

Proyecto Fin de Carrera

Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Mención Eléctrica

Instalación Fotovoltaica para autoconsumo en un
centro hospitalario

Autor: Antonio Uceda Gómez

Tutor: Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldán Fernández

Dpto. de Ingeniería eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería en Tecnologías Industriales

Instalación Fotovoltaica para autoconsumo en un centro hospitalario

Autor:

Antonio Uceda Gómez

Tutor:

Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldán Fernández

Dpto. de Ingeniería eléctrica

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

Proyecto Fin de Carrera: Instalación Fotovoltaica para autoconsumo en un centro hospitalario

Autor: Antonio Uceda Gómez

Tutor: Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldan Fernández

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

Me gustaría dedicar estas palabras a mi familia y su apoyo incondicional durante estos años de la universidad, que han sentido cada fracaso y cada victoria como si fuese yo mismo. A mis amigos, por las numerosas alegrías que me han aportado. A los profesores que con tanta paciencia y profesionalidad me han ido enseñando en las distintas ramas de la ingeniería. Al departamento de electricidad por su trato tan cercano y cariñoso. Y, por último, a la Universidad de Sevilla y su magnífica labor durante esta crisis sanitaria provocada por el COVID-19.

Resumen

El presente documento pretende realizar un proyecto de ingeniería de la rama eléctrica, para ello se realizará un estudio técnico de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en un hospital con el fin de ahorrar en el consumo de electricidad y de fomentar el uso de energías limpias. Para lograr este objetivo se diseñará y dimensionará los generadores, se configurará las conexiones y canalizaciones entre los distintos equipos y se calculará las protecciones necesarias para mantener la seguridad las personas, y de los dispositivos. Como solución al problema se han llegado a instalar una potencia pico aproximada de 1000 kWp de módulos fotovoltaicos cuya inversión inicial será recuperada a los 16.6 años produciendo desde entonces beneficios para el Hospital escogido.

Abstract

This document aims to carry out an engineering project for the electrical branch, for which purpose it can carry out a technical study of photovoltaic installation for self-consumption in a hospital in order to save on electricity consumption and encourage the use of clean energy. To achieve this objective, the generators will be designed and dimensioned, the connections and pipes between the different equipment will be configured, and the necessary protections will be calculated to maintain the safety of people and devices. As a solution to the problem, a maximum power of approximately 1,000 kWp of photovoltaic modules has been installed, the initial investment of which will be recovered after 12 years, producing benefits for the chosen Hospital since then.

-Translation by google-

Índice

Memoria	26
1 Introducción	26
1.1 Objetivo del proyecto	28
1.2 Alcance	28
1.3 Localización y emplazamiento	28
1.4 Antecedentes.....	29
2 Elección de la potencia pico instalada	31
2.1 Límite de potencia según normativa.....	31
2.2 Elección de la potencia pico instalada	31
3 Descripción de la instalación fotovoltaica	37
3.1 Descripción general de la instalación.....	37
3.1.1 Comprobación de la configuración de los módulos conectados a los inversores.....	40
3.2 Módulos fotovoltaicos.....	42
3.3 Inversores.....	45
3.3.1 Características eléctricas	47
3.3.2 Características mecánicas de operación	47
3.3.3 Protecciones	48
3.3.4 Eficiencia	49
3.3.4.1 Eficiencia PVS-100-TL.....	49
3.3.4.2 Eficiencia PVS-60-TL.....	50
3.3.4.3 Eficiencia PVS-50-TL.....	50
3.4 Descripción de la instalación fotovoltaica en zona de las cubiertas.....	51
3.4.1 Descripción del conexionado de la zona de las cubiertas	52
3.4.2 Montaje y sujeción de los módulos en las cubiertas	53
3.5 Descripción de la instalación fotovoltaica en la zona de los aparcamientos 1	54
3.5.1 Descripción del conexionado de la zona de los aparcamientos 1	55
3.5.2 Montaje y sujeción de los módulos a estructura del aparcamiento 1	57
3.6 Descripción de la instalación fotovoltaica en la zona de los aparcamientos 2	57
3.6.1 Descripción del conexionado de la zona de los aparcamientos 2	58
3.6.2 Sujeción de módulos y estructura de los aparcamientos 2	59
3.6.3 Cálculo de la distancia mínima para evitar sombras	60
3.7 Valores de operación de los generadores fotovoltaicos	62
3.8 Red de corriente continua.....	63
3.8.1 Conductores de la red DC.....	63
3.8.2 Comprobación de los conductores en la red DC.....	64

3.8.2.1	Comprobación por criterios de caída de tensión en DC	65
3.8.2.2	Comprobación por criterios térmicos en DC	67
3.8.3	Cableado y canalizaciones en DC	68
3.8.3.1	Canalizaciones bajo tubo al aire en DC.....	68
3.8.3.2	Canalización en bandeja metálica en DC	69
3.8.3.3	Canalización subterránea en DC.....	70
3.8.4	Protecciones de la red DC.....	72
3.8.4.1	Protección frente a choques eléctricos en DC.....	73
3.8.4.2	Protección frente a sobreintensidades en DC	75
3.8.4.3	Protección contra las sobretensiones transitorias en DC	76
3.8.4.4	Cálculo de las protecciones de la red DC.....	77
3.8.4.4.1	Cálculo de las protecciones contra las sobrecargas y sobreintensidades en DC	77
3.8.4.4.2	Protección frente sobretensiones transitorias en DC.....	78
3.8.5	Seccionamiento y maniobra.....	79
3.9	<i>Red de corriente alterna</i>	79
3.9.1	Conductores de la red AC	79
3.9.2	Comprobación de los conductores en la red AC.....	81
3.9.2.1	Cálculo de intensidades.....	81
3.9.2.2	Comprobación por caída de tensión en AC.....	82
3.9.2.3	Comprobación por criterios térmicos en AC.....	85
3.9.3	Cableado y canalizaciones en AC	86
3.9.3.1	Canalizaciones en bandeja metálica en AC.....	86
3.9.3.2	Canalizaciones subterráneas en AC.....	87
3.9.4	Protecciones de la red AC.....	89
3.9.4.1	Protecciones para garantizar la seguridad contra choques eléctricos.....	89
3.9.4.1.1	Protección frente a contactos directos:.....	89
3.9.4.1.2	Protección frente a contactos indirectos:.....	89
3.9.4.2	Protecciones de equipos frente a sobrecargas, sobreintensidades y sobretensiones de AC	90
3.9.4.3	Protección de la interconexión con la red AC.....	91
3.9.5	Comprobación de las protecciones de la red AC	92
3.9.6	Cuadros generales de protección de baja tensión de los inversores	95
3.9.6.1	Cuadro general de protección de sala de inversores 1	95
3.9.6.2	Cuadro general de protección de la sala de inversores 2	95
3.9.6.3	Cuadro general de protección de sala de inversores 3	95
3.9.7	Cuadro de conexión situado en el CT	96
3.10	<i>Medida de la energía generada</i>	96
3.11	<i>Puesta a tierra</i>	96
3.12	<i>Monitorización y comunicaciones</i>	97
4	Beneficios medioambientales y sociales	98
5	Conclusión.....	100
Anexos	103	
6	Datos de consumo.....	103
Medición y presupuesto	110	
Referencias	120	
Planos	124	

Índice de Tablas

Tabla 1. Precio por potencia contratada y por energía activa consumida de la tarifa 6.A adherida al Hospital.	30
Tabla 2. Curva de generación típica de un año.	32
Tabla 3. Consumos horarios del Hospital en el mes de enero.	33
Tabla 4. Precio medio y distribución de la energía fotovoltaica en función de la potencia pico instalada.	34
Tabla 5. Resultados de generación fotovoltaica, ingresos y precio medio del kWh generado para una instalación de 1045.16 kWp.	36
Tabla 6. Configuración de los generadores instalados en la cubierta del Hospital.	38
Tabla 7. Configuración de los generadores instalados en Aparcamientos 1.	39
Tabla 8. Configuración generadores instalados en Aparcamientos 2.	39
Tabla 9. Configuración de los módulos fotovoltaicos en los distintos inversores.	42
Tabla 10. Características eléctricas de los módulos en condiciones estándares de operación [19].	44
Tabla 11. Características físicas de los módulos [19].	45
Tabla 12. Características eléctricas de los inversores [22],[23] y [24].	47
Tabla 13. Características mecánicas de los inversores [22],[23] y [24].	48
Tabla 14. Protecciones incorporadas en los inversores [22],[23] y [24].	49
Tabla 15. Parámetros principales de los generadores que componen la instalación fotovoltaica medidos en condiciones estándar: 1000 W/m ² , T célula= 25 °C, AM=1,5.	62
Tabla 16. Código y medidas de canalizaciones subterráneas de la red DC.	71
Tabla 17. Tensión nominal de impulso U_w si no hay información disponible.	79
Tabla 18. Corrientes para la comprobación por criterios térmicos del cableado de la red AC.	82
Tabla 19. Caída de tensión en la red de baja tensión AC.	84
Tabla 20. Caída de tensión en la red de baja tensión AC.	85
Tabla 21. Codificación y medidas de canalizaciones subterráneas de la red AC.	88
Tabla 22. Parámetros para ajustar las protecciones de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión.	92
Tabla 23. Corrientes para la elección de la protección contra sobrecargas y sobretensiones en la red de alterna.	93

Tabla 24. Poder de corte de los dispositivos de protección de los distintos cuadros de la instalación fotovoltaica.	95
Tabla 25. Toneladas de CO2 emitidas partido MWh generado de los últimos diez años en España.	98

Índice de Figuras

Figura 1. Localización de Andujar.	29
Figura 2. Posibles zonas de instalación de módulos fotovoltaicos.	32
Figura 3. Curva de generación típica de los distintos meses.	33
Figura 4. Variación del precio medio y distribución de la energía fotovoltaica en función de la potencia pico instalada.	35
Figura 5. Proyección de las distintas zonas que forman la instalación fotovoltaica en el Hospital.	37
Figura 6. Esquema general de la conexión de la instalación fotovoltaica.	38
Figura 7. Comparación de las distintas capas de una célula convencional y PERC.	43
Figura 8. Esquema de un panel de 120 células fabricado con tecnología Half-Cell.	43
Figura 9. Curva de rendimiento del inversor PVS-100-TL en función de la potencia de salida para distintos valores de la tensión DC.	50
Figura 10. Curva de rendimiento del inversor PVS-60-TL en función de la potencia de salida para distintos valores de la tensión DC.	50
Figura 11. Curva de rendimiento del inversor PVS-50-TL en función de la potencia de salida para distintos valores de la tensión DC.	51
Figura 12. Distribución de módulos en cubiertas del Hospital. Ubicación sala de inversores.	51
Figura 13. Esquema del conexionado de ramas de los generadores 1 y 2 de la zona de las cubiertas.	52
Figura 14. Esquema del conexionado de ramas del generador 3 de la zona de cubiertas.	53
Figura 15. Sistema de montaje coplanar de módulos a la cubierta.	54
Figura 16. Distribución de módulos en zona de aparcamientos 1 del Hospital. Ubicación sala de inversores.	55
Figura 17. Esquema del conexionado de ramas de los generadores 4 a 8 de la zona de aparcamientos 1.	56
Figura 18. Esquema del conexionado de ramas del generador 9 de la zona de aparcamientos 1.	56
Figura 19. Estructura para aparcamientos 1.	57
Figura 20. Distribución de módulos en zona del aparcamiento 2 del Hospital.	58

Figura 21. Agrupación de módulos para formar las 9 cadenas de los generadores del aparcamiento 2.	58
Figura 22. Esquema del conexionado de cadenas al inversor en generadores de la zona de “aparcamientos 2”.	59
Figura 23. Ejemplo de estructura utilizada para soporte de módulos en la zona de los aparcamientos 2.	60
Figura 24. Medidas del Aparcamiento 2.	60
Figura 25. Detalle de los planos del Hospital, indicando la longitud de una franja de aparcamientos.	62
Figura 26. Conductores empleados en la instalación fotovoltaica.	63
Figura 27. Esquema de canalización red de continua en aparcamientos.	69
Figura 28. Canalización en bandeja metálica perforada en red de continua en zona cubiertas.	70
Figura 29. Trazado de la red subterránea del lado de DC.	70
Figura 30. Corrientes de defecto frente a contactos indirectos y directos por un defecto a tierra en un sistema fotovoltaico flotante. La corriente <i>ID</i> .	73
Figura 31. Efectos en el organismo de DC sobre el organismo de las personas.	74
Figura 32. Corriente de cortocircuito en una cadena.	75
Figura 33. Canalización BT AC, conexión inversores con el CT Hospital.	87
Figura 34. Canalización en bandeja metálica perforada en la red de BT AC.	87
Figura 35. Efectos en el organismo de la AC sobre el organismo de las personas.	90
Figura 36. Cortocircuito trifásico a la salida de baja tensión de los transformadores.	94
Figura 37. Cortocircuito trifásico en la caja de protección de las salas de los inversores.	94

Notación

ΔU : Caída de tensión, 65

$^{\circ}\text{C}$: Grado centígrado, 30

μs : microsegundos, 76

AC: Corriente alterna, 35

Al: Aluminio, 81

AM: Masa de aire, 62

AS: Alta seguridad, 64

BT: Baja tensión, 79

cm: Centímetros, 63

$\cos \varphi$: Factor de potencia, 82

CT: Centro de transformación, 40

Cu: Cobre, 95

d_{\min} : Distancia mínima de separación para evitar sombras mutuas, 61

DC: Corriente continua, 32

GW: Gigavatio, 26

h: Altura, 61

Hz: Hercios, 92

$I_{(\text{MOD_MÁX_OCPR})}$: Intensidad máxima de protección asignada de un fusible contra sobreintensidades, 75

$I_{(\text{MOD_MÁX_OCPR})}$: Valor asignado máximo de protección contra las sobreintensidades del módulo fotovoltaico, 77

I_2 : Corriente que asegura la actuación del dispositivo para tiempos largos, 92

I_B : Intensidad de diseño, 92

I_D : Corriente de defecto frente a contactos indirectos y directos por un defecto a tierra., 73

I_{dcmax} : Corriente de entrada de DC máxima para cada MPPT, 48

I_f : Intensidad de funcionamiento del dispositivo, 77

I_L : Intensidad de línea, 82

I_{MPP} : Intensidad del punto de máxima potencia, 45

I_p : Intensidad nominal primaria, 96

I_{rmax} : Irradiancia máxima, 41

I_{rmin} : Irradiancia mínima, 41

I_s : Intensidad nominal secundaria, 96

I_S : Sensibilidad del diferencial, 90

I_{sc} : Intensidad de cortocircuito, 45

$I_{SCMÁX}$: Intensidad máxima de cortocircuito del módulo, 64

$I_{scmaxMPPT}$: Corriente máxima de cortocircuito de entrada de DC para cada MPPT, 48

I_z : Corriente admisible del conductor, 92

If: Capacidad de apagado de la corriente consecutiva de red, 91

$I_{m\acute{a}x}$: Corriente máxima de descarga, 76

I_n : Corriente nominal de descarga, 76

K: grados kelvin, 42

kA: kiloamperio, 91

kA_{eff} : kiloamperios eficaces, 91

kg: Kilogramos, 45

kV: kilovoltio, 91

kW: kilovatio, 30

k Ω : kiloohmios, 74

L: Longitud, 60

m: metros, 72

mA: miliamperios, 74

mm: Milímetros, 45

MPPT: Módulos de seguimiento del punto de máxima potencia., 47

N.^o: Número, 39

N_g : *Densidad de descargas a tierra*, 78

$N_{paralelom\acute{a}x}$: Numero de cadenas en paralelo máximos, 43

N_s : Número de cadenas en paralelo por MPPT, 75

$N_{seriem\acute{a}x}$: Numero de módulos en serie máximos, 42

$N_{seriem\acute{m}n}$: Número de módulos en serie mínimos, 42

N_{serie} : Numero de módulos conectados en serie, 65

P: Número de polos, 95

$P_{(n. inv.)}$: Potencia nominal AC, 82

P_{dcr} : Potencia nominal de entrada de DC, 48

P_{MPP} : Potencia del punto de máxima potencia, 45

$P_{MPPTmax}$: Potencia de entrada de DC máxima para cada MPPT, 48

R_{90} : Resistencia del conductor a 90 °C, 83

R_A : Suma de las resistencias de la toma de tierra, 90

R_h : Resistencia del cuerpo humano, 74

R_{Iso} : Resistencia de aislamiento de la red DC, 74

R_s : Resistencia de contacto pie-suelo, 74

R_t : Resistencia del electrodo a tierra, 74

RD: Real Decreto, 46

s: segundos, 92

S: Sección, 65

S_n : Potencia nominal del transformador, 93

T: Temperatura, 62

t_A : Tiempo de respuesta, 76

t_{CO_2} : Tonelada de CO₂, 98

T_D : *Promedio de número de días de tormenta al año*, 78

TONC: Temperatura de operación nominal, 41

U: Tensión asignada eficaz entre dos conductores de fase cualquiera de un cable multiconductor o de un sistema de cables unipolares., 64

U_F : Tensión de fase, 94

U_L : Tensión de linea, 82

U_{Limite} : Tensión de contacto límite, 90

U_{MPP} : Tensión del punto de máxima potencia, 45

U_{oc} : Tensión a circuito abierto, 45

U_c : Tensión máxima del descargador, 91

U_{CPV} : Tensión máxima en servicio permanente, 76
 U_{Limite} : Tensión de contacto límite convencional, 90
 U_m : Tensión máxima eficaz, 64
 U_o : Tensión asignada eficaz entre un conductor aislado y tierra, 64
 U_p : Nivel de protección, 76

$V_{(max, abs)}$: Tensión de entrada DC máxima absoluta, 47
 V_A : Tensión de las masas metálicas ante defectos de aislamiento, 74
 V_{dcmax} : Tensión operativa de entrada de DC máxima., 48
 V_{dcmin} : Tensión operativa de entrada de DC mínima., 48
 V_{dcr} : Tensión nominal de entrada de DC, 48
 $V_{MPPTmax}$: Tensión de entrada de DC máximo con MPPT., 48
 $V_{MPPTmin}$: Tensión de entrada de DC mínima con MPPT, 48
 $V_{ocMáx}$: Tensión en vacío máxima, 74
 V_{start} : Tensión de entrada de DC de puesta en marcha, 47

W : Vatio, 30
 W_p : Vatio pico, 32

X : Reactancia del conductor, 83

Z : Módulo de la impedancia, 94
 Z_T : Impedancia del transformador, 93

α : Coeficiente de temperatura, 42

θ_{amax} : Temperatura ambiente máxima, 41
 θ_{amin} : Temperatura ambiente mínima, 41
 θ_p : Temperatura nominal del módulo, 42
 $\theta_{pmáx}$: Temperatura de la placa máxima, 41
 $\theta_{pmín}$: Temperatura de la placa mínima, 41

ρ : Resistividad, 65

σ : Conductividad, 65

Ω : Ohmio, 90

1 INTRODUCCIÓN

Generación fotovoltaica

Es una tecnología que aprovecha la radiación solar para generar energía eléctrica. No ha sido hasta la última década que esta tecnología ha empezado a ser competente en el mercado energético, en parte debido a los grandes avances tecnológicos que han conseguido aumentar la eficiencia de los módulos fotovoltaicos incluso en condiciones desfavorables de funcionamiento, actualmente el rendimiento de los módulos ronda el 20%. Otro factor que ha ayudado a reducir el coste de esta energía son las políticas impulsadas por los grandes países que están invirtiendo en esta tecnología como la Unión Europea, Estados Unidos y China, principalmente [1]. Es, de hecho, China el país que más potencia instalada fotovoltaica tiene en el mundo, teniendo como objetivo llegar a los 200 GW de potencia instalada para el año 2020 [2].

Compromisos medioambientales

En las últimas décadas, la humanidad se ha ido concienciando de los problemas medioambientales que sufre el planeta y las consecuencias nefastas que estos supondrían para la salud y el bienestar de las personas. Desde 1995 en Berlín con la primera Conferencia de las Partes (COP1) hasta la actualidad con la COP25 en Madrid, diversos países se han ido involucrando con los objetivos marcados en los acuerdos para frenar las consecuencias del cambio climático. Estos objetivos no son fijos, si no que buscan siempre mejorar y marcarse metas cada vez más ambiciosas.

Unas de las conferencias de las partes más influyentes que ha habido fue la COP 21, donde se consiguió el Acuerdo de París [3], en el que los países implicados se comprometían a los siguientes objetivos medioambientales:

- “El objetivo a largo plazo de mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C sobre los niveles preindustriales.”
- “Limitar el aumento a 1,5 °C, lo que reducirá considerablemente los riesgos y el impacto del cambio climático.”
- “Que las emisiones globales alcancen su nivel máximo cuanto antes, si bien reconocen que en los países en desarrollo el proceso será más largo.”
- “Realizar posteriormente reducciones rápidas de acuerdo con los mejores conocimientos científicos disponibles, para lograr un equilibrio entre las emisiones y las absorciones en la segunda mitad del siglo.”

A la hora de cumplir estos objetivos, la Unión Europea se impuso unos objetivos particulares conocidos coloquialmente como Objetivo 20/20/20 [4]. Consiste en un paquete de medidas para

garantizar el cumplimiento de los objetivos climáticos y de energía asumidos por la Unión Europea para 2020.

Estas medidas se apoyaban en estos tres pilares fundamentales:

- “Un 20% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (en relación con los niveles de 1990).”
- “Un aumento del 20% de energías renovables en la UE.”
- “Un 20% de mejora de la eficiencia energética.”

La fecha de vencimiento para cumplir estos objetivos ya ha pasado y el resultado no ha llegado a cumplir con las expectativas que habían sido marcadas. De esta manera se han propuesto nuevos objetivos para 2030 en el denominado Paquete de Invierno, [5] siendo los marcados a continuación:

- “Al menos un 40% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (con respecto a 1990)”.
- “Al menos un 32% de cuota de energías renovables.”
- “Al menos un 32,5% de mejora de la eficiencia energética.”

Si esta vez se quieren cumplir con estos objetivos, es fundamental que se invierta en energía renovable tanto a nivel de generación, para que poco a poco se vaya reduciendo la dependencia de las centrales térmicas convencionales, que son unas de las mayores fuentes de emisión de gases de efecto invernadero que existen, como para autoconsumo en forma de energía fotovoltaica. Por ello cada estado miembro de la Unión Europea se comprometió a elaborar un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima para 2021-2030 (PNIEC)

Energía fotovoltaica en España

España se encuentra entre los países de Europa con mayor cantidad de horas de sol, lo que hace de la energía solar una fuente muy atractiva para favorecer la autonomía energética del país. Durante los años 2015 y 2018 han existido leyes que han dificultado la explotación y el desarrollo de esta energía, lo que ha supuesto un impedimento para cumplir los objetivos climáticos que se tenían fijado en la Unión Europea para 2020. Con la derogación de estas leyes que frenaban el avance del autoconsumo, la gran reducción de los precios de las placas fotovoltaicas y la situación geográfica de España que nos proporciona una media de 2500 a 3000 horas de sol al año [6], se juntan las claves necesarias para empezar a invertir en fotovoltaica, que acercaría a España a cumplir los objetivos marcados para 2030 [5]. Además, el PNIEC español es mucho más ambicioso a nivel de implementación de las energías renovables que los objetivos establecidos por el paquete de invierno ya que tiene marcado como propósito que el 42% del uso final de la energía sea renovable frente al 32% que establece la Unión Europea y lo más importante es que el autoconsumo de la energía fotovoltaica va a tener un papel fundamental para conseguir estas metas [7]. Son grandes los retos que se enfrenta España para cumplir con sus propósitos ya que actualmente hay instalados 9524 MW de potencia fotovoltaica según los datos que facilita Red Eléctrica de España lo cual supondría el 8.6 % de la potencia total instalada con valor de 110858 MW [8] y se tiene previsto que para el año 2030 en España haya instalada 37000 MW de potencia fotovoltaica para cumplir con los objetivos marcados, de los cuales la gran mayoría estará destinada al autoconsumo [7]. Estos valores que pretende aspirar España supondrían casi cuadruplicar la potencia actual en fotovoltaica existente en el país. Si, además, se añadiese a la previsión de potencia fotovoltaica instalada, la previsión potencia instalada de eólica con valor de 50000 MW, presentarían alrededor del 74% de la energía producida en España [7]. Con lo introducido hasta el momento los objetivos que plantea la PNIEC de España son

los siguientes:

- Una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 21% respecto a 1990.
- Una cuota de renovables del 42% sobre la energía final.
- Una mejora de la eficiencia energética del 39.6 %.
- Una contribución de las renovables a la energía eléctrica del 74%.

La idea de realizar este trabajo ha surgido en consecuencia de todos los compromisos que han hecho la Unión Europea y España, en la importancia que tiene la energía renovable y sobre todo la fotovoltaica en el presente y en el futuro, ya que este tipo de proyectos van a empezar a normalizarse de aquí a pocos años, ya sea en universidades, centros comerciales, viviendas o en hospitales.

1.1 Objetivo del proyecto

El proyecto contará con el diseño y configuración de los generadores fotovoltaicos necesarios para el autoconsumo del edificio. Por otro lado, también se diseñarán las instalaciones de baja tensión, abarcando tanto la zona de corriente continua como la de la corriente alterna. Además, se realizará una selección de los equipos necesarios como pueden ser las placas, los inversores o los propios cables. También se estudiará la distribución de estos elementos dentro del emplazamiento. Otro tema que aborda este proyecto será el diseño de las protecciones, las cuales asegurarán un funcionamiento correcto y seguro de la instalación. Finalmente, se realizará un estudio económico para comprobar la viabilidad del proyecto y un cálculo medioambiental basado en las emisiones de CO₂ que se dejarían de emitir al usar energía limpia.

1.2 Alcance

El alcance de este proyecto aborda los siguientes temas con lo referido a una instalación fotovoltaica:

- Estudio de la potencia óptima para su explotación en autoconsumo.
- Configuración de la conexión de los módulos para formar los distintos generadores que forman la instalación.
- Canalización del cableado para hacer posible la conexión de los distintos elementos tanto de la zona de corriente continua como la de alterna.
- Configuración de las distintas protecciones para asegurar defectos de sobretensión, sobrecargas, intensidades de cortocircuito y frente a choques eléctricos.
- Un estudio económico y medioambiental.

Esta fuera del alcance los cálculos mecánicos de los soportes de los módulos fotovoltaicos y de las canalizaciones.

1.3 Localización y emplazamiento

En la Figura 1 (imagen obtenida de Wikipedia[9]), se puede situar Andújar, un pueblo situado al oeste de la provincia de Jaén, que forma parte de la Comunidad Autónoma de Andalucía. Es en este pueblo donde se encuentra el Hospital donde se va a realizar la instalación. En el Plano 0 se puede ver una imagen del pueblo y la localización del Hospital.

Tiene como coordenadas geográficas:

- Longitud: -4.030519 °
- Latitud: 38.040149 °

El huso horario de este emplazamiento es como en el resto de España de la Península Ibérica el UTC +1.



Figura 1. Localización de Andújar.

1.4 Antecedentes

Como se mencionó en el Apartado 1.3 el Hospital se sitúa en Andújar, un municipio de la provincia de Jaén. En este pueblo presenta un clima mediterráneo; es decir, tiene unos inviernos templados y lluviosos que contrastan con unos veranos secos y calurosos. En el caso de las temporadas de primavera y otoño, las temperaturas y las precipitaciones pueden ser variables. Al tener unas estaciones de invierno y verano tan extremas, se pueden encontrar temperaturas máximas de 45°C y mínimas de 0°C a lo largo del año. Los meses más favorables son los de verano, más concretamente en julio, ya que los días son más largos y la irradiación que emite el Sol es directa, es en esta época cuando se encuentra los valores de irradiancia máxima entorno los 1003 W/m², por otro lado los meses de invierno son los más desfavorables, porque a diferencia de en verano, los días son más cortos y la irradiación del Sol que llega a la superficie es más difusa y no tan directa como en verano, en diciembre, el mes más desfavorables se encuentra las irradiaciones mínimas situadas en torno a los 524 W/m²[10].

El Hospital ocupa un área aproximada de 49700 m², lo que le permite una gran capacidad de instalación de módulos fotovoltaicos ya sea en las cubiertas, como en los aparcamientos o en zonas verdes.

La tarifa eléctrica que esta adherido el Hospital es la tarifa 6.A, típica de industrias y grandes consumos, y cuenta con una contratación de 664 kW para cada uno de los periodos, el precio por potencia contratada y el precio por energía consumida se encuentra en la Tabla 1. Disponen de tres transformadores conectados en paralelo de los cuales hacen uso de dos, manteniendo un tercero en reserva. Además, tienen también un grupo electrógeno auxiliar, con espacio para un segundo grupo móvil para una rápida conexión.

Tabla 1. Precio por potencia contratada y por energía activa consumida de la tarifa 6.A adherida al Hospital.

PERIODO	Precio por potencia(€/kW)	Precio por energía(€/kWh)
P1	39.139427	0.11037043
P2	19.586654	0.09476225
P3	14.334178	0.08871301
P4	14.334178	0.07480345
P5	14.334178	0.07167635
P6	6.540177	0.06277646

El Hospital cuenta con una política medioambiental con el objetivo de respetar y proteger el medioambiente. La implementación de este proyecto ayudaría a cumplir los principios que marca su política medioambiental, además de establecer metas más ambiciosas a las que aspirar.

Algunos de los puntos de su política ambiental que se abordarían en este proyecto son los siguientes:

- “Documentar, implantar y mantener al día un Sistema Integral de Gestión Ambiental que integre de forma específica la gestión energética, comprobando periódicamente su eficacia, como base para la mejora continua del desempeño ambiental y energético.”
- “Cumplir los requisitos legales ambientales, así como aquellos relacionados con el uso y consumo de la energía y la eficiencia energética, que resulten aplicables.”
- “Cumplir con otros requisitos ambientales que la organización suscriba de manera voluntaria y, en la medida de lo posible, adelantarse a las disposiciones legales de futura aparición.”
- “Impulsar la adquisición de productos y servicios energéticamente eficientes, así como el diseño para mejorar el desempeño energético.”

Además, la implementación de este proyecto reduciría considerablemente el coste en la factura de electricidad gracias a una reducción del gasto de la energía proveniente de la red y de la venta de los excedentes que produjese la instalación fotovoltaica.

2 ELECCIÓN DE LA POTENCIA PICO INSTALADA

2.1 Límite de potencia según normativa

El Real Decreto-ley 15/2018 [11], en su disposición derogatoria única, elimina las limitaciones del máximo de potencia de generación instalada hasta la potencia contratada establecida en el artículo 5.1.b del Real Decreto 900/2015 [12]. En dicho Real Decreto, y para instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada se definía como la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos medidas en condiciones estándar.

De acuerdo con la regulación actual sobre autoconsumo, establecida en el Real Decreto 244/2019 [13], no existen limitaciones de potencia máxima instalada sobre instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo. También, en el citado Real Decreto[13], y en su artículo 3.h, se establece una nueva definición de potencia instalada para instalaciones fotovoltaicas: la potencia instalada será la potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias máximas de los inversores.

2.2 Elección de la potencia pico instalada

En la Figura 2 se muestran las zonas disponibles, marcadas en azul, donde sería posible la instalación de módulos fotovoltaicos. Estas áreas ocupan en su totalidad unos 7260 m². La viabilidad de estas zonas se ha establecido desde el punto de vista técnico y de eficiencia energética en función de su orientación, inclinación y sombreados del edificio. Fundamentalmente se han tenido en cuenta las zonas destinadas a aparcamientos y cubiertas del Hospital. No se han considerado otros terrenos del edificio que actualmente se encuentran reservados como posibles zonas de expansión.

Considerando módulos con eficiencia de un 20%, potencia 340 Wp y unas medidas de 1.004 x 1.698 m, la potencia de continua (DC) que se podría instalar en las distintas zonas marcadas del hospital sería de: **1415 kWp**.



Figura 2. Posibles zonas de instalación de módulos fotovoltaicos.

No toda la capacidad que tiene el Hospital va a ser utilizada para la instalación de módulos fotovoltaicos ya que el objetivo del proyecto es instalar la potencia suficiente para que funcione la instalación como autoconsumo. Para calcular la potencia deseada se hará uso de la herramienta Excel y se utilizará como datos los valores de irradiancia horarios a lo largo de los meses del año proporcionados por la aplicación web PVGIS [10], con estos datos y una vez definida la potencia, se puede realizar la curva de generación de la planta (ver Tabla 2 o Figura 3) que será comparada con la curva de consumo horaria de energía del año 2019, proporcionada por el Hospital. Un ejemplo de estos consumos se puede ver en la Tabla 3 donde se muestran los consumos del mes de enero, el resto de las tablas se encuentra en los Anexos.

Tabla 2. Curva de generación típica de un año.

	CURVA DE GENERACIÓN KWH																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,94	140,51	261,87	356,52	414,15	423,68	389,95	326,33	224,52	83,91	3,52	0,00	0,00	0,00	0,00
Febrero	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	58,50	182,13	303,52	402,65	469,92	492,58	461,34	385,90	280,35	151,10	40,74	0,00	0,00	0,00	0,00
Marzo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,14	132,05	272,99	399,90	500,71	561,50	570,90	531,65	450,31	337,34	204,40	71,76	4,74	0,00	0,00
Abril	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,01	83,12	214,00	351,41	472,65	566,21	615,92	613,47	573,03	496,43	385,23	250,74	113,92	24,36	0,00	0,00
Mayo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	34,95	133,61	268,56	405,99	526,48	615,72	664,67	666,19	619,62	539,99	427,41	288,75	150,94	43,52	1,15	0,00
Junio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	43,13	152,99	295,18	438,03	562,62	660,09	715,82	714,05	665,96	584,80	466,73	327,05	186,53	67,08	8,11	0,01
Julio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	34,81	139,08	286,85	438,48	571,78	672,20	728,39	734,20	696,71	618,40	497,53	351,52	201,36	71,20	7,65	0,00
Agosto	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,25	102,15	248,11	402,61	537,91	642,39	704,84	714,12	674,87	590,80	464,79	312,23	157,83	41,66	0,37	0,00
Septiembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,52	63,30	196,67	340,33	471,99	573,28	633,07	638,96	586,60	490,93	362,89	216,09	76,25	6,09	0,00	0,00
Octubre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,44	142,65	277,98	402,18	496,30	534,67	529,10	473,94	374,74	251,43	112,10	20,80	0,00	0,00	0,00	0,00
Noviembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,66	76,98	205,25	317,97	406,42	450,80	442,17	388,96	303,25	184,94	58,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	42,18	108,28	264,43	348,47	397,46	408,53	373,08	292,76	177,40	55,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

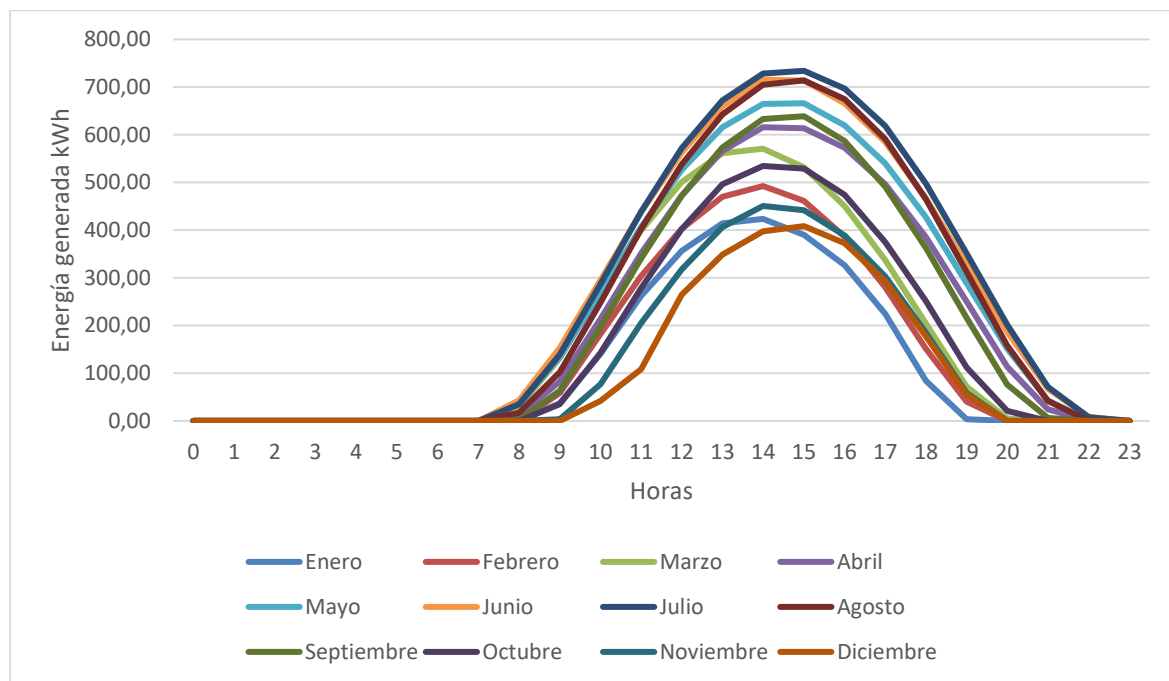


Figura 3. Curva de generación típica de los distintos meses.

Tabla 3. Consumos horarios del Hospital en el mes de enero.

ENERO	TIPO	Consumo Enero: hora del día																							
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	1	247	245	237	234	236	237	252	287	306	270	272	268	270	267	266	265	265	261	280	290	282	279	248	249
2	0	244	237	237	235	237	235	257	307	391	388	379	367	370	351	342	303	305	299	318	330	305	287	243	224
3	0	222	220	218	215	219	222	239	296	397	382	383	367	364	358	326	303	298	314	316	318	295	290	244	234
4	1	233	227	225	227	227	232	247	317	395	380	372	371	368	367	332	304	302	295	316	329	300	291	255	241
5	1	236	232	235	235	237	240	239	262	288	269	262	254	244	239	251	242	245	242	255	286	266	262	245	240
6	1	236	237	233	236	231	235	237	258	284	271	270	266	258	251	251	249	247	254	272	292	286	279	256	246
7	0	249	243	240	239	243	244	268	298	315	306	298	298	294	289	285	282	275	279	284	288	278	278	256	250
8	0	245	248	241	240	239	243	262	313	414	417	422	402	393	385	379	331	323	323	345	343	320	312	277	257
9	0	265	244	235	236	230	239	268	307	416	416	407	403	393	376	386	340	329	322	335	350	320	306	261	244
10	0	240	239	229	235	234	240	253	322	429	435	427	406	393	373	373	338	323	334	331	356	322	331	276	258
11	1	252	252	247	246	247	252	267	322	425	429	421	412	401	404	399	337	324	333	338	362	335	315	264	250
12	1	246	240	241	237	238	238	262	289	271	280	269	267	262	267	256	256	258	277	287	273	276	259	242	
13	0	235	230	234	230	229	232	233	254	284	271	279	273	283	261	266	251	254	254	270	288	272	280	260	242
14	0	237	228	228	225	226	228	262	301	413	412	409	401	411	386	374	336	325	330	325	337	327	303	275	255
15	0	240	234	233	225	225	231	249	312	417	404	406	403	389	378	381	325	323	323	337	336	309	299	259	240
16	0	239	228	221	229	225	224	241	303	392	402	405	386	391	383	362	323	328	304	324	332	307	307	257	235
17	0	239	233	232	238	230	232	254	303	407	397	418	391	379	364	349	312	323	317	332	335	325	306	268	253
18	1	235	234	229	233	235	232	253	310	407	414	408	398	389	375	363	318	322	311	323	336	311	305	273	248
19	1	238	232	228	224	221	222	228	249	270	265	258	250	253	244	247	253	244	240	252	274	253	252	238	229
20	0	225	219	210	214	213	215	211	235	260	244	257	252	246	240	245	245	241	243	248	277	261	270	237	231
21	0	224	224	217	215	217	222	246	293	412	413	404	388	384	389	366	326	337	346	329	346	338	302	262	243
22	0	238	235	230	231	235	235	246	308	431	424	418	404	395	390	383	341	324	325	334	335	321	308	251	229
23	0	228	216	212	217	213	220	230	299	405	399	427	405	404	382	389	346	339	344	326	353	311	306	270	240
24	0	234	223	215	215	214	211	226	291	402	405	396	394	399	392	376	342	335	311	327	341	308	302	248	235
25	1	234	224	225	222	229	222	238	297	414	409	413	400	391	369	367	387	423	370	362	384	309	310	250	239
26	1	236	232	229	224	224	232	229	267	295	257	296	268	274	267	267	280	258	256	277	308	285	303	260	251
27	0	245	240	233	237	236	233	218	243	271	249	260	252	252	248	265	270	255	247	266	284	280	302	272	257
28	0	245	239	238	241	246	243	270	341	461	478	486	464	502	491	431	389	378	359	368	386	353	364	297	276
29	0	266	260	256	255	256	251	270	322	415	424	437	421	417	405	410	361	350	336	350	345	314	314	266	247
30	0	239	233	221	221	221	226	245	313	418	423	434	422	417	417	414	374	347	356	352	350	324	319	263	244
31	0	232	245	230	224	226	232	241	300	413	421	433	424	407	406	395	339	325	323	357	342	318	305	252	238

A la hora de realizar la comparación de la curva de consumo y de generación, se tienen que tener en cuenta además varios aspectos económicos como son los precios de la energía en los 6 periodos tarifarios de la tarifa 6.1 (ver Tabla 1) del actual contrato del Hospital y el precio de la energía inyectada a red proporcionado por OMIE [14] para todas las horas del año 2019. Para este cálculo se ha utilizado la nueva distribución de periodos tarifarios establecida en la Circular 3/2020, del 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, “por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad”[15], que entrará en vigor en diciembre de 2020.

Se deben de tener en cuenta varios factores a la hora de definir la potencia instalada de la planta,

como pueden ser: el porcentaje de energía destinado al autoconsumo, el porcentaje de energía inyectado a la red cuando existen excedentes, la cobertura del consumo que suple la instalación y el precio del kWh generado. De esta manera, se muestran estos valores comparados con varias potencias pico instaladas (ver Tabla 4).

Tabla 4. Precio medio y distribución de la energía fotovoltaica en función de la potencia pico instalada.

Potencia instalada (kWp)	Precio medio del kWh generado (€)	Autoconsumo (%)	Energía a red (%)	Cobertura del consumo (%)
250	0,079	100,00	0,00	12,90
500	0,079	99,78	0,22	25,70
750	0,078	95,06	4,94	36,74
1000	0,075	83,91	16,09	43,31
1250	0,071	72,37	27,63	46,69
1400	0,0694	66,7	33,3	48,10

Dada la capacidad de instalación fotovoltaica y las características del consumo de este edificio, la potencia de instalación fotovoltaica superará los 100 kW de salida AC, viendo las magnitudes de potencia que se están comparando en la Tabla 4; por lo que, de acuerdo con el Real Decreto 244/2019 [13], esta instalación de generación fotovoltaica estará dentro de la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación. Escoger la modalidad sin excedentes obligaría a disponer de mecanismos anti vertido a la red; además, si se quiere cubrir un porcentaje importante de autoconsumo sin pérdidas de energía, se debería de disponer de sistemas de almacenamiento. Esto encarecería bastante la instalación sin obtener ventajas importantes respecto a la modalidad con excedentes. Aun así, para definir la potencia instalada debemos de evitar que el porcentaje de energía inyectada a la red sea muy alto y se tiene que priorizar que la cobertura de autoconsumo sea elevada.

Para visualizar mejor los valores de la Tabla 4, se puede consultar la Figura 4 donde se representan dos gráficas. Por un lado, la de arriba muestra la evolución del porcentaje destinado a autoconsumo energía vertida a la red y la cobertura de autoconsumo respecto a los valores de potencia pico instalada; mientras que la de abajo, refleja el precio del kWh generado en función de la potencia pico instalada.

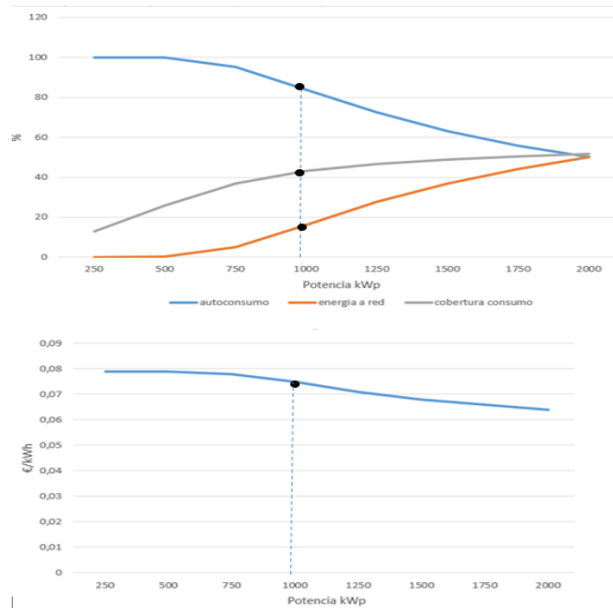


Figura 4. Variación del precio medio y distribución de la energía fotovoltaica en función de la potencia pico instalada.

Como se puede comprobar, entorno a los 1000 kWp se produce la inflexión de todas las curvas. El valor del kWh generado sólo se reduce en 5.5 milésimas respecto al máximo que se obtiene cuando no se inyecta energía a la red. También, para esta potencia, se obtiene un porcentaje de cobertura del consumo del Hospital de aproximadamente el 43%. A partir de esta potencia este valor aumenta muy lentamente respectivamente con la potencia.

De acuerdo con lo anterior se ha elegido la potencia de 1000 kWp como potencia de referencia para el diseño de la instalación. Que, debido a ajustes en la configuración de los módulos para que estén dispuestos de una manera clara y ordenada facilitando así la instalación y el mantenimiento de estos, la potencia instalada resultante toma el valor de **1045.16 kWp**.

