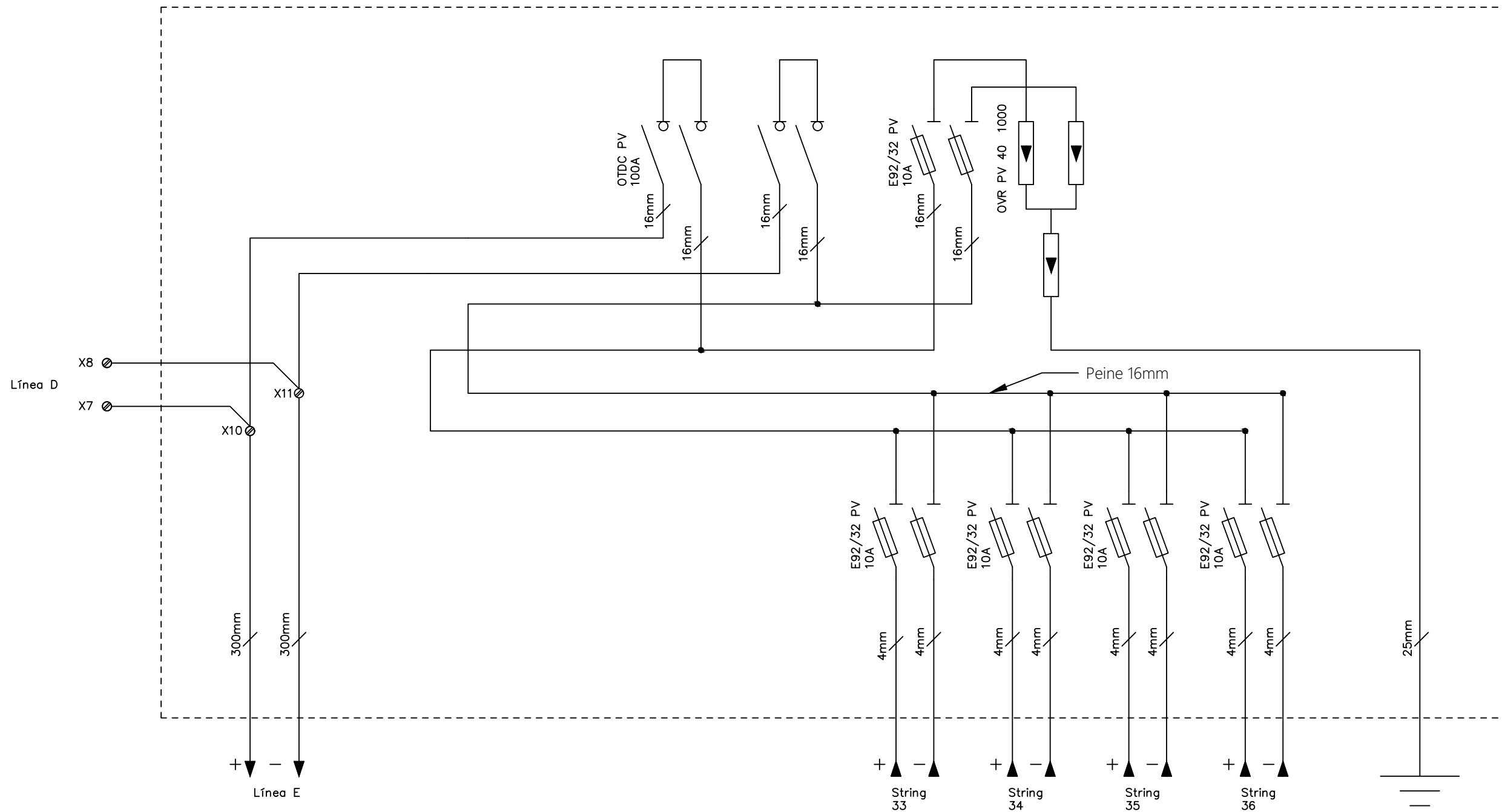
ESCALA: S.E.	Cuadro campo sector C	Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: S	

DIN-A3



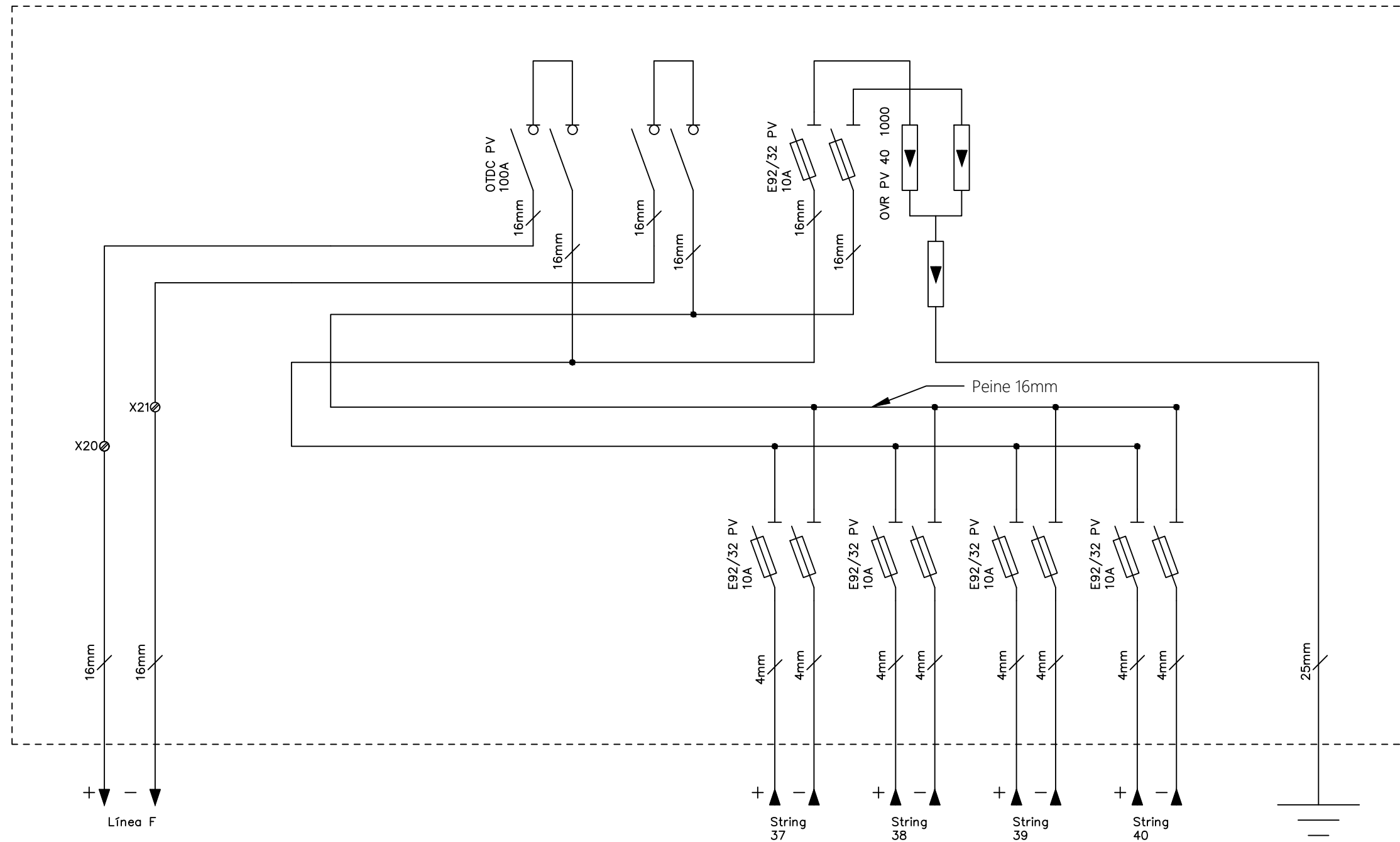
ESCALA: S.E.	Cuadro campo sector D	Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Comp.:	
		Nº Plano: T	

DIN-A3



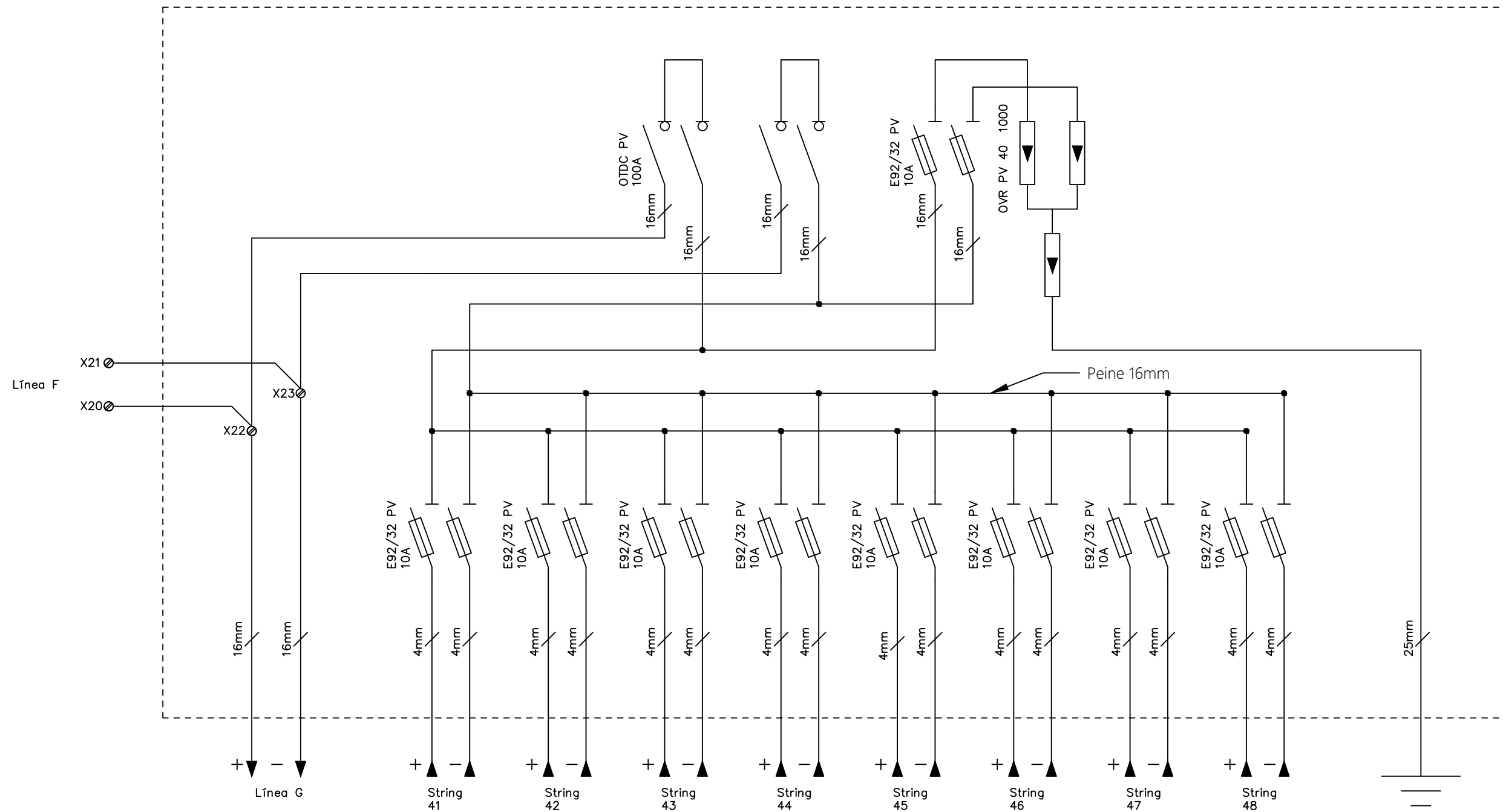
ESCALA: S.E.	Cuadro campo sector E	Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: U	