La siguiente Tabla 5 muestra los resultados de generación fotovoltaica para una instalación de 1045.16 kWp con módulos instalados con acimut 0° e inclinación de 10° y 15°. Esta tabla refleja: el consumo del Hospital, la generación de la planta que a su vez se divide en los distintos periodos de la tarifa 6.1 cuando ha sido generada, la energía destinada a autoconsumo, la energía inyectada a la red, los porcentajes destinados a autoconsumo e inyectados a red respecto a la energía total producida, los ingresos debidos a la energía que se deja de consumir por el autoconsumo, los debidos a la inyección de energía a la red, los ingresos totales y por último, el precio del kWh generado.

Tabla 5. Resultados de generación fotovoltaica, ingresos y precio medio del kWh generado para una instalación de 1045.16 kWp.

	CONSUMO kWh	GENERACION kWh	GENERACION EN P1	GENERACION EN P2	GENERACION EN P3	GENERACION EN P4	GENERACION EN P5	GENERACION EN P6
ENERO	220.358	82.519	25.762	25.486	0	0	0	22.220
FEBRERO	197.977	90.405	27.883	24.999	0	0	0	22.714
MARZO	222.310	126.120	0	37.352	29.846	0	0	30.510
ABRIL	210.171	143.145	0	0	0	36.359	26.139	40.648
MAYO	277.442	167.014	0	0	0	50.479	35.620	51.899
JUNIO	279.863	176.646	0	0	61.442	42.867	0	40.060
JULIO	328.851	187.555	68.857	49.830	0	0	0	43.968
AGOSTO	329.029	173.970	0	0	57.154	43.595	0	50.193
SEPTIEMBRE	272.518	139.740	0	0	44.468	37.679	0	36.809
OCTUBRE	228.184	113.191	0	0	0	32.934	30.352	31.473
NOVIEMBRE	194.562	85.179	0	22.798	23.129	0	0	24.120
DICIEMBRE	199.157	76.508	18.044	22.036	0	0	0	25.065
ANUAL	2.960.422	1.561.991	140.546	182.501	216.040	243.911	92.111	419.679

	TOTAL AUTOCONSUMO	ENERGIA A RED	% generacion a red	% Consumo con fotovo.	INGRESOS AUT.	INGRESOS RED	TOTAL euros	PRECIO MEDIO
ENERO	73.469	9.050	11,0	33,3	6.653	576	7.229	0,0876
FEBRERO	75.595	14.809	16,4	38,2	6.872	762	7.635	0,0844
MARZO	97.709	28.411	22,5	44,0	8.103	1.380	9.482	0,0752
ABRIL	103.145	40.000	27,9	49,1	7.145	1.952	9.097	0,0636
MAYO	137.997	29.016	17,4	49,7	9.587	1.328	10.915	0,0654
JUNIO	144.369	32.277	18,3	51,6	11.172	1.508	12.680	0,0718
JULIO	162.654	24.901	13,3	49,5	15.082	1.308	16.389	0,0874
AGOSTO	150.941	23.029	13,2	45,9	11.482	1.044	12.526	0,0720
SEPTIEMBRE	118.956	20.784	14,9	43,7	9.074	843	9.917	0,0710
OCTUBRE	94.759	18.432	16,3	41,5	6.615	817	7.432	0,0657
NOVIEMBRE	70.047	15.132	17,8	36,0	5.726	582	6.308	0,0741
DICIEMBRE	65.145	11.363	14,9	32,7	5.653	0	5.653	0,0739
ANUAL	1.294.787	267.204	17,1	43,7	103.165	12.099	115.265	0,0738

3 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

3.1 Descripción general de la instalación

La instalación fotovoltaica que se quiere realizar en el centro hospitalario va a estar constituida por un total de **3074 módulos** de 340 Wp de potencia, en condición estándar, agrupados en 12 generadores que están ubicados en distintas zonas del hospital. La disposición de los distintos generadores está agrupada en tres áreas, como se muestra en la Figura 5 estas zonas son denominadas: Cubiertas, Aparcamientos 1 y Aparcamientos 2. Para más información la Figura 6 muestra un esquema simplificado de la disposición de las distintas conexiones que se llevarán a cabo en la instalación.

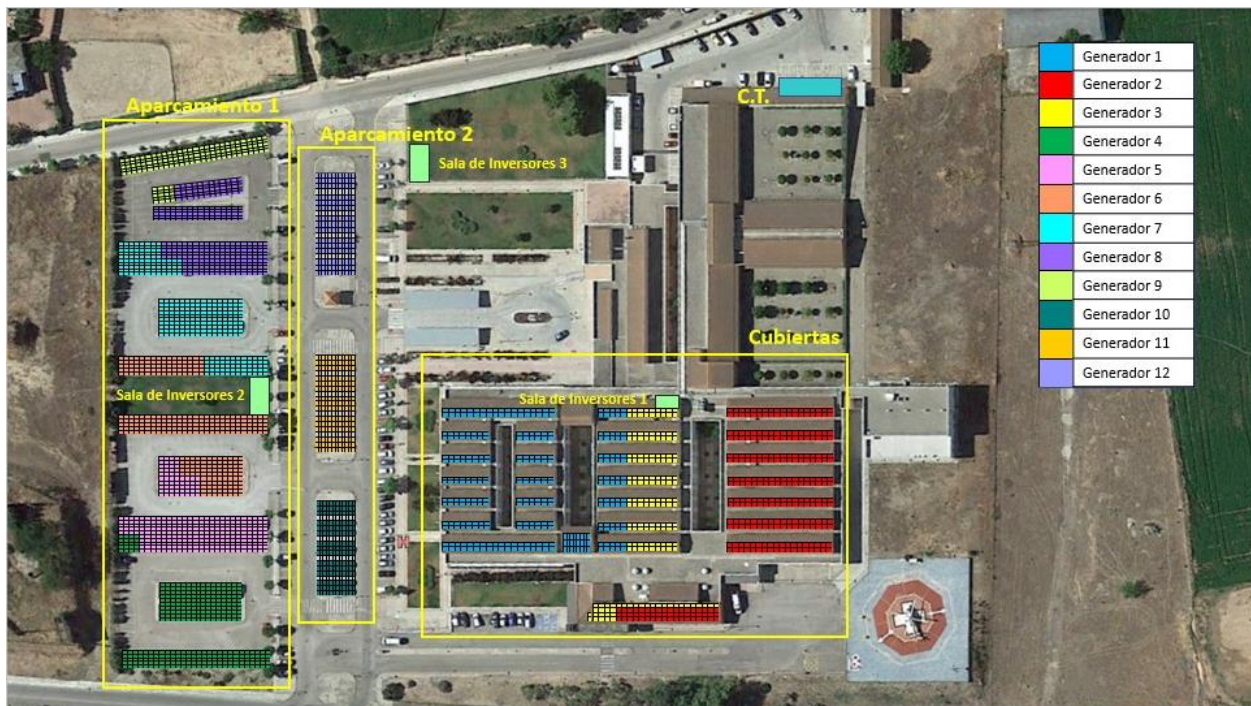


Figura 5. Proyección de las distintas zonas que forman la instalación fotovoltaica en el Hospital.

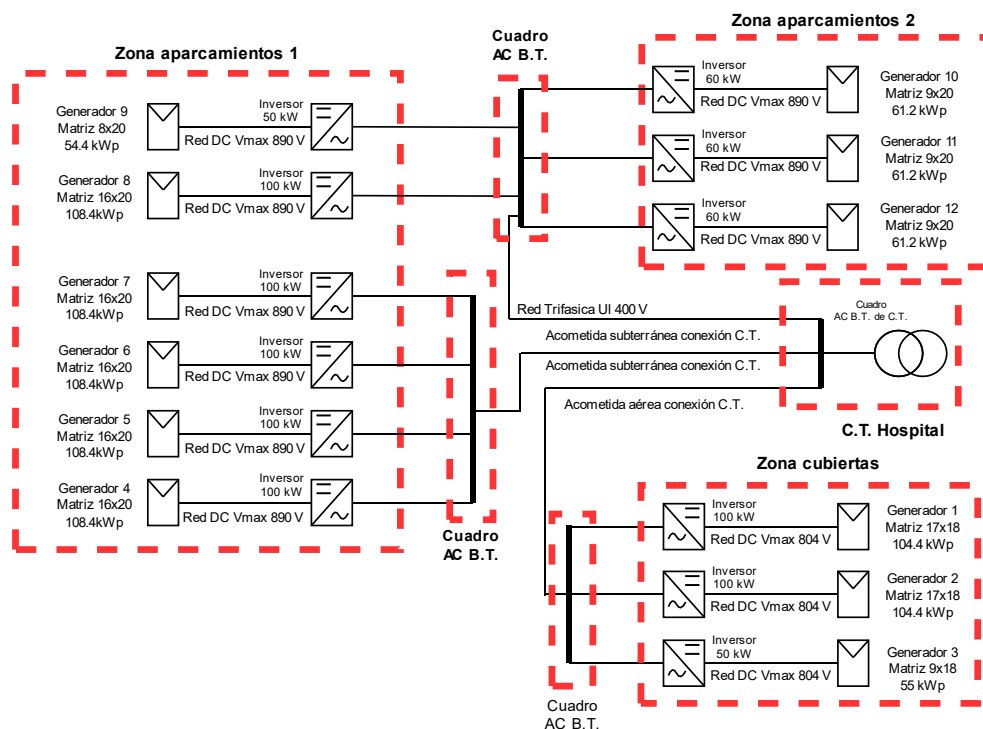


Figura 6. Esquema general de la conexión de la instalación fotovoltaica.

En la zona de las Cubiertas se instalarán 3 generadores fotovoltaicos con las características mostradas en la Tabla 6.

Tabla 6. Configuración de los generadores instalados en la cubierta del Hospital.

	N.º de módulos	Módulos por cadena	N.º de cadenas	Potencia DC (kWp)	Potencia AC (kW)
Generador 1 y 2	306	18	17	104	100
Generador 3	162	18	9	55	50
Total	774	18	43	263	250

El área dedicada a los aparcamientos se encuentra en la actualidad sin cubrir, por lo que la instalación fotovoltaica permitirá, además de producir energía al hospital, proporcionar sombra en los mismos aparcamientos. De acuerdo con la orientación, los aparcamientos se han dividido en dos zonas: los Aparcamientos 1, orientados al Sur, y los Aparcamientos 2, orientados al Este. Con el objetivo de orientar ambos aparcamientos al sur, se diseñarán dos tipos de estructuras para el soporte de los módulos.

Por otro lado, en la zona de Aparcamientos 1 se instalarán 6 generadores fotovoltaicos con las características mostradas en la Tabla 7.

Tabla 7. Configuración de los generadores instalados en Aparcamientos 1.

	N.º de módulos	Módulos por cadena	N.º de cadenas	Potencia DC (kWp)	Potencia AC (kW)
Generador 4 a 8	320	20	16	108.8	100
Generador 9	160	20	8	54.4	50
Total	1760	20	88	598.5	550

Y por último en la zona de aparcamientos 2, se instalarán 3 generadores fotovoltaicos de las características indicadas en la Tabla 8.

Tabla 8. Configuración generadores instalados en Aparcamientos 2.

	N.º de módulos	Módulos por cadena	N.º de cadenas	Potencia DC (kWp)	Potencia AC (kW)
Generador 10 a 12	180	20	9	61.2	60
Total	540	20	27	183.6	180

Se han habilitado tres espacios para colocar los inversores de los distintos generadores:

- Una sala acondicionada para la instalación de los inversores, denominada Sala de inversores 1, situada en una de las naves de almacenamiento de la azotea del hospital. En dicho espacio se instalarán los 3 inversores situados en la zona de cubiertas los cuales se conectarán a un cuadro general de protección de baja tensión. Dicho cuadro enlazará, a través de una acometida común sobre bandeja, esta zona de generación fotovoltaica con el cuadro general de baja tensión del centro de transformación (CT) que alimentan al Hospital.
- Dentro de la zona de los aparcamientos, se situarán dos casetas prefabricada que contendrán a los inversores de los Aparcamientos 1 y 2. En la caseta denominada Sala de inversores 2, se instalarán 4 inversores que conectarán con los generadores comprendidos desde el número 4 al 7, mientras que en la Sala de inversores 3, se instalarán 5 inversores que conectarán con los generadores comprendidos entre el número 8 al 12. Desde el cuadro general de protección de cada sala de inversores se conectará, a través de una acometida común subterránea, con el cuadro general de baja tensión del CT. En total, la instalación proyectada cuenta con una potencia total DC de 1045 kWp y una potencia total de salida de inductor de 980 kW. La orientación (Acimut) de los módulos en todas las zonas es de 0°; exceptuando la del Generador 9 que se encuentran con una orientación de 10°, no obstante, para los cálculos se considerará como 0°. La inclinación es de 15° para los módulos de la zona de cubiertas y

de 10 ° para las zonas destinadas a ambos aparcamientos.

3.1.1 Comprobación de la configuración de los módulos conectados a los inversores

Los valores de los módulos fotovoltaicos que facilitan las empresas están referidos a condiciones estándar de temperatura (25°C), de irradiación (1000 W/m²) y de la masa de aire (AM 1.5). Es necesario conocer los límites de temperatura que van a llegar a alcanzar los módulos fotovoltaicos, con el fin de poder calcular los valores eléctricos con los que se puede llegar a operar.

Temperatura mínima

$$\theta_{pmín} = \theta_{amin} * \frac{TONC - 20}{800} * I_{rmin} = -1.5^{\circ}C$$

Donde:

- $\theta_{pmín}$: Temperatura de la placa mínima.
- θ_{amin} : Temperatura ambiente mínima en Andújar= -5 °C.
- TONC: Temperatura de operación nominal= 48 °C (Valor sacado de la asignatura Integración a las energías renovables [16]).
- I_{rmin} : Irradiancia mínima= 100 W/m².

Temperatura máxima

$$\theta_{pmáx} = \theta_{amax} * \frac{TONC - 20}{800} * I_{rmax} = 80^{\circ}C$$

Donde:

- $\theta_{pmáx}$: Temperatura de la placa máxima.
- θ_{amax} : Temperatura ambiente máxima en Andújar= 45 °C
- TONC: Temperatura de operación nominal= 48 °C, (Valor sacado de la asignatura Integración a las energías renovables [16])
- I_{rmax} : Irradiancia máxima= 1000 W/m²

Una vez conocidos los valores extremos con los que los módulos van a operar se debe calcular los límites de tensión con los que va a trabajar la instalación para poder realizar correctamente la configuración en serie y en paralelo de los módulos fotovoltaicos.

Tensión a circuito abierto máxima

$$U_{oc}(\theta_{pmín}) = U_{oc} + \alpha * (\theta_{pmín} - \theta_p) = 44.26 V$$

Donde:

- U_o : Tensión a circuito abierto a 25 °C= 41.1 V
- θ_{pmin} : Temperatura mínima del módulo= -1.5 °C
- θ_p : Temperatura nominal del módulo= 25 °C
- α : Coeficiente de temperatura= -0.29%/K

Tensión a circuito abierto mínima

$$U_{oc}(\theta_{pm\acute{a}x}) = U_{oc} + \alpha * (\theta_{pm\acute{a}x} - \theta_p) = 34.54 \text{ V}$$

Donde:

- U_o : Tensión a circuito abierto a 25 °C= 41.1 V.
- θ_{pmax} : Temperatura máxima del módulo= 80 °C.
- θ_p : Temperatura nominal del módulo= 25 °C.
- α : Coeficiente de temperatura= -0.29%/K.
-

La selección del inversor se ha realizado de acuerdo con la potencia nominal de la planta y las características de la matriz fotovoltaica, la configuración de los módulos en serie y en paralelo.

La tensión del generador viene dada por la suma de las tensiones que componen la serie de los módulos. Este valor de tensión fluctúa en función de la temperatura, llegando a alcanzar un máximo de tensión en invierno, a consecuencia de las bajas temperaturas, y un mínimo de tensión en verano, con las altas temperaturas. Es necesario verificar que el inversor seleccionado pueda funcionar dentro de este rango de operación de tensiones.

El valor máximo de módulos que se pueden conectar en serie viene dado por la tensión que se obtiene al alcanzar las temperaturas mínimas:

$$N_{seriem\acute{a}x} = \frac{U_{dcm\acute{a}x}}{U_o(\theta_{pmin})}$$

El valor mínimo de módulos que se pueden conectar en serie viene dado por la tensión que se obtiene al alcanzar las temperaturas máximas:

$$N_{seriem\acute{i}n} = \frac{U_{dcm\acute{i}n}}{U_o(\theta_{pmax})}$$

Una vez realizada la configuración de los módulos en serie, se debe dimensionar el número de cadenas conectadas en paralelo del generador fotovoltaico. Este valor depende de la intensidad nominal del módulo fotovoltaico y de la intensidad máxima que soporta el inversor. En el caso de que el inversor esté compuesto por varios módulos MPPT, la intensidad máxima será la referida a

dicho módulo. En el caso de la intensidad la temperatura es un factor despreciable, ya que la intensidad varía muy poco.

$$N_{\text{paralelomáx}} = \frac{I_{\text{dc máx}}}{I_{\text{MPPT}}}$$

Por lo tanto, teniendo en cuenta los valores de tensión a circuito abierto calculados anteriormente y que el valor de I_{MPPT} es de 9.94 A, para los distintos inversores que componen el generador fotovoltaico, la configuración de estos se ve reflejada en la Tabla 9.

Tabla 9. Configuración de los módulos fotovoltaicos en los distintos inversores.

Inversor	$U_{\text{dc máx}}$	$U_{\text{dc mín}}$	$I_{\text{dc máx}}$ De MPPT	N.º MPPT	Serie (máx./mín.)	Paralelo (máx.)
PVS-100-TL	1000	360	36	6	22 / 10	18
PVS-60-TL	950	360	36	3	21 / 10	9
PVS-50-TL	950	300	36	3	21 / 8	9

3.2 Módulos fotovoltaicos

El módulo elegido es el modelo TS TSM-340 DE06M.08 (II), fabricado por la empresa Trinasolar. Este módulo de silicio monocristalino cuenta con una potencia de 340 Wp en condiciones estándar. También incorpora una tecnología vanguardista que empezó a utilizarse a finales de la década, donde el diseño y la fabricación de módulos fotovoltaicos han conseguido alcanzar valores de eficiencia del 20% [17]

Los módulos de silicio monocristalino se están imponiendo cada vez más sobre los de silicio policristalino, debido a su mayor eficiencia. Esto es consecuencia de que la estructura interna de los módulos monocristalino es más uniforme y por tanto oponen menos resistencia a la circulación de los electrones [16]. Dentro de las nuevas tecnologías que incorpora este módulo de silicio monocristalino podemos destacar las siguientes:

Tecnología PERC (Passivated Emitter Rear Cell) [18]. Las células convencionales están formadas, entre otros elementos, por tres capas: una capa exterior de silicio dopada con electrones (Si-n), denominada emisora, lo cual estará en contacto directo con la radiación solar; una capa intermedia, también de silicio dopado positivamente (Si-p); y una última capa inferior de aluminio BSF (Black Surface Field) que absorbe la radiación que atraviesa las capas anteriores.

A grandes rasgos la tecnología PERC consiste en colocar una capa reflectante (Dielectric Layer) entre la capa intermedia y la inferior para que la radiación vuelva a incidir en la capa Si-n, fomentando de esta manera una mayor circulación de electrones y por tanto aumentando la eficiencia del panel (ver Figura 7. Fuente: Blog Tecnosol [18]). Gracias a esta tecnología, las temperaturas que alcanzaría el

panel se ven reducidas, al absorber menos calor por radiación, y además que mejora su eficiencia en días nublados y al principio y final del día cuando la incidencia de la radiación es más leve.

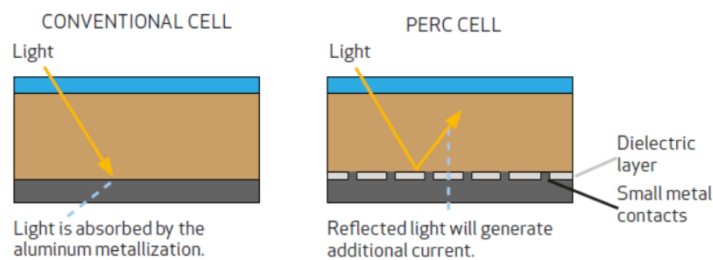


Figura 7. Comparación de las distintas capas de una célula convencional y PERC.

Tecnología Half-Cell [18], con esta tecnología se consigue innovar a nivel de distribución y conexión de las células fotovoltaicas. Esto se debe al uso de células fotovoltaicas convencionales cortadas por la mitad, distribuyendo su potencia en dos partes. Se obtiene de esta manera un panel de 120 células, en vez de las 60 convencionales (ver Figura 8. Fuente: Blog Tecnosol[18]). De esta manera se reduce la intensidad que circula por la serie de células, disminuyendo de esta manera las pérdidas por efecto Joule. Estos módulos presentan su punto de conexión en mitad del módulo, dividiéndolo en dos partes iguales. Con esta división se consigue reducir la distancia que recorre la intensidad, desde la célula hasta mitad del panel. Y por último aporta maniobrabilidad en caso de sombreado parcial en una mitad del panel, permitiendo utilizar la otra mitad sin verse afectada. Todo esto se traduce en una mejora del rendimiento del panel.

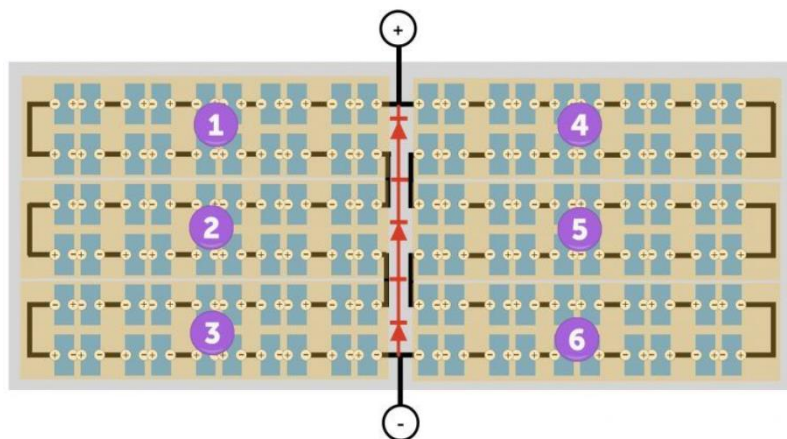


Figura 8. Esquema de un panel de 120 células fabricado con tecnología Half-Cell.

Otros aspectos que se han considerado en la elección del módulo han sido:

- Garantía del producto de 12 años, frente al valor habitual de 10 años.
- Garantía de pérdida de potencia de salida por degradación respecto a la potencia inicial durante los primeros 25 años. Para este módulo el fabricante garantiza una pérdida de 2.5% el primer año; además desde el 2° hasta el 25° año, la media anual de pérdida no superará el 0.6%. Al final del 25° año, se comprometen a que la eficiencia no disminuya del valor de 83.1%. Esta garantía es más ambiciosa que los valores típicos que existen en el mercado que garantizan en 25 años una eficiencia del 80%[17].

- Tolerancia de potencia positiva, de 0/+5 W sobre la potencia máxima que figura en la ficha técnica del módulo.

El módulo elegido, modelo TS TSM-340 DE06M.08, presenta las siguientes especificaciones mostradas en la Tabla 10 para sus parámetros eléctricos principales en condiciones estándar de operación (Irradiancia de 1000 W/m², temperatura del módulo de 25 °C, AM: 1.5).

Tabla 10. Características eléctricas de los módulos en condiciones estándares de operación [19].

Potencia del punto de máxima potencia; P_{MPP} (Wp)	340
Tolerancia en la potencia de salida (W)	0/+5
Tensión del punto de máxima potencia, U_{MPP} (V)	34.2
Intensidad del punto de máxima potencia, I_{MPP} (A)	9.94
Tensión a circuito abierto, U_{oc} (V)	41.1
Intensidad de cortocircuito, I_{sc} (A)	10.6
Eficiencia (%)	19.9

Las dimensiones de los módulos son las recogidas en la Tabla 11. Para facilitar el conexionado, estos módulos disponen de dos latiguillos de cable de 4 mm² para la unión de los terminales del módulo con conectores Multicontact. Los módulos dispondrán de diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP68. Los marcos laterales serán de aluminio y dicho marco se conectará a tierra.

Tabla 11. Características físicas de los módulos [19].

Células solares	Monocrystalina
Número de células	120 (6x20)
Dimensiones (mm)	1698x1004x35
Peso (kg)	18.7
Cristal	Cristal antireflectario y resistente al calor. Espesor: 3.2 mm
Material de encapsulamiento	EVA (Etil-Vinilo-Acetato. Sirve para encapsular a la placa fotovoltaica y protegerla.)
Cables	Sección: 4.0 mm ² Latiguillos (Negativo/Positivo): 1200 mm
Conectores	TS4 (es un tipo de conector que no requiere de herramientas para el conexionado.)

3.3 Inversores

Para la conexión de los distintos generadores a la red se utilizarán inversores, elementos encargados de convertir la corriente continua generada en los módulos fotovoltaicos en corriente alterna que se inyecta a la red. Todos los inversores utilizados tendrán un funcionamiento completamente automático con seguimiento del punto de máxima potencia. Actuarán como fuentes de corriente sincronizada con la red y dispondrán de microprocesadores de control, además de un PLC (Power Line Communications) de comunicaciones.

A continuación, se nombran varias incorporaciones para preservar la seguridad de la red eléctrica conectada, de la propia instalación y de las personas con acceso a las distintas infraestructuras de la instalación.

- **Separación galvánica entre la red de continua y la red de alterna.** Distintas normas (como el RD 1699/2011 [20]) exigen esta separación para evitar la transferencia de defectos entre dichas redes, disminuir el riesgo eléctrico y evitar la inyección de corriente continua en la red de alterna.

Para conseguir esta separación galvánica se utilizan distintas tecnologías como:

- a) Utilizar un transformador de baja frecuencia. Es la manera más efectiva de conseguir la separación galvánica y es por ello por lo que este método sigue impuesto en muchos países. No obstante, el uso de transformador presenta una serie de

desventajas como el incremento del coste, peso y tamaño del inversor; además de una reducción de la eficiencia del 2% provocada por las pérdidas del transformador.

- b) Otra tecnología utilizada consiste en sustituir el transformador de baja frecuencia por uno de alta, situado en la parte de DC. Con esto se consigue una gran reducción del tamaño, peso y coste del inversor. Sin embargo, no mejora la eficiencia respecto al transformador de baja frecuencia y la etapa de potencia del inversor se vuelve mucho más compleja. Debido a esto su uso no es muy extendido.
- c) La tecnología que se está imponiendo en los últimos años es la utilización de inversores sin transformadores en combinación con sistemas DC flotantes (terminales positivos y negativos aislados de tierra). Respecto a los anteriores métodos, estos incrementan su eficiencia en torno al 2%, al no depender de transformador, y disminuyen notablemente el coste del inversor. Muchos países permiten la sustitución de esta tecnología frente al uso de transformador. Poniendo especial atención a la situación en España, se permite el uso de esta tecnología siempre que se certifique que la corriente continua inyectada a la red de alterna no supere el 0.5% de la corriente nominal, de acuerdo con ITC-BT-40 [21].

De las tecnologías anteriormente mencionadas se utilizará para la instalación inversores sin transformador con el sistema DC flotante, en vistas a las ventajas que presenta respecto a las demás.

- **Funciones de protección de la interconexión** (protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia). En el Apartado 3.9.4.3 de este proyecto se describen las características de esta protección, así como sus niveles de ajuste.
- **Controlador de aislamiento** con localización selectiva de fallos como medida de protección de la instalación frente a fallos de aislamiento en la red de continua. Mediante este controlador el inversor debe asegurar que en todo momento la red de continua se mantiene flotante.

El generador fotovoltaico presenta, entre las partes activas y tierra, una resistencia de aislamiento distribuida a lo largo de la instalación que origina unas corrientes resistivas de fuga a tierra. El valor de esta resistencia de aislamiento viene determinado por el paralelo de las resistencias de aislamiento de los módulos, cableado DC e inversor, además, su valor disminuirá a medida que aumente su tamaño y dependerá de la distribución de la instalación. Por otro lado, su valor también variará en función de las condiciones ambientales, presentando en condiciones de humedad los mínimos valores. Una bajada drástica de esta resistencia puede ser por consecuencia de defectos del aislamiento. Para su protección, el inversor elegido viene programado para desconectarse de la red DC automáticamente si el valor de esta resistencia de aislamiento cae por debajo del nivel de ajuste del controlador.

Valores bajos de esta resistencia de aislamiento también aumenta el riesgo eléctrico frente a contactos directos e indirectos. En el Apartado 3.8.4.1 de este proyecto se analiza la red flotante y el uso de este controlador como medida de protección complementaria frente a choques eléctricos.

La instalación fotovoltaica dispondrá de 12 inversores de la marca ABB, de los cuales 7 corresponden al modelo PVS-100-TL con una potencia de salida de 100 kW, 3 corresponden al modelo PVS-60-TL con una potencia de salida de 60 kW y 2 corresponden al modelo PVS-50-TL con una potencia de salida de 50 kW.

El inversor PVS-100-TL cuenta con 6 módulos de seguimiento del punto de máxima potencia (módulos MPPT) que permiten regular hasta 6 conexiones distintas de placas mientras que los inversores PVS-50/60-TL tienen 3 MPPT asociados.

3.3.1 Características eléctricas

Las características eléctricas de los inversores se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12. Características eléctricas de los inversores [22],[23] y [24].

	PVS-100-TL	PVS-60-TL	PVS-50-TL
Tensión de entrada de DC máxima absoluta, $V_{max,abs}$ (V)	1000	1000	1000
Tensión de entrada de DC de puesta en marcha, V_{start} (V)	420	500	420
Intervalo de tensión operativa de entrada de DC, $V_{dcmin} \dots V_{dcmax}$ (V)	360...1000	360...950	300...950
Tensión nominal de entrada de DC, V_{dcr} (V)	620	720	610
Potencia nominal de entrada de DC, P_{dcr} (W)	102000	61800	52000
Intervalo de tensión de entrada de DC con MPPT, $V_{MPPTmin} \dots V_{MPPTmax}$ (V)	480...850	570...800	480...800
Potencia de entrada de DC máxima para cada MPPT, $P_{MPPTmax}$ (W) (a 45°C)	17500	21000	17500
Corriente de entrada de DC de máxima para cada MPPT, I_{dcmax} (A)	36	36	36
Corriente máxima de cortocircuito de entrada para cada MPPT, $I_{scmaxMPPT}$ (A)	50	55	55

3.3.2 Características mecánicas de operación

En la Tabla 13 se muestran las características físicas del inversor. El montaje para su explotación se puede realizar tanto vertical como horizontalmente.

Tabla 13. Características mecánicas de los inversores [22],[23] y [24].

	PVS-100-TL	PVS-60-TL	PVS-50-TL
Especificación de protección ambiental	IP66 (IP54 para sección de refrigeración)	IP65	IP65
Refrigeración	Aire forzado	Aire forzado	Aire forzado
Dimensiones (mm)	869x1086x419	750x1100x261.5	750x1100x261.5
Peso (kg)	125	68	68
Sistema de montaje	Soporte de montaje vertical y horizontal	Soporte de montaje vertical y horizontal	Soporte de montaje vertical y horizontal

3.3.3 Protecciones

Las protecciones que incorporan los inversores están recogidas en la Tabla 14.

Tabla 14. Protecciones incorporadas en los inversores [22],[23] y [24].

	PVS-100-TL	PVS-50/60-TL
	Protecciones del lado de continua	
Protección ante sobretensión de entrada para cada MPPT	Descargador de sobretensión sustituible de Tipo 2 con monitorización.	Descargador de sobretensión sustituible de Tipo 2 con monitorización.
Control de aislamiento de la matriz fotovoltaica	Conforme la UNE-EN 62109 [25]	Conforme la UNE-EN 62109 [25]
Interruptores bipolares para la separación de los módulos MPPT de la Red DC	50 A / 1000 V	75 A / 1000 V
Protección frente a sobreintensidades con la utilización de fusible	15 A / 1000 V	15 A / 1000 V
	Protecciones del lado de alterna	
Protección contra la formación de islas	✓	✓
Protección máxima contra sobreintensidad de CA externa	220 A	100 A
Protección contra sobretensiones de salida	Dispositivo de protección frente a sobretensiones sustituibles de Tipo 2 con monitorización.	Dispositivo de protección frente a sobretensiones sustituibles de Tipo 2 con monitorización.

3.3.4 Eficiencia

3.3.4.1 Eficiencia PVS-100-TL

La curva de eficiencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), en función de la potencia de salida respecto a la nominal, se muestra en la Figura 9 (imagen obtenida del manual del producto [26]). El rendimiento máximo es del 98.4%, siendo el rendimiento ponderado del 98.2 %. Para potencias de salida en corriente alterna superiores al 10 % de la potencia nominal, se mantiene por encima del 97 %.

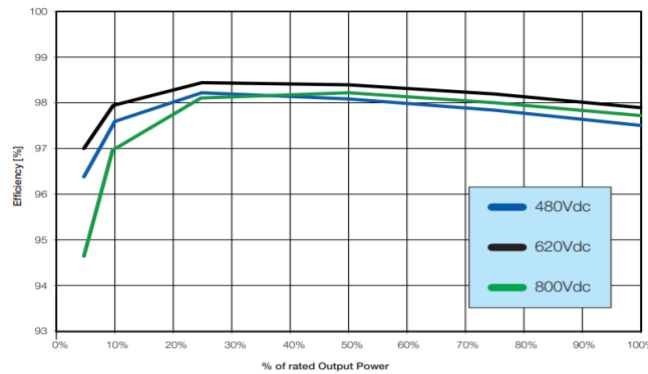


Figura 9. Curva de rendimiento del inversor PVS-100-TL en función de la potencia de salida para distintos valores de la tensión DC.

3.3.4.2 Eficiencia PVS-60-TL

La curva de eficiencia del inversor, en función de la potencia de salida respecto a la nominal, se muestra en la Figura 10 (imagen obtenida del manual del producto [27]). El rendimiento máximo es del 98.5%, siendo el rendimiento ponderado del 98.3%. Para potencias de salida en corriente alterna superiores al 10 % de la potencia nominal, se mantiene por encima del 96.4 %.

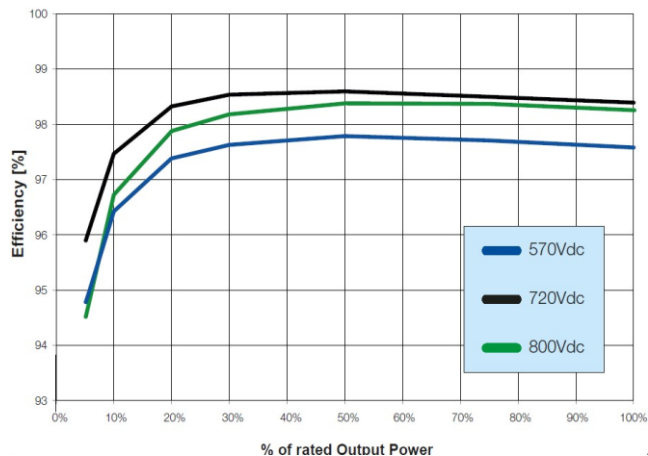


Figura 10. Curva de rendimiento del inversor PVS-60-TL en función de la potencia de salida para distintos valores de la tensión DC.

3.3.4.3 Eficiencia PVS-50-TL

La curva de eficiencia del inversor, en función de la potencia de salida respecto a la nominal, se muestra en la Figura 11 (imagen obtenida del manual del producto [27]). El rendimiento máximo es del 98.3%, siendo el rendimiento ponderado del 98.2 %. Para potencias de salida en corriente alterna superiores al 10 % de la potencia nominal, se mantiene por encima del 95.5 %.

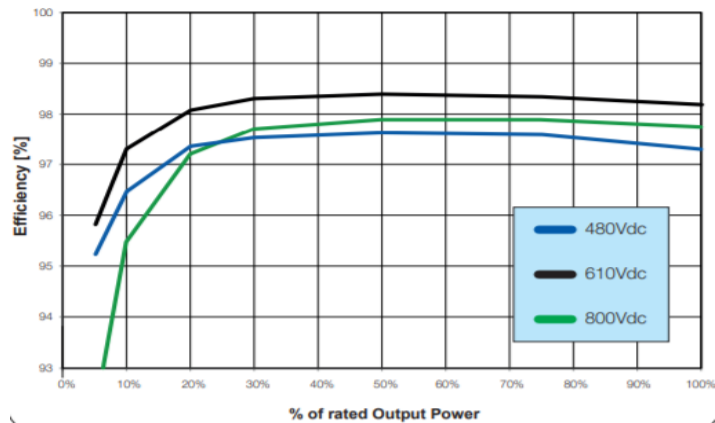


Figura 11. Curva de rendimiento del inversor PVS-50-TL en función de la potencia de salida para distintos valores de la tensión DC.

3.4 Descripción de la instalación fotovoltaica en zona de las cubiertas

Como se ha descrito en el Apartado 3.1, en esta zona del Hospital se instalarán 3 generadores fotovoltaicos independientes con una potencia global de salida AC de 250 kW, generadores denominados 1, 2 y 3. El generador 1 y el generador 2 están constituidos cada uno por 306 módulos agrupados en 17 cadenas de 18 módulos en serie que se conectarán a un inversor PVS -100 -TL de las características indicadas en el Apartado 3.3. El generador 3 está constituido por 162 módulos agrupados en 9 cadenas de 18 módulos en serie que se conectarán a un inversor PVS-50-TL de las características indicadas en el Apartado 3.3. En la Figura 12 se muestra la distribución en cubiertas de los módulos de estos tres generadores y la ubicación de la sala donde se instalarán sus inversores.



Figura 12. Distribución de módulos en cubiertas del Hospital. Ubicación sala de inversores.

3.4.1 Descripción del conexionado de la zona de las cubiertas

En las Figura 13 y Figura 14 se muestra el conexionado de las distintas cadenas de los generadores 1, 2 y 3 a sus respectivos inversores. Para los inversores PVS-100-TL, que cuentan con 6 módulos MPPT, se conectarán 2 cadenas a un módulo MPPT y 3 cadenas a cada uno de los 5 restantes. Para el inversor PVS-50-TL, que cuenta con tres módulos MPPT, se conectarán tres cadenas a cada uno de ellos.

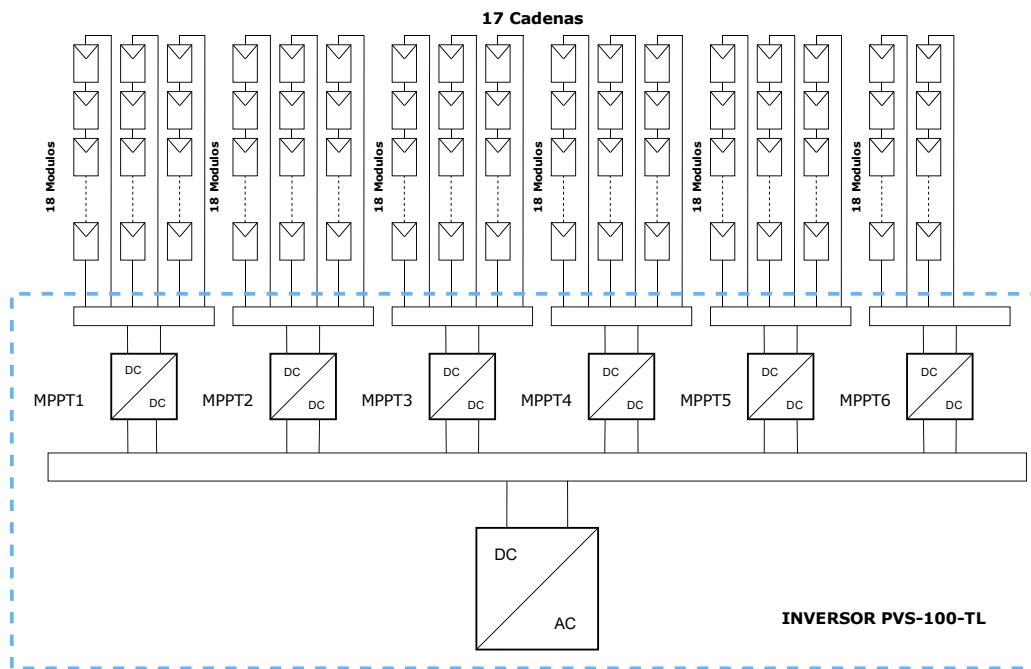


Figura 13. Esquema del conexionado de ramas de los generadores 1 y 2 de la zona de las cubiertas.

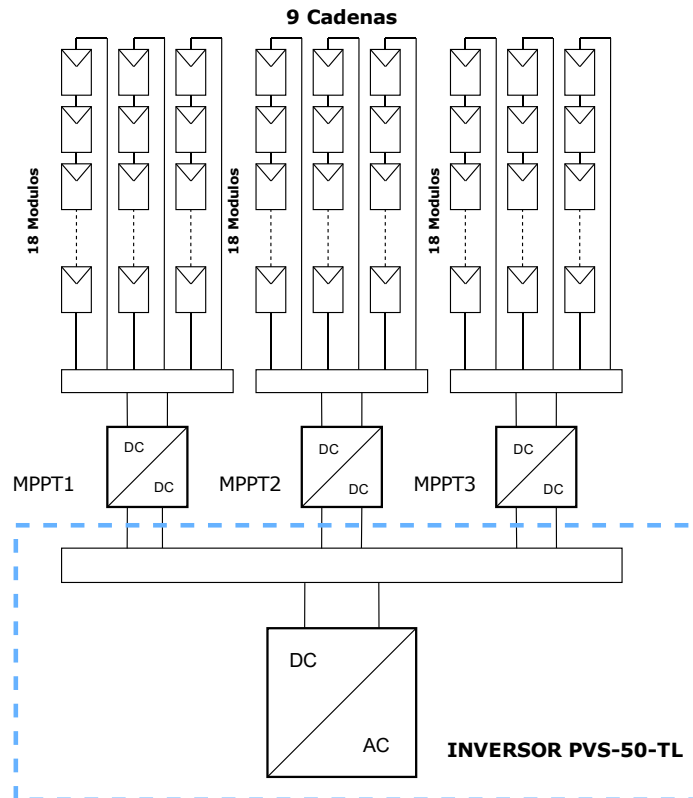


Figura 14. Esquema del conexionado de ramas del generador 3 de la zona de cubiertas.

La configuración y conexionado de las distintas ramas que forman parte de cada uno de los generadores de esta zona de la instalación fotovoltaica del Hospital se puede consultar con más detenimiento en los Planos 14 y 15.

3.4.2 Montaje y sujeción de los módulos en las cubiertas

Los módulos se conectarán entre sí utilizando los conectores Muticontact que disponen y se dispondrán teniendo en cuenta las medidas de protección recomendables para este tipo de instalaciones.

Con el objetivo de reducir al mínimo las cargas de viento y sobrepesos sobre las estructuras de la cubierta, los módulos se montarán a través de una estructura coplanar, manteniendo la inclinación de 15° del tejado. No se utilizarán estructuras metálicas que modifiquen dicha inclinación y permitan el montaje con otra inclinación más cercana al óptimo de 38 °.

En definitiva, se utilizará un sistema de fijación coplanar de los módulos fotovoltaicos diseñado para tejados inclinados con cubiertas de teja de arcilla. Esta estructura estará compuesta por soportes del sistema, ganchos para tejado y todos los componentes necesarios para fijar dichos módulos sobre los soportes del apoyo, esto incluirá fijar a su vez estos apoyos a la plataforma a la que se quiera adherir el conjunto. Este procedimiento de fijación permitirá el montaje del módulo tanto en posición vertical como transversal. (Ver Figura 15 Fuente manual de montaje S: Flex [28]).

Se pueden consultar los Planos 2,3 y 4 para ver la representación del conexionado y la disposición de los módulos para cada uno de los generadores descritos anteriormente.

Todos los soportes y componentes utilizados serán de aluminio o de acero inoxidable.

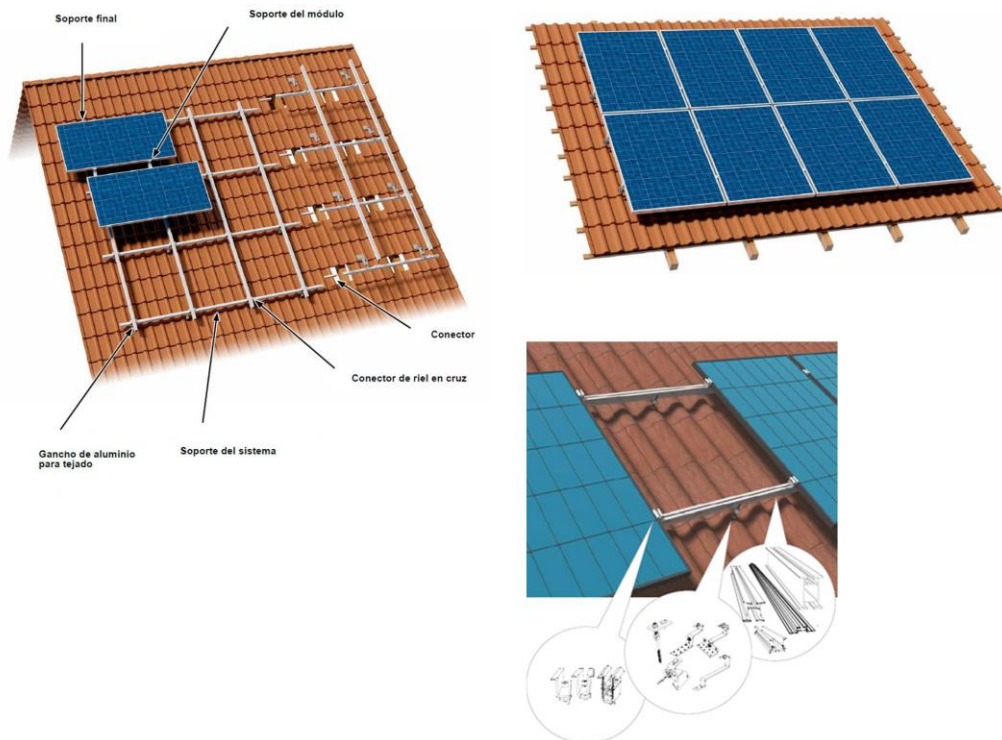


Figura 15. Sistema de montaje coplanar de módulos a la cubierta.