DIN-A3



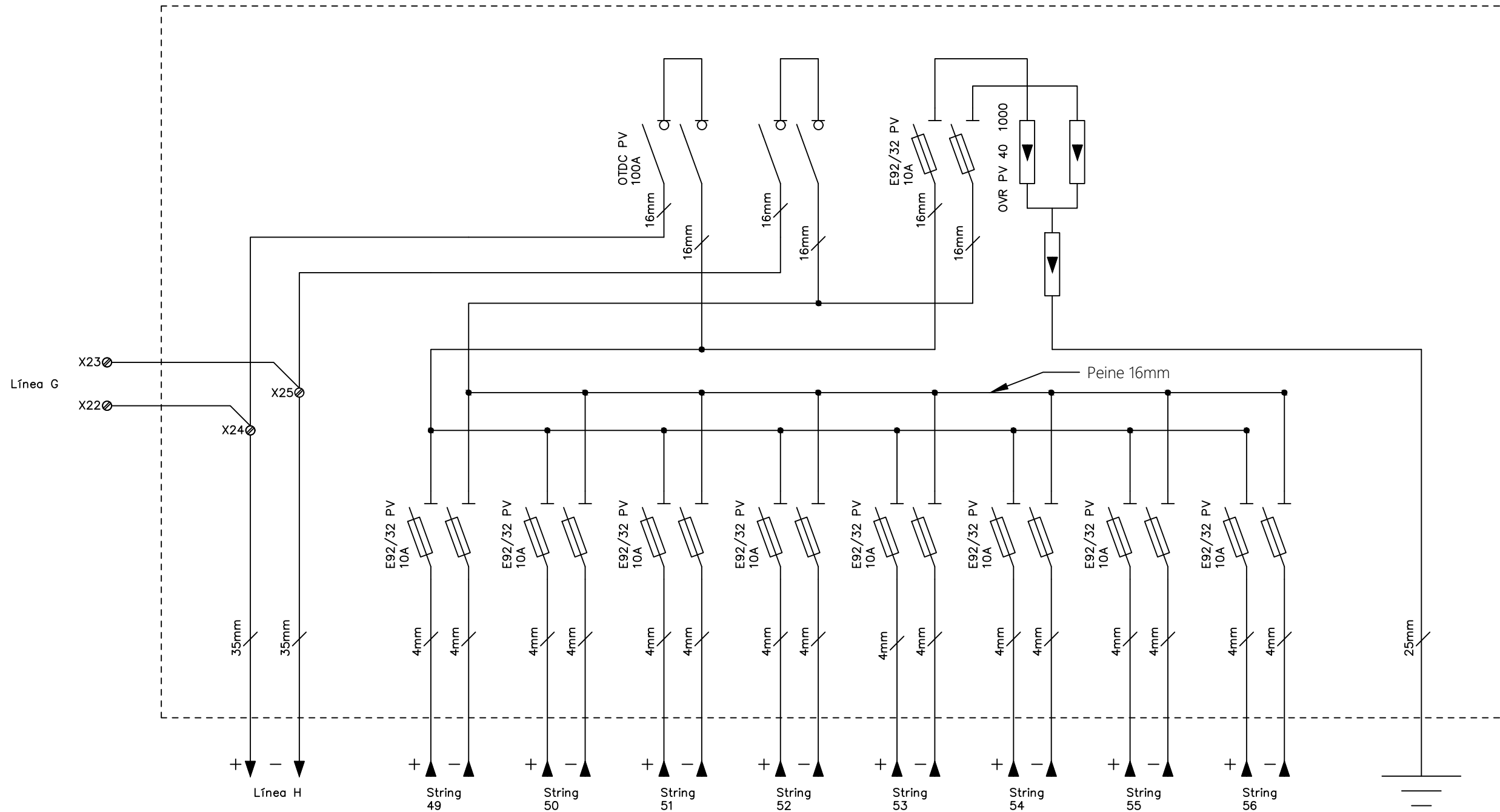
ESCALA: S.E.	Cuadro campo sector F	Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: Y	

DIN-A3



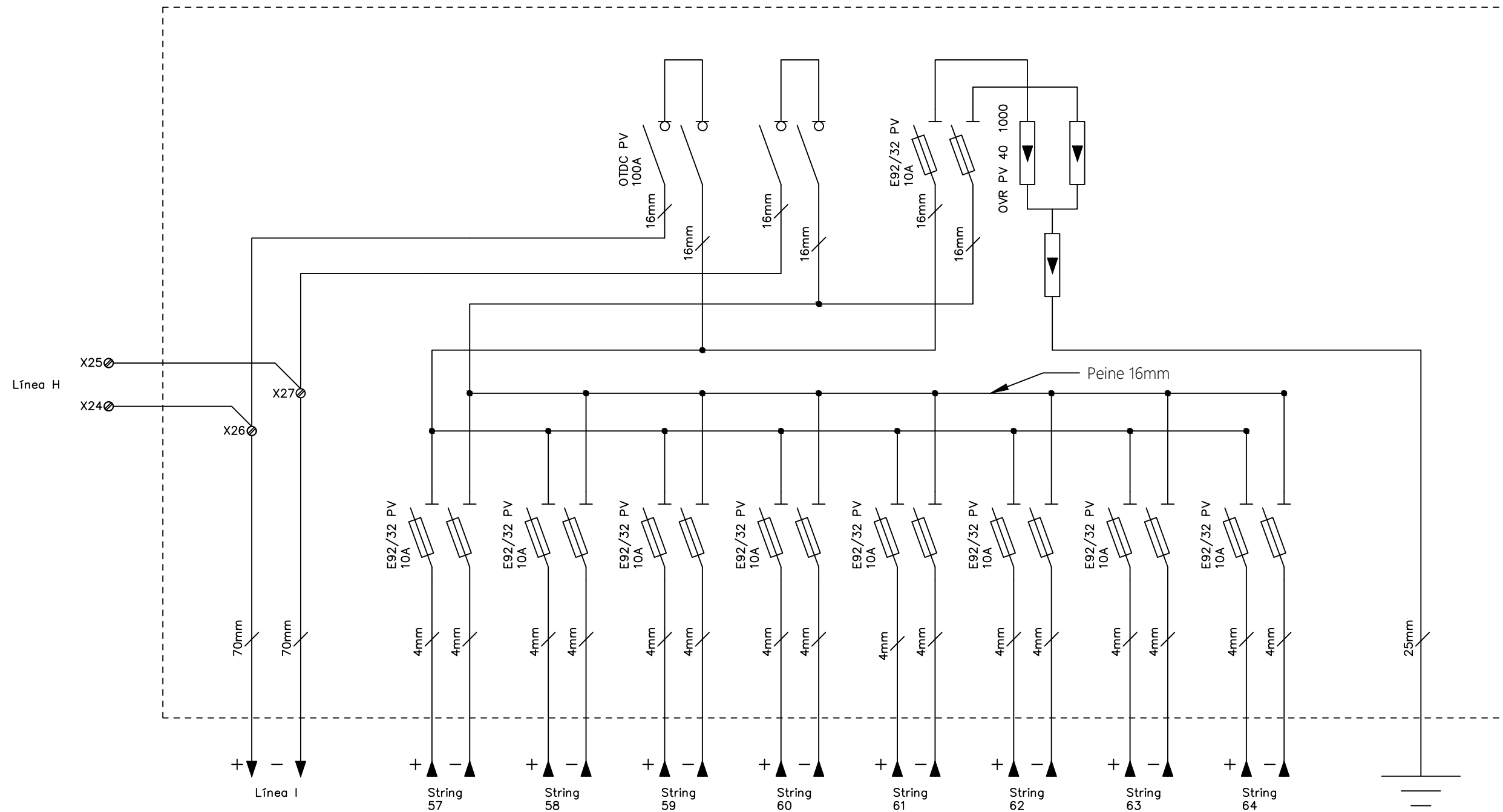
ESCALA: S.E.	Cuadro campo sector G	Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Comp.:	
		Nº Plano: Z	

DIN-A3



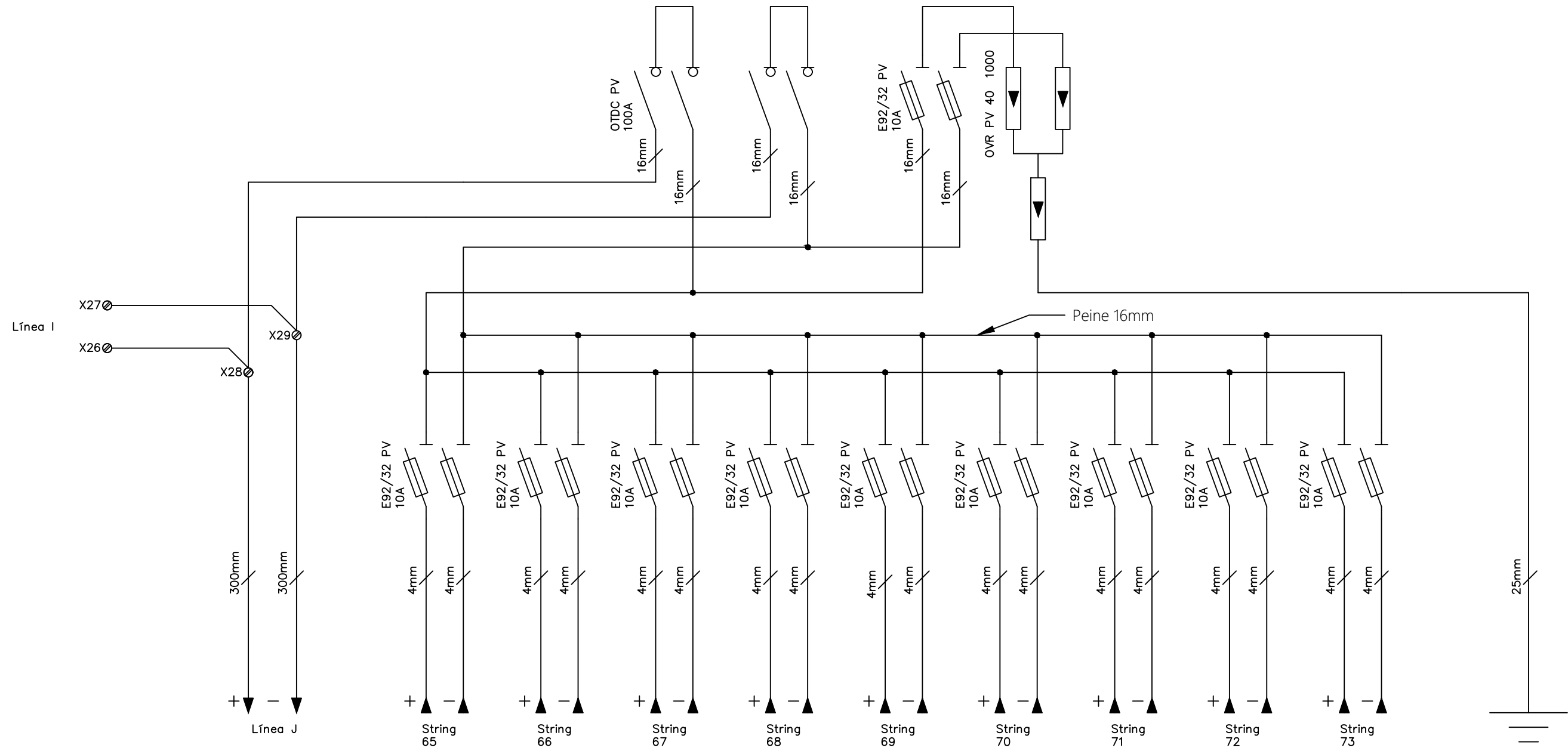
ESCALA: S.E.	Cuadro campo sector H	Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: A1	