3.5 Descripción de la instalación fotovoltaica en la zona de los aparcamientos 1

Como se ha descrito en el Apartado 3.1, en esta zona del Hospital se instalarán 6 generadores fotovoltaicos independientes(enumerados en la Figura 16 como generadores 4, 5, 6, 7 y 8) con una potencia global de salida AC de 550 kW. Por un lado, los generadores 4 a 8 están constituidos por 320 módulos agrupados en 16 cadenas de 20 módulos en serie que los cuales se conectarán a un inversor PVS-100-TL con características indicadas en el Apartado 3.3. Asimismo, el generador 9 está constituido por 160 módulos agrupados en 8 cadenas de 20 módulos en serie que se conectarán a un inversor PVS-50-TL con las características indicadas en el Apartado 3.3. Se puede observar la distribución elegida en la Figura 16 de los módulos, de los 6 generadores y la ubicación de la sala de inversores 1, donde se instalarán los generadores del 4 al 7 y la sala de inversores 2, donde se instalarán los generadores 8 y 9.



Figura 16. Distribución de módulos en zona de aparcamientos 1 del Hospital. Ubicación sala de inversores.

3.5.1 Descripción del conexionado de la zona de los aparcamientos 1

Para facilitar el montaje y el mantenimiento de la instalación, las cadenas se han formado con bloques de 5 módulos transversales por 4 longitudinales. En las Figura 17 y Figura 18 se muestra el conexionado de las distintas cadenas de los generadores 4, 5, 6, 7 y 8 a sus respectivos inversores. Para los inversores PVS-100-TL, que cuentan con 6 módulos MPPT, se conectarán 3 cadenas a cuatro módulos MPPT y 2 cadenas a los dos restantes. Por otro lado, para el inversor PVS-50-TL, que cuenta con tres módulos MPPT, se conectarán tres cadenas a dos módulos MPPT y 2 cadenas al módulo restante.

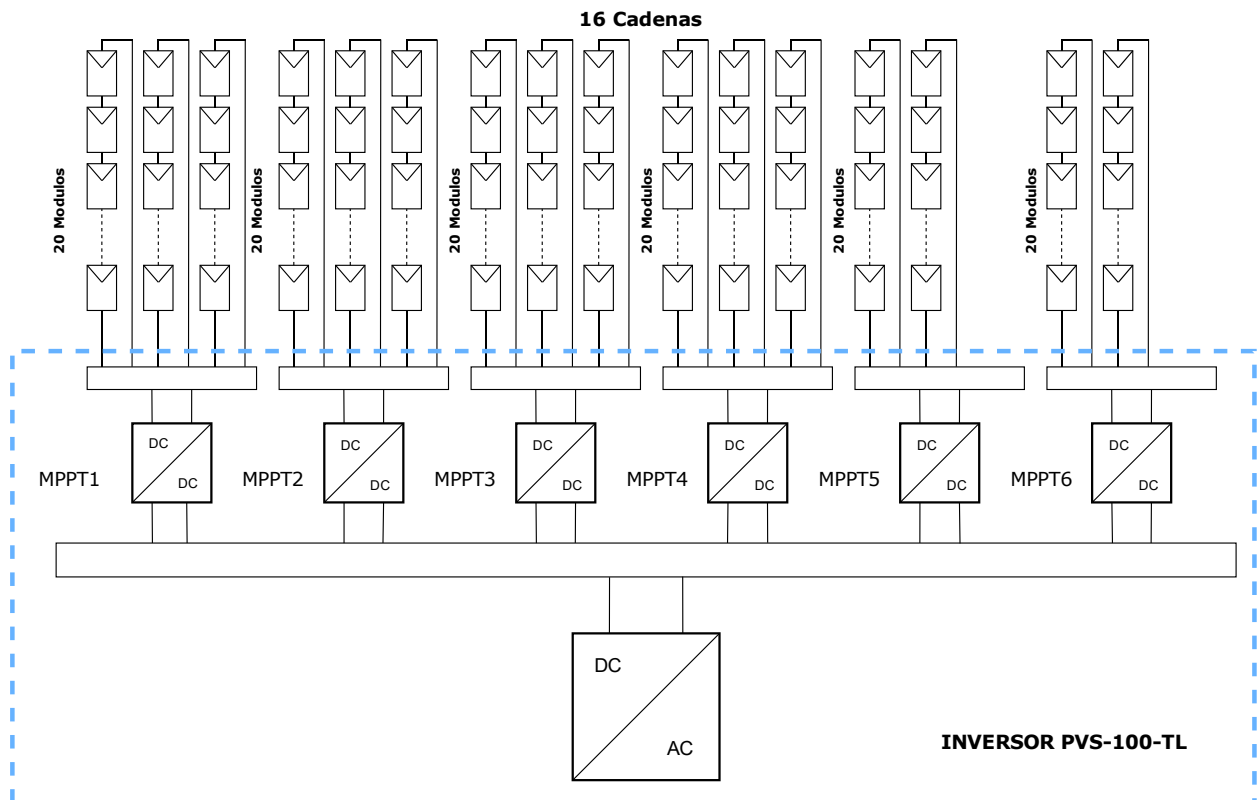


Figura 17. Esquema del conexionado de ramas de los generadores 4 a 8 de la zona de aparcamientos 1.

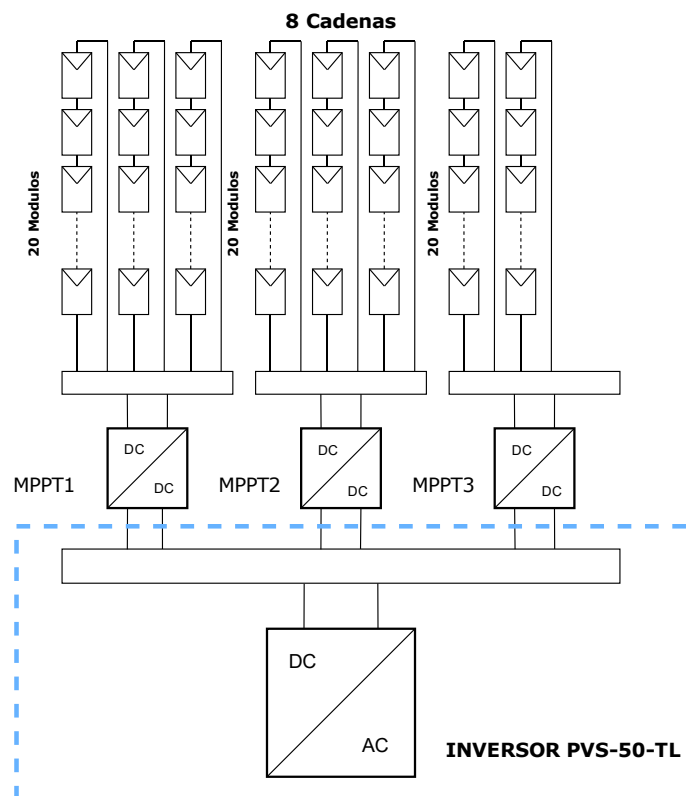


Figura 18. Esquema del conexionado de ramas del generador 9 de la zona de aparcamientos 1.

Para poder consultar la configuración y el conexionado de las distintas cadenas que forman parte de cada uno de los generadores de esta zona de la instalación fotovoltaica del Hospital, se puede consultar los Planos 16 y 17.

3.5.2 Montaje y sujeción de los módulos a estructura del aparcamiento 1

Los módulos se conectarán entre sí utilizando los conectores Muticontact que disponen y, teniendo en cuenta las medidas de protección recomendables para este tipo de instalaciones.

La instalación de los módulos fotovoltaicos se realizará sobre la estructura diseñada para los aparcamientos. (Consultar Planos 5, 6, 7 ,8 ,9 y 10 para ver con más detalle el conexionado y la disposición de los módulos para cada uno de los generadores descritos anteriormente.)

Se dispondrán, por cada cinco módulos, de 2 perfiles conformados omega galvanizados para realizar la sujeción de los módulos. A consecuencia del tránsito de personal por la zona y la altura de los aparcamientos, las cajas de conexión de módulos y el cableado de rama deben quedar inaccesibles a dicho personal con el objetivo de evitar accidentes eléctricos y daños a la instalación o personas. Para ello, la propia omega debe servir también de canalización del cableado.

La estructura empleada para estos aparcamientos será similar a la mostrada en la Figura 19(imagen obtenida de la página web Archi Expo [29]).



Figura 19. Estructura para aparcamientos 1.

3.6 Descripción de la instalación fotovoltaica en la zona de los aparcamientos 2

De acuerdo con el Apartado 3.1, en esta zona del Hospital se instalarán 3 generadores fotovoltaicos independientes (enumerados en la Figura 20 como generadores 10, 11 y 12) con una potencia global de salida AC de 180 kW. Cada uno de estos generadores está constituido por 180 módulos agrupados en 9 cadenas de 20 módulos en serie que se conectarán a un inversor PVS-60-TL de las características indicadas en el Apartado 3.3. Para ver la distribución establecida en estos aparcamientos se puede ver la Figura 20 se muestra la distribución en estos aparcamientos de los módulos de estos 3 generadores. Estos inversores irán ubicados en la sala de inversores 3 junto a los inversores de los generadores 8 y 9.



Figura 20. Distribución de módulos en zona del aparcamiento 2 del Hospital.

3.6.1 Descripción del conexionado de la zona de los aparcamientos 2

La agrupación de los módulos para formar las 9 cadenas con que cuentan cada uno de estos generadores se puede ver en la. Figura 21 Cada secuencia de colores corresponde a las diferentes cadenas que se unirán al inversor a través de la caja de conexión.

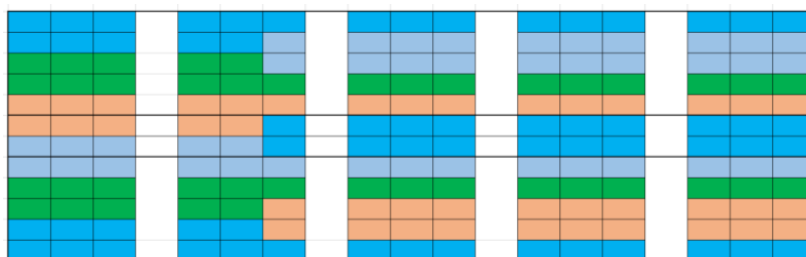


Figura 21. Agrupación de módulos para formar las 9 cadenas de los generadores del aparcamiento 2.

En las Figura 22 se muestra el conexionado de las 9 cadenas de los generadores 10, 11 y 12 a sus respectivos inversores. Se conectarán tres cadenas a cada uno de los tres módulos MPPT con que cuenta el inversor PVS-60-TL.

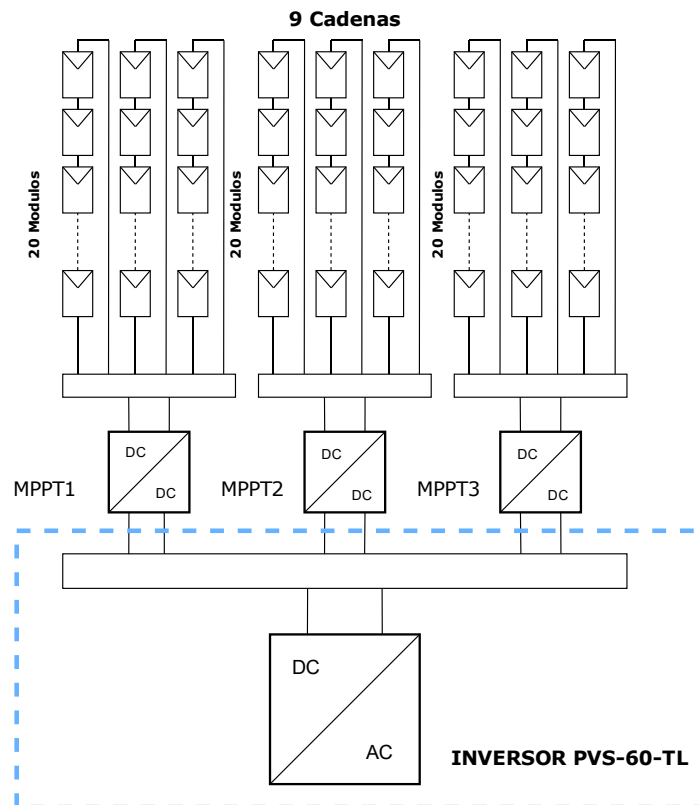


Figura 22. Esquema del conexionado de cadenas al inversor en generadores de la zona de “aparcamientos 2”.

Se puede consultar el Plano 18 para observar la configuración y conexionado de las distintas cadenas que forman parte de cada uno de los generadores de esta zona de la instalación fotovoltaica del Hospital.

3.6.2 Sujeción de módulos y estructura de los aparcamientos 2

Los módulos se conectarán entre sí utilizando los conectores Muticontact que disponen y teniendo en cuenta las medidas de protección recomendables para este tipo de instalaciones.

La instalación de los módulos fotovoltaicos se realizará sobre la estructura diseñada para los aparcamientos. En los Planos 11, 12 y 13 se representa el conexionado y la disposición de los módulos para cada uno de los generadores descritos anteriormente.

Dado el tránsito de personal por la zona y la altura de los aparcamientos las cajas de conexión de módulos y el cableado de rama deben quedar inaccesibles a dicho personal al objeto de evitar un posible accidente eléctrico y daños en la instalación.

En la Figura 23 se muestran imágenes del tipo de estructura empleada para los aparcamientos de esta zona de la instalación (imagen obtenida del de Ikea Málaga [30]);



Figura 23. Ejemplo de estructura utilizada para soporte de módulos en la zona de los aparcamientos 2.

Las placas tendrán un ángulo de inclinación de unos 10° , y estará desviado 0° del acimut para aprovechar la construcción que ya hay presente. La distancia entre placas será de 209 cm, y una altura de 88 cm. Los cálculos justificativos utilizados para obtener esta distancia se pueden consultar en el Apartado 3.6.3.

3.6.3 Cálculo de la distancia mínima para evitar sombras

A la hora de realizar la instalación fotovoltaica, es primordial realizar una configuración que evite la proyección de sombras en los paneles. En la instalación realizada solo existe peligro de generar sombras mutuas en la zona de los aparcamientos 2 y por tanto la distancia se calculará de acuerdo con su configuración. (Ver Apartado 3.6).

La distancia que existe entre dos pilares y la longitud que toma la unión de los módulos en el aparcamiento 2 son mostradas en la Figura 24.

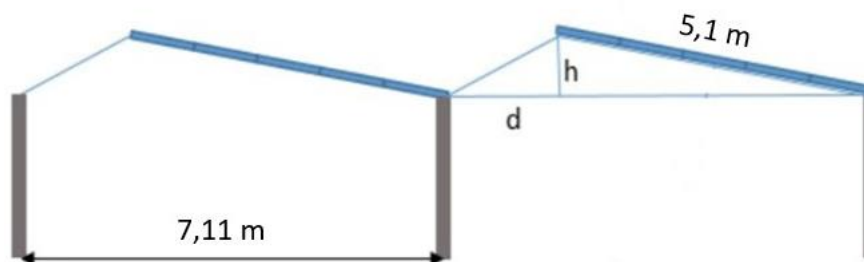


Figura 24. Medidas del Aparcamiento 2.

La longitud, L, será el alto de tres placas contiguas:

$$L = 3 * 1.7 = 5.1 \text{ m}$$

La altura, h , que llega a alcanzar el tejado es de:

$$h = 3 * 1.7 * \sin(10) = 0.88 \text{ m}$$

La distancia mínima de separación para evitar las sombras mutuas, d_{\min} es de:

$$d_{\min} = \frac{h}{\tan (61 - \text{latitud})} = 2.09 \text{ m}$$

Siendo la latitud de unos 38° , como se indicó en el Apartado 1.3.

Siendo x la proyección horizontal que ocupa la fila de placas y con valor:

$$x = 3 * 1.7 * \cos(10) = 5.02 \text{ m}$$

Siendo D el espacio total que necesitaría un generador del aparcamiento 2 y para una inclinación de 10° , da como resultado una distancia de:

$$D = 5 * 5.02 + 4 * 2.09 = 33.46 \text{ m}$$

Como se puede observar en la Figura 25, el espacio que disponemos en los Aparcamientos 2 es de 32 m, por lo tanto, una parte de las placas debería exceder en los extremos de los aparcamientos para que cupiese esta distribución, pero considerando que se encuentra a una altura considerable no se corre peligro de choque con vehículos o personas. De esta manera esta configuración evita las sombras mutuas y es acorde con el espacio disponible.

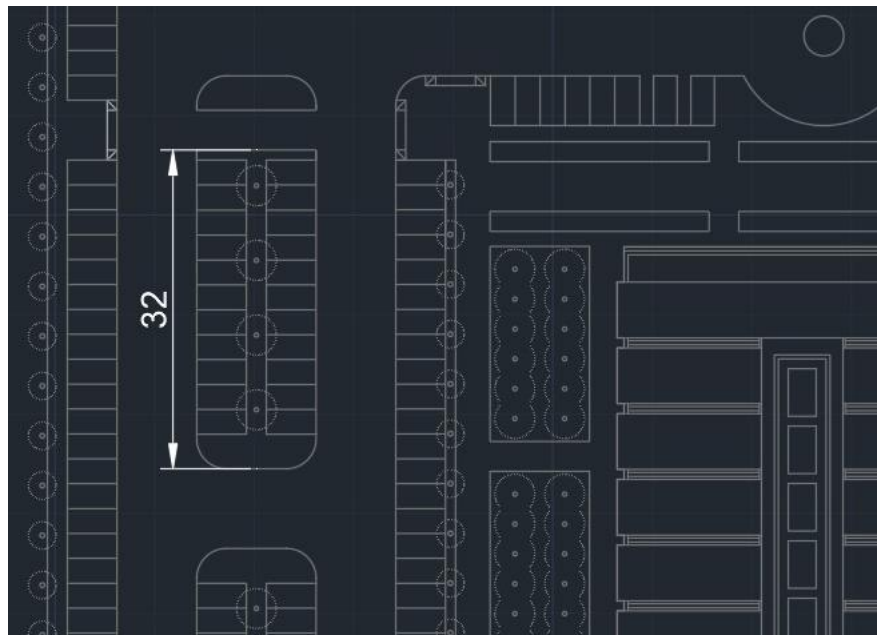


Figura 25. Detalle de los planos del Hospital, indicando la longitud de una franja de aparcamientos.

3.7 Valores de operación de los generadores fotovoltaicos

Los parámetros principales en condiciones estándar de radiación y temperatura de cada uno de los generadores que componen la instalación fotovoltaica del Hospital se muestran en la siguiente tabla (Tabla 15).

Tabla 15. Parámetros principales de los generadores que componen la instalación fotovoltaica medidos en condiciones estándar: 1000 W/m², T célula= 25 °C, AM=1,5.

N.º del Generador	Tipo de Inversor	N.º de módulos por cadena	N.º de cadenas	Máxima potencia generada, P_{MPP} (kWp)	Tensión de máxima potencia, U_{MPP} (V)	Intensidad de máxima potencia, I_{MPP} (A)	Tensión de circuito abierto, U_{oc} (V)	Intensidad de cortocircuito, I_{sc} (A)
1 al 2	PVS-100-TL	18	17	104.04	615.6	29.82	739.8	31.8
3	PVS-50-TL	18	9	55.08	615.6	29.82	739.8	31.8
4 al 8	PVS-100-TL	20	16	108.8	684	29.82	822	31.8
9	PVS-50-TL	20	8	54.4	684	29.82	822	31.8
10 al 12	PVS-60-TL	18	8	61.2	615.6	29.82	739.8	31.8

Para una mayor comprensión, e ha resaltado en color, las diferentes zonas que componen la generación, siendo la franja azul los generadores situados en la zona de las cubiertas, la franja verde a la zona de los aparcamientos 1 y la franja morada a la zona de los aparcamientos 2.

3.8 Red de corriente continua

En este apartado se va a estudiar los requisitos necesarios para la conexión de los distintos componentes que forman la red DC de la instalación. Para ello, se dimensionará el cableado de las diferentes zonas y de sus respectivas canalizaciones. Además, se calculará los valores de las protecciones necesarias de la red DC para mantener la seguridad de las personas y de los equipos.

3.8.1 Conductores de la red DC

En la red de corriente continua se dispondrá de tres tipos distintos de conductores. (Ver Figura 26):

- Conductores de cobre de 4 mm². Estos conductores son empleados para la conexión entre los módulos y la formación de las cadenas. Son proporcionados por los mismos módulos fotovoltaicos y consisten en dos latiguillos de cable (polo positivo y negativo) de 120 cm con conectores Multicontact. Estos conductores se conectarán bien en aire o bien sobre una superficie.
- Conductores de cobre de 10 mm². Estos conductores se utilizarán para la conexión de los terminales finales positivo y negativo de la cadena con la caja de conexión del inversor. Según la zona de instalación irán instalados en bandejas o bajo tubo, bien al aire o en canalización subterránea. El color del polo positivo será rojo, mientras que el del polo negativo será negro. Dispondrán de una codificación en sus extremos, adicional a la obligatoria, que marcará el número del generador que debe conectarse.

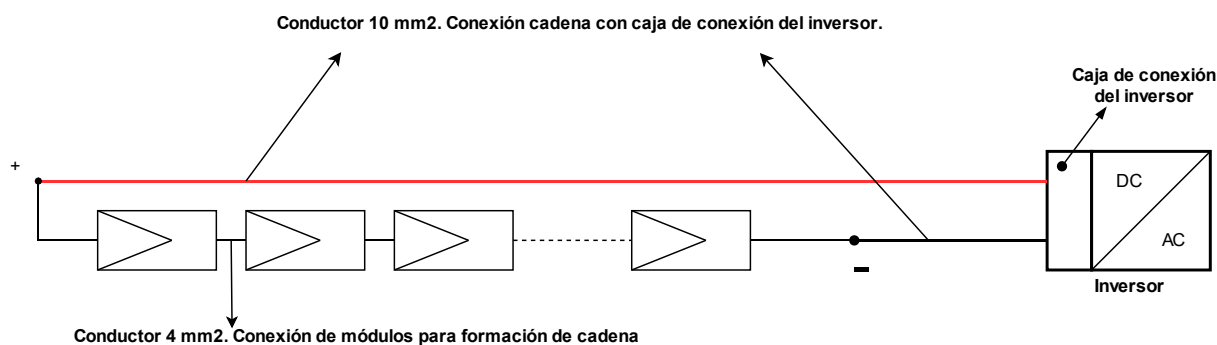


Figura 26. Conductores empleados en la instalación fotovoltaica.

Todos los conductores estarán especialmente diseñados para su uso en la red de DC de sistemas fotovoltaicos. Cumplirán las especificaciones de la norma UNE-EN 50618 [31] y estarán compuestos por un conductor de cobre electrolítico recubierto con una capa continua de revestimiento de estaño, para mejorar su conductividad. Estarán recubiertos por doble aislamiento para mejorar su resistencia a los efectos de la intemperie, temperaturas extremas ambientales y la incidencia de rayos ultravioletas. Sus características principales serán las siguientes:

- Designación: H1Z2Z2-K
- Tensión nominal U_0/U 1.5/1.5 kV.

- Tensión máxima U_m 1.8 kV.
- Conductor de cobre estañado flexible clase 5.
- Adecuados para equipos de aislamiento doble o reforzado clase II.
- Aislamiento Polietileno reticulado (XLPE).
- Rango de temperaturas (-40° /+90°).
- Máxima temperatura del conductor 120 ° (durante 20000 horas).
- Resistentes a la intemperie: rayos ultravioletas, ozono, absorción de agua.
- Cables de alta seguridad (AS): Aislamiento y cubierta de compuesto reticulado libres de halógenos; no propagación de llama, no propagadores de fuego; baja emisión de humos y baja emisión de gases corrosivos.
- Vida útil de 30 años a 90°C.

3.8.2 Comprobación de los conductores en la red DC

Para la comprobación del cableado de la red de corriente continua se tendrán en cuenta las siguientes normativas: UNE-HD 60364-7-712 [32]; UNE-EN 50618 [31]; UNE-HD 60364-5-52 [33]; ITC-BT-07 [34] e ITC-BT-19 [35] del RBT (Reglamento de Baja Tensión).

Se comprobará la sección del cableado por criterio térmico y por criterio de caída de tensión. De acuerdo con el diseño realizado y a las normativas anteriormente relacionadas, los datos de partida para la comprobación son:

- Tensión de la red de continua:

$$\text{Cadenas de 20 módulos, } U_{MPP} = 20 * 34.2 = 684 \text{ V}$$

$$\text{Cadenas de 18 módulos, } U_{MPP} = 18 * 34.2 = 615.6 \text{ V}$$

- Corriente de diseño:

De acuerdo con la guía ITC-BT-40 [21], la corriente máxima que puede circular por un conductor de una instalación de una red DC fotovoltaica no debe superar los $1.25 * I_{sc}$, siendo I_{sc} la intensidad de cortocircuito en condiciones estándares que puede circular por el conductor. Para esta instalación, como se habló en el Apartado 3.8.4.2, las conexiones entre conductores dispondrán de protección frente sobreintensidades y por lo tanto la corriente máxima que podrá ver un conductor es:

$$I_{SCMáX} = 1.25 * 10.6 = 13.25 \text{ A}$$

- Caída de tensión permitida:

Se calculará de acuerdo con la guía ITC-BT-40 [21] y con las recomendaciones del IDAE [36] recogidas en su "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red". La caída de tensión en los conductores entre la generación y la conexión con el inversor no superarán el 1.5%.

- De acuerdo con el Apartado 3.8.1, los conductores escogidos para la instalación en la parte de continua de la red serán de cobre y con una sección de: 4 mm^2 para los latiguillos que

conectarán los módulos y 10 mm^2 para la conexión entre los terminales de cadenas de módulos y la caja de conexión del inversor de los distintos generadores. Estos cables cumplirán las especificaciones indicadas en la norma UNE-EN 50618 [31].

3.8.2.1 Comprobación por criterios de caída de tensión en DC

Para la comprobación de la sección del cableado por criterio de caída de tensión se considerará, en cada una de las zonas la cadena de los módulos más desfavorable, siendo esta la que se sitúa más alejada del inversor. Para mantener la instalación lo más homogénea posible, se usará la sección de la situación más desfavorable para el resto de las cadenas del mismo generador.

En continua la caída de tensión se puede determinar por medio de la expresión:

$$\Delta U = \frac{2 * L * I}{\sigma * S}$$

Donde:

- S: Sección del conductor (mm^2)
- L: Longitud del cable más desfavorable (m)
- σ : Conductividad para el cobre a 90°C es de $45.48 \text{ (m/ } \Omega \cdot \text{mm}^2)$
 - o $\rho(90^\circ\text{C}) = \rho(20^\circ\text{C}) * (1 + \alpha * (T - 20)) = 0.0219 \text{ (}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m)}$
 - o T: Temperatura 90°C
 - o $\rho(20^\circ\text{C})$: Resistividad para el cobre a 20°C es de $1/58 \text{ (}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m)}$
 - o α : Coeficiente de temperatura del cobre = 0.00393
- I: Intensidad (A), en este caso la intensidad I_{MPP} del módulo con valor 9.94 A .
- ΔU : Caída de tensión (V)

Al tener dentro de una cadena dos tramos con distintas secciones, la caída de tensión total será la suma de las caídas de tensiones de ambos tramos.

La caída de tensión del tramo de la unión de los módulos fotovoltaicos con los latiguillos de 4 mm^2 , que se representará con un subíndice 1, será de:

- Para $N_{\text{serie}}=20$ (Aparcamientos)

$$2 * L = N_{\text{serie}} * 2 * L_{\text{lat}} = 48 \text{ m}$$

$$\Delta U_{1,20} = \frac{48 * 9.94}{45.48 * 4} = 2.62 \text{ V}$$

- Para $N_{\text{serie}}=18$ (Cubiertas)

$$2 * L = N_{\text{serie}} * 2 * L_{\text{lat}} = 43.2 \text{ m}$$

$$\Delta U_{1,18} = \frac{43.2 * 9.94}{45.48 * 4} = 2.36 \text{ V}$$

Donde:

- $2 * L$: Longitud total del cable (m)
- N_{serie} : Número de módulos en serie
- L_{lat} : Longitud del latiguillo, con valor 1.2 m para el módulo elegido.

Para el tramo de conexión de los terminales de la cadena con la caja de conexión del inversor, representados por un subíndice 2, se obtendrán los siguientes valores de caída de tensión:

- Zona de las cubiertas: Sección 10 mm^2 y con la distancia más desfavorable, L, de 112 m. Para esta longitud la caída de tensión tendrá un valor de:

$$\Delta U_{2,\text{cubiertas}} = \frac{2 * L * I}{\sigma * S} = \frac{2 * 112 * 9.94}{45.48 * 10} = 4.89 \text{ V}$$

- Zona de aparcamientos 1: Sección 10 mm^2 y con la distancia más desfavorable, L, de 160 m. Para esta longitud la caída de tensión tendrá un valor de:

$$\Delta U_{2,\text{aparcamientos 1}} = \frac{2 * L * I}{\sigma * S} = \frac{2 * 160 * 9.94}{45.48 * 10} = 7 \text{ V}$$

- Zona de aparcamientos 2: Sección 10 mm^2 y con la distancia más desfavorable, L, de 152 m. Para esta longitud la caída de tensión tendrá un valor de:

$$\Delta U_{2,\text{aparcamientos 2}} = \frac{2 * L * I}{\sigma * S} = \frac{2 * 152 * 9.94}{45.48 * 10} = 6.65 \text{ V}$$

Finalmente, la caída de tensión total en las distintas zonas será:

- Zona de cubiertas:

$$\Delta U = \Delta U_{1,18} + \Delta U_{2,\text{cubiertas}} = 2.36 + 4.89 = 7.25 \text{ V}$$

Su valor en tanto % de la tensión U_{MPP} es:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U_{\text{MPP}}} * 100 = \frac{7.25}{616} * 100 = 1.17\% < 1.5\%$$

- Zona de aparcamientos 1:

$$\Delta U = \Delta U_{1,20} + \Delta U_{2,\text{aparcamientos 1}} = 2.62 + 7 = 9.62 \text{ V}$$

Su valor en tanto % de la tensión U_{MPP} es:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U_{MPP}} * 100 = \frac{9.62}{684} * 100 = 1.41\% < 1.5\%$$

- Zona de aparcamientos 2:

$$\Delta U = \Delta U_{1,20} + \Delta U_{2,aparcamientos\ 2} = 2.62 + 6.65 = 9.27\ V$$

Su valor en tanto % de la tensión U_{MPP} es:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U_{MPP}} * 100 = \frac{9.27}{684} * 100 = 1.36\% < 1.5\%$$

En todos los casos la caída de tensión es menor que la máxima establecida; por tanto, las secciones elegidas cumplen con el criterio de caída de tensión.

3.8.2.2 Comprobación por criterios térmicos en DC

La corriente para la comprobación por criterio térmico de la sección de los conductores de la red DC es de 13.25 A, como se mencionó en el Apartado 3.8.2.

- Comprobación de conductores de **4 mm²**.

Tipo de instalación: Dos cables en contacto con el aire sobre superficie.

De acuerdo con la tabla A.3 de la norma UNE-EN 50618 [31], la intensidad máxima admisible para conductores de cobre de 4 mm² con temperatura ambiente de 60 ° es de 44 A > 13.25 A, siendo un valor muy superior a la intensidad de diseño.

- Comprobación conductores **10 mm²** en la zona de las cubiertas.

Tipo instalación: Hasta 17 cables en contacto en bandeja perforada.

De acuerdo con la tabla A.3 de la norma UNE-EN 50618 [31], la intensidad máxima admisible para conductores de cobre de 10 mm² con temperatura ambiente de 60°C es de **79 A**. A estos cables se le aplicará el siguiente factor de corrección según el apartado B.52.17 (Nota 5) de la norma UNE-HD 60364-5-52 [33]:

- Para cables agrupados: 0.72.

La intensidad permitida en este tramo es por tanto de $79 * 0.72 = 56.88\ A > 13.25$ muy superior a la intensidad de diseño.

- Comprobación conductores **10 mm²** en la zona de los aparcamientos.

Los cables transcurren por dos tipos de canalización:

- a) Al aire bajo tubo, con un máximo de 13 conductores bajo el mismo tubo

De acuerdo con la tabla A.3 de la norma UNE-EN 50618 [31], la intensidad máxima

admisible para conductores de cobre de 10 mm² con temperatura ambiente de 60 ° es de **79 A**. Estos cables se le aplicará el siguiente factor de corrección según B.52.17 de la norma UNE-HD 60364-5-52 [33]:

- Para cables agrupados: 0.54.

La intensidad permitida en este tramo es por tanto de $79 * 0.54 = 42.66 \text{ A} > 13.25 \text{ A}$, muy superior a la intensidad de diseño.

- b) Canalización subterránea bajo tubo, con un número máximo de 16 conductores bajo mismo tubo.

La intensidad máxima admisible para una terna de cables unipolares de cobre de 10 mm² de XLPE, bajo tubo enterrado, a una profundidad de 1.2 m y a una temperatura del terreno de 35°C para los días más calurosos del año, es de 96 A siguiendo la tabla 5 de la guía ITC-BT-07 [34]. A este valor de intensidad se le deben aplicar los siguientes factores de corrección:

- Por instalación bajo tubo: 0.8 (ITC-BT-07 [34], apartado 3.1.3).
- Por la temperatura del terreno de unos 35°C: 0.92 (ITC-BT-07 [34], tabla 6)
- Agrupación de cables en una misma zanja, siendo dos tubos de 16 cables: 0.47 (ITC-BT-07 [34], tabla 8)
- Por profundidad del terreno de 1 m: 0.97 (tabla 9 ITC-BT-07 [34])

La intensidad permitida en este tramo es por tanto de:

$$96 * 0.8 * 0.92 * 0.47 * 0.97 = 32.21 \text{ A} > 13.25$$

Resultando un valor muy superior al de diseño.

Se puede observar que en baja tensión lo que delimita la elección de la sección es el criterio por caída de tensión en vez del criterio térmico. Esto en alta tensión no es así, si no que es, al contrario, el criterio térmico tiene mucho más peso a la hora de elegir la sección del cable.

3.8.3 Cableado y canalizaciones en DC

El diseño que se ha realizado para el cableado de la red DC de cada uno de los generadores ha sido implementado siguiendo la siguiente configuración. Las cadenas se formarán con la unión de los latiguillos de 4 mm² que trae el módulo con conectores Multicontact, mencionados en el Apartado 3.8.1. En la instalación los latiguillos quedarán al aire o apoyados en superficie, en función del generador. Cada cadena de módulos conectará directamente sus terminales positivos y negativos con la caja conexión del mismo inversor. El reparto de las cadenas se realizará de acuerdo con los esquemas de conexionado de las Figura 13, Figura 14, Figura 17, Figura 18 y Figura 22 o de los Planos 14, 15, 16, 17 y 18. Para la instalación de estos cables, y dependiendo del generador al que se conecten, se utilizarán los siguientes tipos de canalizaciones: Sobre bandejas, en canales, bajo tubo al aire o bajo tubo en canalización subterránea.

3.8.3.1 Canalizaciones bajo tubo al aire en DC

En el recorrido por la estructura del aparcamiento se utilizarán los conductores de 10 mm², que unen las cadenas con los inversores, irán instalados bajo tubo de acero sobre la superficie con diámetro de 40 mm. Las características mínimas que deben tener los tubos y su instalación deben cumplir lo indicado para este tipo de instalaciones en las ITC-BT-21 [37] la cual regula las

características que deben tener los tubos; ITC-BT-30 [38] Apartado 2 (Instalaciones en locales mojados) donde también se contempla la instalación en intemperie; y en la norma UNE-HD-60364-5-52 [33].

Dentro de una misma estructura se utilizarán dos tubos por generador, uno para alojar los cables del terminal positivo y otro para alojar los del terminal negativo. De acuerdo con el diseño realizado, el número máximo de conductores que discurrirán por un mismo tubo es de 13, que cumpliendo con la ITC-BT-21 [37] los tubos deberán tener un diámetro exterior mínimo de 40 mm. Esta instalación debe de tener una protección IPX4, para cumplir con la ITC-BT-30 [38]. En la Figura 27 se muestra un esquema del enlace de la canalización bajo tubo del aparcamiento con las canalizaciones subterráneas.

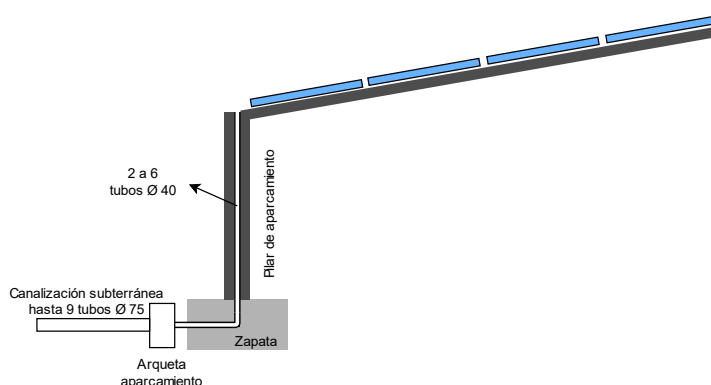


Figura 27. Esquema de canalización red de continua en aparcamientos.

3.8.3.2 Canalización en bandeja metálica en DC

Para los generadores de la zona de las cubiertas, las canalizaciones de enlace entre los terminales de las cadenas y la caja de conexión del propio inversor se realizarán bajo bandeja de 100x60 mm². Dichas bandejas cumplirán con las especificaciones de la norma UNE-EN-61537 [39] y las características mínimas estarán recogidas en la ITC-BT-11 [40]. Las bandejas metálicas se pondrán a tierra siguiendo la ITC-BT-18 [41].

Las bandejas se instalarán de manera horizontal sobre fachada a una altura superior a 2.5 m en las zonas accesibles, mientras que en las zonas de la cubierta no accesibles la distancia de las bandejas al suelo será de 0.5 m del suelo. Las bandejas dispondrán de dos compartimentos para separar los conductores positivos y negativos (Ver Figura 28 [42]). Cada generador dispondrá de su propia bandeja, dando lugar a tres canalizaciones independientes.



Figura 28. Canalización en bandeja metálica perforada en red de continua en zona cubiertas.

3.8.3.3 Canalización subterránea en DC

En la zona de los aparcamientos 1 y 2, parte de la canalización que une los módulos con los inversores se realizará de manera subterránea bajo tubo, siguiendo el trazado indicado en la Figura 29.



Figura 29. Trazado de la red subterránea del lado de DC.

Las canalizaciones se han diseñado de acuerdo con el apartado 2.1.2 “En canalizaciones entubadas” de la ITC-BT-07 [34] y según el apartado 1.2.4 “Tubos en canalizaciones enterradas” de la ITC-BT-21 [37]. Los tubos utilizados cumplirán la norma UNE-EN 61386-24:2011 [43] y serán de polietileno de alta densidad de 75 mm de diámetro, tendrán una resistencia a la compresión de 450 N y una resistencia al impacto de grado normal. En la Tabla 16 se muestran las dimensiones y número de tubos empleados para cada una de las canalizaciones de la Figura 29.

Tabla 16. Código y medidas de canalizaciones subterráneas de la red DC.

Canalización	Ancho mm	Profundidad mm	N.º de tubos				Situación
			Red DC	Reserva	Comunicación	Total	
DC-4	350	850	2	1	1	4	Al borde calzada
DC-4C	350	1060	2	1	1	4	Cruce calzada
DC-6	425	850	4	1	1	6	Al borde calzada
DC-6C	405	1090	4	1	1	6	Cruce calzada
DC-9	425	975	6	2	1	9	Zona ajardinada
DC-9C	425	1185	6	2	1	9	Cruce calzada

Para realizar la instalación de las canalizaciones de la red DC se tendrán en cuenta una serie de criterios: En primer lugar, cada generador dispondrá de un tubo particular para los conductores positivos y otro para los negativos; Se colocará un tubo para las comunicaciones y por último se añadirá como mínimo un tubo de reserva y se añadirían más tubos hasta respetar la simetría de la zanja.

Las dimensiones de la zanja están relacionadas con el número de tubos que finalmente se van a alojar y tendrán una anchura mínima de 35 cm y la profundidad mínima, en el caso de que la canalización sea bajo calzada, del cable cuya disposición esté más próxima a la superficie será de 80 cm, en el caso de que sea otro tipo de canalización, la profundidad mínima será de 60 cm. La disposición de los tubos y demás características y dimensiones de dicha zanja se muestran en los Planos 20, 21, 21, 23, 24 y 25.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión que ocupe, se colocará una capa de 5 cm de espesor de arena de río previamente lavada, limpia y suelta sobre la que se depositan los tubos, con una separación entre ellos de unos 5 cm. A continuación, se rellenará con arena fina lavada hasta una altura no inferior a 10 cm por encima de la generatriz superior del tubo más elevado. Luego se instalarán placas de protección mecánica de polietileno de 25 cm de ancho. Por último, se realizará el relleno de la zanja y se procederá al compactado por medios mecánicos hasta conseguir una

densidad adecuada. Sobre esta capa de tierra compactada y a una distancia del suelo de 10 cm y de 25 cm la generatriz superior del tubo más elevado se instalará de forma longitudinal a la zanja una cinta de señalización opaca de color amarillo vivo que advierta de la presencia de cables eléctricos.

Por otro lado, en las canalizaciones de calzada, el relleno se realizará hasta una cota inferior a 28 cm de la superficie del suelo después se aplicará una capa de hormigón en masa de espesor 22 cm y posteriormente se procederá a la reposición del suelo en la misma condición inicial. En este tipo de canalizaciones se deben de mantener protegidos los conductores ante el aplastamiento del terreno con la inclusión de hormigón en los espacios intermedios. Se dispondrá en el fondo de la zanja de una capa de hormigón de espesor 5 cm sobre la que se colocarán los tubos. Posteriormente se procederá al relleno con aplicación de hormigón hasta una altura no inferior a 10 cm por encima de la generatriz superior del tubo más elevado.

Las arquetas de la red de continua de los generadores fotovoltaicos tendrán unas dimensiones interiores de 45x45x70 cm (ancho, largo y profundo). Se usarán arquetas en los cambios de dirección, en las entradas a las casetas de inversores y en los pilares donde se realice la conexión con la canalización de bajada de los aparcamientos. Además, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias como máximo cada 40 m. La arqueta del pilar del aparcamiento se situará junto a la zapata de este. A la entrada y salida de las arquetas los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores, tal como indica la ITC-BT-07 [34].

3.8.4 Protecciones de la red DC

En este apartado se describen las medidas de protección utilizadas en los generadores fotovoltaicos, protección de personas frente choques eléctricos y protección de equipo ante sobrecargas, sobreintensidades y sobretensiones. Estas medidas de protección se han diseñado considerando las particularidades que tiene la generación fotovoltaica las cuales difieren de una red de alterna. Para el diseño se ha tenido en cuenta, entre otros aspectos, tres factores de suma importancia.

El primer aspecto a tener en cuenta es la **dificultad de la eliminación de la tensión en la red** en situación de riesgo. Uno de los problemas más importantes para la seguridad de las personas es la dificultad a la hora de eliminar la tensión. Mientras que en AC el corte automático de la alimentación es una de las medidas más utilizadas y exigidas por las normativas para protección. No ocurre lo mismo en el caso de la generación fotovoltaica en DC, hay que buscar otra solución a la apertura del circuito, ya que las tensiones de generación en circuito abierto aumentan. Por lo tanto, la norma UNE-HD 60364-7-712 [32] establece a la hora de diseñar la protección de las personas que la red de continua, citado textualmente de la normativa “debe considerarse bajo tensión, tanto cuando el lado de la corriente alterna esté desconectado de la red, como cuando el inversor esté desconectado del lado de la corriente continua”.

El siguiente aspecto que hay que considerar es que las **corrientes de cortocircuito presentan valores muy próximos a los nominales**, en contra de lo que sucede en la red de alterna donde las corrientes de cortocircuito son mucho más superiores que las corrientes nominales. Esto nos indica que los dispositivos para detectar el cortocircuito tienen que ser muy precisos a la hora de diseñar y seleccionar el dispositivo de protección.

Por último, la dificultad que se presenta a la hora de **eliminar el arco eléctrico** en la apertura de los circuitos. En corriente continua la intensidad no pasa por cero en ningún momento y eso dificulta mucho el corte del arco eléctrico. Esto significa que los dispositivos utilizados deben ser específicos para su uso en corriente continua y para favorecer la apertura o cierre siempre actuar en las dos fases.

3.8.4.1 Protección frente a choques eléctricos en DC

Teniendo en cuenta los factores que se han considerado en el Apartado 3.8.4. Sobre las medidas de protección contra contactos indirectos y directos que se indican en la ITC-BT-24 [44], las instalaciones fotovoltaicas solo pueden valerse de dos tipos de protecciones, tal como indica la UNE-HD 60364-7-712 [32], por un lado se encuentra la **protección por aislamiento doble o reforzado** y por otro la protección **por muy baja tensión** (tensión del generador ≤ 120 V DC). Esta última protección no es viable para la instalación llevada a cabo, ya que se puede llegar a obtener valores de tensión por encima de los 900 V DC.