DIN-A3



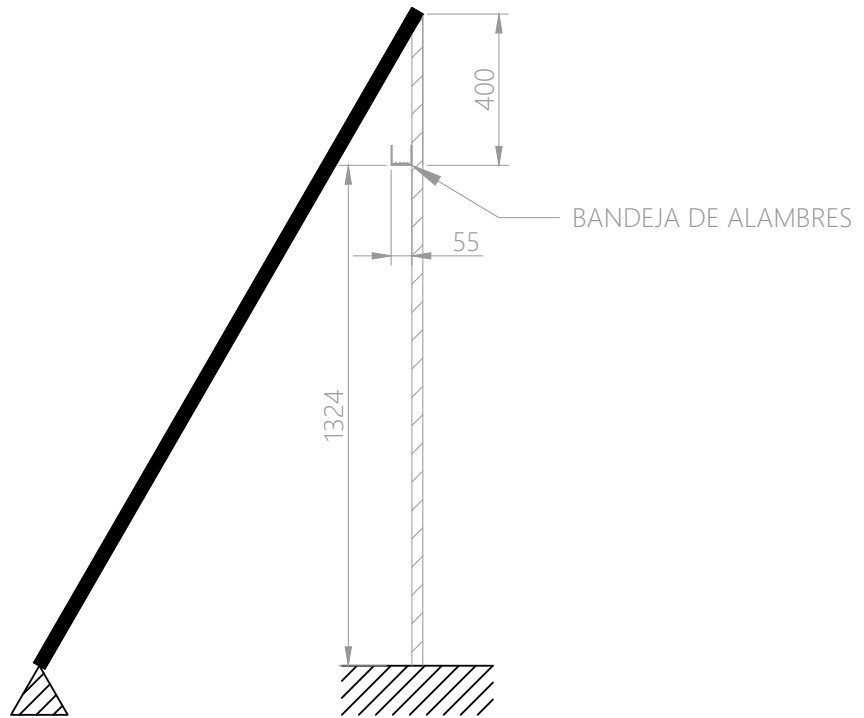
ESCALA: S.E.	Cuadro campo sector I	Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: A2	

DIN-A3



ESCALA: S.E.	Cuadro campo sector J	Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: A3	

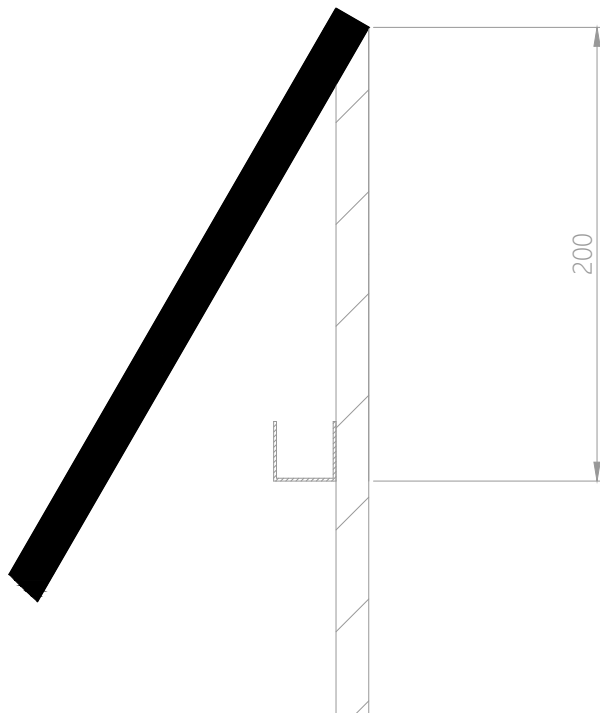
DIN-A3



COTAS EN (mm)

		Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	
ESCALA: 1:20	DIAGRAMA DE INSTALACIÓN BANDEJA DE CABLES		
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: 1	

DIN-A4

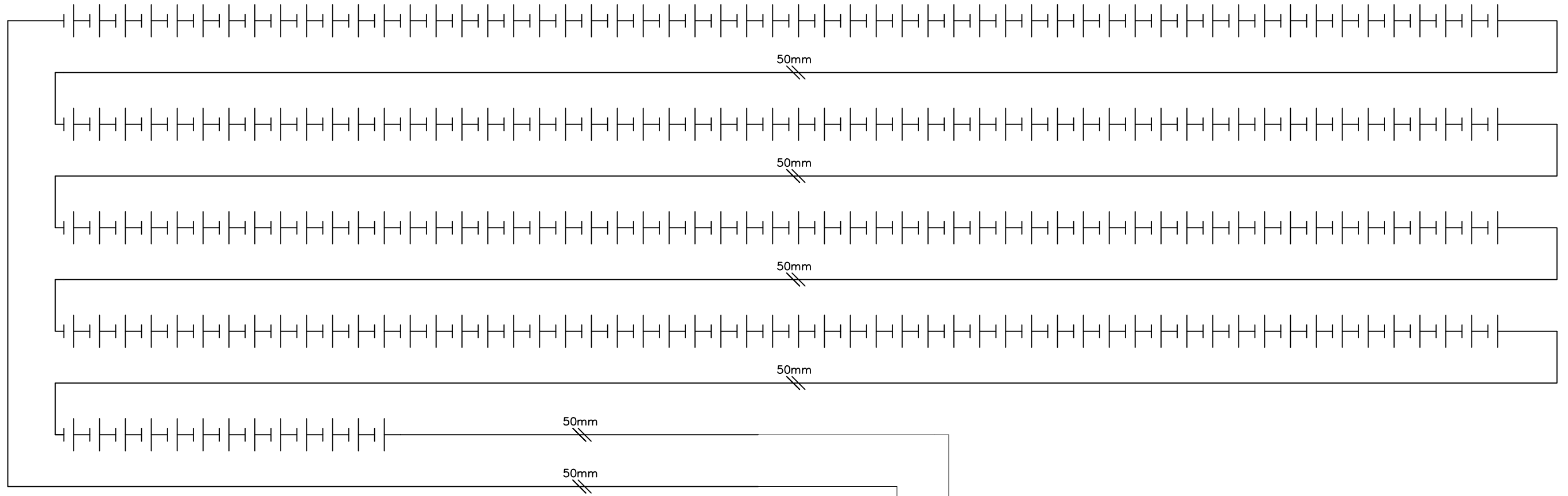


COTAS EN (mm)

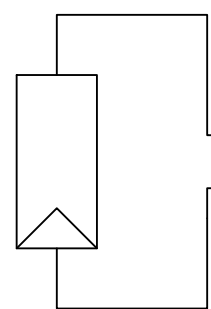
		Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	
ESCALA: 1:20	DIAGRAMA DE INSTALACIÓN BANDEJA DE CABLES DETALLE		
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: J	

DIN-A4

181 VASOS EN SERIE DE 2V
OPzV 2120

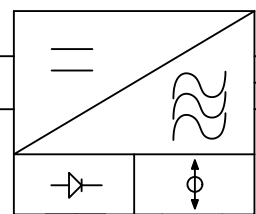


GENERADOR FOTOVOLTAICO 1



X10
X11

INVERSOR 1



EMBARRADO B.T.

X32
X33

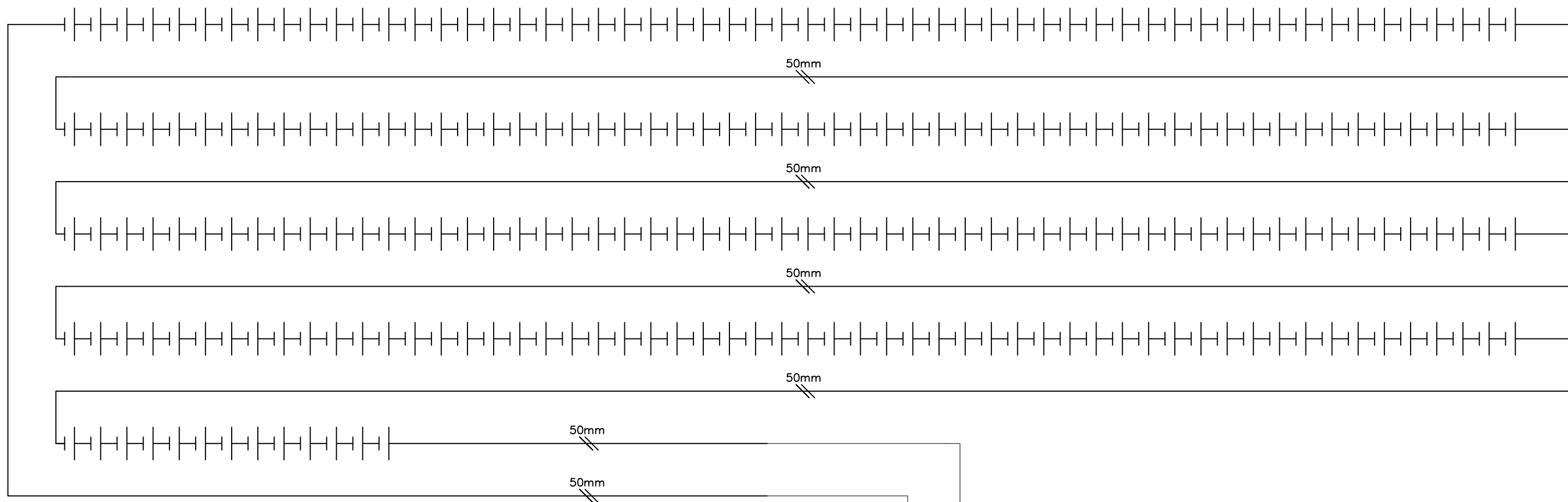


GRUPO ELECTRÓGENO

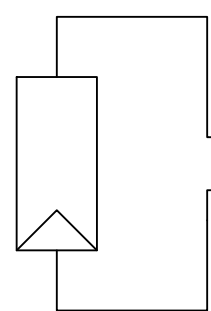
ESCALA: S.E.	Conexión de acumuladores GRUPO I	Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	
	PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES	Nº Plano: W	

DIN-A3

181 VASOS EN SERIE DE 2V
OPzV 2120

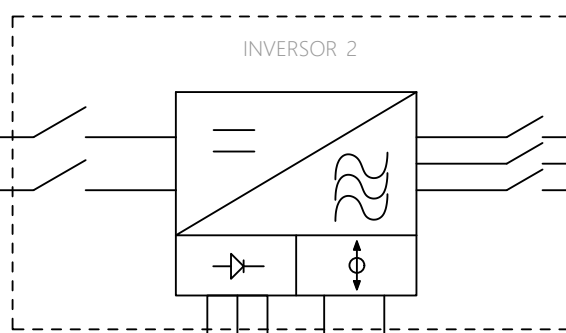


GENERADOR FOTOVOLTAICO 2



X280
X290

INVERSOR 2



EMBARRADO B.T.

X300

X310



GRUPO ELECTRÓGENO 2

ESCALA:
S.E.