Por lo tanto, para conseguir una protección por aislamiento doble, al aislamiento principal, se le debe de aportar un segundo aislamiento extra que garantice la protección en caso de que el aislamiento principal falle, por otro lado, las características eléctricas y mecánicas de los aislamientos reforzados hacen que tengan la misma función que los aislamientos dobles. Por este motivo todo el material eléctrico del lado de DC debe ser de clase II o equivalente.

Como medida de protección complementaria frente a contactos directos e indirectos, se utilizará la propia configuración flotante de la red DC (terminales positivo y negativo aislados de tierra) junto con el controlador de aislamiento que trae incorporado el inversor para supervisar la resistencia de aislamiento de esta red.

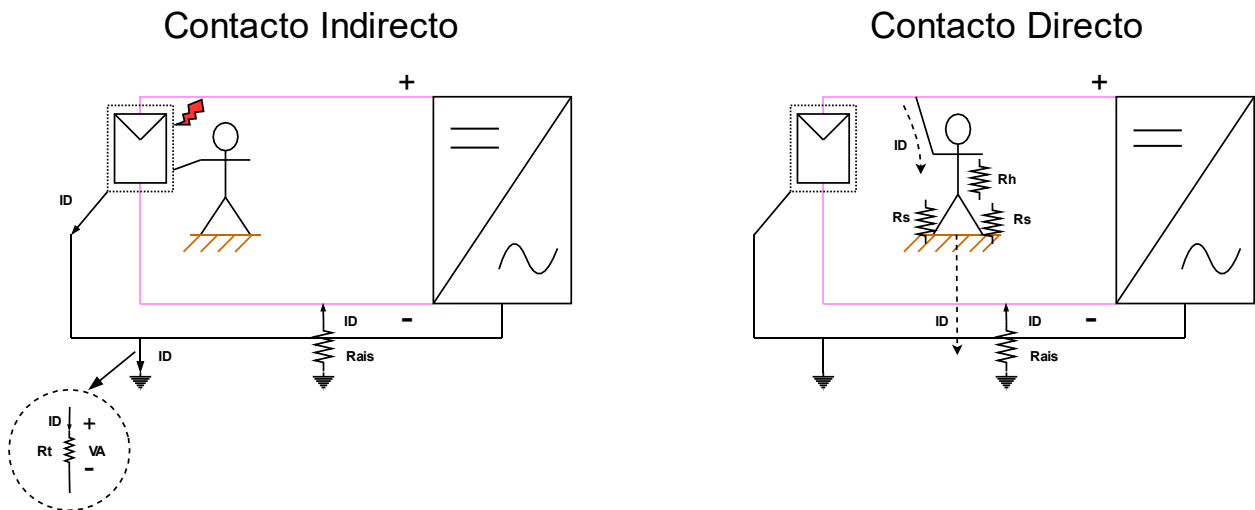


Figura 30. Corrientes de defecto frente a contactos indirectos y directos por un defecto a tierra en un sistema fotovoltaico flotante. La corriente I_D .

La Figura 30 representa un contacto directo y otro indirecto por un defecto a tierra en una instalación fotovoltaica flotante. La corriente I_D y la tensión V_A de la masa metálica en el segundo se pueden determinar por medio de las expresiones:

$$I_D = \frac{V_{ocM\acute{a}x}}{R_h + \frac{R_s}{2} + R_{ais}} \approx \frac{V_{ocM\acute{a}x}}{R_{Iso}}$$

$$V_A = \frac{V_{ocM\acute{a}x}}{R_t + R_{Iso}} * R_t \approx \frac{V_{ocM\acute{a}x}}{R_{Iso}} * R_t$$

Donde:

- $V_{ocM\acute{a}x}$: Tensi3n en vaci3o m\acute{a}xima de generaci3n (-5°C) = 900 V.
- R_h : Resistencia del cuerpo humano $\approx 1000 \Omega$.
- R_s : Resistencia contacto pie-suelo $\approx 3 * \rho_s$ (ρ_s : Resistividad superficial del terreno).
- R_t : Resistencia del electrodo a tierra.
- R_{Iso} : Resistencia de aislamiento de la red DC.
- V_A : Tensi3n de las masas met\acute{a}licas ante defectos de aislamiento.

Se debe prevenir que la intensidad de defecto sea lo suficientemente grande como para causar lesiones graves en las personas, se puede observar en la Figura 31 (fuente: NTP 400, corriente el\acute{e}ctrica: efectos al atravesar el organismo humano [45]) que a partir de la Zona 3 se pueden tener problemas graves en el organismo; por tanto, la resistencia al aislamiento debe ser tal que la intensidad de defecto no supere el umbral de fibrilaci3n, como podr\iacute;a darse a partir de los 100 mA. En definitiva, con una tensi3n m\acute{a}xima de generaci3n de 900 V, la resistencia de aislamiento debe de ser de 9 k Ω . Esta resistencia no es fija y depende de muchas variables, tanto de dise\~no de la instalaci3n como de las condiciones meteorol3gicas o del tipo de suelo donde est\acute>e ubicada la instalaci3n. A consecuencia de esto es posible que en algunos momentos se de que la resistencia de aislamiento est\acute>e por debajo de 9 k Ω sin la existencia de un fallo que lo provoque, por ello se dispondr\acute;a de un sistema de vigilancia de resistencia de aislamiento, que viene incorporado en el propio inversor, el cual activar\acute;a una alarma cuando los valores de la resistencia est\acute>en por debajo del valor fijado, con el objetivo de avisar al personal responsable para que extremen las precauciones, y en caso de exceder un tiempo prudencial cortar lo antes posible la generaci3n.

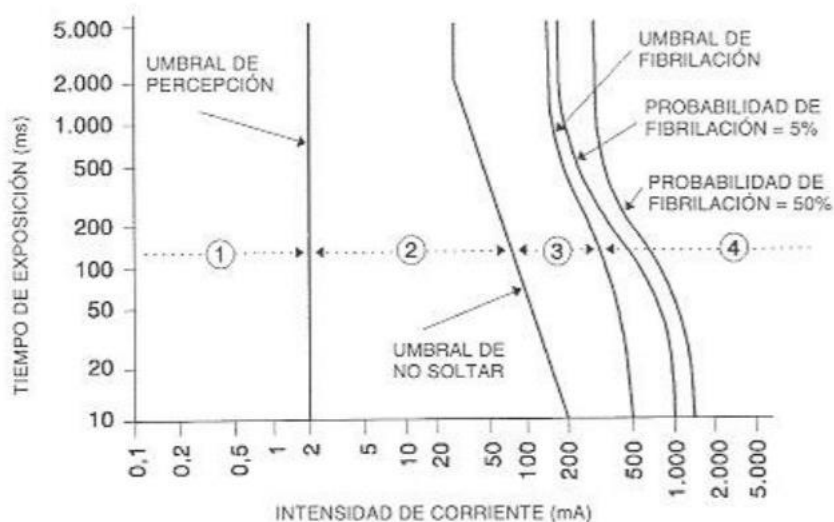


Figura 31. Efectos en el organismo de DC sobre el organismo de las personas.

Las distintas franjas que se representan en la Figura 31 est\acute;n divididas en funci3n de las

consecuencias que tienen sobre el organismo. De esta manera la zona 1 es la más segura, ya que la corriente no es percibida por el cuerpo de las personas, progresivamente va aumentando el grado de peligrosidad, en la zona 2 el cuerpo siente calambrazos, pero sin riesgo fisiológico. Es a partir de la zona 3 donde

3.8.4.2 Protección frente a sobreintensidades en DC

Los inversores escogidos tienen varios sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia, módulos MPPT, independientes entre sí, y diseñados para que la corriente inversa no pueda circular de un MPPT a otro. Por lo tanto, a la hora de determinar la corriente de cortocircuito debemos de considerar tres cadenas, ya que son el número máximo de cadenas que se conectarán a un MPPT. De acuerdo con la norma UNE-HD 60364-7-712 [32], en las redes de continua de los generadores fotovoltaicos, es necesaria la protección contra sobreintensidades si se cumple la siguiente expresión:

$$1.35 * I_{MOD_MÁX_OCPR} < (N_s - 1) * I_{SCMÁX}$$

Donde:

- $I_{MOD_MÁX_OCPR}$: Valor máximo de protección asignado de un fusible contra sobreintensidades de serie. Para los módulos escogidos se toma valor de 20 A, como muestra la ficha técnica [19].
- N_s : Número de cadenas en paralelo por MPPT. Para la configuración escogida toma valor de 3.
- $I_{SCMÁX}$: Intensidad máxima de cortocircuito del módulo de valor de acuerdo con la norma UNE-HD 60364-7-712 de $1.25 * I_{SC} = 1.25 * 10.6 = 13.25$ A.

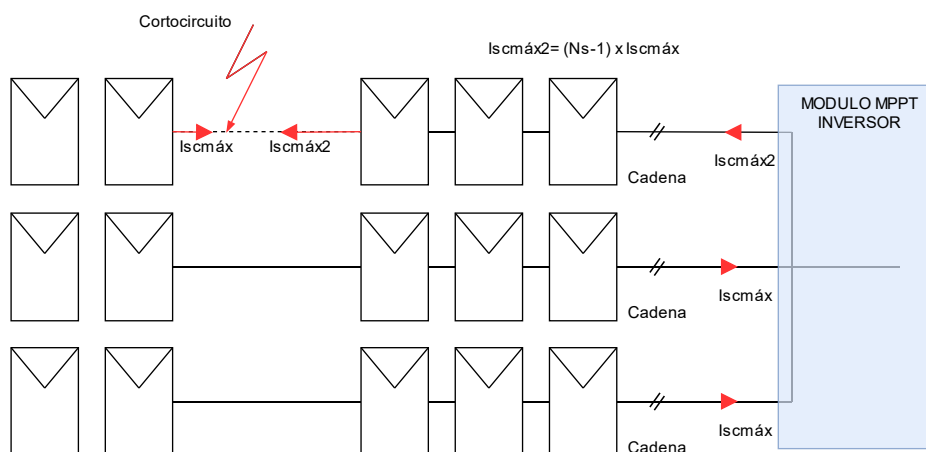


Figura 32. Corriente de cortocircuito en una cadena.

Para la conexión de tres cadenas no se cumple la ecuación, ($27 < 26.5$ A); por tanto, en un principio no sería necesaria una protección frente a sobreintensidades. Sin embargo, debido a que el inversor escogido incorpora estas protecciones y el valor para cumplir la igualdad es muy próximo, se ha decidido incorporar estas protecciones, aunque no fuesen del todo necesarias.

Se protegerán independientemente ambos polos (positivo y negativo) con fusibles tipo gPV de acuerdo con la Norma EN 60269-6 [46] de las siguientes características:

- Tipo gPV especialmente diseñado para red de continua de sistemas fotovoltaicos, capaz de interrumpir todas las corrientes desde su intensidad asignada hasta su poder de corte.
- Intensidad asignada 15 A.
- Tensión asignada 1000 V.
- Poder de corte 30 kA.

Los valores mostrados se justificarán en el Apartado 3.8.4.4.1

3.8.4.3 Protección contra las sobretensiones transitorias en DC

Los defectos debidos a las sobretensiones son causados en su mayoría por efectos atmosféricos relacionados con caídas de rayos. La instalación fotovoltaica es una estructura que no favorece a una variación de caída de rayo, por lo que frente a caída directa de rayos; la instalación puede utilizar las protecciones que tienen ya instaladas en el Hospital.

Este apartado pretende describir las medidas de protección interna contra sobretensiones transitorias de DC de los generadores de la instalación. Estas medidas de seguridad buscarán proteger los elementos de la instalación sobre todo ante efectos inductivos y capacitivos producidos por caídas de rayos próximas a la instalación, caídas de rayo en un punto alejado de la red que alimenta al Hospital, conmutaciones de la red o defectos en la propia red.

La protección interna se basa en dos medidas de protección, la de la conexión equipotencial y la de una instalación de dispositivos descargadores de sobretensión. La **conexión equipotencial** proporciona una protección basada en unir todas las masas metálicas, elementos metálicos de dispositivos y elementos por donde no deberían circular corriente a través de una barra de conexión equipotencial a tierra. De esta manera se consigue que todas las tierras estén a un mismo nivel de potencia en caso de defecto, y por lo tanto evita que exista un diferencial de potencial entre los distintos elementos del sistema. Por otro lado, están los **dispositivos descargadores de sobretensión**, que son elementos encargados de limitar, mediante descargas a tierra, los valores permitidos de sobretensión en los equipos de la instalación. Estos dispositivos instalados en el lado de DC de la instalación fotovoltaica deben cumplir con la Norma EN 50539-11 [47]. Cuando el inversor incorpora dispositivos de protección contra sobretensiones en el lado de la corriente continua, se considera que cumplen con la función de protección contra las sobretensiones, sólo si el fabricante del inversor especifica su uso conveniente para el lado de la corriente continua de la instalación fotovoltaica.

Estas medidas de protección se instalarán en las cajas de conexión de continua y para cada uno de los módulos MPPT de los inversores de la instalación. Las protecciones tendrán las siguientes características:

- Descargador tipo 2.
- Tensión máxima en servicio permanente U_{CPV} 1000 V DC.
- Corriente nominal de descarga (8/20 μ s) I_n 20 kA.
- Corriente máxima de descarga (8/20 μ s) $I_{m\acute{a}x}$ 40 kA.
- Nivel de protección (U_P) <2,6 kV.
- Tiempo de respuesta t_A <25 ns.

En el Apartado 3.8.4.4.2 se justificarán los valores obtenidos para la protección de sobretensión.

3.8.4.4 Cálculo de las protecciones de la red DC

3.8.4.4.1 Cálculo de las protecciones contra las sobrecargas y sobreintensidades en DC

En este apartado se comprueba la tensión e intensidad del fusible escogido para esta protección. Para la elección de intensidad nominal se aplicará el procedimiento seguido en la ITC-BT-22 [48] del reglamento de Baja Tensión y teniendo en cuenta las particularidades para los sistemas fotovoltaicos recogidos en la norma UNE-HD-60364-7-712 [32]. Para la protección en cadena, las características de funcionamiento de un dispositivo que protegen contra sobrecargas y sobreintensidades deben cumplir las dos condiciones siguientes:

$$1.1 \times I_{SC \text{ MÁX.}} \leq I_n \leq I_{MOD_MÁX_OCPR}$$

$$I_f \leq 1.45 \cdot I_{MOD_MÁX_OCPR}$$

Donde:

- $I_{MOD_MÁX_OCPR}$: Valor asignado máximo de protección contra las sobreintensidades del módulo fotovoltaico. Valor de la corriente inversa para el módulo escogido = 20 A.
- $I_{SC \text{ MÁX.}}$: Intensidad máxima de cortocircuito del módulo. El valor mínimo exigido según la UNE-HD 60364-7-712 [32] es de 1.25 veces la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar: $1.25 \cdot 10.6 = 13.25$ A.
- I_f : Intensidad de funcionamiento del dispositivo.

Para el fusible escogido, de intensidad nominal 16 A el valor de I_f es[49]:

$$I_f = 1.6 \cdot I_n = 1.6 \cdot 16 = 25.6 \text{ A.}$$

Sustituyendo las ecuaciones anteriores los resultados son:

$$14.57 \leq I_n \leq 20$$

$$25.6 \leq 29$$

Como se puede observar se cumplen las condiciones de comprobación y queda justificada la elección del fusible escogido.

En el caso de la tensión del fusible se escogerá un valor normalizado superior a la máxima tensión de vacío de la instalación de $U_{ocmáx}(-1.5^\circ\text{C}) = 44.67 \cdot 20 = 893$ V. Se escogerá el valor normalizado de 1000 V para la tensión nominal del fusible.

3.8.4.4.2 Protección frente sobretensiones transitorias en DC

De acuerdo con el apartado 712.443.102 de la norma UNE-HD-60364-7-712 [32], deben de instalarse dispositivos de protección contra las sobretensiones en el lado de la corriente si se cumple:

$$L \geq L_{\text{crit}}$$

Donde:

- L (m) es la longitud máxima entre el inversor y los puntos de conexión de los módulos fotovoltaicos de las diferentes cadenas.
- L_{crit} (m) depende del tipo de instalación fotovoltaica, y en el caso de una instalación ubicada en zonas residenciales tiene por valor $115/N_g$. Siendo N_g la densidad de descargas a tierra (Descargas/km²/año).

El valor de N_g puede determinarse según la UNE-EN 62305-2:2012 [50], concretamente dentro del capítulo A.1, medio de la expresión:

$$N_g \approx 0.1 * T_D$$

siendo T_D el número de días de tormenta al año de la zona. El valor de T_D recogido de la ITC-BT-23 [51] para la ubicación donde se realiza el estudio es de 20. Sustituyendo estos valores se obtiene un valor de $L_{\text{crit}} = 57.5$ m.

La distancia máxima más desfavorable, desde la entrada DC desde el inversor hasta los módulos es de $L=160$ m por lo que se cumple que $L > L_{\text{crit}}$ y por tanto es necesaria la instalación de dispositivos de protección ante sobrecargas.

Los parámetros más característicos de las protecciones ante sobretensiones son:

- Tensión máxima en servicio permanente (U_{CPV})
La tensión nominal U_{CPV} de los dispositivos de protección frente a sobretensión debe ser superior a la máxima tensión de vacío de la instalación $U_{\text{ocmáx}(-1.5^\circ\text{C})} = 893$ V, (ver Apartado 3.1.1). Se escogerá el valor normalizado de 1000 V.
- Nivel de protección (U_p)
El nivel de protección en tensión U_p de los dispositivos de protección debe ser inferior a la tensión soportada por los equipos a proteger y facilitada por los fabricantes. Si no se tiene esta información disponible se escogerán valores de la tabla 712.534 de la norma UNE-HD-60364-7-712 [32], (ver Tabla 17 Fuente UNE-HD 60364-7-712 [32]), que corresponden a la categoría de sobretensión II para la red de corriente continua.

Tabla 17. Tensión nominal de impulso U_w si no hay información disponible.

Tabla 712.534 - Tensión nominal de impulso U_w si no hay información disponible

$U_{oc\ MAX}$ V	U_w V	
	Generador fotovoltaico y otro material eléctrico	Inversor
100	800	2 500 (exigencia mínima)
150	1 500	
300	2 500	
424	4 000	
600	4 000	4 000
800	5 000	
849	6 000	
1 000	6 000	6 000
1 500	8 000	8 000

NOTA 1 U_{imp} de acuerdo con la categoría de sobretensión II de la Norma EN 60664-1:2007.
NOTA 2 Esta tabla no se aplica en el lado de corriente alterna del inversor.

Además, con la categoría de sobretensión II se puede lograr la protección de la instalación con dispositivos de protección tipo 2 instalados en la caja general de conexión de corriente continua del inversor. Estos dispositivos presentan niveles de protección muy por debajo de la capacidad de soportar tensiones de impulso exigida en la tabla anterior.

- Corriente nominal de descarga (I_n)

De acuerdo con la GUIA-BT-23 [51] y la norma UNE-HD-60364-7-712 [32], la mínima corriente de cresta repetitiva normalizada (8/20 μ s) que debe soportar el dispositivo de protección tipo 2 es de 5 kA. Dado que escoger una corriente de descarga superior a este valor proporciona una mayor duración del dispositivo se fijará este valor en un mínimo de 10 kA.

3.8.5 Seccionamiento y maniobra

Para permitir el mantenimiento y el reemplazamiento del inversor, se dispondrá de un interruptor seccionador, en el lado de corriente, para separar el inversor de dicha red. Dicho interruptor irá ubicado en la caja de conexiones del inversor. Tendrá una tensión nominal de 1000 V DC y una capacidad de interrupción de corriente por cada MPPT de 50 A DC.

3.9 Red de corriente alterna

De manera similar a como se hizo en la red DC del Apartado 3.8, en este apartado se va a estudiar los requisitos necesarios para la conexión de los distintos componentes que forman la red AC de la instalación. Para ello, se dimensionará el cableado de las diferentes zonas y de sus respectivas canalizaciones. Además, se calculará los valores de las protecciones necesarias de la red AC para mantener la seguridad de las personas y de los equipos.

3.9.1 Conductores de la red AC

La conexión de los inversores con los cuadros de protección BT, situados en las casetas de los inversores (ver Figura 5), se realizará con conductores de cable unipolar de cobre, aptos para locales

de pública concurrencia como los hospitales. Los cables utilizados deben ser cables libres de halógenos, sin propagación de llama y con baja emisión de humos. Presentarán las siguientes características:

- Designación RZ1-K (AS) 0.6/1 kV.
- Tensión nominal 0.6/1 kV.
- Tensión de ensayo 3.500 V AC
- Conductor de cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228 [52].
- Aislamiento polietileno reticulado (XLPE).
- Cubierta Poliolefina termoplástica tipo DMZ-E según UNE-21123-4: 2017 [53].
- Temperatura máxima del conductor de 90 °C.
- Temperatura máxima de cortocircuito de 250 °C (máximo 5 segundos).
- Temperatura mínima de servicio de -40 °C.

Las condiciones de instalación serán al aire o sobre canales. Las secciones utilizadas serán las siguientes:

- Salida inversores de 100 kW a cuadro general de protección de baja tensión de caseta de inversores: Conductores de fase 70 mm² cobre, conductor neutro 35 mm² cobre.
- Salida inversores de 60 kW a cuadro general de protección de baja tensión de caseta de inversores: Conductores de fase 35 mm² cobre, conductor neutro 25 mm² cobre.
- Salida inversores de 50 kW a cuadro general de protección de baja tensión de caseta de inversores: Conductores de fase 25 mm² cobre, conductor neutro 16 mm² cobre.

Para la conexión del cuadro general de protección de BT de las casetas donde se encuentran situados los inversores con el cuadro general de baja tensión del CT del Hospital, se utilizarán conductores unipolares de aluminio, aptos para locales de pública concurrencia como hospitales. Serán cables libres de halógenos, sin propagación de llama y con baja emisión de humos.

Presentarán las siguientes características:

- Designación RZ1 (AS) 0.6/1 kV.
- Tensión nominal 0.6/1 kV.
- Tensión de ensayo 3.500 V AC.
- Conductor aluminio clase 2 según UNE-EN 60228 [52].
- Aislamiento polietileno reticulado (XLPE).
- Cubierta Poliolefina termoplástica tipo DMZ-E según UNE-21123-4: 2017 [53].
- Temperatura máxima del conductor de 90 °C.
- Temperatura máxima de cortocircuito de 250 °C (máximo 5 segundos).
- Temperatura mínima de servicio de -40 °C.

Las condiciones de instalación de esta conexión serán en bandejas perforadas al aire libre o enterradas bajo tubo. Las secciones utilizadas serán las siguientes (ver Figura 33).

- Conexión cuadro general de protección de la sala de inversores 1 en cubiertas (agrupación de inversores de generadores 1, 2, y 3) con cuadro de baja tensión en centro de

transformación: conductores por fase 2x 240 mm² Al, conductor neutro 1x240 mm².

- Conexión cuadro general de protección de la sala de inversores 2 en aparcamientos (agrupación de inversores de generadores 4, 5, 6 y 7) con cuadro de baja tensión en centro de transformación: conductores por fase 6x 240 mm² Al, conductor neutro 3x240 mm².
- Conexión cuadro general de protección de caseta de inversores 2 en aparcamientos (agrupación de inversores de generadores 8, 9, 10, 11 y 12) con cuadro de baja tensión en centro de transformación: conductores por fase 4x 240 mm² Al, conductor neutro 2x240 mm².

3.9.2 Comprobación de los conductores en la red AC

Para la comprobación del cableado de la red de corriente alterna se tendrán en cuenta las siguientes normativas: UNE-HD 60364-5-52 [33], ITC-BT-07 [34], ITC-BT-19 [35] e ITC-BT-40 [21].

Se comprobará la sección del cableado por criterios térmicos y por criterios de caída de tensión. De acuerdo con el diseño de la instalación los datos de partida son la tensión de línea con valor de línea 400 V AC y los valores de la corriente de diseño y de caída de tensión que de acuerdo con el apartado 5 de la ITC-BT-40 [21], los cables, desde la salida de los inversores hasta el punto de interconexión con la red de interior, se dimensionarán para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, además, la caída de tensión entre dichos puntos no será superior al 1.5%, para la intensidad nominal.

Los conductores elegidos para la conexión de alterna son de aislamiento XLPE y se han optado por las secciones que se indicarán a continuación con el objetivo de cumplir los criterios previamente mencionados.

- Salida inversores de 100 kW a cuadro general de protección de baja tensión de la sala de inversores: conductores de fase 70 mm² ,Cu y conductor neutro 35 mm² ,Cu.
- Salida inversores de 60 kW a cuadro general de protección de baja tensión de la sala de inversores: conductores de fase 35 mm² ,Cu y conductor neutro 25 mm² ,Cu.
- Salida inversores de 50 kW a cuadro general de protección de baja tensión de la sala de inversores: conductores de fase 25 mm² ,Cu y conductor neutro 16 mm² ,Cu.
- Conexión del cuadro general de protección de la sala de inversores 1 en cubiertas con el cuadro de baja tensión del centro de transformación: conductores por fase 2x 240 mm² Aluminio (Al) y conductor neutro 1x240 mm², Al.
- Conexión del cuadro general de protección de la sala de inversores 2 en aparcamientos con el cuadro de baja tensión del centro de transformación: conductores por fase 6x 240 mm² ,Al y conductor neutro 3x240 mm², Al.
- Conexión del cuadro general de protección de la sala de inversores 3 en aparcamientos con el cuadro de baja tensión del centro de transformación: conductores por fase 4x 240 mm² ,Al y conductor neutro 2x240 mm², Al.

3.9.2.1 Cálculo de intensidades

El valor nominal de la corriente de salida de los inversores trifásicos se puede determinar por medio de la siguiente expresión:

$$I_L = \frac{P_{n.inv.}}{\sqrt{3} \times U_L \times \cos \varphi}$$

Donde:

- I_L : Intensidad nominal de línea a la salida de los inversores trifásicos.
- $P_{n.inv.}$ (W): Potencia nominal de salida AC del inversor.
- U_L (V): Tensión de línea 400 V AC.
- $\cos \varphi$: Factor de potencia. Según el R.D 413/2014 [54], el factor de potencia de la energía suministrada a la red debe ser lo más próximo posible a la unidad, marcándose los límites en 0.98 capacitivo e inductivo.

Los valores obtenidos de las distintas agrupaciones de la instalación se encuentran en la Tabla 18.

Tabla 18. Corrientes para la comprobación por criterios térmicos del cableado de la red AC.

Agrupaciones	Referencia inversor	Potencia nominal de salida AC $P_{n.inv.}$ (kW)	Intensidad nominal I_L (A)	Intensidad de diseño $1.25 * I_L$ (A)
Generador:1, 2, 4, 5, 6, 7 y 8	PVS-100-TL	100	147	184
Generador:10, 11, 12	PVS-60-TL	60	88	110
Generador:3, 9	PVS-50-TL	50	74	92
Agrupación de inversores: 1+2+3		250	368	460
Agrupación de inversores: 4+5+6+7		400	589	736
Agrupación de inversores: 8+9+10+11+12		330	486	607

3.9.2.2 Comprobación por caída de tensión en AC

La determinación de la sección por caída de tensión en sistemas trifásicos se puede determinar por medio de la siguiente expresión [49]:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I_L * L * (R_{90} \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

Donde:

- L: Longitud (km).

- I_L : Módulo de la Intensidad nominal (A).
- $\cos \varphi$: Factor de potencia. Según el R.D 413/2014 [54], el factor de potencia de la energía suministrada a la red debe ser lo más próximo posible a la unidad, marcándose los límites en 0.98 capacitivo e inductivo.
- R_{90} : Resistencia del conductor (Ω/km) a la temperatura máxima del conductor 90°C .
- X : Reactancia del conductor a frecuencia de 50 Hz (Ω/km).

Teniendo en cuenta que:

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} * U_L * \cos \varphi}$$

Donde:

- P : Potencia (W)
- U_L : Tensión de línea 400 V AC.

La caída de tensión en % de la línea tendrá valor de:

$$\Delta U\% = \frac{P \times L \times (R_{90} + X \tan \varphi)}{U_L^2} * 100 \cong \frac{P \times L \times (R_{90})}{U_L^2} * 100$$

Dado que el factor de potencia del inversor debe ser próximo a la unidad y por tanto la tangente del ángulo es próximo a 0 y que el valor de $X \ll R$ llegando a ser 5 veces más pequeño para baja tensión, se puede despreciar el término de la reactancia.

El valor de la resistencia del conductor a 90°C , R_{90} , se puede obtener a partir del valor que presenta a 20° R_{20} por medio de la siguiente expresión:

$$R_{90} = R_{20} * (1 + \alpha(90 - 20))$$

Con $\alpha = 0.0039$ para el cobre y 0.04 para el aluminio.

En la Tabla 19 se muestran los resultados de aplicar dicha fórmula a los distintos tramos de conexión desde la salida de inversores hasta el cuadro de BT del CT En todos los casos el valor obtenido para la caída de tensión es inferior al valor reglamentario de 1.5 %.

Tabla 19.Caida de tensión en la red de baja tensión AC.

Tramo	Longitud L (m)	Potencia (kW)	Sección (mm ²)	Resistencia 20° (Ω/km)	Resistencia 90° (Ω/km)	AU (%)
Sala de inversores 1						
Inversor 100kW – Cuadro Protección	3	100	70	0.2720	0.3450	0.0640
Inversor 50kW – Cuadro Protección	3	50	25	0.78	0.0260	0.092
Cuadro protección sala de inversores– cuadro CT.	110	250	2x240	0.125/2	0.08	1.37
Total						1.4620
Sala de inversores 2						
Inversor 100kW – Cuadro Protección	3	100	70	0.2720	0.3450	0.064
Cuadro protección sala de inversores – cuadro CT.	215	400	6x240	0.125/4	0.0260	1.4
Total más desfavorable						1.4640
Sala de inversores 3						
Inversor 100kW – Cuadro Protección	3	100	70	0.2720	0.3450	0.064
Inversor 60kW – Cuadro Protección	3	60	35	0.5540	0.73	0.08
Inversor 50kW – Cuadro Protección	3	50	25	0.780	0.99	0.092
Cuadro protección caseta – cuadro CT.	120	330	4x240	0.125/4	0.04	0.99
Total más desfavorable						1.2260

Tabla 20.Caida de tensión en la red de baja tensión AC.

3.9.2.3 Comprobación por criterios térmicos en AC

A continuación, se va a estudiar el criterio térmico de las distintas secciones que componen la red AC del sistema.

a. Conexión de los inversores al cuadro general de protección de la sala de inversores

Tipo de instalación: bajo canal.

La corriente admisible en conductores se calculará: según Tabla B.52.5 de la norma UNE-HD 60364-5-52 [33] para las siguientes condiciones: conductores de cobre con aislamiento XLPE, tres conductores unipolares, temperatura del conductor 90 °C, temperatura ambiente 30 °C en el aire y método de instalación B1.

En esta conexión solo se aplicara el factor de corrección 0.91 debido a la temperatura ambiente de 40°C según la tabla B.52.5 de la norma UNE-HD 60364-5-52 [33]. Finalmente, el valor de la corriente para la conexión de los distintos inversores será de:

- Inversores de 100 kW: sección del conductor 70 mm² Cu; corriente admisible según Tabla B.52.5 de la norma UNE-HD 60364-5-52 [33] de 222 A.

Corriente admisible con factor de corrección: $222 * 0.91 = 202 \text{ A} > 184 \text{ A}$

- Inversores de 60 kW: sección del conductor 35 mm² Cu; corriente admisible según Tabla B.52.5 de la norma UNE-HD 60364-5-52 [33] de 144 A:

Corriente admisible con factor de corrección: $144 * 0.91 = 131 \text{ A} > 110 \text{ A}$

- Inversores de 50 kW: sección del conductor 25 mm² Cu; corriente admisible según Tabla B.52.5 de la norma UNE-HD 60364-5-52 [33] de 117 A:

Corriente admisible con factor de corrección: $117 * 0.91 = 106.5 \text{ A} > 92 \text{ A}$

b. Conexión del cuadro general de protección de la sala de inversores 1 con el cuadro de baja tensión del centro de transformación

Tipo de instalación: en bandeja perforada.

Corrientes admisibles en conductores se calculará: según Tabla B.52.13 de la norma UNE-HD 60364-5-52 [33] para las siguientes condiciones: conductores de aluminio con aislamiento XLPE, tres conductores unipolares, temperatura del conductor 90 °C, temperatura ambiente 30 °C en el aire y método de instalación F.

Factores de corrección aplicados:

Por temperatura ambiente de 40°C: 0.91 según la tabla B.52.5 de la norma UNE-HD 60364-5-52 [33].

Por agrupamiento de dos circuitos trifásicos: 0.91 según la tabla B.52.21 de la norma UNE-HD 60364-5-52 [33].

- Agrupación de inversores 1+2+3 con potencia de 250 kW: Sección del conductor de 2x240 mm² Al; corriente admisible según Tabla B.52.13 de 492x2 A:

Corriente admisible por factores de corrección: $492 * 2 * 0.91 * 0.91 = 814 \text{ A} > 460 \text{ A}$

c. Conexión del cuadro general de protección de la sala de inversores 2 y 3 con el cuadro de baja tensión del centro de transformación

Tipo de instalación: subterránea bajo tubo.

Corrientes admisibles en conductores se calculará: según Tabla 4 de la ITC-BT-07 [34] del reglamento de BT para las siguientes condiciones: conductores de aluminio con aislamiento XLPE, tres conductores unipolares, temperatura del conductor 90 °C, temperatura del terreno 25°C, profundidad de instalación 0.70 m, resistividad térmica del terreno 1 K.m/W.

Factores de corrección:

Por instalaciones bajo tubo: 0.8.

Por temperatura del terreno de 35 °C: 0.92.

Por agrupación de 10 ternas en la misma zanja: 0.53

Por profundidad del terreno de 1.40 m: 0.95.

- Agrupación de inversores 4+5+6+7 con potencia 450 kW: Sección del conductor de 6x240 mm² Al; corriente admisible 430x6 A:

Corriente admisible con factores de corrección: $430 * 6 * 0.8 * 0.92 * 0.53 * 0.95 = 956 > 736 \text{ A}$

- Agrupación de inversores 8+9+10+11+12 con potencia 330 kW: Sección del conductor 4x 240 mm² Al; corriente admisible 430x4 A:

Corriente admisible con factores de corrección: $430 * 4 * 0.8 * 0.92 * 0.53 * 0.95 = 637.4 > 607 \text{ A}$

3.9.3 Cableado y canalizaciones en AC

Se dispondrán de dos tipos de canalizaciones para la conexión de los cuadros generales de protección de las salas de inversores con el cuadro general de BT del CT del Hospital (Figura 33). Para la conexión de la sala de inversores 1 situada en las cubiertas, se usará una canalización sobre bandeja perforada. Por otro lado, en ambas salas de inversores 1 y 2 situadas en la zona de aparcamientos se realizarán canalizaciones subterráneas bajo tubo.

3.9.3.1 Canalizaciones en bandeja metálica en AC

Siguiendo con el trazado en la Figura 33, estas canalizaciones se realizarán bajo bandeja perforada metálica de 200x60 mm². Dichas bandejas cumplirán con las especificaciones de la norma UNE-EN 61537 [39] y sus características serán las recogidas en la ITC-BT-11 [40]. Las bandejas metálicas serán puestas a tierra siguiendo la guía ITC-BT-18 [41].



Figura 33. Canalización BT AC, conexión inversores con el CT Hospital.

Se instalarán de manera horizontal sobre la fachada a una altura de 2.5 m en las zonas accesibles. Las bandejas dispondrán de dos compartimentos, uno para las comunicaciones y otro para los conductores de las fases y el neutro. Figura 34 [42].



Figura 34. Canalización en bandeja metálica perforada en la red de BT AC.

3.9.3.2 Canalizaciones subterráneas en AC

Las canalizaciones subterráneas seguirán el trazado de la Figura 33 y conectarán la sala de inversores 2 y 3 con el CT del Hospital. Estas canalizaciones se han diseñado conforme las especificaciones del apartado 2.1.2 (Canalizaciones entubadas) de la ITC-BT-07 [34] y del apartado 1.2.4 de la ITC-BT-21 [37]. Los tubos deben cumplir con la norma UNE-EN 61386-24:2011 [43] y serán de polietileno de

alta densidad con un diámetro de 160 mm. Tendrán una resistencia a la compresión de 450 N y una resistencia al impacto de grado normal. En la Tabla 21 se muestran las dimensiones y número de tubos empleados para cada una de las canalizaciones.

Tabla 21. Codificación y medidas de canalizaciones subterráneas de la red AC.

Canalización	Ancho (mm)	Profundidad (mm)	N.º de tubos				Situación
			Red AC	Reserva	Comunicaciones	Total	
AC-6-1	680	1020	4	1	1	6	Al borde calzada
AC-6-2	680	1020	4	1	1	4	Zona ajardinada
AC-6-1C	680	1230	4	1	1	6	Cruce calzada
AC-9	680	1230	7	1	1	6	Zona ajardinada
AC-9C	680	1440	7	1	1	9	Cruce calzada

Se van a especificar los criterios que se han tenido en cuenta para realizar la instalación de las canalizaciones. En primer lugar, para los cables de conexión de la sala de inversores 2, cada una de las fases (6 conductores de 240 mm² Al) y el conductor del neutro (3x240 mm² Al) irán en tubos independientes. Por otro lado, los cables de conexión de la sala de inversores 3, cada una de las fases (4 conductores de 240 mm² Al) irán en tubos independientes y el conductor neutro (2x240 mm² Al) en el mismo tubo del neutro de la sala de inversores 2. Y por último, se dispondrá de un tubo de comunicaciones y de un tubo de reserva como mínimo, se utilizarán más tubos de reserva para conseguir la homogeneidad de la instalación, de manera similar a como se hizo en la red DC en el Apartado 3.8.3.3.

Las dimensiones de la zanja están relacionadas con el número de tubos que se van a alojar y tendrán una anchura mínima de 68 cm. La profundidad del cable más próximo a la superficie no será menor de 80 cm en calzada y de 60 cm para el resto, como se indica la ITC-BT-07 [34]. La disposición de tubos y dimensiones de dicha zanja se muestran en los Planos 26, 27, 28, 29 y 30.

En el fondo de la zanja, cubriendo toda la extensión, se rellenará con arena de río lavada, de un espesor de 5 cm, donde se depositarán los tubos con una separación entre ellos de 5 cm. Se ira rellenando la zanja con arena hasta que cubra una altura de 10 cm respecto a la generatriz del tubo más elevado. A continuación, se colocará una placa de protección mecánica de polietileno de 25 cm de ancho. Por último, se rellenará la zanja con tierra consiguiendo la densidad de la tierra necesaria. A una profundidad no superior a 10 cm y a una distancia no inferior a 25 cm de la generatriz del tubo superior, se colocará una cinta de señalización opaca de color amarillo vivo que advierta de la presencia de cables.

En el caso de canalizaciones de calzada, los conductores se protegerán del aplastamiento del terreno

con una capa de hormigón entre los tubos y rellenándolo hasta una distancia de 5 cm respecto la generatriz superior del tubo más elevado.

Las arquetas tendrán unas dimensiones interiores de 80x80x150 cm (ancho, largo y profundo). Se usarán arquetas en los cambios de dirección, en las entradas a las casetas de inversores. Además, en los tramos rectos como máximo cada 40 m se instalarán arquetas intermedias. A la entrada y salida de las arquetas, los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores, tal como indica la ITC-BT-07 [34].

3.9.4 Protecciones de la red AC

En este apartado se describen las medidas de protección utilizadas en la red de alterna de los generadores fotovoltaicos, protección de personas frente a choques eléctricos y de equipos frente a sobrecargas, sobreintensidades y sobretensiones.

3.9.4.1 Protecciones para garantizar la seguridad contra choques eléctricos

Para la protección de personas frente a contactos directos e indirectos se adoptarán las medidas recogidas en la ITC-BT-24 [44] del reglamento de baja tensión y que se enumeran a continuación.

3.9.4.1.1 Protección frente a contactos directos:

En contactos directos **la protección principal** se basa en la aplicación de las medidas necesarias para impedir el contacto de las personas con las partes activas de la instalación. Estas medidas consistirían en dificultar el acceso de las personas a los equipos eléctricos, algunas medidas normalizadas serían: Recubrir las partes activas con material aislante.; Colocación de barreras o envolventes; Colocación de obstáculos o colocar los elementos peligroso fuera del alcance.

Por otro lado, **la protección complementaria** se consigue mediante la utilización de dispositivos de corriente diferencial residual ajustados para una corriente de disparo de 300 mA y ubicados en los cuadros generales de protección de conexión de inversores, tal como se describe en el Apartado 3.9.6.

3.9.4.1.2 Protección frente a contactos indirectos:

Para la protección frente a contacto indirectos se aplicará **la puesta a tierra de las masas metálicas** comentada en la red DC. (Ver Apartado 3.8.4.1). Se puede utilizar la misma configuración en las dos redes porque los efectos en el organismo de la CA son muy similares a los de DC. (Ver Figura 31 y Figura 35. Fuente:NTP-400; Corriente eléctrica: Efectos al atravesar el organismo humano [45]).

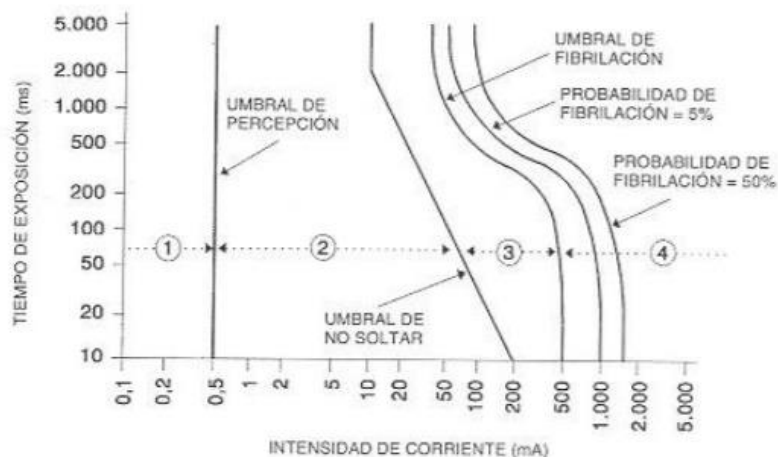


Figura 35. Efectos en el organismo de la AC sobre el organismo de las personas.

Otra protección que se debe implantar es el **corte automático de la alimentación**. Esta protección se basa en la utilización de dispositivos de protección que impidan que después de un defecto entre una parte activa y una masa, en el circuito o el material, se mantenga una tensión de contacto durante un tiempo suficiente como para crear un riesgo peligroso sobre la persona. Las posibles zonas de contacto están situadas en el interior de las casetas de inversores. Para estas zonas, se fija el valor eficaz de la tensión de contacto límite convencional U_{Limite} en 50 V AC. Para el esquema de conexión TT, se debe cumplir la siguiente condición para la operación del dispositivo de protección:

$$R_A * I_S \leq U_{\text{Limite}}$$

Donde:

- R_A : es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- I_S : Corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo. Sensibilidad del diferencial 300 mA.
- U_{Limite} : Tensión de contacto límite convencional 50 V.

De acuerdo con el valor de sensibilidad del diferencial la protección está asegurada si la resistencia R_A es menor a:

$$R_A \leq \frac{50}{300 \times 10^{-3}} = 167 \Omega$$

3.9.4.2 Protecciones de equipos frente a sobrecargas, sobreintensidades y sobretensiones de AC

Para proteger a los equipos frente a sobredescargas y sobreintensidades de la red de AC se instalarán los siguientes elementos de protección:

- Conexión en los inversores de 100 kW referencia PVS-100 TL: Interruptor magnetotérmico caja de moldeada de In 200 A con poder de corte 36 kA.
- Conexión en los inversores de 60 kW referencia PVS-60 TL: Interruptor magnetotérmico de caja moldeada de In 125 A con poder de corte 36 kA.
- Conexión en los inversores de 50 kW referencia PVS-50 TL: Interruptor magnetotérmico de caja moldeada de In 100 A con poder de corte 36 kA.
- Línea de conexión cuadro de protección en la sala de inversores 1 (inversores 1, 2, 3) con cuadro BT en CT Interruptor magnetotérmico de caja moldeada de In 630 A con poder de corte 50 kA.
- Línea de conexión cuadro de protección en la sala de inversores 2 (inversores 4, 5, 6, 7) con cuadro BT en CT Interruptor magnetotérmico de caja moldeada de In 800 A con poder de corte de 50 kA.
- Línea de conexión cuadro de protección en la sala de inversores 3 (inversores 8, 9, 10, 11, 12) con cuadro BT en CT Interruptor magnetotérmico de caja moldeada de In 630 A con poder de corte 50 kA.
- Línea de conexión cuadro de baja tensión instalación fotovoltaica con cuadro general de baja tensión del CT Interruptor automático 1600 A con poder de corte 50 kA.

En el Apartado 3.9.5 se indican los parámetros para el ajuste de los relés térmicos de los anteriores interruptores. En el Plano 20 se muestra su ubicación en los distintos cuadros de protección de la instalación fotovoltaica.

Para la protección frente a sobretensiones transitorias en la red AC, se dispondrán de descargadores de sobretensiones en cada uno de los cuadros de protección de conexión de inversores situados en las salas de inversores 1 ,2 y 3. Dichos dispositivo de protección frente a sobretensiones estarán formados por un descargador combinado juntando un descargador de corriente y un descargador de sobretensión en un mismo dispositivo de las siguientes características:

- Máxima tensión de servicio (tensión máxima del descargador) U_c 255 V/50 Hz.
- Capacidad de apagado de la corriente consecutiva de red con U_c I_f 25 kA_{eff}.
- Corriente de choque tipo rayo (10/350 μs) 75 kA.
- Nivel de protección U_p < 1.5 kV.
- Grado de protección IP20.