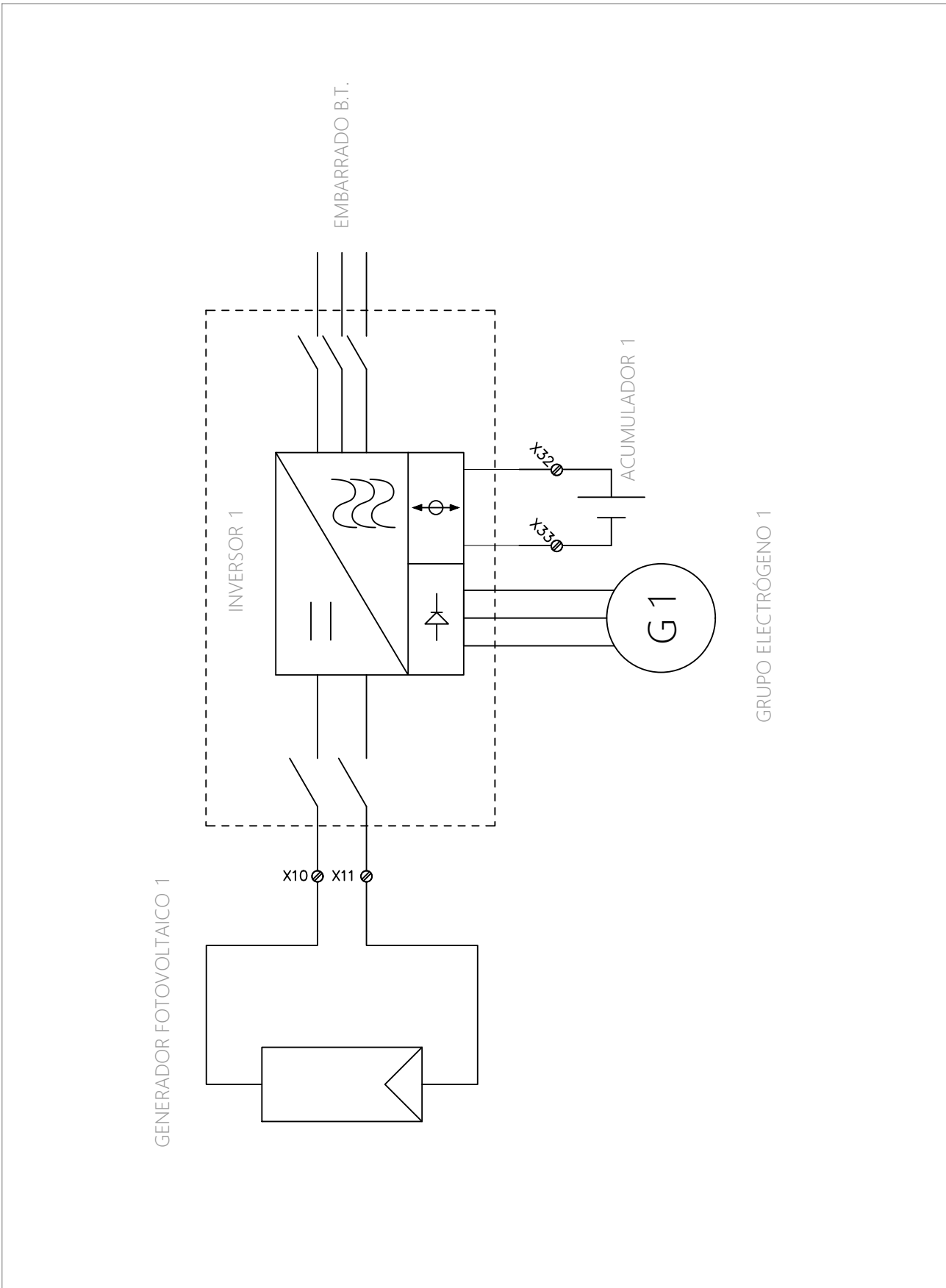
Conexionado acumuladores GRUPO II

Fecha:	Nombre:
Dibujado:	J.E.G.
Comp.:	

PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE
ENERGÍAS RENOVABLES

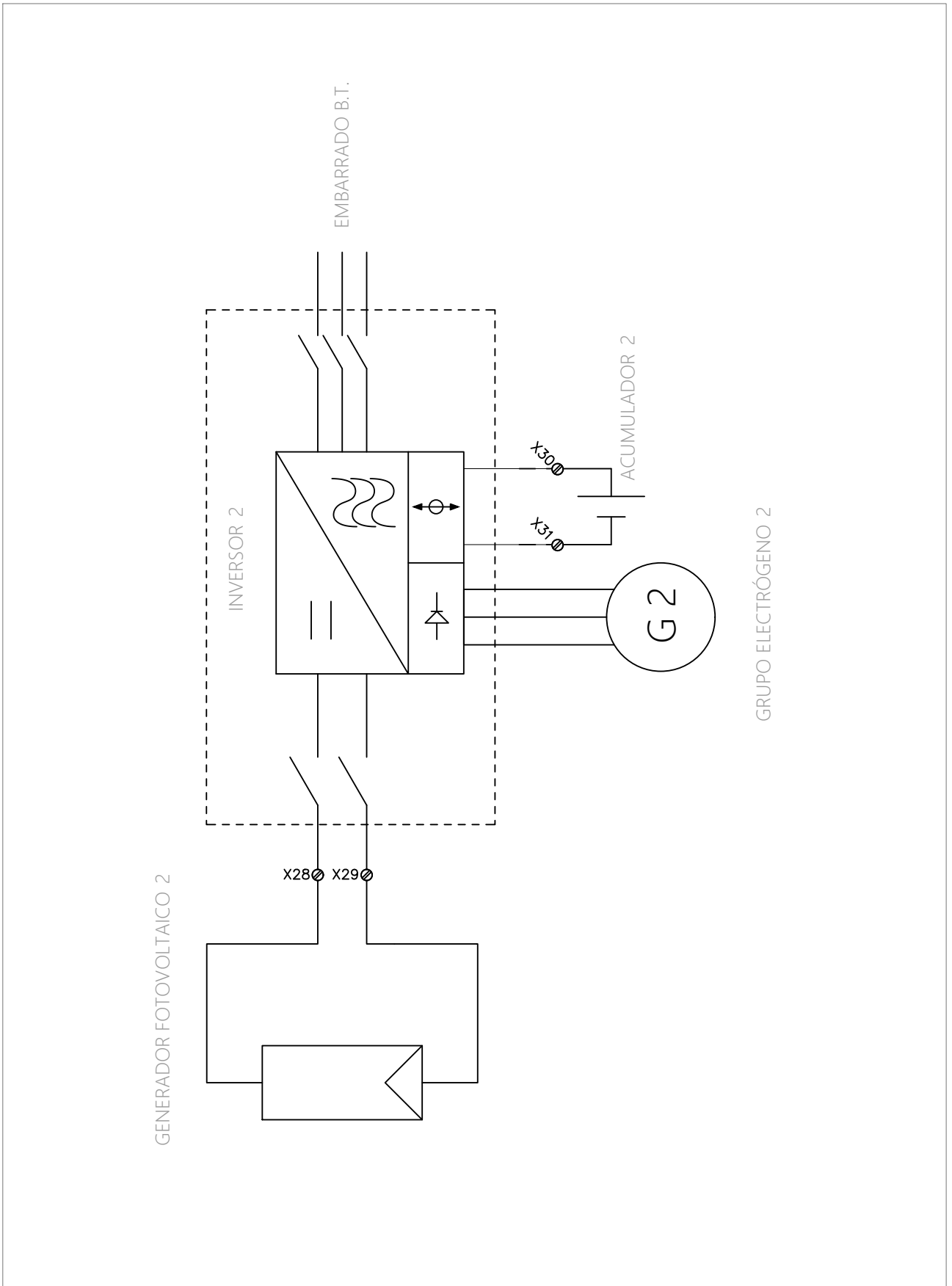
Nº Plano: V

DIN-A3

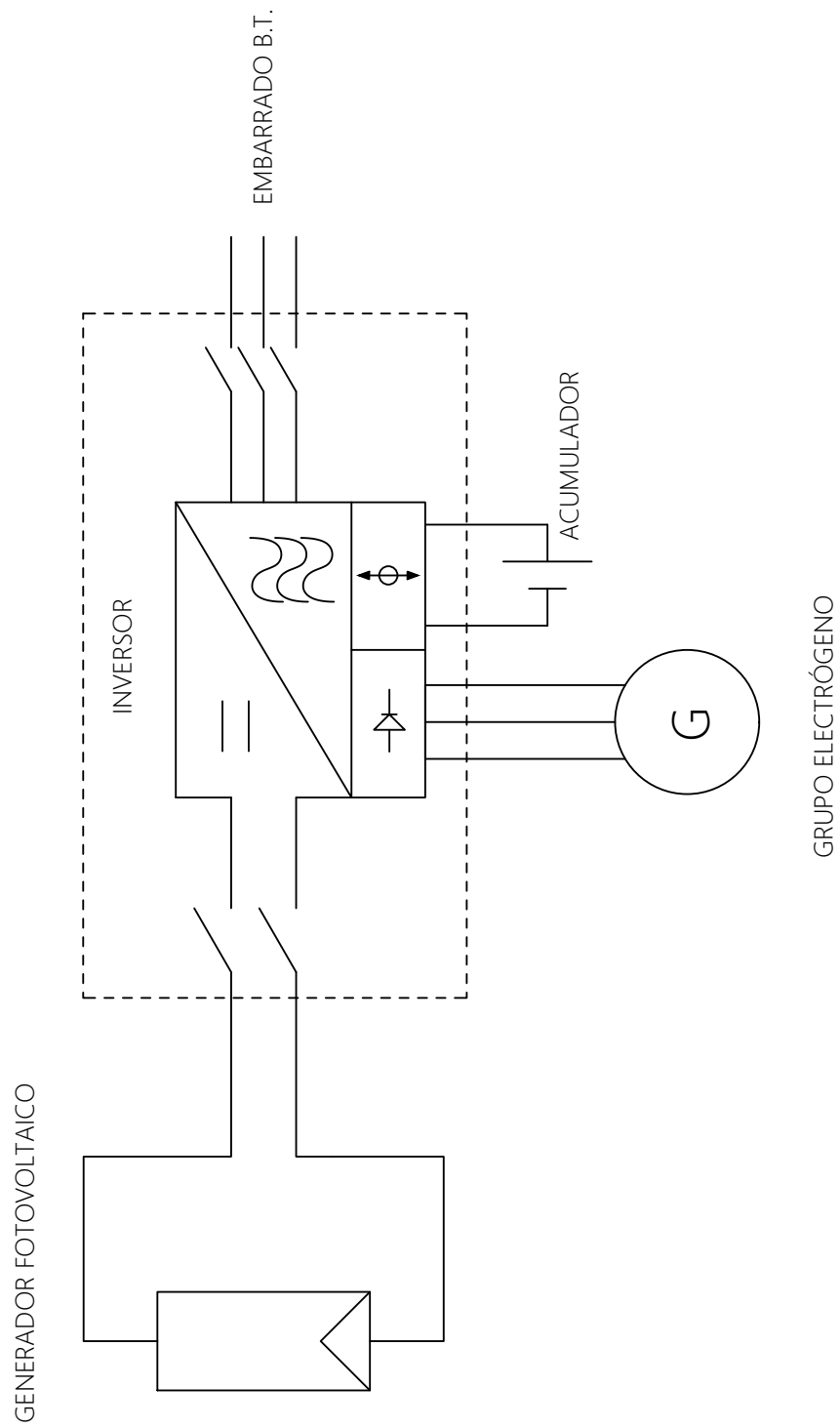


GRUPO ELECTRÓGENO 1

ESCALA: S.E.	DIAGRAMA DE CONEXIÓN INVERSOR 1	Dibujado:	Fecha:	Nombre:
	PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES	Comp.:		J.E.G.
		Nº Plano: A4		

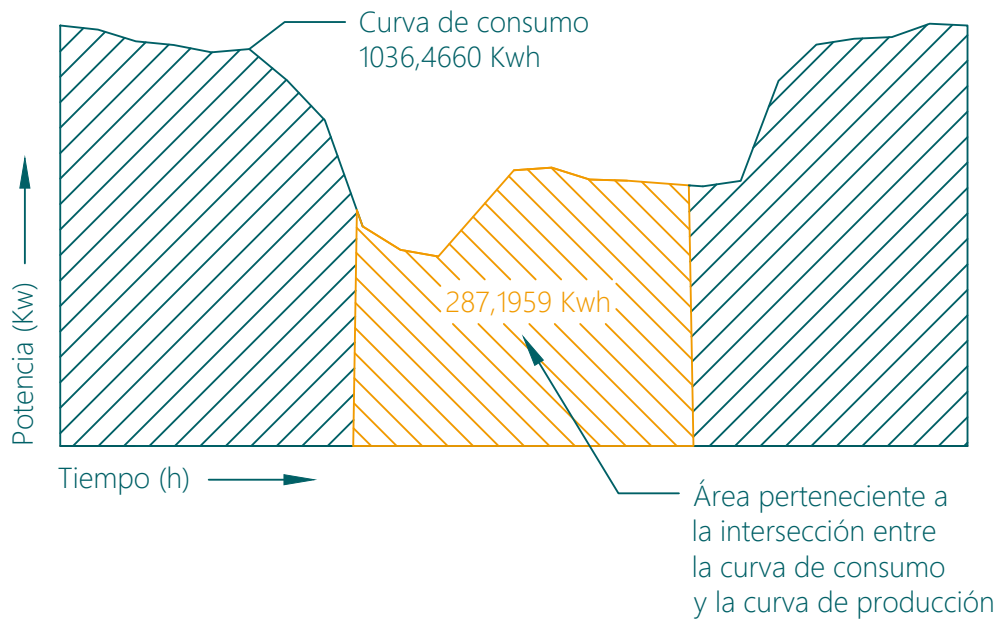


ESCALA: S.E.	DIAGRAMA DE CONEXIÓN INVERSOR 2	Dibujado:	Fecha:	Nombre:
		Comp.:		J.E.G.
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: A4		



DIN-A4

ESCALA: S.E.	DIAGRAMA DE CONEXIÓN INVERSOR	Dibujado:	Fecha:	Nombre:
		Comp.:		J.E.G.
PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES		Nº Plano: A4		



		Fecha:	Nombre:
		Dibujado:	J.E.G.
		Comp.:	

ESCALA: Y=1 X=5	Curva de consumo y aporte solar	

PROPUESTA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO MEDIANTE
ENERGÍAS RENOVABLES

Nº Plano: Ñ