3.9.4.3 Protección de la interconexión con la red AC

Hay que tener en cuenta para establecer la conexión del generador fotovoltaico con la red de alterna diferentes características. La primera de ellas; la conexión del generador fotovoltaico con la red de AC no deberá provocar en la red averías o una disminución de las condiciones de seguridad que esta tuviese. Además, el funcionamiento del generador fotovoltaico no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal técnico de mantenimiento. Por último, en el caso de que la línea de distribución quede desconectada de la red, ya sea por mantenimiento o debido a la actuación de una protección de la línea, la instalación fotovoltaica no deberá mantener tensión en la línea de distribución. No se admitirá el funcionamiento en isla de la instalación fotovoltaica.

Para la protección de la interconexión los inversores, tal como se describe en el Apartado 3.3, deberán incorporar las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima

frecuencia. Dichos inversores serán los encargados de realizar, mediante un contactor, las maniobras automáticas de desconexión ante la pérdida de tensión o frecuencia en la red. El rearme del contactor será automático, una vez se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red. El ajuste de dichas protecciones será el indicado en el R.D. 1699/2011 [20], con las modificaciones del R.D. 413/2014 [54] y serán las indicadas en la Tabla 22:

Tabla 22. Parámetros para ajustar las protecciones de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión.

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo de actuación
Sobretensión –fase 1.	Un + 10%	Máximo 1.5 s
Sobretensión – fase 2.	Un + 15%	Máximo 0.2 s
Tensión mínima.	Un – 15%	Máximo 1.5 s
Frecuencia máxima.	51 Hz	Máximo 0.5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	Mínimo 3 s

En el caso de actuación de la protección, la reconexión no se realizará hasta que la frecuencia alcance un valor de 50 Hz.

3.9.5 Comprobación de las protecciones de la red AC

En cuanto a la protección contra cortocircuito y sobrecargas en la red de baja tensión AC de conexión de los distintos inversores, se utilizarán interruptores automáticos que incorporan protección contra sobrecargas y cortocircuito.

De acuerdo con la norma UNE-HD 60364-4-43 [55], para la protección de los conductores frente a sobrecargas se deben cumplir las siguientes condiciones de acuerdo a los dispositivos de protección elegido:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1.45 * I_z$$

Donde:

- I_B : Corriente de diseño del circuito.
- I_n : Corriente asignada al dispositivo de protección.
- I_z : Corriente admisible del conductor de acuerdo con lo calculado en Apartado 3.9.2.3 **Error! No se encuentra el origen de la referencia..** (Ver Tabla 23).
- I_2 : Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para tiempos largos.

Tabla 23. Corrientes para la elección de la protección contra sobrecargas y sobretensiones en la red de alterna.

Agrupaciones	Referencia inversor	Potencia nominal de salida AC P(kW)	Intensidad de diseño I _B (A)	Intensidad admisible I _Z (A)
Generador:1, 2, 4, 5, 6, 7 y 8	PVS-100-TL	100	184	202
Generador:10, 11, 12	PVS-60-TL	60	110	131
Generador:3, 9	PVS-50-TL	50	92	106.5
Agrupación de inversores: 1+2+3		250	460	814
Agrupación de inversores: 4+5+6+7		400	736	956
Agrupación de inversores: 8+9+10+11+12		330	607	637.4

Los interruptores magnetotérmicos elegidos (ver Apartado 3.9.4.2) permiten la regulación de la intensidad I₂ con un valor de X * I_n, siendo X un parámetro regulable. De haber escogido un interruptor magnetotérmico fijo, el valor de X sería I₂ = 1.45 * I_n. La regulación se realizará con el objetivo de obtener un valor entre las intensidades de diseño y admisible calculadas en la Tabla 23. A la hora de determinar el poder de corte, se deben de conocer las intensidades de cortocircuito trifásico en los puntos de la red de baja tensión donde actúan estos interruptores. Para realizar este cálculo se supone la red de alta tensión de alimentación al centro de transformación como una red de potencia infinita, despreciando de esta manera su impedancia; y solo se considera finalmente, en el cálculo, la impedancia de los transformadores y la de los conductores de la red BT También se supondrá el valor de la tensión de cortocircuito del transformador, ε_{cc}, que tendrá como valor un 6%.

Teniendo en cuenta que la alimentación del hospital se realizará con dos transformadores de potencia nominal, S_n, de 1000 kVA, la impedancia de este se determinará con la siguiente expresión:

$$Z_T = \epsilon_{cc} * \frac{U^2}{S_n} = 0.06 * \frac{400^2}{1000 * 10^3} = 0.0096 \Omega$$

Al tratarse de dos transformadores iguales en paralelo, la impedancia Z_T del transformador se tendrá que dividir entre dos a la hora de realizar el circuito monofásico equivalente, donde como resultado una impedancia total de 0.0048 Ω. Se debe de destacar que el valor de la reactancia se impone al de la resistencia en los transformadores, y es por ello por lo que se considerará la totalidad de la impedancia como reactancia.

El circuito monofásico equivalente de un cortocircuito trifásico en la salida de baja tensión de los dos

transformadores sería como el que se muestra en la Figura 36.

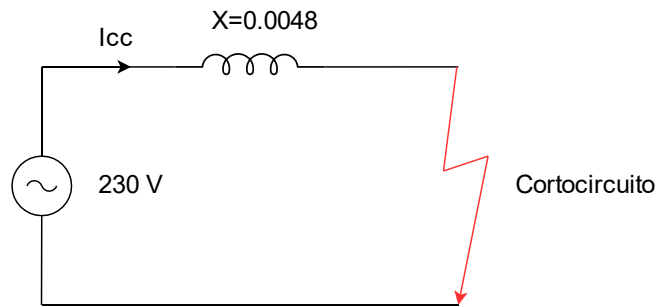


Figura 36. Cortocircuito trifásico a la salida de baja tensión de los transformadores.

El valor de la intensidad de cortocircuito, I_{CC} , viene dado por la siguiente expresión.

$$I_{CC} = \frac{U_F}{Z}$$

$$I_{CC} = \frac{230}{0.0048} = 48 \text{ kA}$$

Donde U_F es la tensión de fase del circuito al cual se le aplica el cálculo y Z es el módulo de la impedancia del circuito en cuestión.

La corriente de cortocircuito en los cuadros de protección en la sala de inversores se calcula teniendo en cuenta la resistencia del cable de conexión con el cuadro de protección del CT (ver Figura 37). Además, como se comentó anteriormente, se despreciará la reactancia del cable frente a su resistencia.

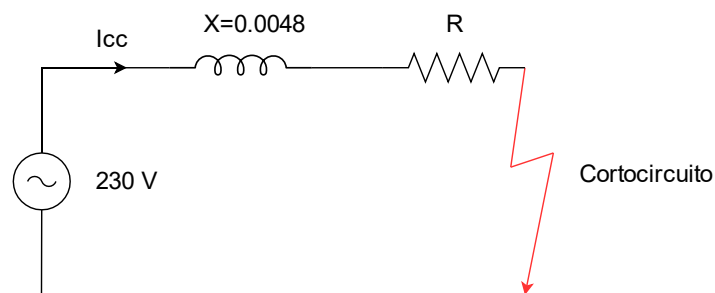


Figura 37. Cortocircuito trifásico en la caja de protección de las salas de los inversores.

$$I_{CC} = \frac{230}{\sqrt{0.0048^2 + R^2}}$$

En la Tabla 24 se muestran los resultados de la intensidad de cortocircuito de los distintos cuadros de protección de la instalación fotovoltaica y el poder de corte que necesitarán los dispositivos de protección de dichos cuadros.

Tabla 24. Poder de corte de los dispositivos de protección de los distintos cuadros de la instalación fotovoltaica.

Cuadro	Resistencia R Ω	Icc kA	Poder de corte kA
CT	0	48	50
Sala de inversores 1	0.0088	23	36
Sala de inversores 2	0.0056	31	36
Sala de inversores 3	0.0048	34	36

3.9.6 Cuadros generales de protección de baja tensión de los inversores

En cada una de las salas de inversores se instalará un cuadro general de baja tensión de alterna que conectará con el cuadro general de baja tensión del CT del Hospital. En estos cuadros se instalarán los correspondientes elementos de protección de la red de alterna, de personas frente a choques eléctricos y de equipos frente a sobretensiones, sobreintensidades y sobrecargas.

3.9.6.1 Cuadro general de protección de sala de inversores 1

El cuadro general de protección de la sala de inversores 1 estará constituido por 2 interruptores magnetotérmicos de 200 A, 4P y 400 V AC, con poder de corte de 36 kA, 1 interruptor magnetotérmico adicional de 100 A, 4P y 400 V AC, con poder de corte de 36 kA. Estos Interruptores magnetotérmicos llevarán incorporado un módulo de protección diferencial de sensibilidad 300 mA. También se instalará 1 interruptor seccionador de 630 A, 4P y 400 V AC y, por último, se dispondrá de un dispositivo de protección frente a sobretensiones, de las características indicadas en el Apartado 3.9.4.2, conectado a tierra a través de un conductor de 6 mm² Cu.

3.9.6.2 Cuadro general de protección de la sala de inversores 2

El cuadro general de protección de la sala de inversores 2 estará constituido por 4 interruptores magnetotérmicos de caja moldeada de 200 A, 4P y 400 V AC, con poder de corte de 36 kA. El Interruptor anterior llevará incorporado un módulo de protección diferencial de sensibilidad 300 mA. También se instalará 1 interruptor seccionador de 800 A, 4P y 400 V AC y, por último, se dispondrá de un dispositivo de protección frente a sobretensiones, de las características indicadas en el Apartado 3.9.4.2, conectado a tierra a través de un conductor de 6 mm² Cu.

3.9.6.3 Cuadro general de protección de sala de inversores 3

El cuadro general de protección de la sala de inversores 2 estará constituido por 1 interruptor magnetotérmico de 200 A, 4P y 400 V AC, con poder de corte de 36 kA, 3 interruptor magnetotérmico 125 A, 4P y 400 V AC, con poder de corte de 36 kA y 1 interruptores magnetotérmicos 100 A, 4P y

400 V AC, con poder de corte de 36 kA. Estos interruptores magnetotérmicos llevarán incorporado un módulo de protección diferencial de sensibilidad 300 mA. También se instalará 1 interruptor seccionador de 630 A, 4P y 400 V AC y, por último, se dispondrá de un dispositivo de protección frente a sobretensiones, de las características indicadas en el Apartado 3.9.4.2, conectado a tierra a través de un conductor de 6 mm² Cu.

3.9.7 Cuadro de conexión situado en el CT

En el edificio del CT de suministro al Hospital, se instalará un cuadro general de protección donde se realizará el conexionado de las líneas procedentes de las salas de inversores con el cuadro general de BT del centro de transformación del Hospital. En este cuadro se instalarán los correspondientes elementos de protección de la red de alterna y los dispositivos para la medida de la energía de la instalación fotovoltaica descritos en el Apartado 3.10. El cuadro de protección incorporará 2 interruptores magnetotérmicos de caja moldeada de 630 A, 4P y 400 V AC, con poder de corte de 50 kA, 1 interruptores magnetotérmicos de caja moldeada de 800 A, 4P y 400 V AC, con poder de corte de 50 kA. Tendrá incorporado además 1 interruptor automático de 1600 A, 4P y 400 V AC, con poder de corte de 50 kA que cuenta con bloqueo por candado. Para las mediciones de la energía se instalará 1 módulo de medida con tres transformadores de intensidad de las características indicadas en el Apartado 3.10 y 1 contador bidireccional de las características indicadas en el Apartado 3.10.

3.10 Medida de la energía generada

Los aparatos para medir la energía generada se instalarán a la salida de la instalación fotovoltaica, dentro del cuadro general de protección de BT del CT. Se realizará una medición de la energía generada por el total de los generadores fotovoltaicos. La medida se realizará con los siguientes elementos:

- Contador electrónico para medir en cuatro cuadrantes, dispondrá de la precisión que sea necesaria para los requisitos de la instalación.
- Tres transformadores de intensidad de las siguientes características:
 - Intensidad nominal primaria (I_p): 1500 A.
 - Intensidad nominal secundaria (I_s): 5 A.
 - Tensión nominal de aislamiento: 3kV.
 - Precisión necesaria para los requisitos de la instalación.

3.11 Puesta a tierra

La puesta a tierra del generador fotovoltaico tiene como objetivos la protección de las personas frente a contactos indirectos, al impedir que las masas adquieran potencial en caso de defectos de aislamiento, permitiendo así la correcta actuación de los dispositivos de protección frente a sobretensiones. Con el fin de conseguir una conexión equipotencial, todas las masas metálicas y dispositivos de protección de la instalación conectados a la puesta a tierra del Hospital, serán conectados a su vez con la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica de los aparcamientos.

Para la conexión de la puesta a tierra de las masas metálicas de la zona de los aparcamientos, se instalará al fondo de la canalización un cable de cobre desnudo, creando así una red de puesta a tierra por toda la instalación. Además de servir como puesta a tierra, permite un fácil acceso a todos los elementos para conseguir la equipotencialidad.

Seguendo con las instrucciones del RD 1699/2011 [20] y la ITC-BT 40 [21], se cumplirán las siguientes condiciones:

- De acuerdo con Real Decreto 1699/2011 [20], la instalación fotovoltaica dispondrá de separación galvánica entre la red de alterna y las instalaciones fotovoltaicas. Para ello los inversores incorporarán esta función, tal como se describe en el Apartado 3.3.
- Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente al de la puesta a tierra de servicio del neutro del CT.
- Para la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica se utilizará el mismo electrodo de tierra existente en el Hospital. El electrodo utilizado para la puesta a tierra de la red de continua de los generadores fotovoltaicos se interconectará con el electrodo de puesta a tierra de las masas metálicas del Hospital.
- Para la puesta a tierra se utilizarán conductores de protección independientes al de las masas del Hospital.

3.12 Monitorización y comunicaciones

La instalación fotovoltaica dispondrá de un sistema de monitorización y telecomunicación para llevar un registro de los principales parámetros de operación de la planta. Este sistema de monitorización permitirá entre otras cosas determinar si la instalación fotovoltaica está funcionando correctamente, es decir, si se está produciendo la energía esperada y si los valores de los parámetros están dentro de lo estándar. Se encargará de detectar fallos y prevenir problemas que pudiesen ocasionar en la instalación y podrá realizar un análisis histórico de los datos que se obtienen de la planta fotovoltaica para implementar futuras mejoras.

Las infraestructuras que se desarrollará para la instalación de los sistemas de telecomunicaciones se compondrán de elementos que creen comunicación de redes de datos a nivel local (LAN: Local Area Network.) e interconexión de la red local con redes exteriores (WAN-Internet: Wide Area Network). Por lo tanto, es necesario capacitar el acceso a Internet a la instalación para visualizar los datos que esta genere.

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Tensión de entrada DC de cada uno de los inversores.
- Tensión de salida AC de cada uno de los inversores.
- Potencia activa y reactiva de salida de cada uno de los inversores, así como el del total.
- Energía activa y reactiva de salida de cada uno de los inversores, así como el del total.
- Nivel de radiación solar, obtenido a través de sensores colocados en algunos módulos.
- Temperatura ambiente a la sombra, obtenida con un sensor.
- Temperatura de los módulos, obtenida con un sensor.

Las gráficas de energía se visualizarán de manera horaria, mensual y anual. Proporcionando el rendimiento energético obtenido, relacionando el valor real con el teóricamente posible.

4 BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES Y SOCIALES

En este apartado se pretende realizar una estimación de las emisiones de CO₂ que se dejarían de emitir al realizar la instalación fotovoltaica. Los documentos que han servido de apoyo para realizar este estudio han sido: UNE-EN ISO 14064-1:2019 [56], la Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero(GEI) [57] y los datos facilitados por el informe des sistema eléctrico español de 2019 elaborado por REE [58].

A la hora de abordar este cálculo se han considerado los datos de emisiones por energía generada desde el año 2010 hasta el año 2019 proporcionados por el informe completo del sistema eléctrico español de 2019 [58], estos datos se pueden ver reflejados en la TABLA TAL. Se ha decido hacer una media de estos valores en vez de escoger la representación del año más actual consiguiendo de esta manera un valor más normalizado.

Tabla 25. Toneladas de CO₂ emitidas partido MWh generado de los últimos diez años en España.

Año	tCO ₂ /MWh
2010	0.20
2011	0.25
2012	0.28
2013	0.23
2014	0.23
2015	0.26
2016	0.22
2017	0.26
2018	0.23
2019	0.17
Media	0.2330

Los valores de consumo del Hospital y de generación de la instalación fotovoltaica en un año se muestran en la Tabla 5 del Apartado 2.2, siendo su valor de consumo de 2960422 kWh y de la

generación de la instalación fotovoltaica de 1524817 kWh. De esta manera con el valor medio calculado de emisiones de CO2 y el valor de energía generada por nuestra instalación, se llega a la conclusión que la planta fotovoltaica instada evita que se emitan **35529.47 kg de CO2** anualmente.

5 CONCLUSIÓN

Para cumplir con el objetivo de realizar una instalación destinada al autoconsumo del Hospital, se ha necesitado una potencia pico instalada de 1045.16 kW de potencia pico, utilizando un total de 3074 placas. Con esta potencia la instalación es capaz de suplir el 43.7% de la potencia que el Hospital demanda, siendo este un valor bastante favorable considerando que la instalación solo proporciona energía cuando hay sol, y el Hospital se mantiene en funcionamiento las veinticuatro horas del día y durante los siete días de la semana.

La elección de las placas se ha basado en que estas tuvieran unas prestaciones mejores que los estándares actuales, también se ha puesto especial atención a que el tamaño sea el adecuado para los espacios que se disponían en el Hospital; además, la incorporación de tecnologías vanguardistas como la PERC y la Half-Cell han favorecido a la elección del módulo fotovoltaico TSM-DE06M.08(II). Para repartir estas las placas se han escogido preferentemente los espacios destinados a los aparcamientos, ya que son zonas muy extensas que no están bien aprovechadas y que además podría servir para dar sombras a los coches que paren aquí. Las diferentes orientaciones que adquieren los aparcamientos han provocado la necesidad de utilizar diferentes diseños sujeciones para conseguir la orientación adecuada de los módulos. Otra zona a la que se le ha dado uso para realizar la instalación han sido sus extensas cubiertas, que además están orientadas al sur, esta disposición tan buena ha facilitado mucho la decisión de instalar las placas coplanarmente al tejado del Hospital, sin que hiciese falta usar alguna base que reorienta los módulos.

La situación de los módulos tan dispersa ha generado la necesidad de depender de varios inversores para su conexión. En el caso de la instalación que se ha diseñado, se ha hecho uso de siete inversores PVS-100-TL de 100kW, tres inversores PVS-60-TL y dos inversores PVS-50-TL. En el caso de esta instalación todos los inversores son sin transformador y la manera que tienen de proporcionar el aislamiento galvánico es a través de un sistema de la red DC flotante. No existe una única solución correcta a la hora de elegir qué tipo de inversores, cuantos utilizar y de qué potencia. En este caso se ha decidido utilizar varios de poca potencia debido a varios factores: para empezar, la instalación no se ve inutilizada en caso de que falle un generador, ya que trabajan de manera independiente; siguiendo en la misma línea de fallos en inversores, si un inversor se estropea, es más barato y cómodo sustituir el inversor de una porción de la generación, que el de la generación total y por último uno de los principales motivos ha sido el comentado anteriormente, los módulos al situarse tan alejados unos de otros han provocado la necesidad de dividir su emplazamiento en tres salas, ya que de otra manera las conexiones tendrían unas caídas de tensión demasiado elevadas para las secciones escogidas y en vez de elegir secciones mayores, que provocarían un encarecimiento de la instalación, se ha decidido dividir los generadores en distintas zonas. Son por estos factores que se ha decidido el uso de varios inversores de poca potencia, en contra del uso de pocos inversores de gran potencia. Por otro lado, se ha escogido inversores que proporcionan un aislamiento galvánico debido a un sistema de DC flotante ya que esta tecnología reduce los costes de la instalación y reducen el tamaño y peso de los inversores de manera muy significativa; además, tienen mejor rendimiento al no contar con las pérdidas que provocarían la existencia de estos transformadores. Son muchas las ventajas que presentan esta tecnología frente al uso del transformador para conseguir un aislamiento galvánico, tan solo hay que procurar que la intensidad de DC inyectada a la red AC no supere el 0.5% y esto se consigue con un buen aislamiento de los conductores y con un sistema de control de aislamiento que incorpora el propio inversor.

En cuanto a los conductores, se han escogido cables específicos para instalaciones fotovoltaicas que

cumpliesen con los requisitos establecidos por las distintas normas que se han ido referenciando. Por lo general se han usado cables de cobre para la red DC de la instalación, ya que disponen de mejores características eléctricas y su sobrecoste frente al aluminio está justificado para las cortas distancias en las que se opera. En el caso de la red AC, se han usado cables de cobre para las conexiones de los inversores a las cajas de conexión, debido al tamaño reducido de los espacios y las distancias cortas. El resto del cableado de AC está compuesto de aluminio, como es más frecuente en la alterna, ya que la distancia de las distintas salas de inversores al CT son considerablemente largas y su disposición en líneas rectas compensa la utilización del aluminio que abarata el precio del cable. Para determinar la sección de los cables se han seguido los criterios técnicos térmico y de caída de tensión. En el caso de baja tensión y en líneas de corta distancia, como podría ser el caso de esta instalación, el criterio más restrictivo es el de caída de tensión y es el que ha marcado la sección de los distintos cables. Hay que destacar que lo más frecuente, en largas líneas de distribución de alta tensión, es que impere el criterio térmico frente al de caída de tensión. Las canalizaciones de los distintos conductores se han realizado bajo tubo al aire, bajo tubo enterrado y en bandeja perforada tapada, dependiendo de la localización de la red DC; por otro lado, en la red AC se ha obrado de manera similar, la canalización se ha realizado bajo tubo enterrado y en bandeja perforada tapada.

A la hora de tratar con las distintas protecciones que deben de componer la instalación, se ha utilizado: un aislamiento doble o aislamiento reforzado para proteger a las personas ante choques eléctricos indirectos o directos, complementariamente se utilizará el controlador de aislamiento que dispone el inversor; fusibles del tipo gPV para proteger frente a sobreintensidades en la red DC; para la protección ante sobretensiones se ha dado uso de una conexión de las distintas masas metálicas del hospital al mismo electrodo de puesta a tierra consiguiendo de esta manera una equipotencialidad del sistema en caso de que existiese un defecto, la otra medida de seguridad trata de la instalación de descargadores de tensión en la red DC, que eviten la llegada de tensiones indeseadas a los distintos dispositivos que conforman la instalación; en cuanto a las sobrecargas y sobreintensidades de la red AC se han dispuesto de interruptores magnetotérmicos; también en la red de AC se han utilizado protecciones similares a la red DC añadiendo además el uso de interruptores diferenciales y por último, se ha añadido un interruptor automático en el lado de baja tensión del CT. De esta manera, el sistema fotovoltaico queda protegido ante cualquier contingencia que pudiese ocasionar algún problema.

En definitiva, el estudio realizado en este proyecto es rentable y viable técnicamente ya que los datos obtenidos en los diferentes campos que componen la instalación son valores coherentes. Como se mencionó anteriormente, a la hora de diseñar una instalación, no existe una única solución correcta si no que existen varias maneras de enfocar el problema y en este proyecto se han tomado decisiones que son válidas y que cumplen con las normas vigentes que se han ido referenciando.

Alguna de las implementaciones que no aborda este proyecto pero que serían interesantes incorporar en líneas futuras, con el objetivo de obtener una mejor eficiencia energética en la instalación, podrían ser las siguientes. Ya que el hospital cuenta con tres transformadores de potencia, sería interesante realizar un estudio de su funcionamiento simultáneo en paralelo dependiendo de la energía que sea demandada por el hospital; de esta manera, con poca energía demandada se tendría conectado un único transformador, evitando así las pérdidas del vacío de los otros dos transformadores, y en caso de momentos de mucha energía demandada, se irían conectando los transformadores, para evitar las pérdidas por efecto Joule. Otra incorporación interesante que se podría hacer para líneas futuras sería realizar un criterio económico en las secciones de los cables. En este proyecto la sección del cable se ha mantenido igual para todas las cadenas que forma cada generador seleccionando la sección de la cadena más desfavorable para cumplir los criterios técnicos. En vez de esta decisión, se podría estudiar los criterios técnicos y económicos para cada uno de los

cables, seleccionando en cada caso la sección que genere menos pérdidas por efecto Joule y en consecuencia la que ahorre más energía. Una última consideración por estudiar trata de la incorporación de puntos de carga eléctrica en los aparcamientos; de esta manera, ayudaría a fomentar el uso de los coches eléctricos, que al igual que la energía fotovoltaica se considera su uso un factor importante a la hora de proteger el medio ambiente.

6 DATOS DE CONSUMO

A continuación, se muestran las curvas de consumo de los distintos meses del año 2019, expresados en kWh. Estos consumos han sido facilitados por el propio Hospital y han sido utilizados para realizar el cálculo de la potencia instalada necesaria.

Consumos enero 2019

ENERO	TIPO	Consumo Enero: hora del día																							
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	1	247	245	237	234	236	237	252	287	306	270	272	268	270	267	266	265	265	261	280	290	282	279	248	249
2	0	244	237	237	235	237	235	257	307	391	388	379	367	370	351	342	303	305	299	318	330	305	287	243	224
3	0	222	220	218	215	219	222	239	296	397	382	383	367	364	358	326	303	298	314	316	318	295	290	244	234
4	1	233	227	225	227	227	232	247	317	395	380	372	371	368	367	332	304	302	295	316	329	300	291	255	241
5	1	236	232	235	235	237	240	239	262	288	269	262	254	244	239	251	242	245	242	255	286	266	262	245	240
6	1	236	237	233	236	231	235	237	258	284	271	270	266	258	251	251	249	247	254	272	292	286	279	256	246
7	0	249	243	240	239	243	244	268	298	315	306	298	298	294	289	285	282	275	279	284	288	278	278	256	250
8	0	245	248	241	240	239	243	262	313	414	417	422	402	393	385	379	331	323	323	345	343	320	312	277	257
9	0	265	244	235	236	230	239	268	307	416	416	407	403	393	376	386	340	329	322	335	350	320	306	261	244
10	0	240	239	229	235	234	240	253	322	429	435	427	406	393	373	373	338	323	334	331	356	322	331	276	258
11	1	252	252	247	246	247	252	267	322	425	429	421	412	401	404	399	337	324	333	338	362	335	315	264	250
12	1	246	240	241	237	238	238	262	289	271	280	269	267	262	267	256	256	258	277	287	273	276	259	242	242
13	0	235	230	234	230	229	232	233	254	284	271	279	273	283	261	266	251	254	270	288	272	280	260	242	242
14	0	237	228	228	225	226	228	262	301	413	412	409	401	411	386	374	336	325	330	325	337	327	303	275	255
15	0	240	234	233	225	225	231	249	312	417	404	406	403	389	378	381	325	323	325	337	336	309	299	259	240
16	0	239	228	221	229	225	224	241	303	392	402	405	386	391	383	362	323	328	304	324	332	307	307	257	235
17	0	239	233	232	238	230	232	254	303	407	397	418	391	379	364	349	312	323	317	332	335	325	306	268	253
18	1	235	234	229	233	235	232	253	310	407	414	408	398	389	375	363	318	322	311	323	336	311	305	273	248
19	1	238	232	228	224	221	222	228	249	270	265	258	250	253	244	247	253	244	240	252	274	253	252	238	229
20	0	225	219	210	214	213	215	211	235	260	244	257	252	246	240	245	245	241	243	248	277	261	270	237	231
21	0	224	224	217	215	217	222	246	293	412	413	404	388	384	389	366	326	337	346	329	346	338	302	262	243
22	0	238	235	230	231	235	235	246	308	431	424	418	404	395	390	383	341	324	325	334	335	321	308	251	229
23	0	228	216	212	217	213	220	230	299	405	399	427	405	404	382	389	346	339	344	326	353	311	306	270	240
24	0	234	223	215	215	214	211	226	291	402	405	396	394	399	392	376	342	335	311	327	341	308	302	248	235
25	1	234	224	225	222	229	222	238	297	414	409	413	400	391	369	367	387	423	370	362	384	309	310	250	239
26	1	236	232	229	224	224	232	229	267	295	257	296	268	274	267	267	280	258	256	277	308	285	303	260	251
27	0	245	240	233	237	236	233	218	243	271	249	260	252	252	248	265	270	255	247	266	284	280	302	272	257
28	0	245	239	238	241	246	243	270	341	461	478	486	464	502	491	431	389	378	359	368	386	353	364	297	276
29	0	266	260	256	255	256	251	270	322	415	424	437	421	417	405	410	361	350	336	350	345	314	314	266	247
30	0	239	233	221	221	221	226	245	313	418	423	434	422	417	417	414	374	347	356	352	350	324	319	263	244
31	0	232	245	230	224	226	232	241	300	413	421	433	424	407	406	395	339	325	323	357	342	318	305	252	238

Consumos diciembre 2019

DICIEMBRE	TIPO	Consumo Diciembre: hora del día																							
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	1	205	204	195	200	197	199	197	225	254	250	249	249	255	245	250	248	231	223	249	256	240	245	217	207
2	0	203	203	201	198	199	205	225	277	369	403	399	387	393	375	361	315	299	289	302	313	286	274	231	215
3	0	212	207	202	202	201	207	226	281	388	399	396	388	391	375	372	325	299	309	311	310	290	261	228	211
4	0	211	209	204	200	200	205	233	288	377	402	398	396	382	368	374	326	312	298	314	316	303	279	234	224
5	1	216	205	203	199	198	202	233	287	376	386	386	380	387	368	362	308	299	294	319	325	304	279	229	215
6	1	206	205	201	199	198	205	224	266	284	284	294	287	302	301	298	267	264	260	284	283	267	253	219	212
7	1	209	204	201	206	199	197	200	232	225	247	253	243	242	236	250	245	244	233	252	256	256	252	225	220
8	1	211	202	202	205	197	198	200	225	234	230	240	236	234	224	238	230	223	223	248	251	242	245	224	208
9	0	202	200	200	200	193	201	230	272	283	274	283	276	278	267	278	261	254	249	272	270	264	262	227	210
10	0	213	203	198	197	199	200	225	290	383	390	396	388	379	383	386	331	335	310	316	322	301	278	237	221
11	0	213	206	205	209	203	211	240	292	380	375	389	379	373	369	351	322	297	292	304	309	288	274	228	222
12	1	213	205	206	208	202	207	235	304	385	379	395	384	383	367	364	300	300	281	309	303	303	285	249	223
13	1	218	211	203	208	210	206	229	295	376	370	376	373	377	365	349	296	285	278	290	300	285	284	230	233
14	0	223	212	200	206	204	205	199	246	260	242	255	244	246	238	247	239	237	235	252	268	252	251	223	217
15	0	209	206	202	211	206	208	206	239	248	259	254	245	245	250	255	247	238	234	258	258	243	246	229	226
16	0	212	211	204	210	201	211	243	306	400	400	391	381	385	370	381	333	323	320	332	330	305	284	236	232
17	0	235	210	199	203	201	207	224	282	380	374	381	383	393	368	362	310	295	294	315	309	300	281	241	226
18	0	222	217	214	211	211	215	245	293	385	400	381	377	384	368	372	325	309	300	317	304	295	291	224	205
19	1	213	201	199	205	205	209	233	284	387	386	398	382	385	372	353	307	308	307	314	322	308	283	230	219
20	1	219	212	210	207	210	216	236	286	393	371	382	372	371	365	353	313	296	292	319	326	309	289	245	226
21	0	223	217	212	214	209	213	210	239	263	257	275	246	252	259	263	259	255	246	275	266	260	264	233	218
22	0	214	214	215	207	205	202	210	233	255	239	250	254	237	241	254	236	241	236	260	259	246	251	231	215
23	0	215	210	206	199	200	208	234	281	365	364	385	388	362	354	367	311	309	298	321	305	289	280	239	212
24	0	210	208	204	201	201	204	228	285	336	326	354	332	324	328	307	280	277	279	292	293	283	252	232	220
25	1	218	206	211	206	199	206	234	277	279	268	278	281	275	270	286	267	260	259	273	275	275	255	231	217
26	1	215	206	206	201	202	203	232	282	353	341	352	352	365	340	330	291	303	279	299	293	281	270	232	207
27	1	208	203	203	203	199	204	227	285	339	357	362	352	350	344	346	303	290	282	301	296	284	288	242	219
28	0	219	208	201	199	196	205	199	237	247	247	246	243	249	239	251	249	243	231	261	264	249	248	225	209
29	0	207	202	200	198	199	200	202	235	262	245	251	249	247	243	245	247	237	235	243	261	250	244	225	218
30	0	213	215	211	210	207	215	244	296	361	361	368	361	355	339	342	306	304	300	305	321	289	279	232	221
31	0	218	218	214	211	215	215	240	292	339	331	329	333	337	308	297	276	272	269	280	284	280	251	224	219

Medición y presupuesto

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
	CAPÍTULO 01 GENERADOR FOTOVOLTAICO			
0.10.1	Ud. Módulo fotovoltaico alto rendimiento 340 Wp			
	Módulo fotovoltaico alta eficiencia 19,9% monocristalino de 340 Wp en condiciones estándar, con Tecnología Half-Cell y PERC, TS TSM-340 DE06M.08 (II) de Trinasolar con latiguillos de cable de cobre de 4 mm ² de sección y conectores multicontact, totalmente instalado.	3074.00	175.00	537950.00
0.1.02	Ud. Inversor trifásico de 100 kW.			
	Inversor trifásico de 100 kW para SFCR, ABB PVS-100-TL, seguimiento del punto de máxima potencia, bajo consumo en reposo, incorporación de funciones de monitorización y protección con protección de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión con desconexión automática e imposibilidad de funcionamiento en isla. Dispositivos automáticos de conexión y desconexión de la red de continua y alterna. Medidor de aislamiento de la red de continua y aviso de seguridad. Incluido transporte, instalación y puesta en marcha.	7.00	9800.00	68600.00
0.1.03	Ud. Inversor trifásico de 60 kW.			
	Inversor trifásico de 60 kW para SFCR, ABB PVS-60-TL, seguimiento del punto de máxima potencia, bajo consumo en reposo, incorporación de funciones de monitorización y protección con protección de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión con desconexión automática e imposibilidad de funcionamiento en isla. Dispositivos automáticos de conexión y desconexión de la red de continua y alterna. Medidor de aislamiento de la red de continua y aviso de seguridad. Incluido transporte, instalación y puesta en marcha.	3.00	6400.00	19200.00
0.1.04	Ud. Inversor trifásico de 50 kW.			

Medición y Presupuesto

	Inversor trifásico de 50 kW para SFCR, ABB PVS-50-TL, seguimiento del punto de máxima potencia, bajo consumo en reposo, incorporación de funciones de monitorización y protección con protección de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión con desconexión automática e imposibilidad de funcionamiento en isla. Dispositivos automáticos de conexión y desconexión de la red de continua y alterna. Medidor de aislamiento de la red de continua y aviso de seguridad. Incluido transporte, instalación y puesta en marcha.	2	5300	10600.00
0.1.05	m. Canalización subterránea DC-4			
	Canalización subterránea para corriente continua, alimentación de los inversores y conexión red de tierras de continua, para instalación de 4 tubos rígidos de PVC de 75 mm de diámetro y cable de cobre desnudo de 50 mm ² en el lecho de la misma, con zanja de 35 cm de ancho y 85 cm de profundidad, incluyendo excavación de zanja, asiento con 5 cm de arena de río, montaje de 4 tubos de 75 mm de diámetro, relleno con 25cm de arena de río, colocación de placa de protección, relleno con tierra procedente de excavación apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización, retirada y transporte a vertedero de los productos sobrantes de la excavación.	77	45	3465.00
0.1.06	m. Canalización subterránea DC-6			
	Canalización subterránea para corriente continua, alimentación de los inversores y conexión red de tierras de continua, para instalación de 6 tubos rígidos de PVC de 75 mm de diámetro y cable de cobre desnudo de 50 mm ² en el lecho de la misma, con zanja de 42.5 cm de ancho y 85 cm de profundidad, incluyendo excavación de zanja, asiento con 5 cm de arena de río, montaje de 6 tubos de 75 mm de diámetro, relleno con 25cm de arena de río, colocación de placa de protección, relleno con tierra procedente de excavación apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización, retirada y transporte a vertedero de los productos sobrantes de la excavación.	42	67	2814.00
0.1.07	m. Canalización subterránea DC-9			
	Canalización subterránea para corriente continua, alimentación de los inversores y conexión red de tierras de continua, para instalación de 9 tubos rígidos de PVC de 75 mm de diámetro y cable de cobre desnudo de 50 mm ² en el lecho de la misma, con zanja de 42.5 cm de ancho y 97.5 cm de profundidad, incluyendo excavación de zanja, asiento con 5 cm de arena de río, montaje de 9 tubos de 75 mm de diámetro, relleno con 47.5 cm de arena de río, colocación de placa de protección, relleno con tierra procedente de excavación apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización, retirada y transporte a vertedero de los productos sobrantes de la excavación.	45	93	4185.00
0.1.08	m. Canalización subterránea DC-4C			

Medición y Presupuesto

	Canalización subterránea para corriente continua bajo calzada, alimentación de los inversores y conexión red de tierras de continua, para instalación de 4 tubos rígidos de PVC de 75 mm de diámetro y cable de cobre desnudo de 50 mm ² en el lecho de la misma, con zanja de 35 cm de ancho y 106 cm de profundidad, incluyendo excavación de zanja, hormigón de protección, montaje de 4 tubos de 75 mm de diámetro, relleno con tierra procedente de excavación apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización, retirada y transporte a vertedero de los productos sobrantes de la excavación. Capa de hormigón de 22 cm y reposición con aglomerado asfáltico en caliente espesor máximo 6 cm.	88	170	14960.00
0.1.08	m. Canalización subterránea DC-6C			
	Canalización subterránea para corriente continua bajo calzada, alimentación de los inversores y conexión red de tierras de continua, para instalación de 6 tubos rígidos de PVC de 75 mm de diámetro y cable de cobre desnudo de 50 mm ² en el lecho de la misma, con zanja de 42.5 cm de ancho y 106 cm de profundidad, incluyendo excavación de zanja, hormigón de protección, montaje de 6 tubos de 75 mm de diámetro, relleno con tierra procedente de excavación apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización, retirada y transporte a vertedero de los productos sobrantes de la excavación. Capa de hormigón de 22 cm y reposición con aglomerado asfáltico en caliente espesor máximo 6 cm.	105	190	19950.00
0.1.09	m. Canalización subterránea DC-9C			
	Canalización subterránea para corriente continua bajo calzada, alimentación de los inversores y conexión red de tierras de continua, para instalación de 9 tubos rígidos de PVC de 75 mm de diámetro y cable de cobre desnudo de 50 mm ² en el lecho de la misma, con zanja de 42.5 cm de ancho y 118.5 cm de profundidad, incluyendo excavación de zanja, hormigón de protección, montaje de 9 tubos de 75 mm de diámetro, relleno con tierra procedente de excavación apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización, retirada y transporte a vertedero de los productos sobrantes de la excavación. Capa de hormigón de 22 cm y reposición con aglomerado asfáltico en caliente espesor máximo 6 cm.	26	250	6500.00
0.1.10	Ud. Arqueta de registro canalizaciones DC			
	Construcción de arqueta de registro para canalizaciones subterráneas BT DC, de medidas interiores 45x45x120 cm, colocada sobre capa de arena de río de 10 cm, incluyendo: excavación y recibido de tubos, reposición, transporte de sobrantes a vertedero.	22	550	12100.00
0.1.11	m. Canalización bandeja metálica perforada para cables DC			
	Suministro y montaje de bandeja perforada de 100x60 cerrada con tapa, metálica galvanizada, para alojamiento y protección de conductores de conexión de cadenas fotovoltaicas con inversores situados en cubiertas, incluyendo soportes y fijaciones.	350	21	7350.00
0.1.12	m. Conductor de cobre 1x10 mm² para red DC			

	Suministro e instalación de conductor H1Z2Z2-K Cu 1,5/1,5kV, 1x10mm ² . de cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 50618:2015. Temperatura máxima del conductor de 120 °C. Aislamiento y cubierta de compuesto reticulado libres de halógenos; no propagación de llama, baja emisión de humos; baja emisión de gases corrosivos. Resistentes a la intemperie: rayos UV, Ozono, absorción de agua. Condiciones de instalación al aire bajo tubo y enterrado, aislamiento clase II, de color negro para negativo y rojo para el positivo Totalmente montado, conexionado y probado.	30860	2.5	77150.00
0.1.13	Ud Sistema de puesta a tierra DC			
	Red de puesta a tierra, para masas metálicas y sistemas de protección frente a sobretensiones de los generadores fotovoltaicos, formada por 420 m de conductor de cobre desnudo de 50 mm ² . de sección para formación electrodo y conexión equipotencial, conductores de líneas de tierra, conductores de protección, materiales de conexión y fijación, totalmente instalado	1	2900	2900.00
	TOTAL SUBPARTADO 01 GENERADOR FOTOVOLTAICO			787724.00
	CAPÍTULO 02 CASETAS PREFABRICAS INVERSORES			
0.2.01	Ud. Caseta prefabricada de hormigón			
	Edificio prefabricado para alojar inversores de aparcamientos, constituido por una envolvente de estructura monobloque, de hormigón armado, de dimensiones generales aproximadas 4.500 x 2.400 x 3100 mm, incluyendo transporte.	2	8500	17000.00
0.2.02	Ud. Montaje caseta prefabricada.			
	Instalación caseta prefabricada incluido: excavación de un foso de dimensiones; descarga del edificio, montaje, acondicionamiento perimetral una vez montado y accesorios.	2	1200	2400.00
	TOTAL SUBPARTADO 02 CASETAS PREFABRICADAS			19400.00
	CAPÍTULO 03 RED DE BAJA TENSIÓN AC			
0.3.01	m. Canalización subterránea AC-6			
	Canalización subterránea para corriente alterna, alimentación CT para instalación de 6 tubos rígidos de PVC de 160 mm de diámetro , con zanja de 68 cm de ancho y 102 cm de profundidad, incluyendo excavación de zanja, asiento con 5 cm de arena de río, montaje de 6 tubos de 160 mm de diámetro, relleno con 47 cm de arena de río, colocación de placa de protección, relleno con tierra procedente de excavación apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización, retirada y transporte a vertedero de los productos sobrantes de la excavación.	65	98	6370.00
0.3.02	m. Canalización subterránea AC-9			

Medición y Presupuesto

	Canalización subterránea para corriente alterna, alimentación CT para instalación de 9 tubos rígidos de PVC de 160 mm de diámetro , con zanja de 68 cm de ancho y 123 cm de profundidad, incluyendo excavación de zanja, asiento con 5 cm de arena de río, montaje de 9 tubos de 160 mm de diámetro, relleno con 68 cm de arena de río, colocación de placa de protección, relleno con tierra procedente de excavación apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización, retirada y transporte a vertedero de los productos sobrantes de la excavación.	98	140	13720.00
0.3.03	m. Canalización subterránea AC-6C			
	Canalización subterránea para corriente continua bajo calzada, alimentación CT, para instalación de 6 tubos rígidos de PVC de 160 mm de diámetro, con zanja de 68 cm de ancho y 123 cm de profundidad, incluyendo excavación de zanja, hormigón de protección, montaje de 6 tubos de 160 mm de diámetro, relleno con tierra procedente de excavación apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización, retirada y transporte a vertedero de los productos sobrantes de la excavación. Capa de hormigón de 22 cm y reposición con aglomerado asfáltico en caliente espesor máximo 6 cm.	60	230	13800.00
0.3.04	m. Canalización subterránea AC-9C			
	Canalización subterránea para corriente continua bajo calzada, alimentación CT, para instalación de 9 tubos rígidos de PVC de 160 mm de diámetro, con zanja de 68 cm de ancho y 144 cm de profundidad, incluyendo excavación de zanja, hormigón de protección, montaje de 9 tubos de 160 mm de diámetro, relleno con tierra procedente de excavación apisonada con medios manuales, colocación de cinta de señalización, retirada y transporte a vertedero de los productos sobrantes de la excavación. Capa de hormigón de 22 cm y reposición con aglomerado asfáltico en caliente espesor máximo 6 cm.	47	310	14570.00
0.3.05	Ud. Arqueta de registro canalizaciones AC			
	Construcción de arqueta de registro para canalizaciones subterráneas BT AC, de medidas interiores 80x80x150 cm, colocada sobre capa de arena de río de 10 cm, incluyendo: excavación y recibido de tubos, reposición, transporte de sobrantes a vertedero.	12	780	9360.00
0.3.06	m. Canalización bandeja metálica perforada para cables AC			
	Suministro y montaje de bandeja perforada de 200x60 cerrada con tapa, metálica galvanizada, para alojamiento y protección de conductores de conexión de inversores situados en cubiertas con CT, incluyendo soportes y fijaciones.	105	32	3360.00
0.3.07	m. Conductor de cobre 1x70 mm² conexión inversores red AC			
	Suministro e instalación de conductor RZ1-K (AS) 0,6/1 kV, 1x75mm ² . de cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228. Temperatura máxima del conductor de 90 °C. Aislamiento y polietileno reticulado; no propagación de llama, baja emisión de humos; baja emisión de gases corrosivos. Totalmente montado, conexionado y probado.	63	7.9	497.70

Medición y Presupuesto

0.3.07	m. Conductor de cobre 1x35 mm² conexión inversores red AC			
	Suministro e instalación de conductor RZ1-K (AS) 0,6/1 kV, 1x35mm ² . de cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228. Temperatura máxima del conductor de 90 °C. Aislamiento y polietileno reticulado; no propagación de llama, baja emisión de humos; baja emisión de gases corrosivos. Totalmente montado, conexionado y probado.	48	4.7	225.60
0.3.08	m. Conductor de cobre 1x25 mm² conexión inversores red AC			
	Suministro e instalación de conductor RZ1-K (AS) 0,6/1 kV, 1x35mm ² . de cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228. Temperatura máxima del conductor de 90 °C. Aislamiento y polietileno reticulado; no propagación de llama, baja emisión de humos; baja emisión de gases corrosivos. Totalmente montado, conexionado y probado.	30	3.2	96.00
0.3.09	m. Conductor de aluminio 1x240 mm² redes AC conexión CT			
	Suministro e instalación de conductor RZ1 (AS) 0,6/1 kV, 1x240 mm ² . de aluminio en canalizaciones de BT AC. Temperatura máxima del conductor de 90 °C. Aislamiento polietileno reticulado; no propagación de llama, baja emisión de humos; baja emisión de gases corrosivos. Totalmente montado, conexionado y probado.	8575	3.8	32585.00
0.3.10	Ud. Cuadro baja tensión conexión inversores Sala de inversores 1			
	Cuadro de protección de baja tensión AC conteniendo dos interruptores magnetotérmicos de caja moldeada de 200 A, 4P, poder de corte 36 kA, con módulo de protección diferencial; un interruptor magnetotérmico de caja moldeada de 100 A, 4P, poder de corte 36 kA, con módulo de protección diferencial; un descargador combinado de sobretensiones; y un interruptor seccionador de 600 A, 4P. Armario homologado para contener estos equipos, completamente montado, conexionado y probado.	1	6500	6500.00
0.3.11	Ud. Cuadro baja tensión conexión inversores Sala de inversores 2			
	Cuadro de protección de baja tensión AC conteniendo cuatro interruptores magnetotérmicos de caja moldeada de 200 A, 4P, poder de corte 36 kA, con módulo de protección diferencial; un descargador combinado de sobretensiones; y un interruptor seccionador de 800 A, 4P. Armario homologado para contener estos equipos, completamente montado, conexionado y probado.	1	5200	5200.00
0.3.10	Ud. Cuadro baja tensión conexión inversores caseta 3			
	Cuadro de protección de baja tensión AC conteniendo un interruptores magnetotérmicos de caja moldeada de 200 A, 4P, poder de corte 36 kA, con módulo de protección diferencial; tres interruptores magnetotérmicos de caja moldeada de 125 A, 4P, poder de corte 36 kA, con módulo de protección diferencial; un interruptores magnetotérmicos de caja moldeada de 100 A, 4P, poder de corte 36 kA, con módulo de protección diferencial; un interruptores magnetotérmicos de caja moldeada de 200 A, 4P, poder de corte 36 kA, con módulo de protección diferencial un descargador combinado de sobretensiones; y un interruptor seccionador de 600 A, 4P. Armario homologado para contener estos equipos, completamente montado, conexionado y probado.	1	4100	4100.00

0.3.10	Ud. Cuadro baja tensión conexión CT.			
	Cuadro de protección de baja tensión AC conteniendo dos interruptores magnetotérmicos de caja moldeada de 630 A, 4P, poder de corte 50 kA; un interruptores magnetotérmicos de caja moldeada de 800 A, 4P, poder de corte 50 kA; un interruptor automático de 1600 A, 4P, poder de corte 50 kA; equipo de medida generador fotovoltaico formado por contador electrónico clase 0.2 con medida de activa y reactiva bidireccional, registrador electrónico, modem para comunicación, regleta de verificación, 3 transformadores de intensidad 5/1500A, clase 0.5s; Armario homologado para contener estos equipos, completamente instalado.	1	25600	25600.00
	TOTAL SUBPARTADO 03 RED DE BAJA TENSIÓN AC			135984.30

RESUMEN

1	GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	787724.00€.....	83.52%
2	CASSETAS PREFABRICAS.....	19400.00€.....	2.06%
3	RED DE BAJA TENSIÓN AC	135984.30€.....	14.42%

TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL 943108.30€

13.00% Gastos generales 122604,08€

6,.00% Beneficio industrial.. 56586,50€

SUMA DE G.G. y B.I. 179190.56€

21,00% I.V.A. 235682.76€

TOTAL PRESUPUESTO GENERAL 1357981.64€

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de un millón trescientas cincuenta y siete mil novecientos ochenta y un euros con 64 céntimos.

Cálculo de la rentabilidad de la instalación

Este apartado tiene como objetivo analizar y comprobar la rentabilidad económica de la instalación. Para ello se hará uso de los siguientes medidores de rentabilidad: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Pay Back (PB). El resultado de estos indicadores determinará si la instalación es o no rentable.

El estudio se realizará para una duración de 25 años. El valor de la inversión inicial será el obtenido en el presupuesto general con valor de 1357981.64 € y como beneficio anual, se tomará el resultado

del menos gasto del consumo eléctrico que se ahorra el Hospital con la generación de electricidad proveniente de los módulos fotovoltaicos instalados y de la venta de los excedentes a la red. Como valor para el precio de la energía exportada a la red, se ha tomado los precios del mercado diario de 2019 facilitados por OMIE [14] en este valor no se le ha considerado la fluctuación del precio debido a los mercados intradiarios, ya que la diferencia es muy leve y se ha considerado despreciable. A la hora de realizar este cálculo se ha hecho uso de la herramienta de Excel y cuyo resultado se muestra en la Tabla 5, en el Apartado 2.2 con valor 113607 €. El valor de la tasa de descuento será el valor recomendado por la Unión Europea de 4%.

Valor Actual Neto (VAN)

El valor que adquiere el VAN indicará si el proyecto es rentable económicamente o no. Por lo tanto, si:

- $VAN > 0$: Significa que el proyecto es rentable.
- $VAN < 0$: Significa que el proyecto no es rentable.

Considerando que los beneficios y la tasa de interés serán constantes anualmente, la fórmula para obtener el VAN es:

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^{25} \frac{C_i}{(1+r)^i} = 416796€$$

Donde:

- C_0 : Inversión inicial= 1357981.64 €.
- C_i : Ingresos constantes obtenidos de la generación fotovoltaica= 113607 €.
- r : Tasa de interés de los bonos del estado= 4%.

Como se puede observar, el VAN al ser mayor que 0 indica que el proyecto es rentable a 25 años llegando a obtener valores similares a los obtenidos en la inversión inicial.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

El TIR es la tasa máxima que soportaría un proyecto para que sea rentable, se obtiene anulando al VAN, de esta manera utilizando los datos del cálculo del VAN y sustituyendo la tasa de interés por el TIR se obtiene:

$$VAN = 0 = -C_0 + \sum_{i=1}^{25} \frac{C_i}{(1+TIR)^i} \rightarrow TIR = 6.7\%$$

Por tanto, el proyecto es rentable al tener una tasa de interés inferior.

Pay Back (PB)

Por último, para saber en cuantos años se recuperará la inversión inicial del proyecto se hará uso del Pay Back, que al igual que el TIR, se obtiene anulando el VAN, pero dejando como incógnita los años.

$$VAN = 0 = -C_0 + \sum_{i=1}^{\text{Años}} \frac{C_i}{(1+r)^i} \rightarrow \text{Años} = 16.6 \text{ años}$$

La inversión inicial se recuperará al transcurrir 16 años y 7 meses, que se considera un tiempo adecuado en vistas a que la vida útil de la instalación está pensada para, como mínimo funcionar durante 25 años.

Referencias

- [1] «Los costes de la fotovoltaica caen un 80% en los últimos cinco años».
- [2] «Energía solar en China», *Wikipedia*, oct. 10, 2019. https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_en_China.
- [3] «Acuerdo de Paris», *Web oficial de la Unión Europea*. https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es.
- [4] «Paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020», *Web oficial de la Unión Europea*. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_es.
- [5] «Marco sobre clima y energía para 2030», *Web oficial de la Unión Europea*. https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es.
- [6] «El reparto de horas de sol en el mundo», *Geografía infinita*. <https://www.geografiainfinita.com/2017/07/reparto-las-horas-sol-mundo/>.
- [7] REE, «Hacer posible la transición energética. Red Eléctrica y la integración de renovables.» [En línea]. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Transicion_Energetica.pdf.
- [8] «Series estadísticas nacionales», *REE*, may. 2020. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales>.
- [9] Wikipedia, «Andújar», *Wikipedia*, may. 28, 2020. <https://es.wikipedia.org/wiki/And%C3%BAjar>.
- [10] «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)», *Web oficial de la Unión Europea*. <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
- [11] BOE, «R.D 15/2018, "De medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.» oct. 06, 2018.
- [12] «R.D 900/2015, “Por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo”». oct. 10, 2015, [En línea]. Disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-10927.
- [13] «R.D 244/2019, “Por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica”». abr. 06, 2019, [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>.
- [14] «OMIE, Operador del mercado ibérico de energía».
- [15] «R.D 3/2020, “Por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad”». ene. 24, 2020.
- [16] «Apuntes de Integración a las Energías Renovables. Grado en ingeniería de las tecnologías industriales».
- [17] Trina Solar Co, «Garantía limitada para módulos solares fotovoltaicos cristalinos de la marca trina

solar. PS-M-0135 Rev. N».

- [18]«Tecnología PERC y Half Cell en paneles solares», *Blog Tecnosol.* <https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/>.
- [19]Trina Solar, «Ficha técnica TSM-DE06M.08(II)».
- [20]BOE, «R.D 1699/2011, "Por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.» nov. 18, 2011.
- [21]Ministerio de industria, energía y turismo, «ITC-BT-40; Instalaciones generadoras de baja tensión». sep. 2013.
- [22]ABB, «Ficha técnica inversor PVS-TL-100».
- [23]ABB, «Ficha técnica inversor PVS-50-TL».
- [24]ABB, «Ficha técnica inversor PVS-60-TL».
- [25]«UNE-EN 62109-2:2013; Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos particulares para inversores». mar. 06, 2013, [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0050813>.
- [26]ABB, «Manual del producto PVS-100/120-TL».
- [27]ABB, «Manual del producto PVS-50/60-TL».
- [28]S-Flex, «Manual de montaje: Sistemas de fijación de paneles fotovoltaicos».
- [29]«Cubierta para aparcamiento de acero/ para el sector servicios/ con paneles fotovoltaicos integrados.», *Archi Expo*.
- [30]noticias_es, «IKEA cumple 10 años en Málaga con cerca de 29 millones de visitas», *Ayuntamiento de Málaga*, oct. 25, 2017. <https://forinvestormalaga.com/ikea-malaga-inversion-eficiencia-energetica/>.
- [31]«UNE-EN 50618:2015; Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos». mar. 18, 2015, [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0054621>.
- [32]«UNE-HD 60364-7-712:2017; Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV)». feb. 15, 2017, [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0057935>.
- [33]«UNE-HD 60364-5-52:2014; Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-52: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.» dic. 03, 2014, [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0054027>.
- [34]Ministerio de ciencia y tecnología, «ITC-BT-07; Redes subterráneas para distribución en baja tensión». sep. 2002.
- [35]Ministerio de ciencia y tecnología, «ITC-BT-19; Prescripciones generales». sep. 2002.
- [36]IDAE, «Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red».
- [37]Ministerio de ciencia y tecnología, «ITC-BT-21; Tubos y canales protectoras». sep. 2003.
- [38]Ministerio de ciencia y tecnología, «ITC-BT-30; Instalaciones en locales de características especiales». sep. 2002.
- [39]«UNE-EN 61537:2007; Conducción de cables. Sistemas de bandejas y de bandejas de escalera». dic. 19, 2007, [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0040299>.

- [40]Ministerio de ciencia y tecnología, «ITC-BT-11; Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas». sep. 2002.
- [41]Ministerio de ciencia y tecnología, «ITC-BT-18; Instalaciones de puesta a tierra». sep. 2002.
- [42]«Catálogo de bandejas metálicas (UNEX y OBO)».
- [43]«UNE-EN 61386-24:2011; Sistemas de tubos para la conducción de cables. Parte 24: Requisitos particulares. Sistemas de tubos enterrados bajo tierra». may. 25, 2011, [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0047448>.
- [44]Ministerio de ciencia y tecnología, «ITC-BT-24; Protección contra los contactos directos e indirectos». sep. 2002.
- [45]Ministerio de trabajo y asuntos sociales España, «Corriente eléctrica: efectos al atravesar el organismo humano».
- [46]«UNE-EN 60269-6:2012; Fusibles de baja tensión. Parte 6: Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica». feb. 22, 2012, [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0048915>.
- [47]«UNE-EN 50539-11:2013; Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias de baja tensión. Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias para aplicaciones específicas incluyendo corriente continua. Parte 11: Requisitos y ensayos para DPS en aplicaciones fotovoltaicas.» jun. 26, 2013.
- [48]Ministerio de industria, turismo y comercio, «ITC-BT-22; Protección contra sobreintensidades». oct. 2005.
- [49]«Apuntes de Instalaciones y máquinas eléctricas. Grado en ingeniería de las tecnologías industriales».
- [50]«UNE-EN 62305-2:2012; Protección contra el rayo. Parte 2: Evaluación del riesgo». nov. 07, 2012, [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0050209>.
- [51]Ministerio de industria, energía y turismo, «ITC-BT-23; Protección contra sobretensiones». jul. 2012.
- [52]«UNE-EN 60228:2005; Conductores de cables aislados.» jun. 01, 2005, [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0033734>.
- [53]«UNE 21123-4:2017; Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV. Parte 4: Cables con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de poliolefina.» [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0057804>.
- [54]BOE, «R.D 413/2014, "Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.» jun. 14, 2014.
- [55]«UNE-HD 60364-4-43:2013; Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-43: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra las sobreintensidades.» feb. 13, 2013, [En línea]. Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0050710>.
- [56]«UNE-EN ISO 14064-1:2019; Gases de efecto invernadero. Parte 1: Especificación con orientación, a nivel de las organizaciones, para la cuantificación y el informe de las emisiones y remociones de gases de efecto invernadero. (ISO 14064-1:2018).» oct. 02, 2019, [En línea]. Disponible en: <https://www.aenor.com/normas-y-libros/buscador-de-normas/une/?c=N0062629>.
- [57]Generalitat de Catalunya Comisión interdepartamental del cambio climático, «Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero». mar. 2011.

Referencias

- [58]REE, «Informe del Sistema Eléctrico Español», *REE*, jun. 30, 2020.
https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2019/inf_sis_elec_ree_2019_v2.pdf.
- [59]Raisin., «Invertir en Bonos del estado, todo lo que tienes que saber».
<https://www.raisin.es/inversion/saber-todo-invertir-bonos-estado/#:~:text=Actualmente%2C%20los%20tipos%20nominales%20de,y%20el%200%2C43%25>.

Planos



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
HOSPITALARIO

FECHA:

2020

PLANO:

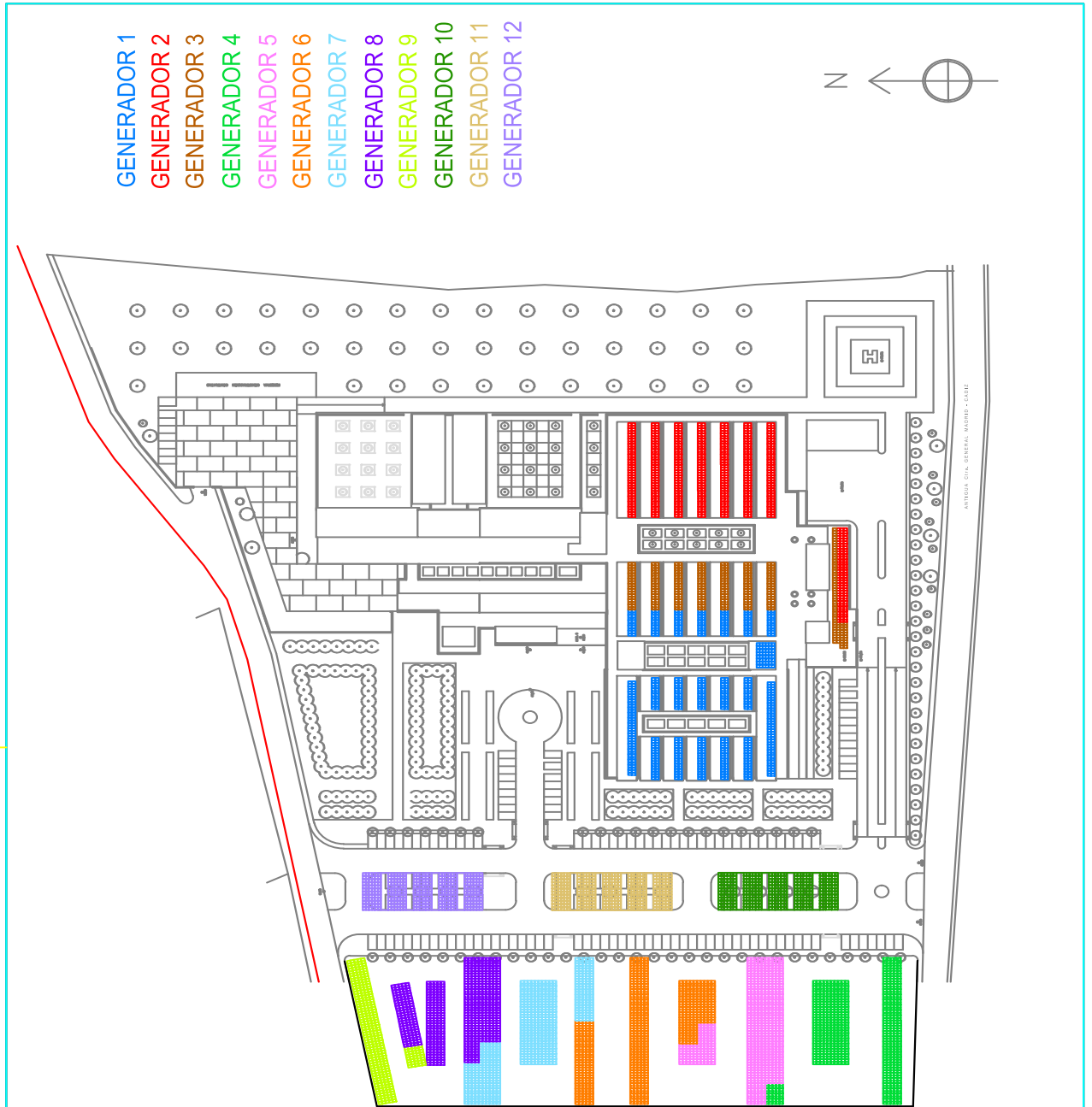
LOCALIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Nº. PLANO:

0

ESCALA:

1/100000000



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
 AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
 HOSPITALARIO

FECHA:

2020

PLANO:

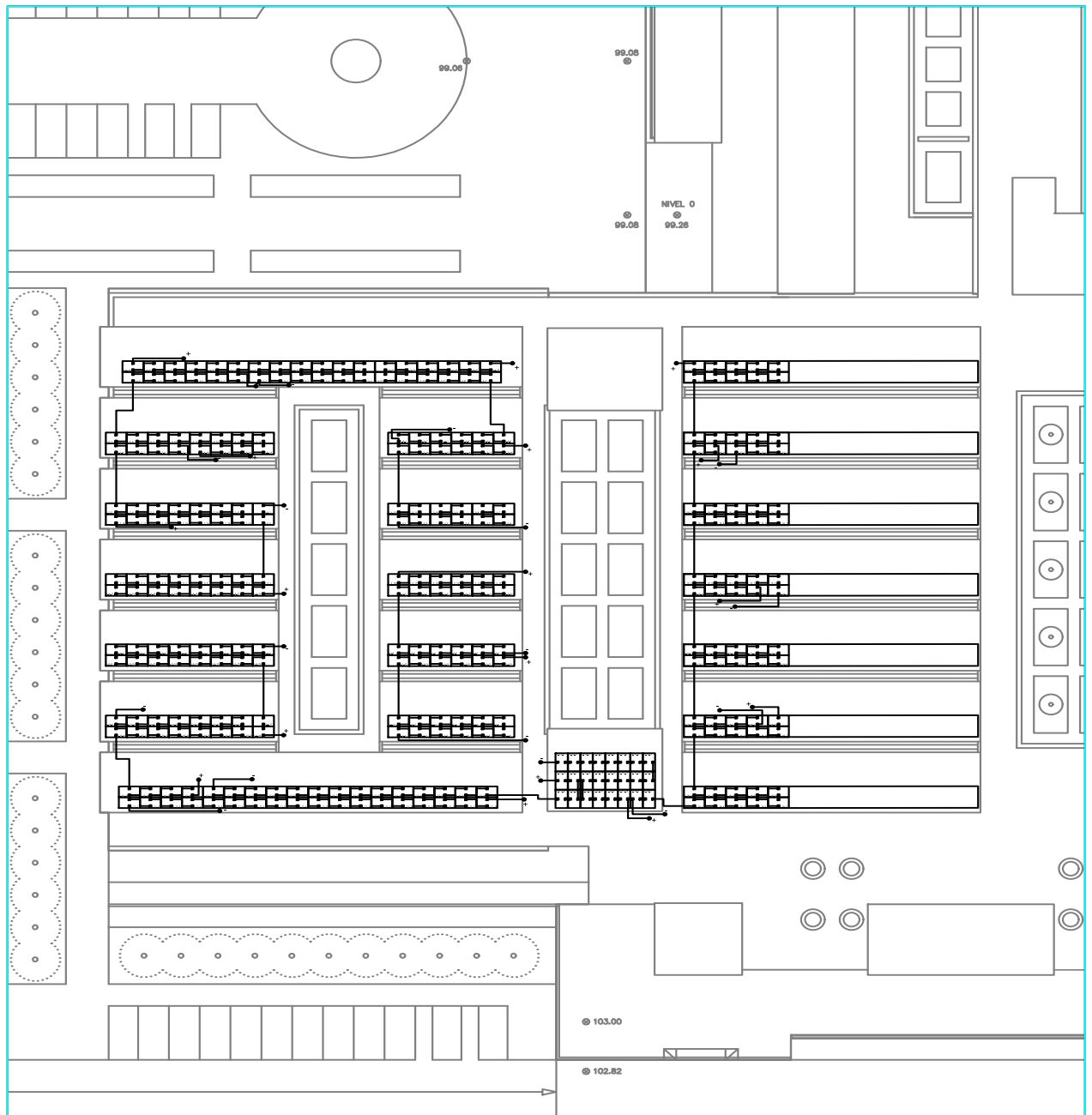
DISTRIBUCIÓN DE LOS GENERADORES SOBRE LAS DISTINTAS
 SUPERFICIES DEL CENTRO HOSPITALARIO

Nº. PLANO:

1

ESCALA:

1/1750



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UN CENTRO HOSPITALARIO

LEYENDA:

- 1º DÍGITO: Nº GENERADOR
- 2º DÍGITO: Nº CADENA
- 3º DÍGITO: Nº MÓDULO
- +: TERMINAL POSITIVO
- : TERMINAL NEGATIVO

FECHA:

2020

PLANO:

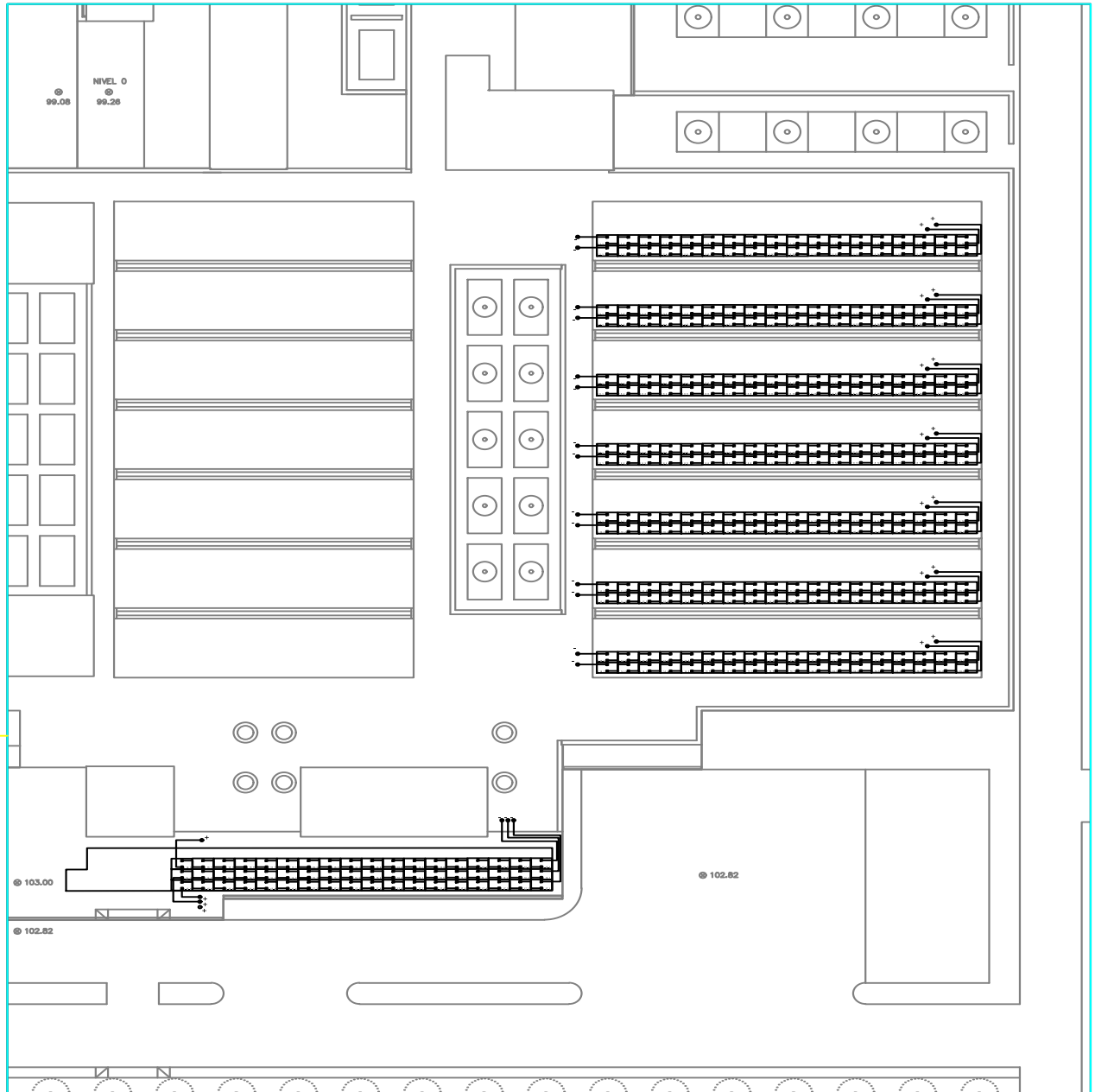
DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS QUE CONFORMAN EL GENERADOR 1

Nº. PLANO:

2

ESCALA:

1:500



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
HOSPITALARIO

LEYENDA:

1º DÍGITO: N° GENERADOR
2º DÍGITO: N° CADENA
3º DÍGITO: N° MÓDULO
+: TERMINAL POSITIVO
-: TERMINAL NEGATIVO

FECHA:

2020

PLANO:

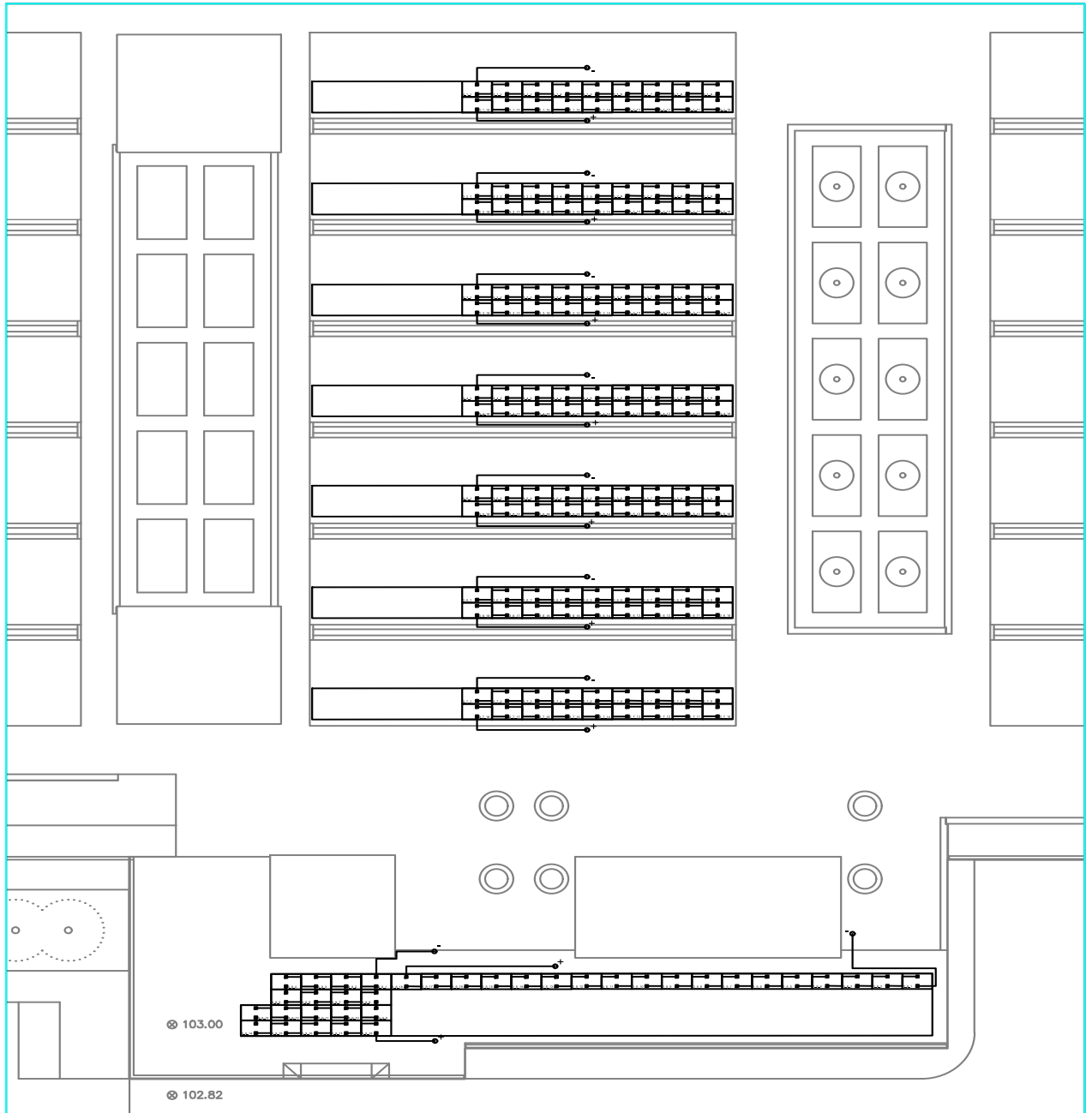
DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS QUE CONFORMAN EL GENERADOR 2

N°. PLANO:

3

ESCALA:

1:500



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
HOSPITALARIO

LEYENDA:

- 1º DÍGITO: Nº GENERADOR
- 2º DÍGITO: Nº CADENA
- 3º DÍGITO: Nº MÓDULO
- +: TERMINAL POSITIVO
- : TERMINAL NEGATIVO

FECHA:

2020

PLANO:

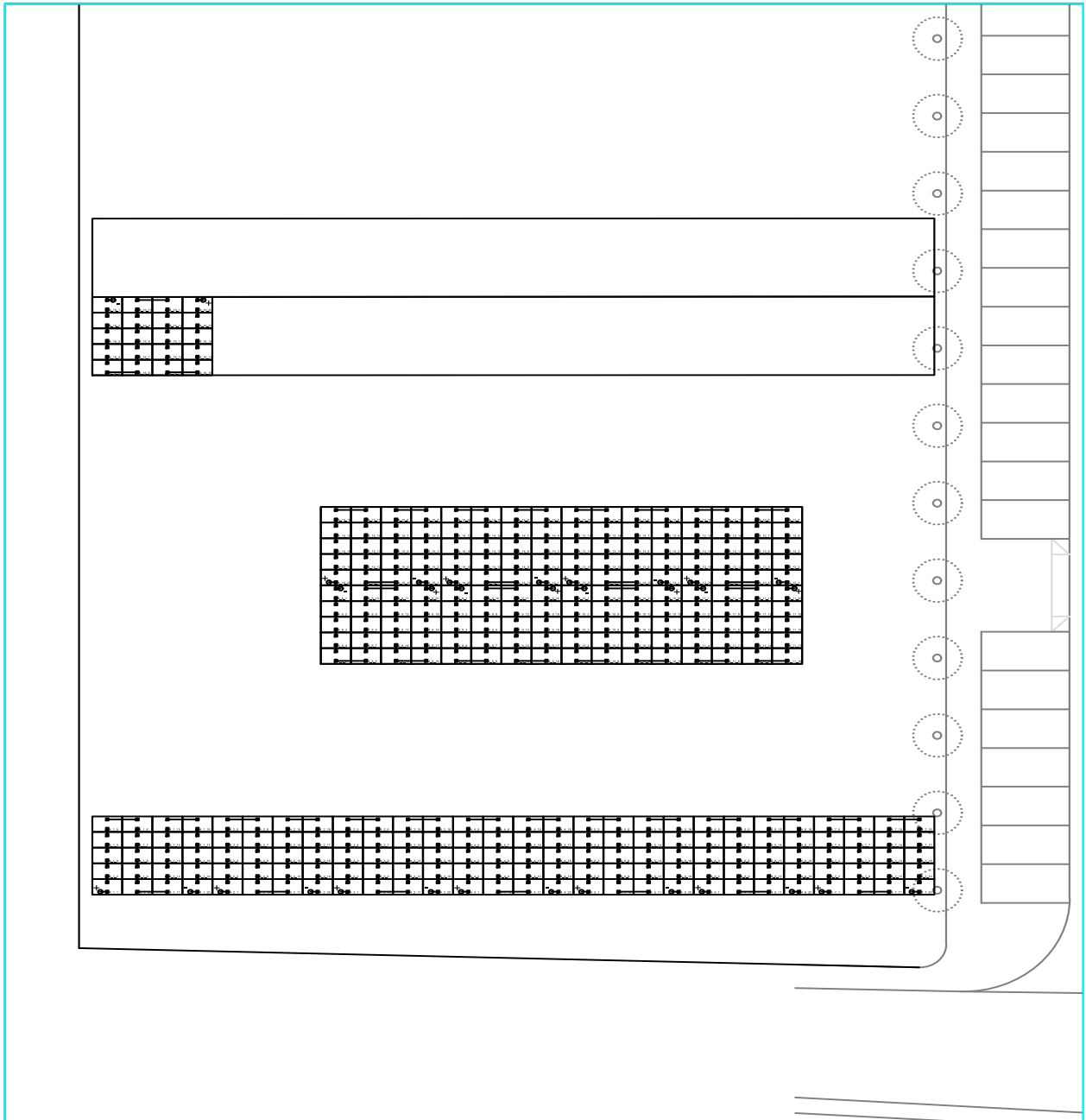
DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS QUE CONFORMAN EL GENERADOR 3

Nº. PLANO:

4

ESCALA:

1:350



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
HOSPITALARIO

LEYENDA:

1º DÍGITO: Nº GENERADOR
2º DÍGITO: Nº CADENA
3º DÍGITO: Nº MÓDULO
+: TERMINAL POSITIVO
-: TERMINAL NEGATIVO

FECHA:

2020

PLANO:

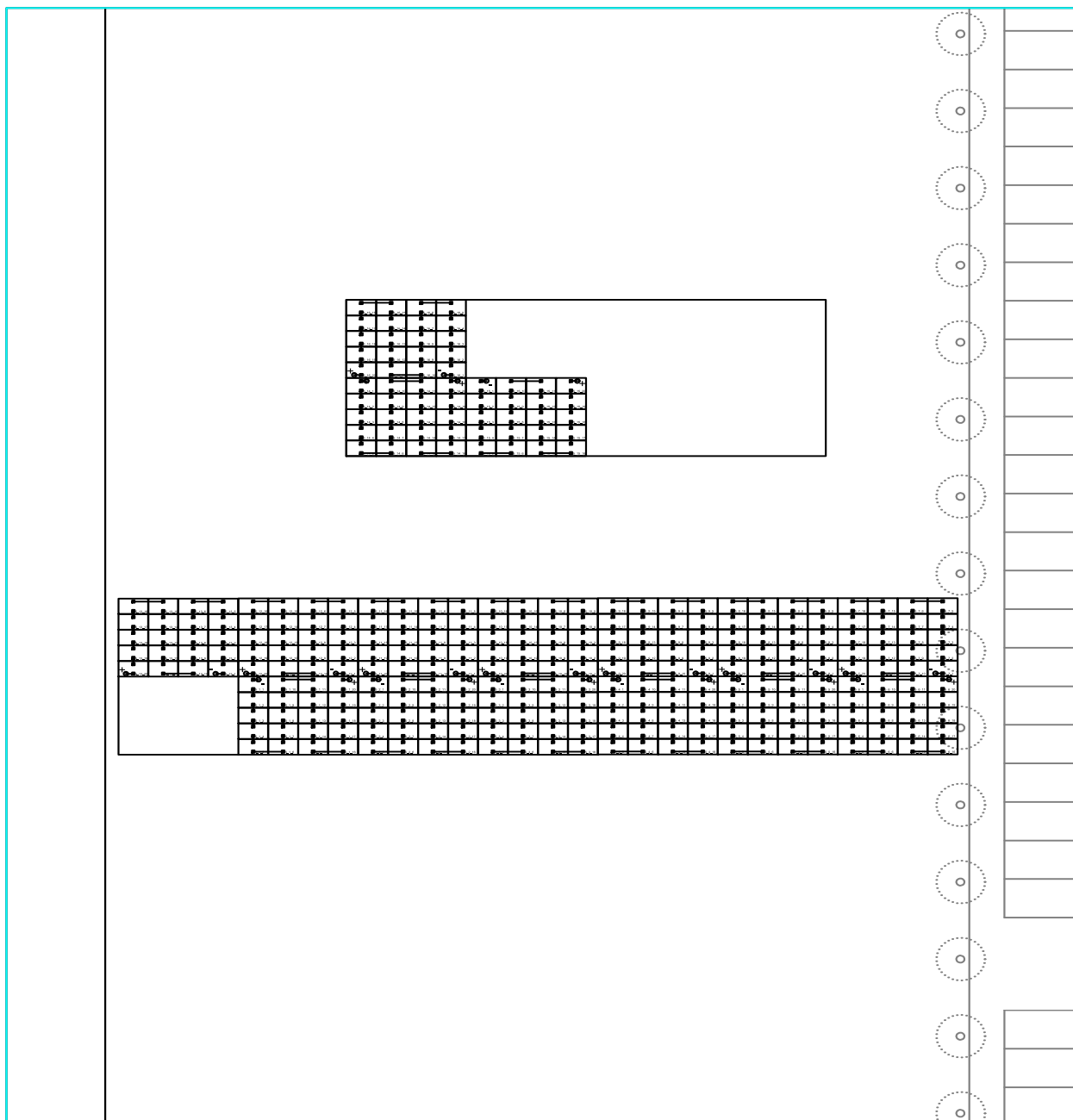
DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS QUE CONFORMAN EL GENERADOR 4

Nº. PLANO:

5

ESCALA:

1:350



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
HOSPITALARIO

LEYENDA:

1º DÍGITO: Nº GENERADOR
2º DÍGITO: Nº CADENA
3º DÍGITO: Nº MÓDULO
+: TERMINAL POSITIVO
-: TERMINAL NEGATIVO

FECHA:

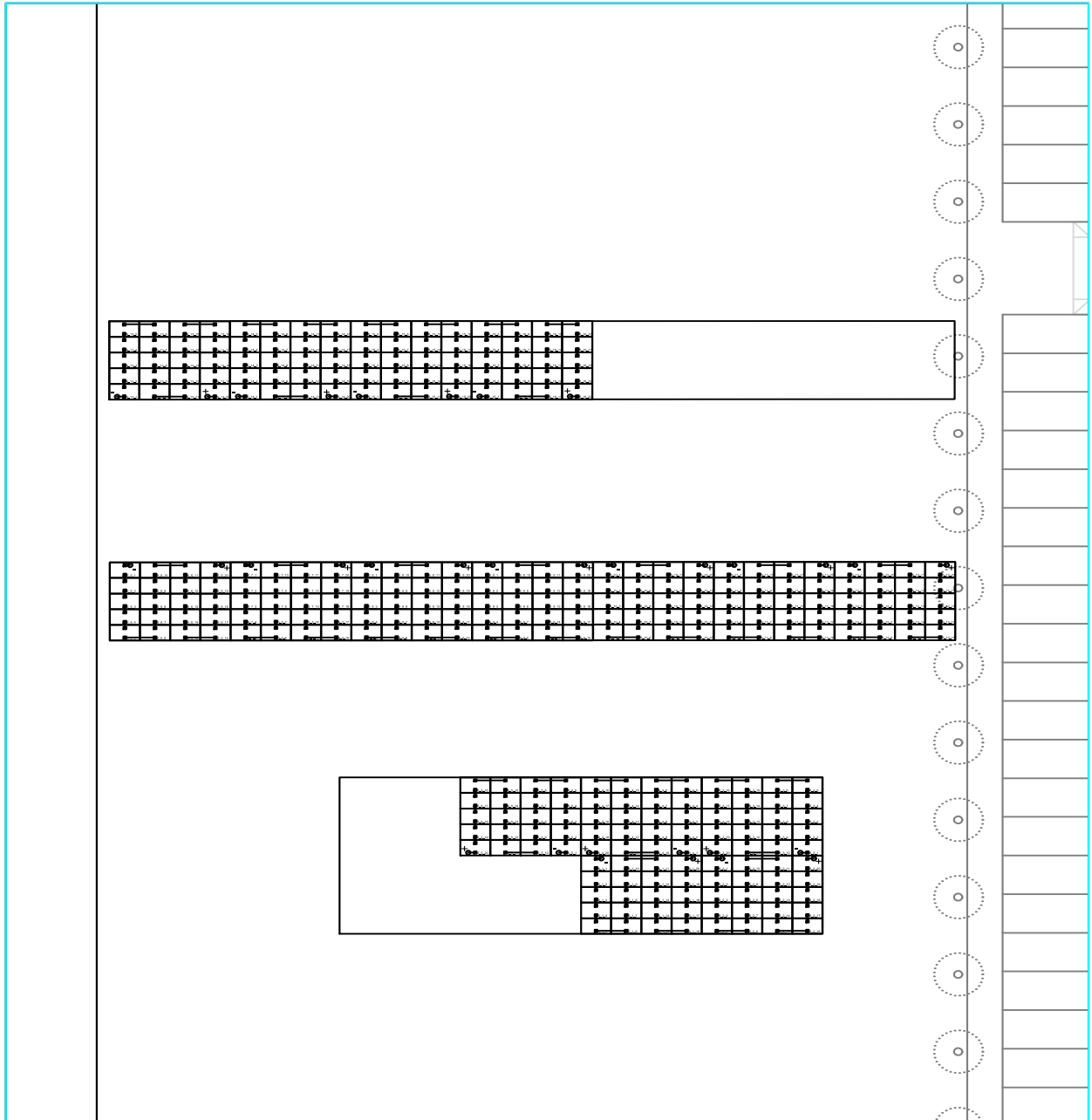
2020

PLANO:

DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS QUE CONFORMAN EL GENERADOR 5

Nº. PLANO:

6



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
HOSPITALARIO

LEYENDA:

1º DÍGITO: Nº GENERADOR
2º DÍGITO: Nº CADENA
3º DÍGITO: Nº MÓDULO
+: TERMINAL POSITIVO
-: TERMINAL NEGATIVO

FECHA:
2020

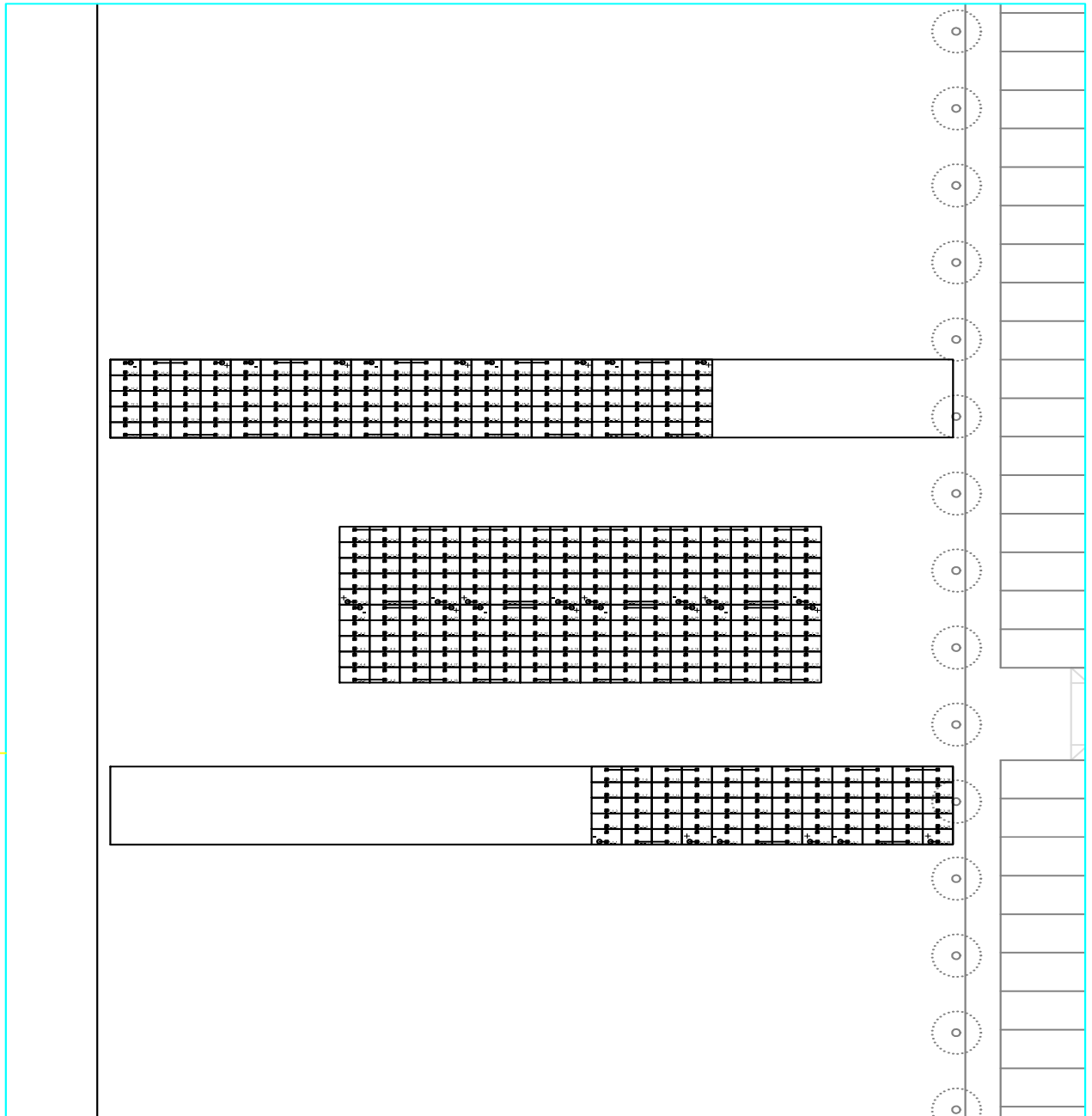
ESCALA:
1:350

PLANO:

DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS QUE CONFORMAN EL GENERADOR 6

Nº. PLANO:

7



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
HOSPITALARIO

LEYENDA:

1º DÍGITO: Nº GENERADOR
2º DÍGITO: Nº CADENA
3º DÍGITO: Nº MÓDULO
+: TERMINAL POSITIVO
-: TERMINAL NEGATIVO

FECHA:

2020

PLANO:

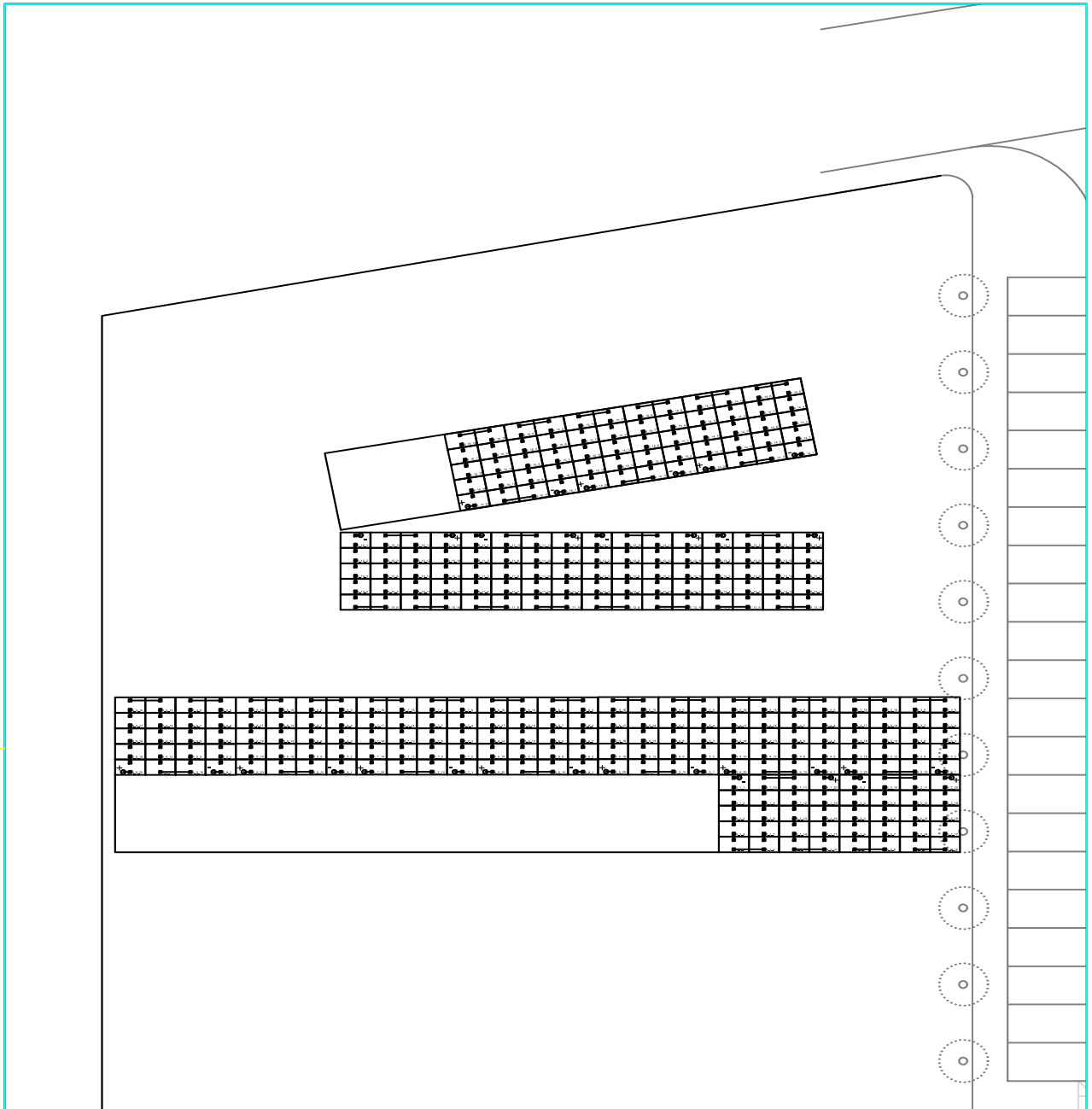
DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS QUE CONFORMAN EL GENERADOR 7

Nº. PLANO:

8

ESCALA:

1:350



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
HOSPITALARIO

LEYENDA:

1º DÍGITO: Nº GENERADOR
2º DÍGITO: Nº CADENA
3º DÍGITO: Nº MÓDULO
+: TERMINAL POSITIVO
-: TERMINAL NEGATIVO

FECHA:

2020

PLANO:

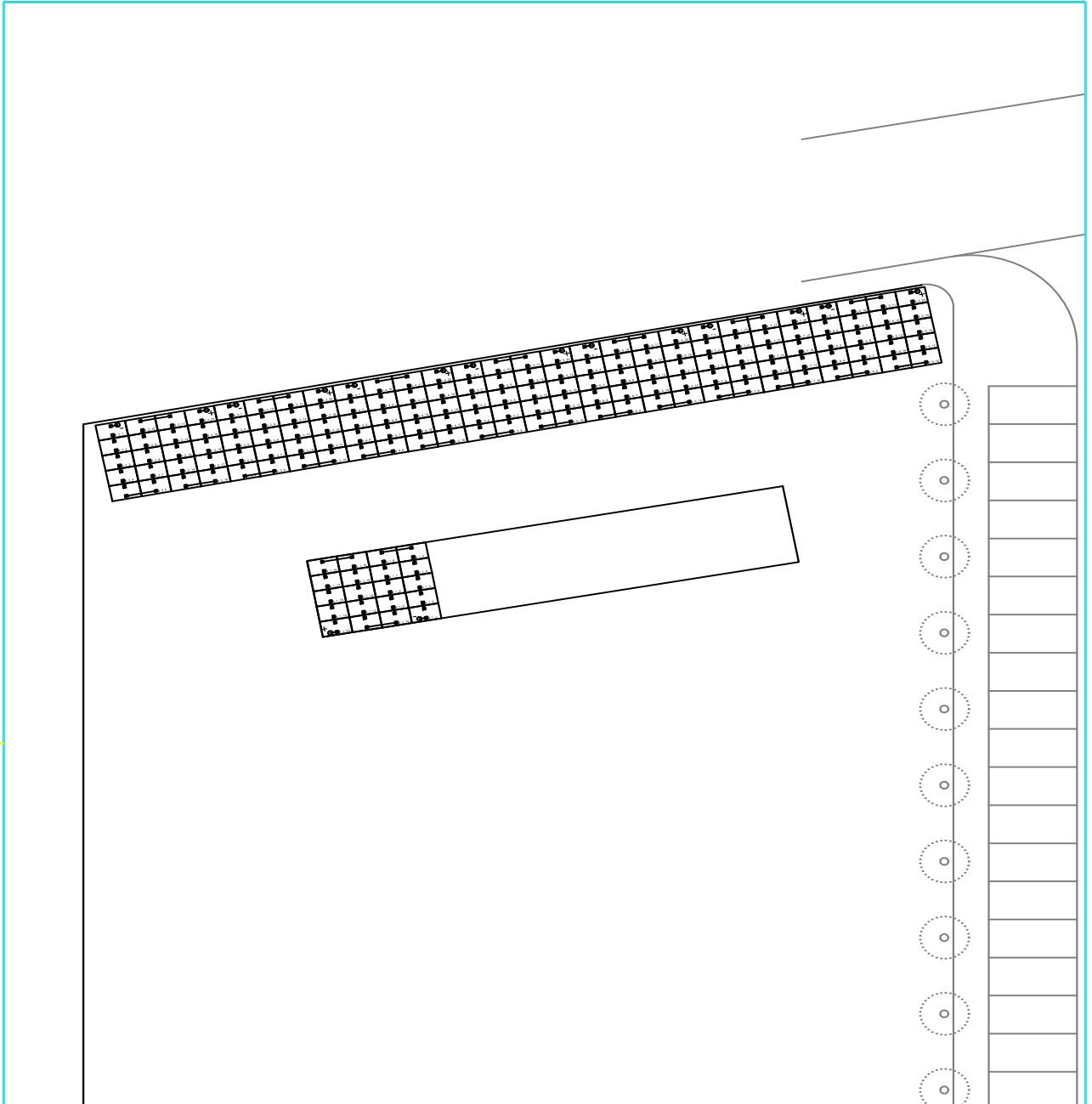
DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS QUE CONFORMAN EL GENERADOR 8

Nº. PLANO:

9

ESCALA:

1:350



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UN CENTRO HOSPITALARIO

LEYENDA:

1º DÍGITO: Nº GENERADOR
2º DÍGITO: Nº CADENA
3º DÍGITO: Nº MÓDULO
+: TERMINAL POSITIVO
-: TERMINAL NEGATIVO

FECHA:

2020

PLANO:

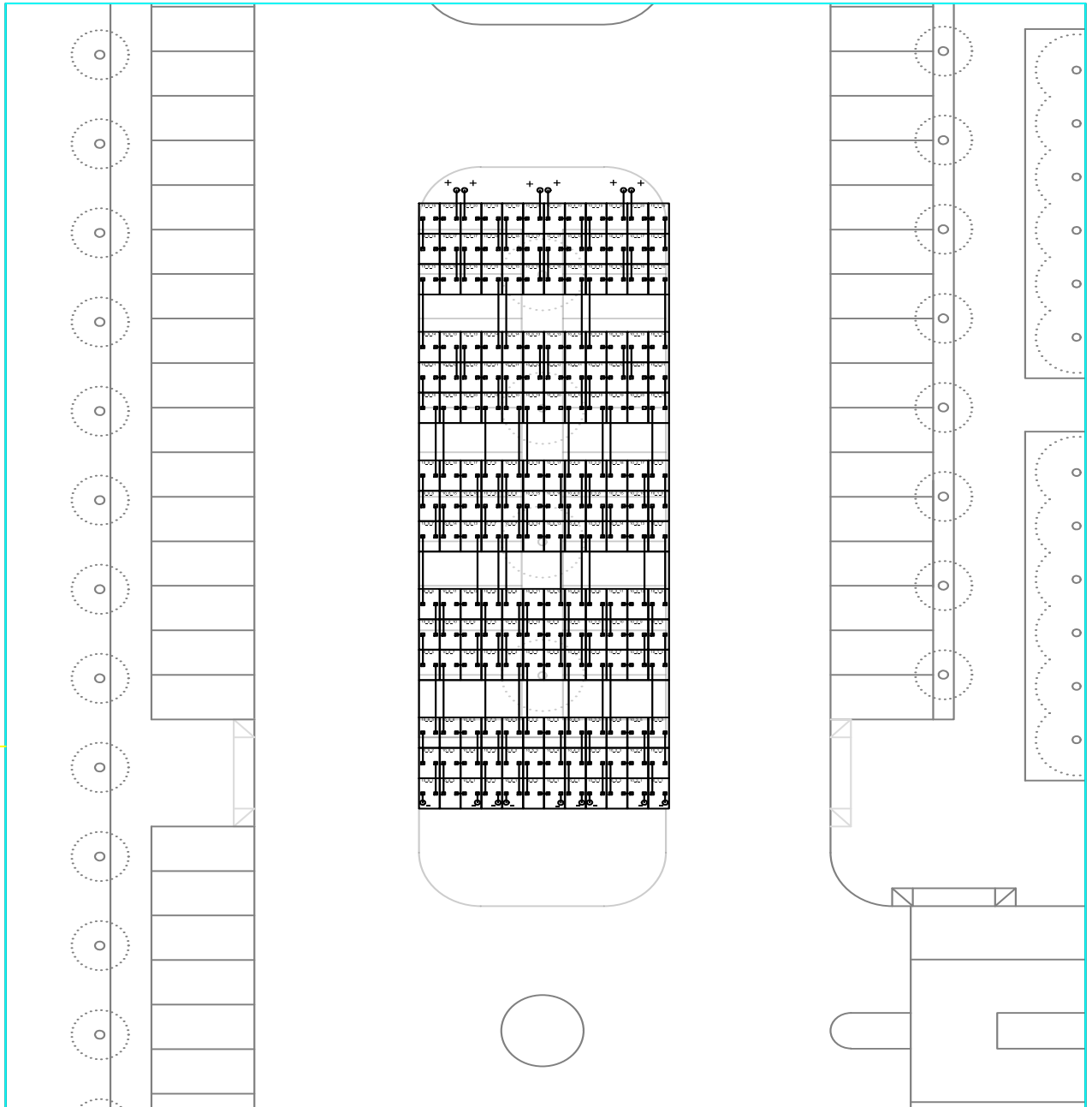
DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS QUE CONFORMAN EL GENERADOR 9

Nº. PLANO:

10

ESCALA:

1:350



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
HOSPITALARIO

LEYENDA:

1º DÍGITO: Nº GENERADOR
2º DÍGITO: Nº CADENA
3º DÍGITO: Nº MÓDULO
+: TERMINAL POSITIVO
-: TERMINAL NEGATIVO

FECHA:

2020

PLANO:

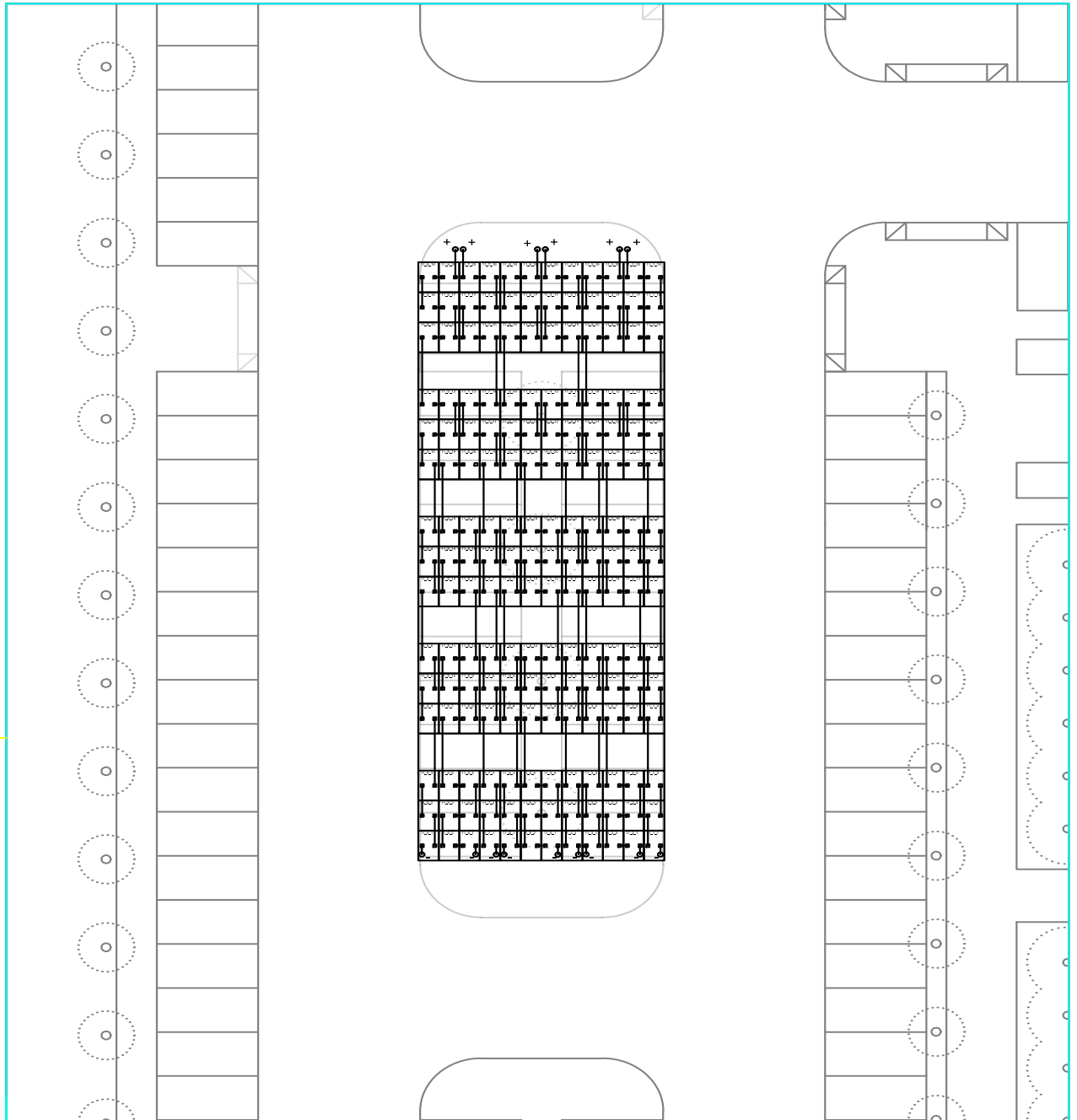
DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS QUE CONFORMAN EL GENERADOR 10

Nº. PLANO:

11

ESCALA:

1:300



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
HOSPITALARIO

LEYENDA:

1º DÍGITO: Nº GENERADOR
2º DÍGITO: Nº CADENA
3º DÍGITO: Nº MÓDULO
+: TERMINAL POSITIVO
-: TERMINAL NEGATIVO

FECHA:

2020

PLANO:

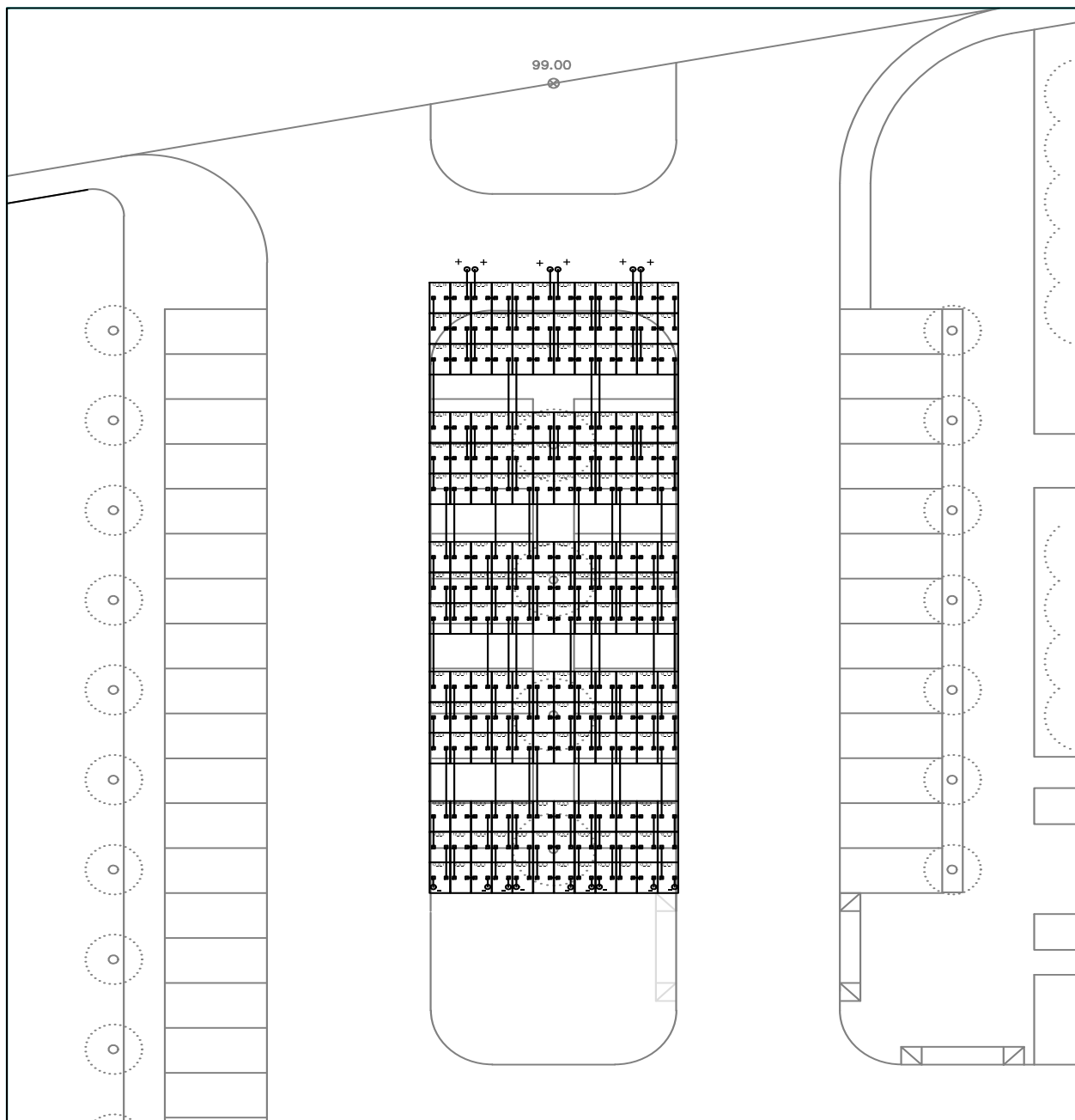
DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS QUE CONFORMAN EL GENERADOR 11

Nº. PLANO:

12

ESCALA:

1:300



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
HOSPITALARIO

LEYENDA:

1º DÍGITO: Nº GENERADOR
2º DÍGITO: Nº CADENA
3º DÍGITO: Nº MÓDULO
+: TERMINAL POSITIVO
-: TERMINAL NEGATIVO

FECHA:

2020

PLANO:

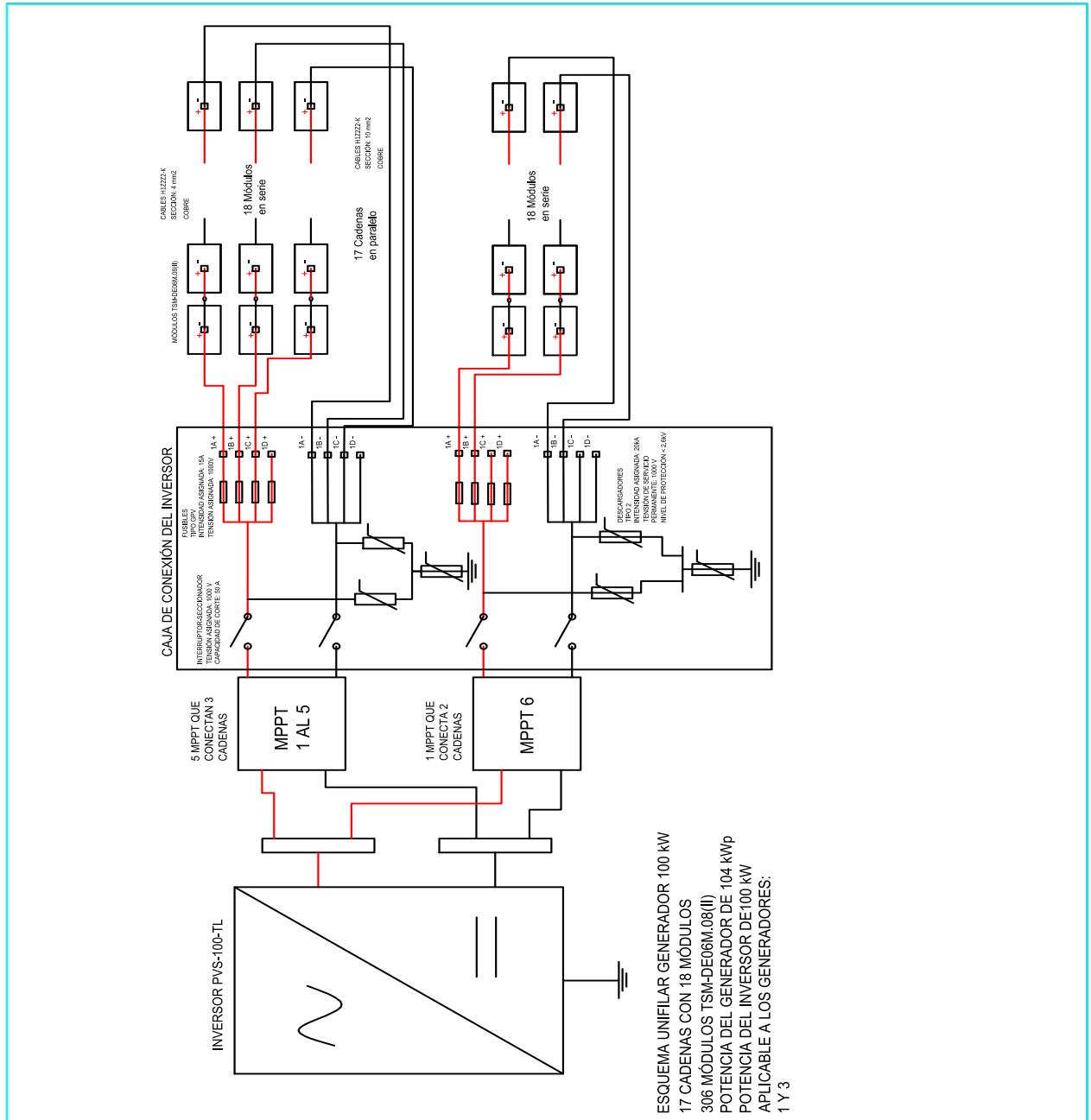
DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONADO DE LOS MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS QUE CONFORMAN EL GENERADOR 12

Nº. PLANO:

13

ESCALA:

1:300



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
 AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
 HOSPITALARIO

LEYENDA:

FECHA:

2020

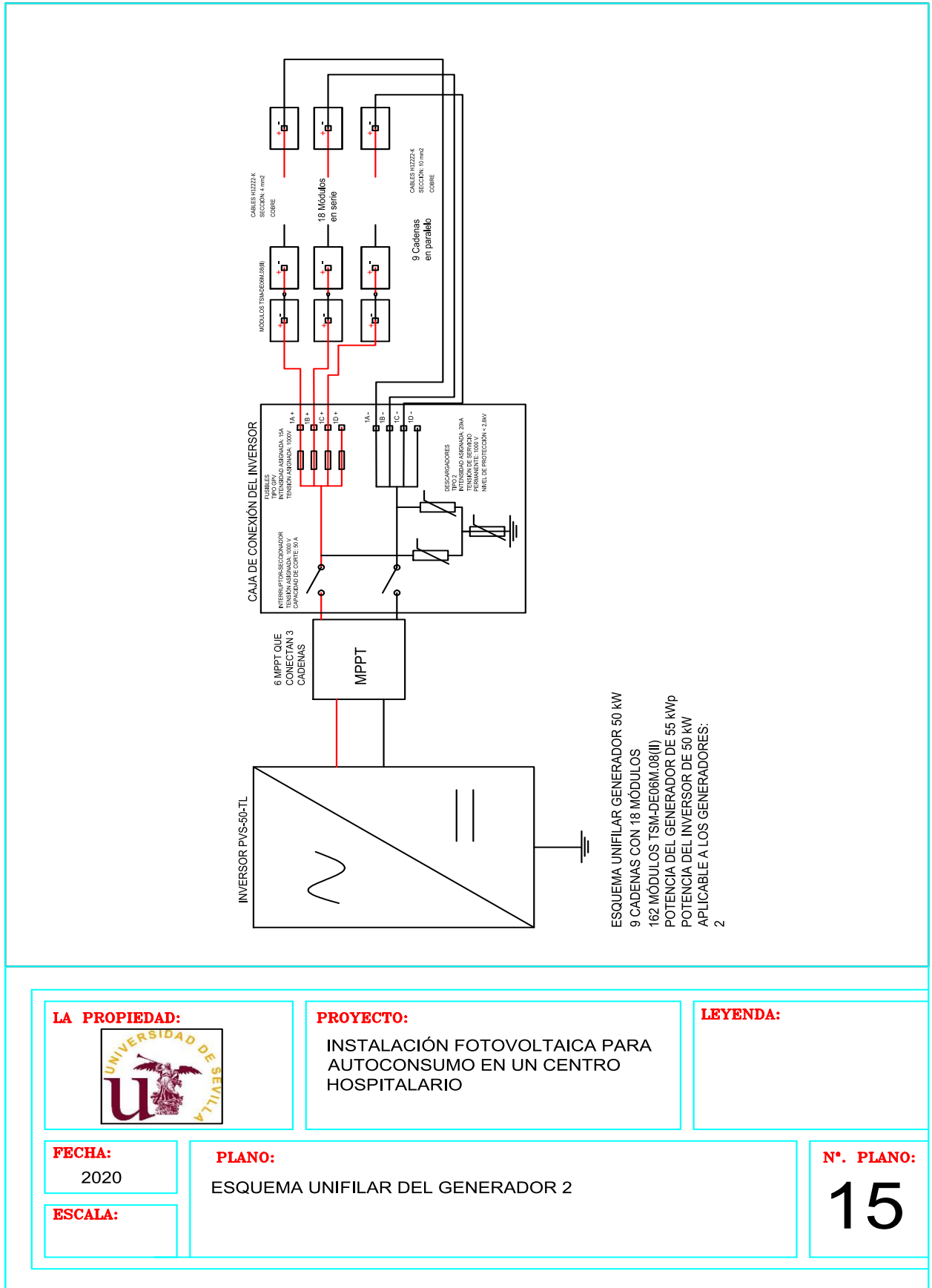
PLANO:

ESQUEMA UNIFILAR DE LOS GENERADORES 1 Y 2

Nº. PLANO:

14

ESCALA:



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
HOSPITALARIO

LEYENDA:

FECHA:

2020

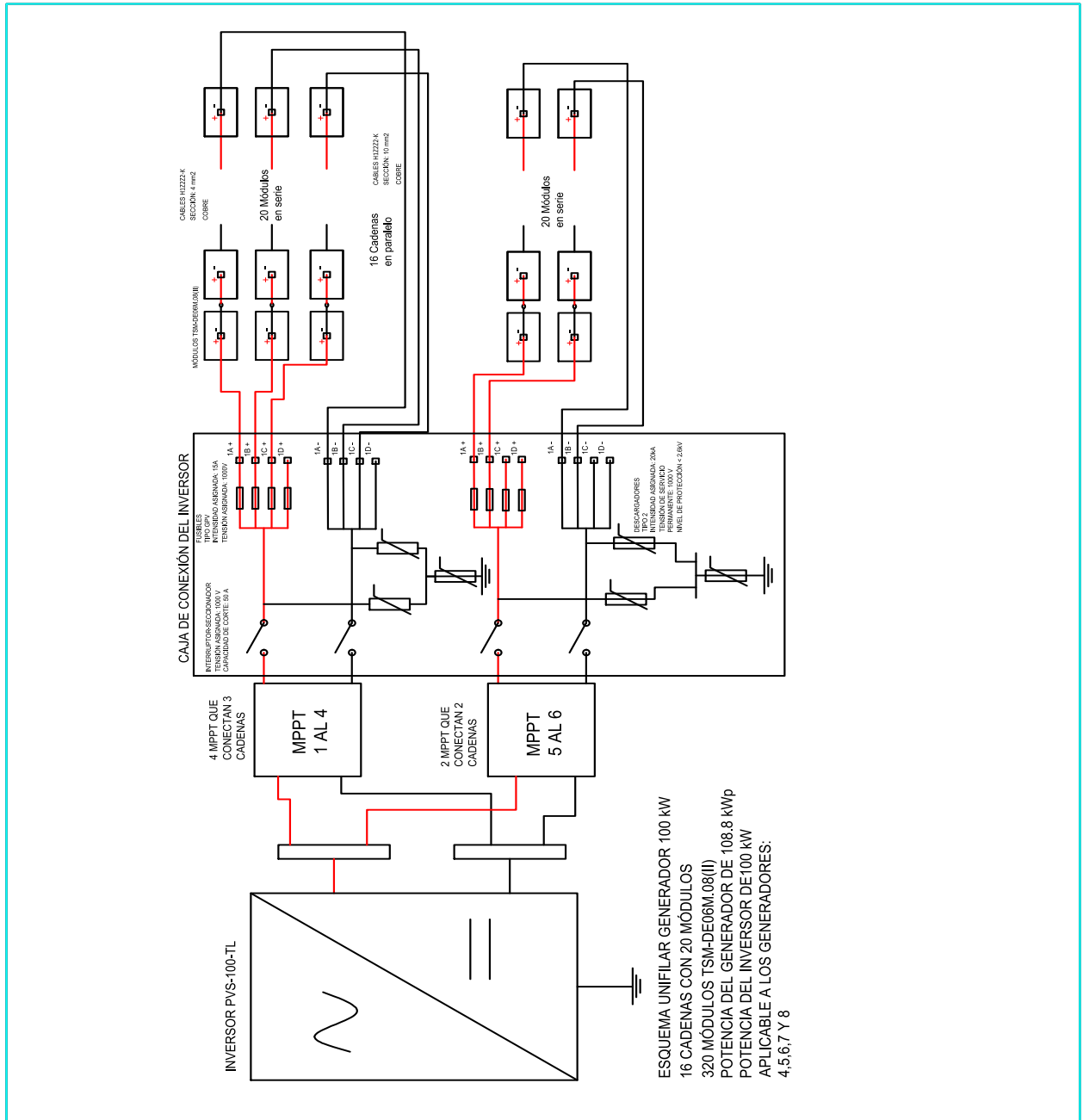
PLANO:

ESQUEMA UNIFILAR DEL GENERADOR 2

Nº. PLANO:

15

ESCALA:



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UN CENTRO HOSPITALARIO

LEYENDA:

FECHA:

2020

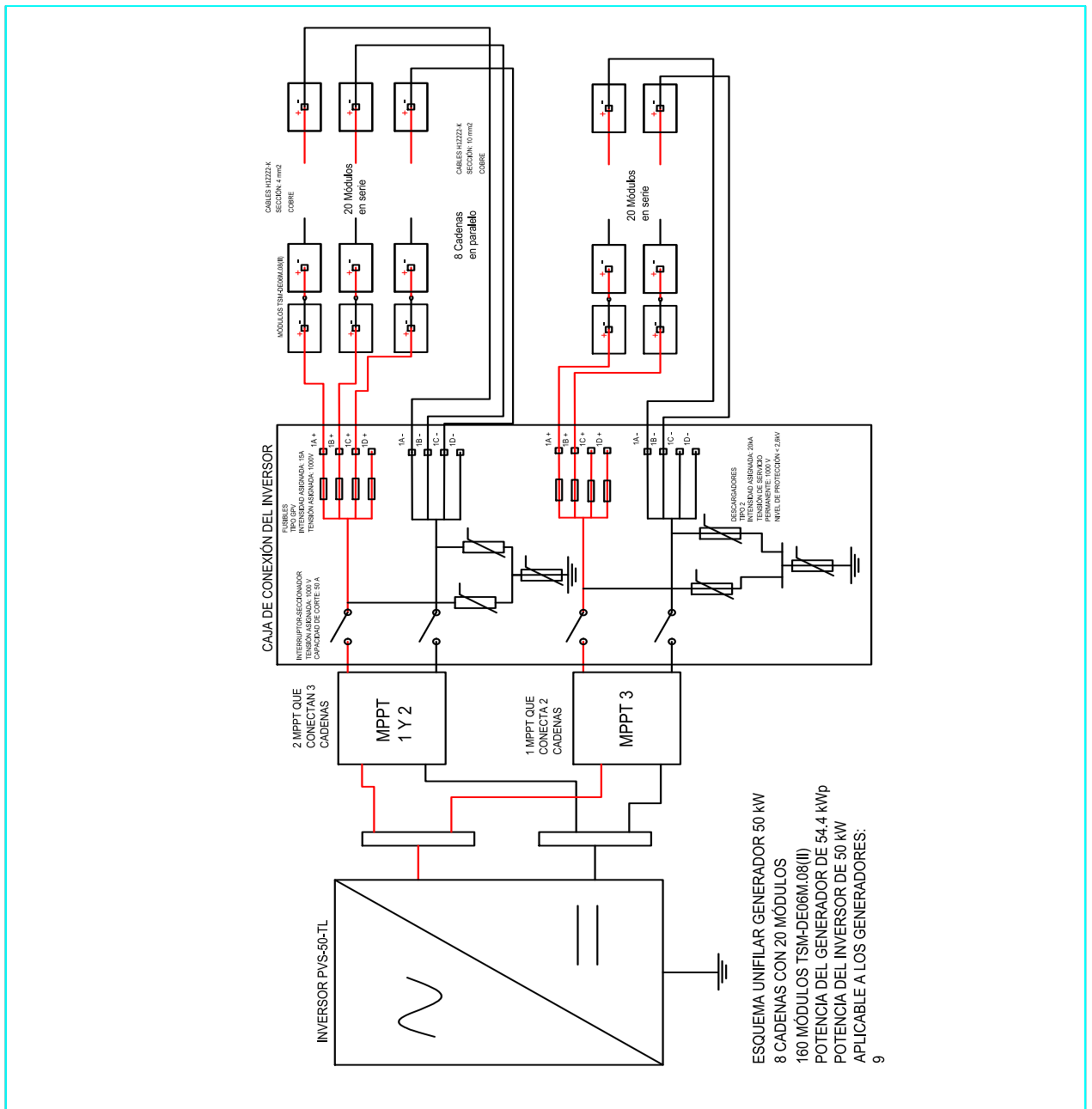
PLANO:

ESQUEMA UNIFILAR DE LOS GENERADORES 4,5,6,7 Y 8

Nº. PLANO:

16

ESCALA:



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
 AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
 HOSPITALARIO

LEYENDA:

FECHA:

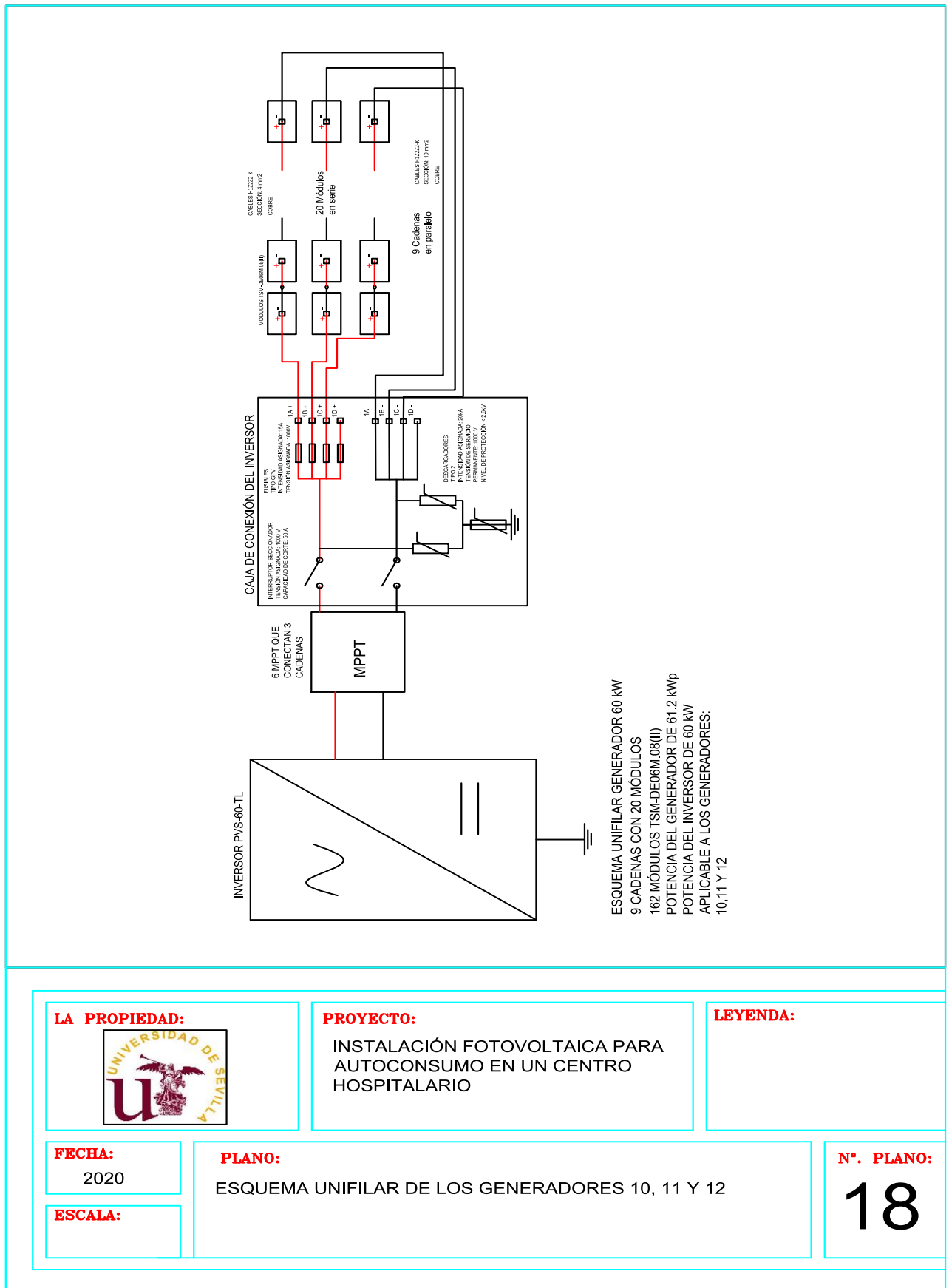
2020

PLANO:

ESQUEMA UNIFILAR DEL GENERADOR 9

Nº. PLANO:

17



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:
 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
 AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
 HOSPITALARIO

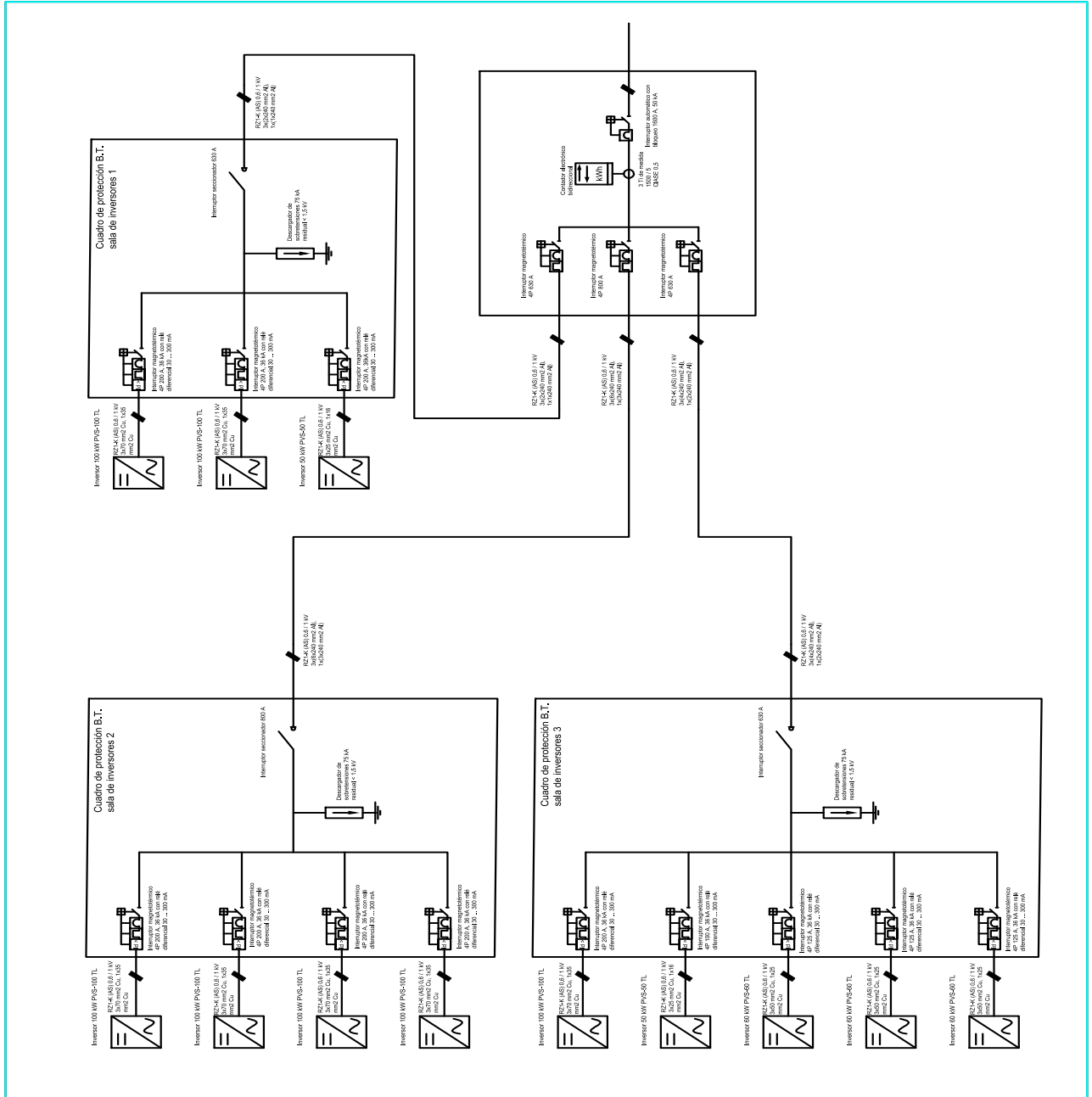
LEYENDA:

FECHA:
 2020

PLANO:
 ESQUEMA UNIFILAR DE LOS GENERADORES 10, 11 Y 12

ESCALA:

Nº. PLANO:
18



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UN CENTRO HOSPITALARIO

LEYENDA:

FECHA:

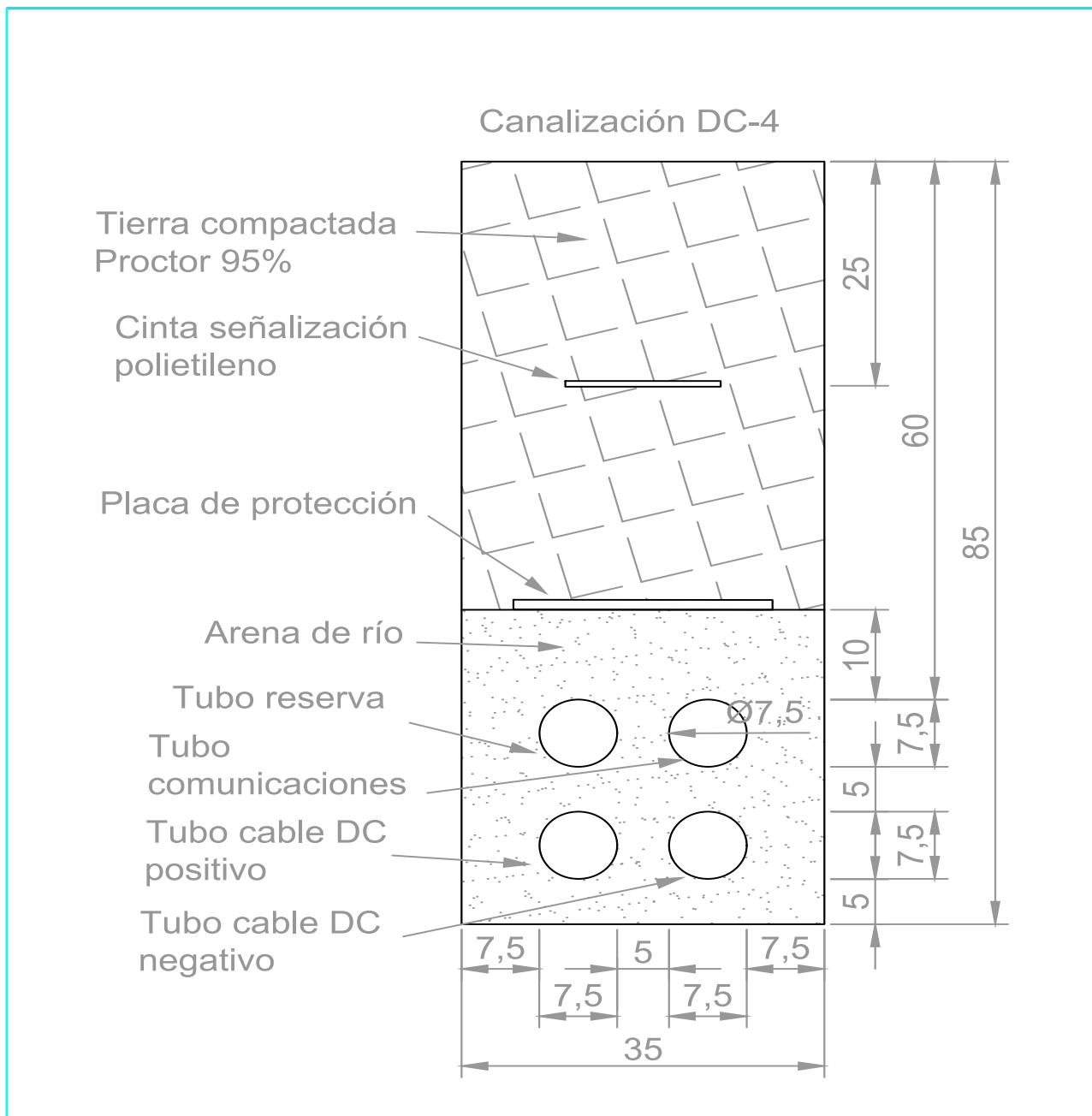
2020

PLANO:

ESQUEMA UNIFILAR DE LA CONEXIÓN DE ALTERNA

Nº. PLANO:

19



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UN CENTRO HOSPITALARIO

LEYENDA:

UNIDADES EN CM

FECHA:

2020

PLANO:

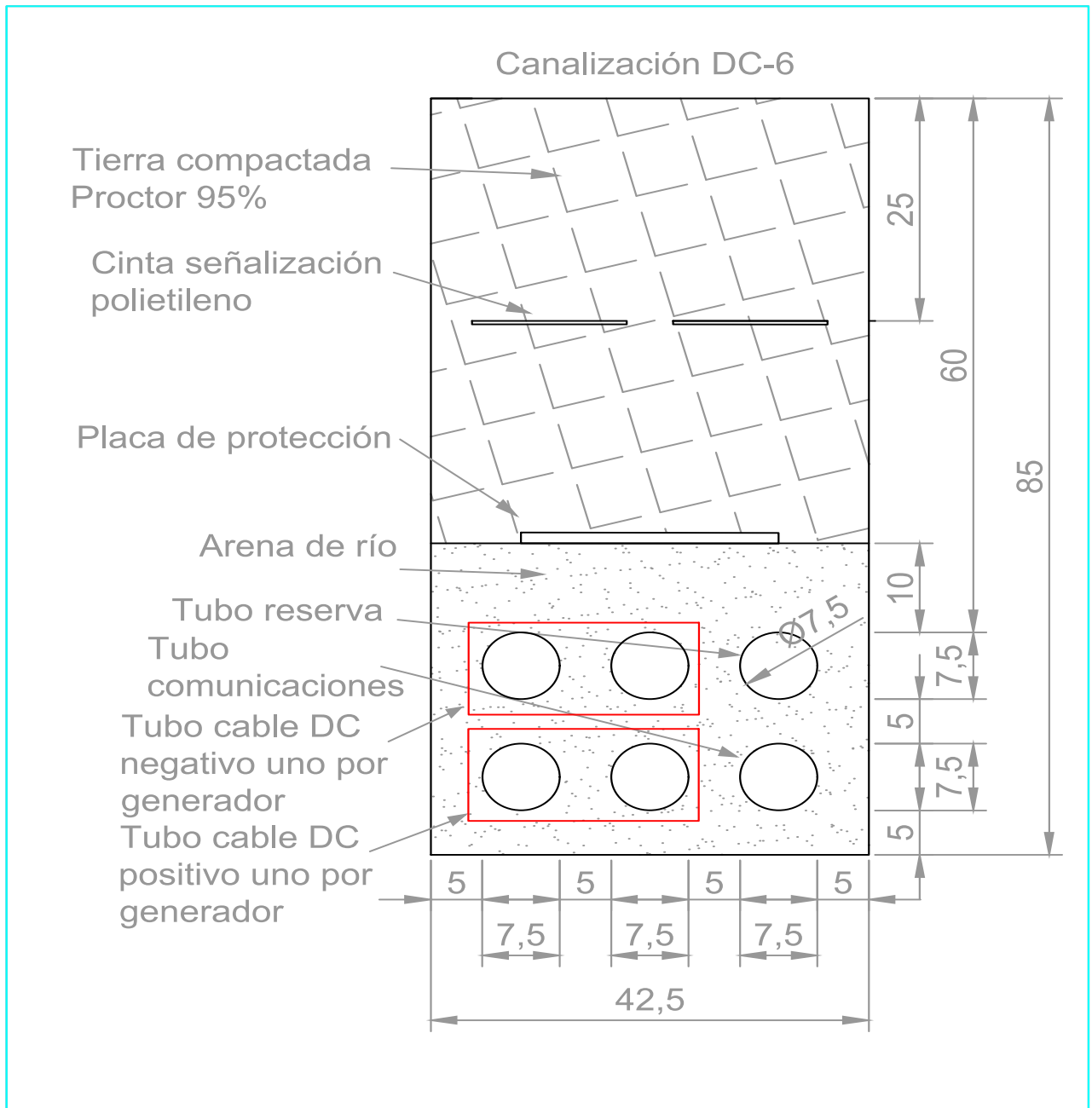
CANALIZACIÓN DE LA CONEXIÓN DC DE 4 TUBOS BAJO TIERRA

N°. PLANO:

20

ESCALA:

1:6



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UN CENTRO HOSPITALARIO

LEYENDA:

UNIDADES EN CM

FECHA:

2020

PLANO:

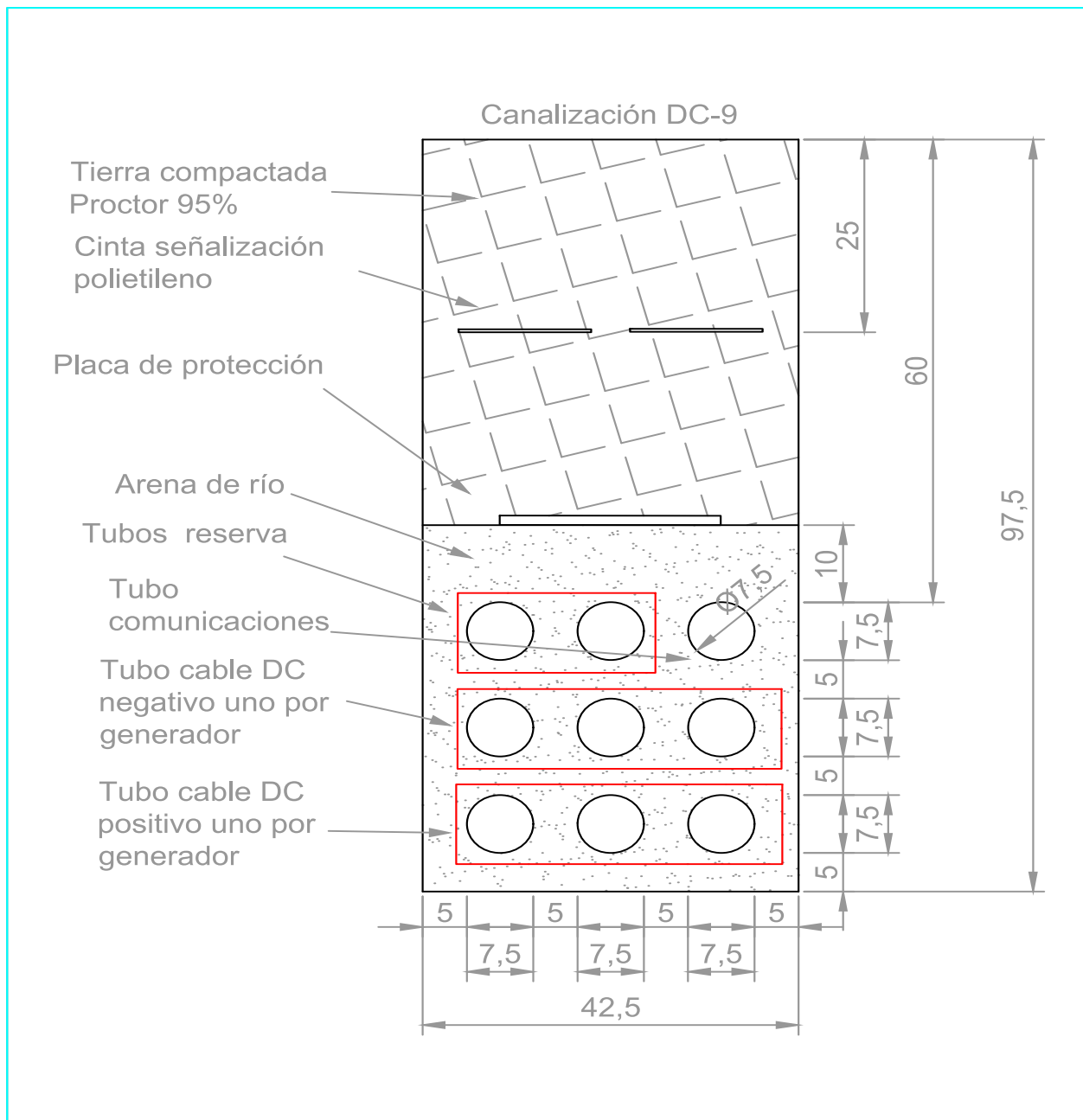
CANALIZACIÓN DE LA CONEXIÓN DC DE 6 TUBOS BAJO TIERRA

Nº. PLANO:

21

ESCALA:

1:6



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UN CENTRO HOSPITALARIO

LEYENDA:

UNIDADES EN CM

FECHA:

2020

PLANO:

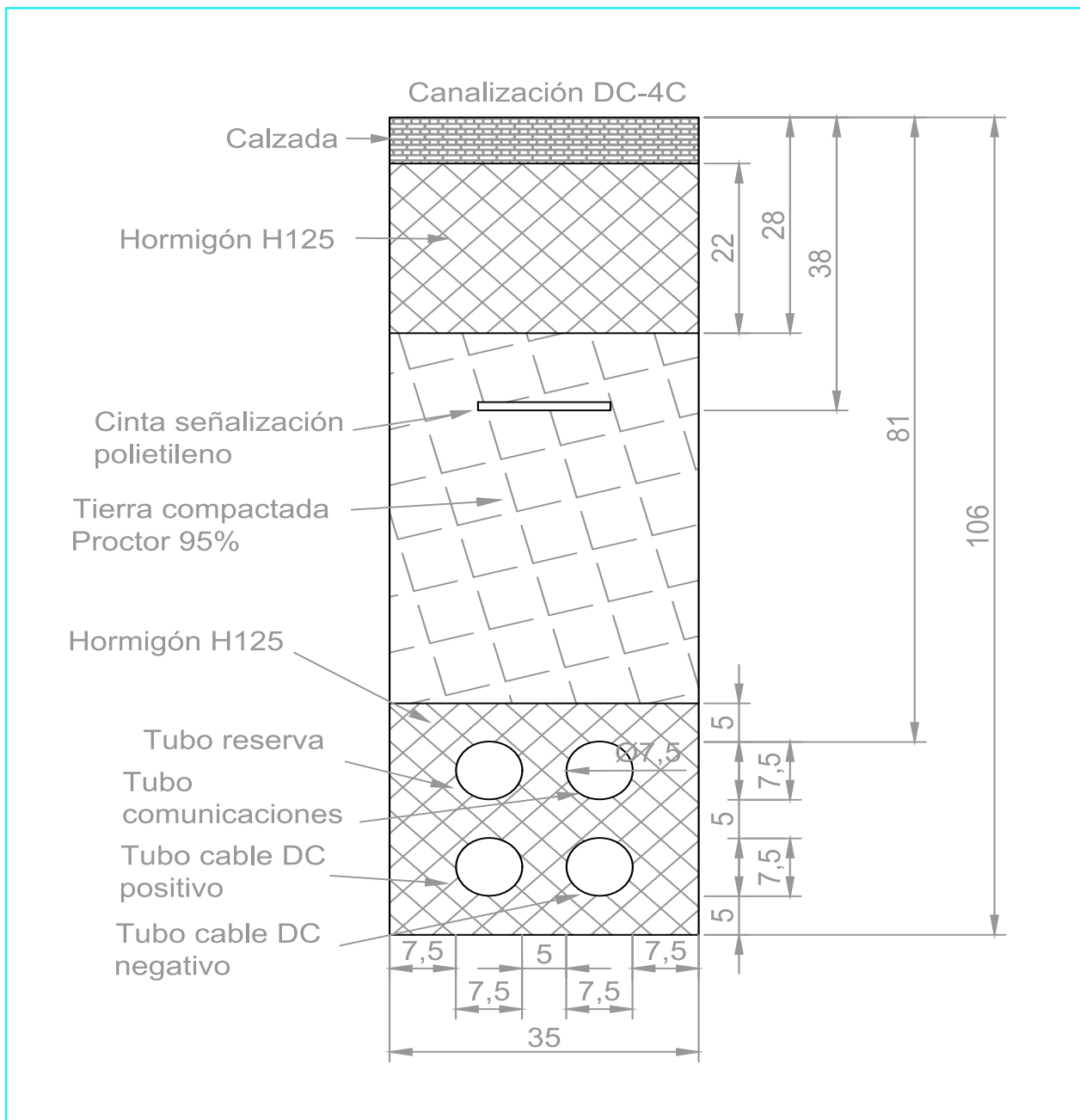
CANALIZACIÓN DE LA CONEXIÓN DC DE 9 TUBOS BAJO TIERRA

N°. PLANO:

22

ESCALA:

1:7



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UN CENTRO HOSPITALARIO

LEYENDA:

UNIDADES EN CM

FECHA:

2020

PLANO:

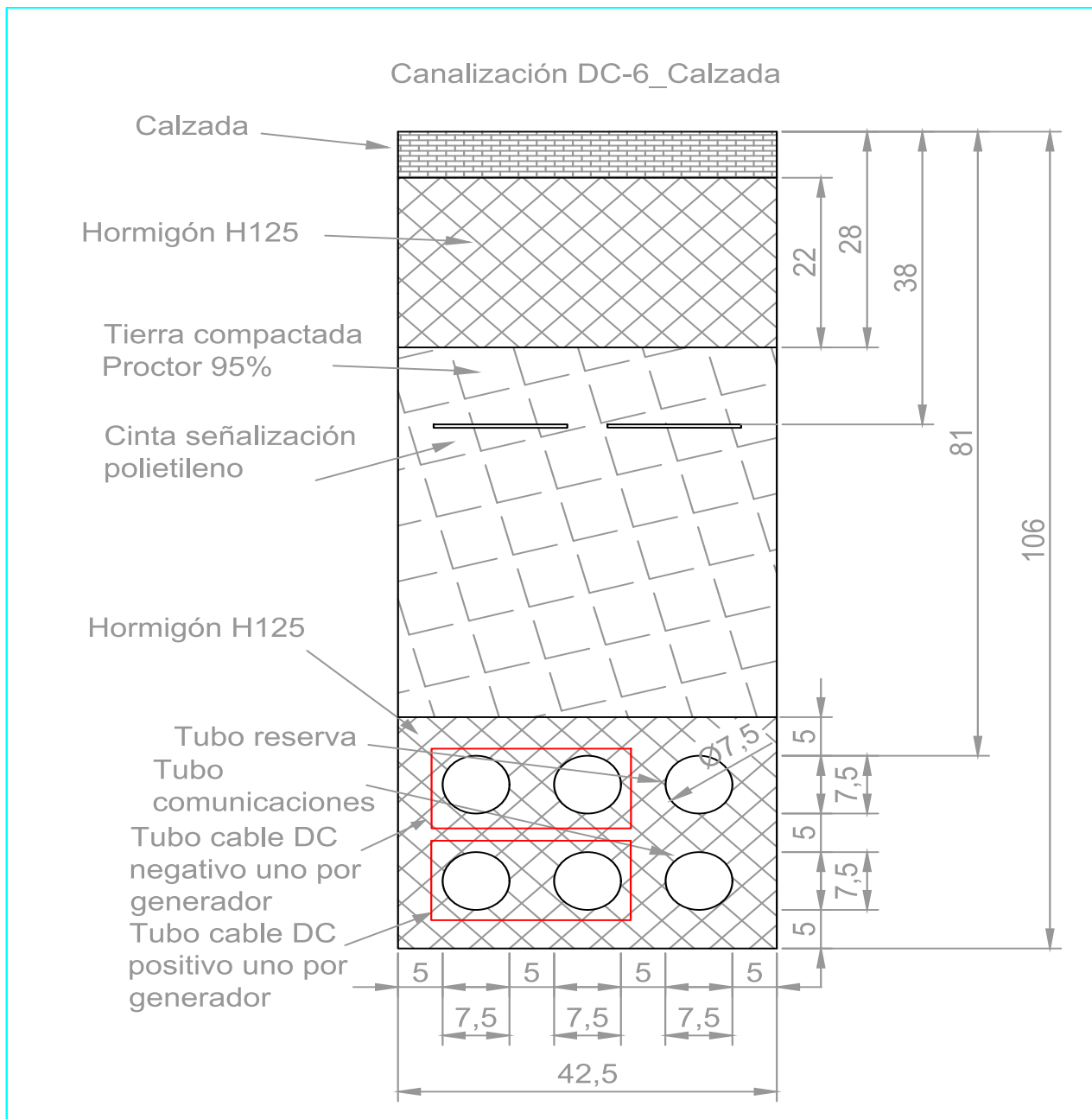
CANALIZACIÓN DE LA CONEXIÓN DC DE 4 TUBOS BAJO CALZADA

N°. PLANO:

23

ESCALA:

1:7



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UN CENTRO HOSPITALARIO

LEYENDA:

UNIDADES EN CM

FECHA:

2020

PLANO:

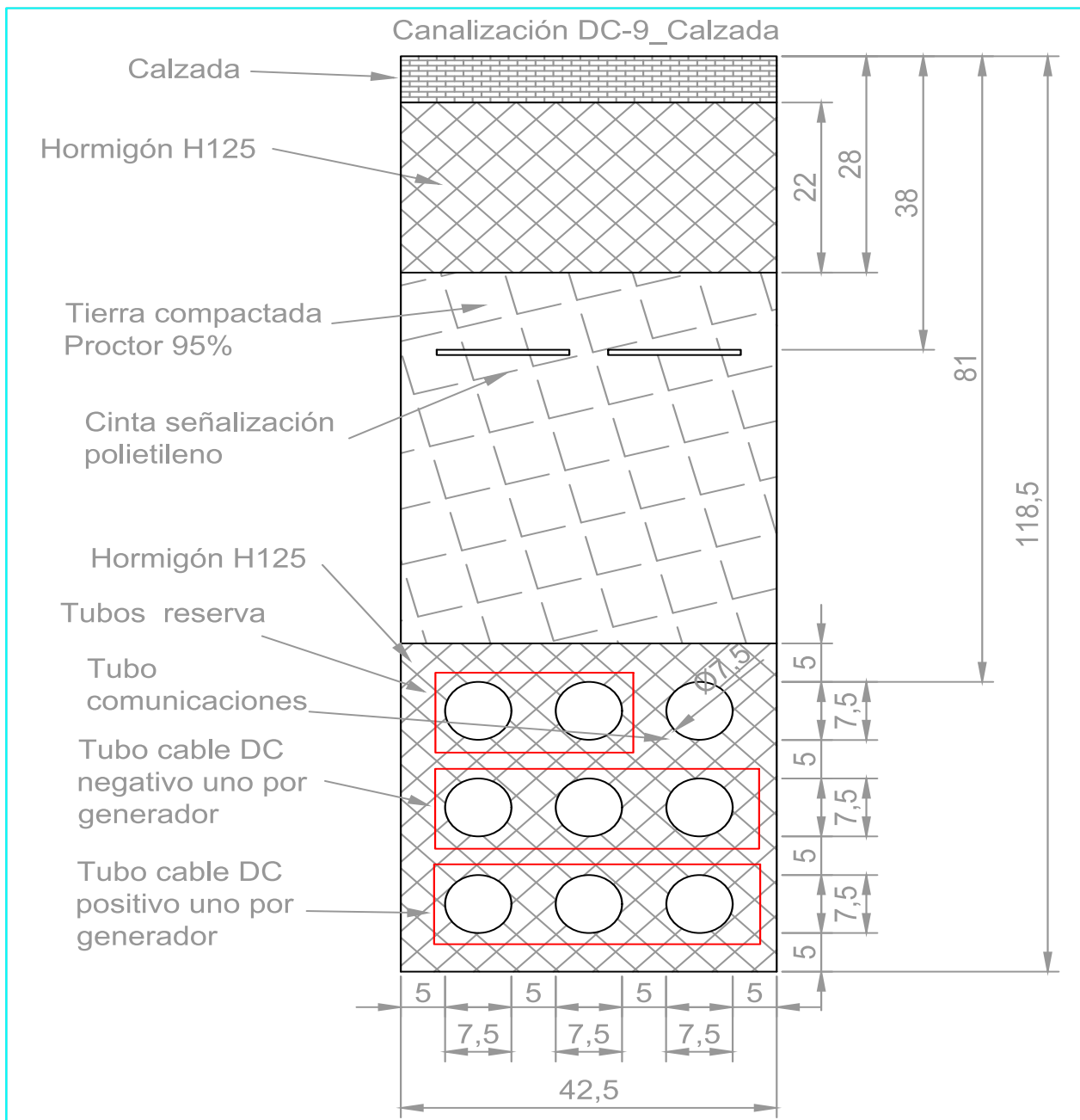
CANALIZACIÓN DE LA CONEXIÓN DC DE 6 TUBOS BAJO CALZADA

Nº. PLANO:

24

ESCALA:

1:7



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UN CENTRO HOSPITALARIO

LEYENDA:

UNIDADES EN CM

FECHA:

2020

PLANO:

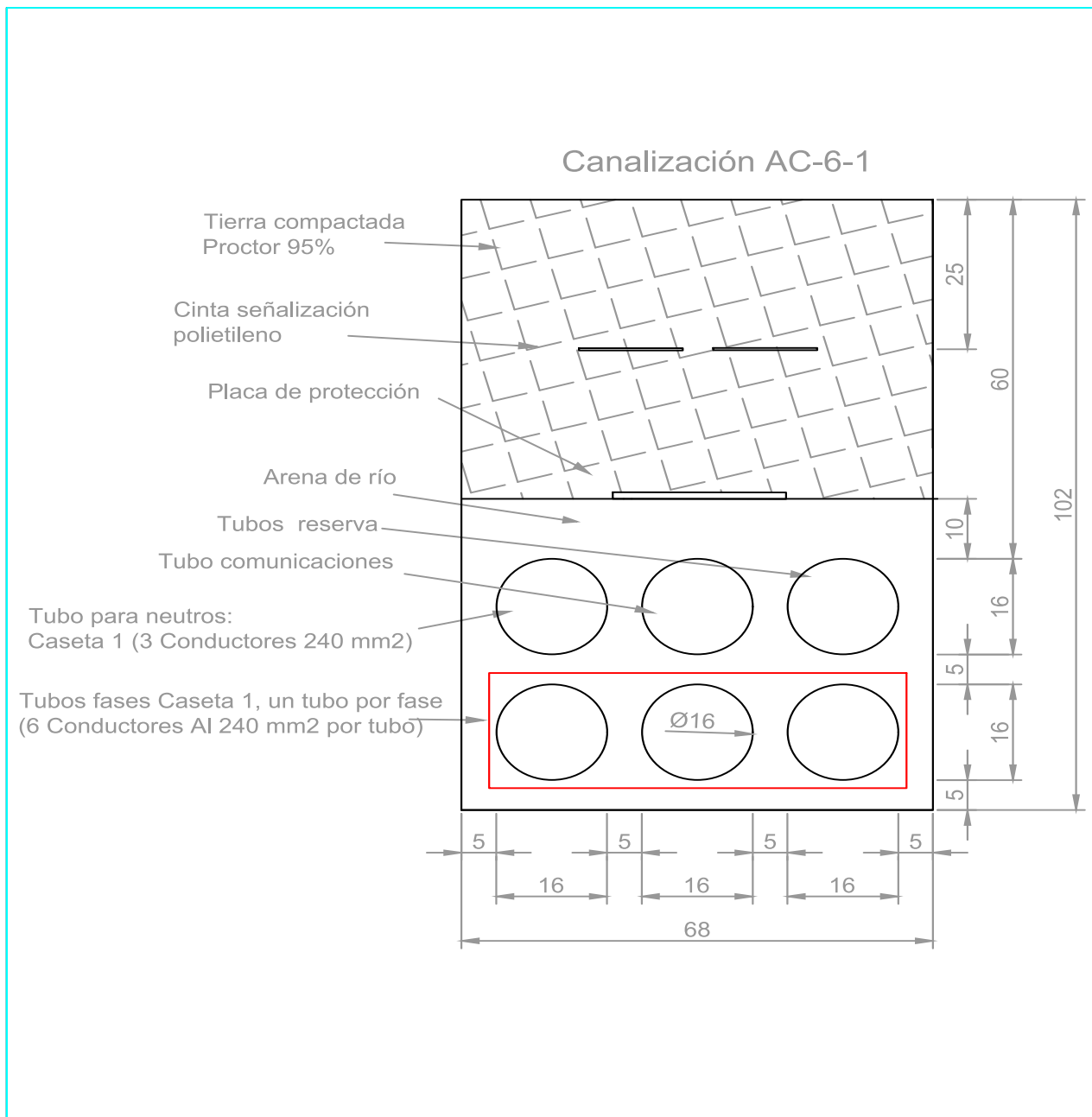
CANALIZACIÓN DE LA CONEXIÓN DC DE 9 TUBOS BAJO CALZADA

Nº. PLANO:

25

ESCALA:

1:7



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UN CENTRO HOSPITALARIO

LEYENDA:

UNIDADES EN CM

FECHA:

2020

PLANO:

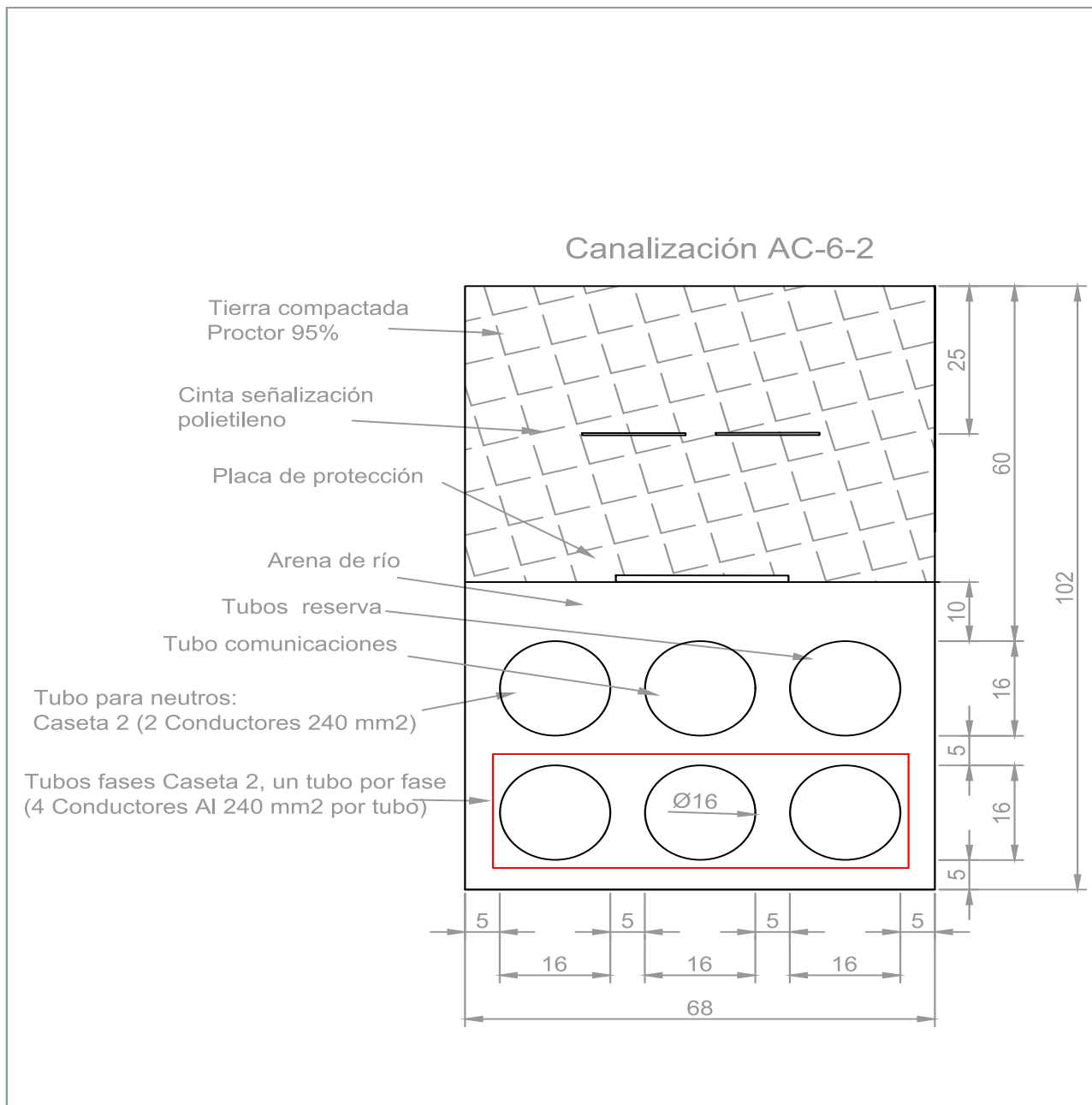
CANALIZACIÓN DE LA CONEXIÓN AC DE LA CASETA 1 DE 6 TUBOS BAJO TIERRA

Nº. PLANO:

26

ESCALA:

1:9



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UN CENTRO HOSPITALARIO

LEYENDA:

UNIDADES EN CM

FECHA:

2020

PLANO:

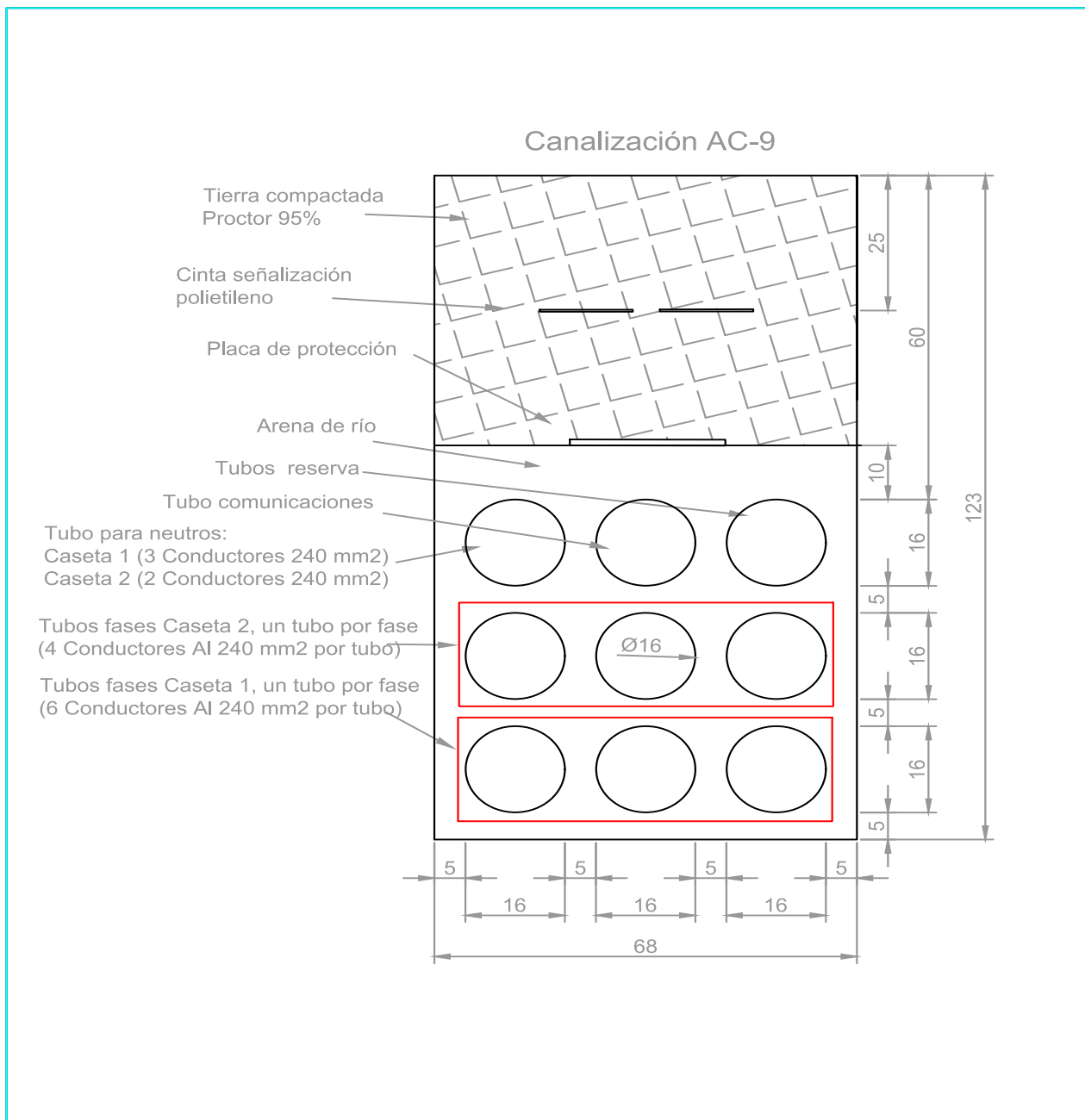
CANALIZACIÓN DE LA CONEXIÓN AC DE LA CASETA 2 DE 6 TUBOS BAJO TIERRA

N°. PLANO:

27

ESCALA:

1:9



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UN CENTRO HOSPITALARIO

LEYENDA:

UNIDADES EN CM

FECHA:

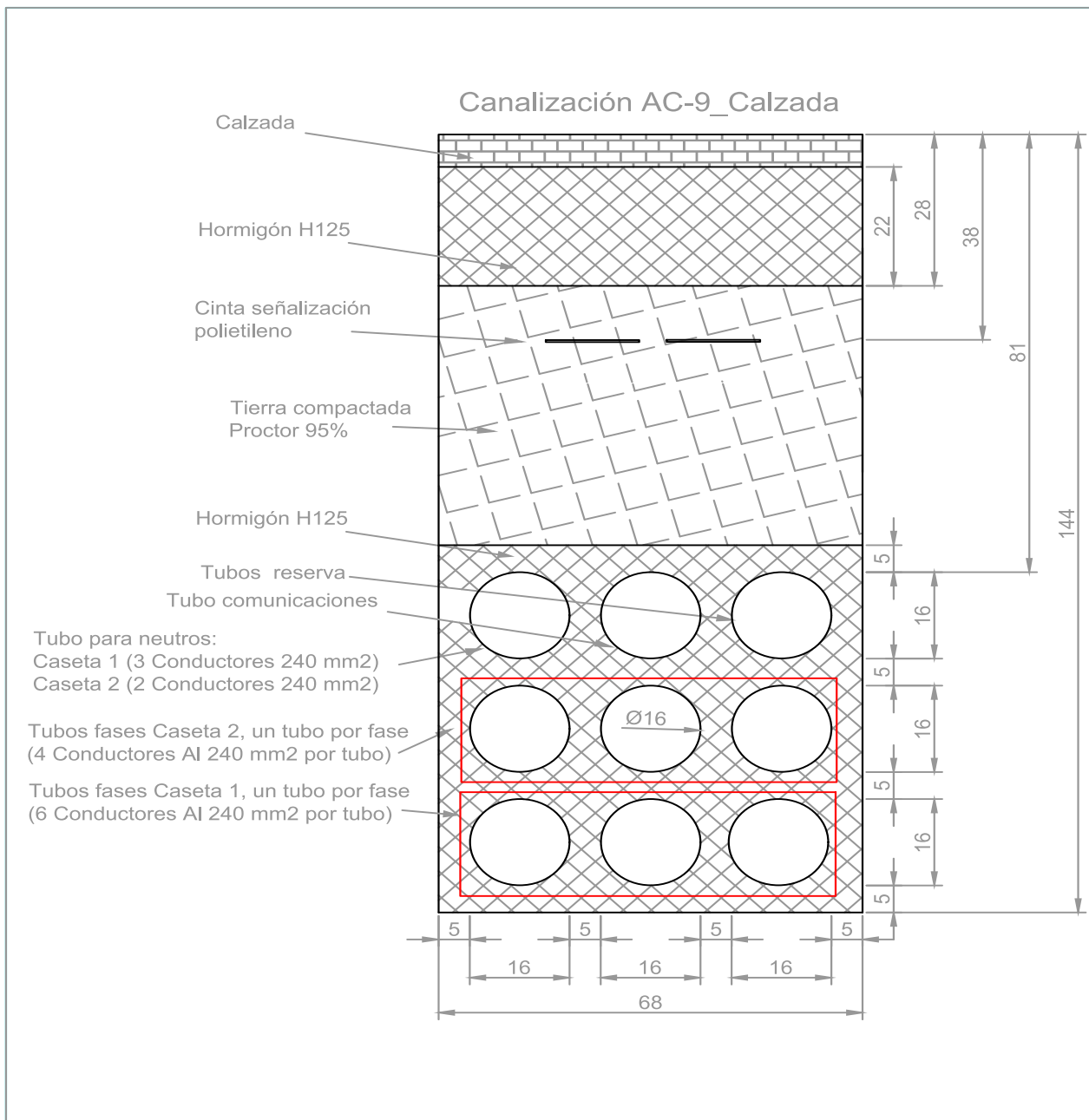
2020

PLANO:

CANALIZACIÓN DE LA CONEXIÓN AC DE 9 TUBOS BAJO TIERRA

Nº. PLANO:

28



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO EN UN CENTRO
HOSPITALARIO

LEYENDA:

UNIDADES EN CM

FECHA:

2020

PLANO:

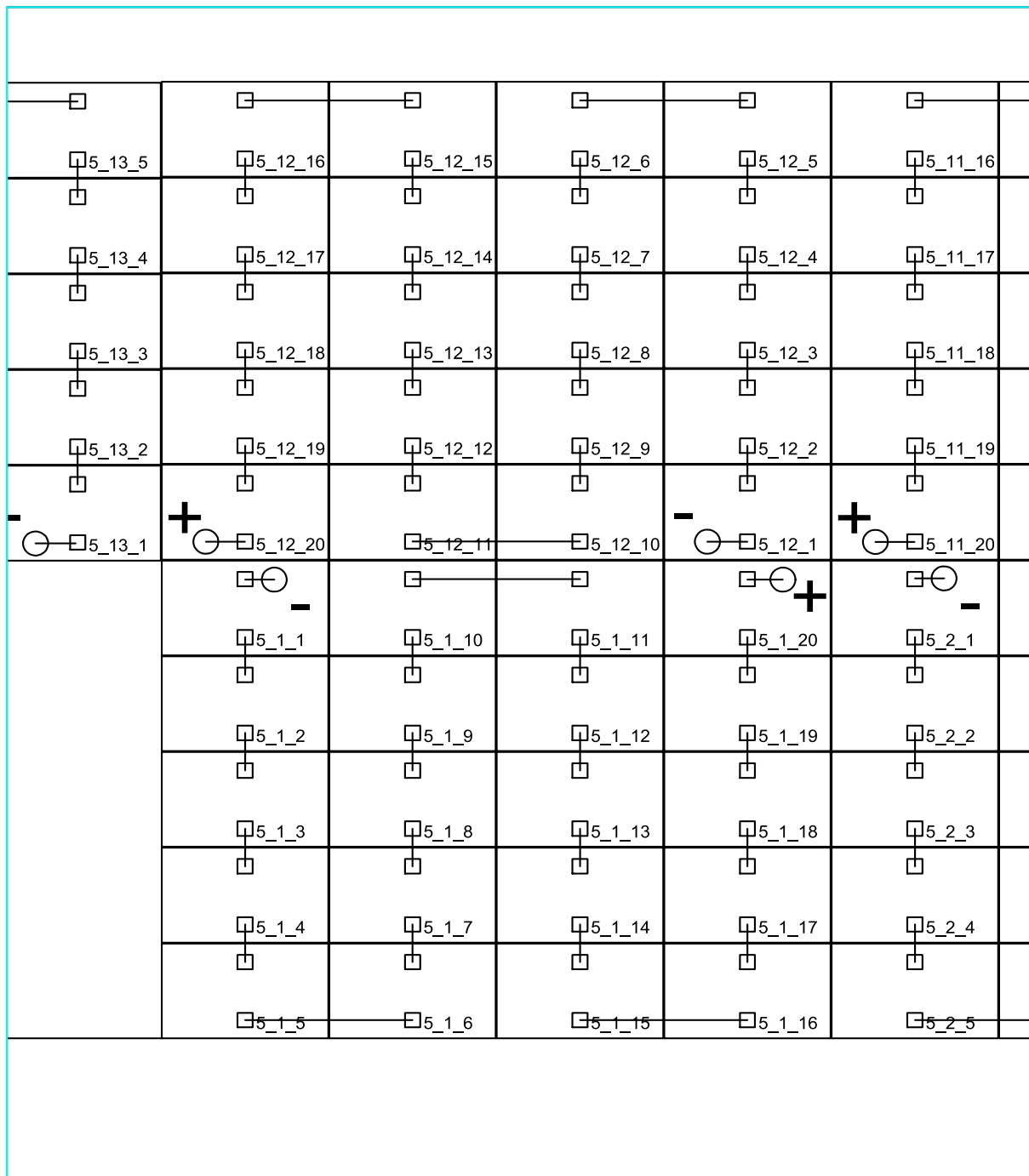
CANALIZACIÓN DE LA CONEXIÓN AC DE 9 TUBOS BAJO
CALZADA

Nº. PLANO:

30

ESCALA:

1:10



LA PROPIEDAD:



PROYECTO:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UN CENTRO HOSPITALARIO

LEYENDA:

1º DÍGITO: Nº GENERADOR
 2º DÍGITO: Nº CADENA
 3º DÍGITO: Nº MÓDULO
 +: TERMINAL POSITIVO
 -: TERMINAL NEGATIVO

FECHA:
2020

PLANO:

DETALLE DE LA CADENA 5 Y 12 DEL GENERADOR 5

Nº. PLANO:

31

ESCALA:
1:60