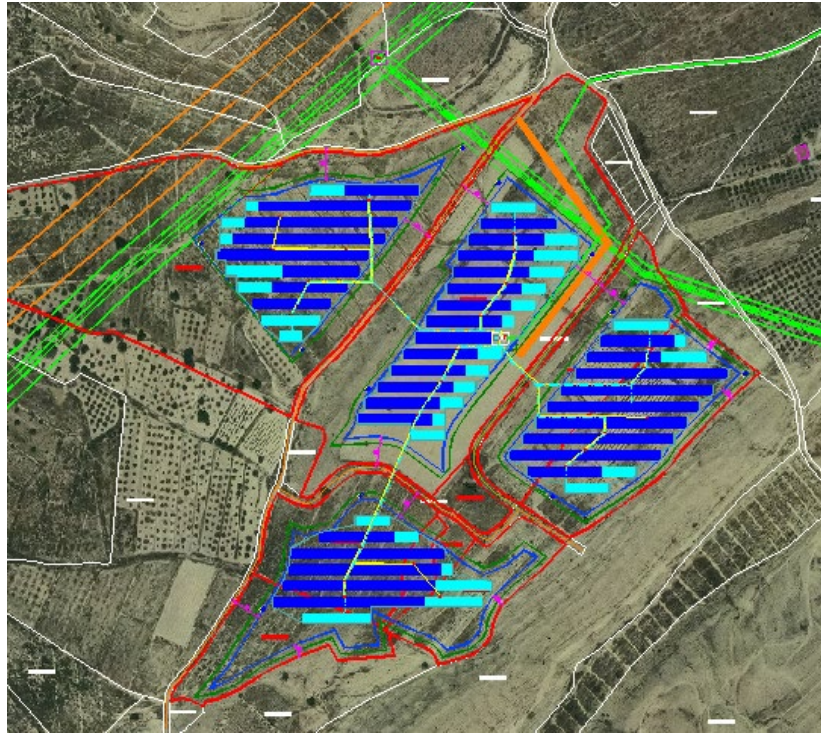


# PROYECTO



## PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5 MW "FV SAN VICENSOL I"

**POLÍGONO 19, PARCELAS 99, 100, 128, 129, 130, 131,  
132, 133, 136 y 137  
ALICANTE**

**Fecha: Mayo 2022**

**EMPRESA PROMOTORA**



**EMPRESA CONSULTORA**

**TELKES**  
DESARROLLOS ENERGÉTICOS

EXPEDIENTE: 2021020001 REV. N°0

N° PROYECTO: FEB-2021020001

ELABORADO POR: Juan Antonio Garcia Fuentes

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL

REVISADO POR: Juan Antonio Garcia Fuentes

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL

# 1 MEMORIA TÉCNICA.

## Proyecto de ejecución

### PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5.000 KW "FV SAN VICENSOL I"

POLÍGONO 19, PARCELAS 99, 100, 128, 129, 130, 131, 132, 133,  
136 y 137  
ALICANTE

Fecha: Mayo 2022

EMPRESA PROMOTORA	EMPRESA CONSULTORA
	 <p>TELKES DESARROLLOS ENERGÉTICOS. C/Marqués de Molins, 13º-1 Dcha. 02001 <a href="http://www.telkes.es">www.telkes.es</a></p>
EXPEDIENTE: 2021020001 REV. Nº1	
Nº PROYECTO: FEB-2021020001	
ELABORADO POR: Juan Antonio Garcia Fuentes	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
REVISADO POR: Juan Antonio Garcia Fuentes	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL

## INDICE

1. MEMORIA DESCRIPTIVA.		4
1.1. DATOS GENERALES.		4
1.2. ANTECEDENTES.		4
1.3. OBJETO.		5
1.4. AGENTES INTERVINIENTES.		5
1.5. EMPLAZAMIENTO.		6
1.6. LOCALIZACION Y ACCESO.		8
1.7. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ACTIVIDAD.		16
1.8. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO.		17
1.9. PUNTO DE ACCESO Y CONEXIÓN A RED		19
1.10. ADMINISTRACIONES Y SERVICIOS AFECTADOS.		19
1.11. LINDEROS, RETRANQUEOS Y AFECCIONES CONSIDERADAS		20
1.12. EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL.		20
1.13. CUADRO DE SUPERFICIES.		20
1.14. PROGRAMA DE NECESIDADES.		22
1.15. PLAZO DE EJECUCIÓN Y PUESTA EN MARCHA.		23
1.16. NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN APLICABLE.		23
2. MEMORIA CONSTRUCTIVA.		28
2.1. GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO.		28
2.1.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN.		28
2.1.2. MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS.		29
2.1.3. INVERSOR.		34
2.1.4. ESTRUCTURA PORTANTE.		38
2.1.5. CAJA DE CONEXIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.		38
2.1.6. CABLEADO.		38
2.1.7. PROTECCIONES.		39
2.1.8. PROTECCIONES DEL INVERSOR.		41
2.1.9. OBRA CIVIL.		41
2.2. INSTALACIÓN DE ELECTRICIDAD EN BAJA TENSIÓN.		42
2.2.1. DATOS GENERALES.		42
2.2.2. CLASIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN.		42
2.2.3. INSTALACIÓN GENERADORA DE ELECTRICIDAD EN BAJA TENSIÓN.		42
2.2.4. CLASIFICACIÓN.		43
2.2.5. CABLES DE CONEXIÓN.		43

2.2.6. PROTECCIONES.	43
2.2.7. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA.	44
2.2.8. PUESTA EN MARCHA.	45
2.2.9. PUNTO DE CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.	45
2.3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, PROTECCIÓN Y MEDIDA CLIENTE.	46
2.3.1. DATOS GENERALES.	46
2.3.2. OBJETO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN.	46
2.3.3. TENSIONES NOMINALES. CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES.	47
2.3.4. FRECUENCIA DE LA RED ELÉCTRICA NACIONAL.	47
2.3.5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CENTRO.	47
2.3.6. PUESTA A TIERRA.	53
2.3.7. LAS DIFERENTES ETAPAS DEL PROYECTO SON:	53
2.3.8. LIMITACIÓN DE CAMPOS MAGNÉTICOS.	54
2.4. LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ALTA TENSIÓN PARTICULAR 20 KV.	55
2.4.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES.	55
2.4.1.1. OBJETO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN.	55
2.4.2. TENSIONES NOMINALES.	56
2.4.3. CATEGORÍA DE LA LÍNEA.	56
2.4.4. TENSIONES ASIGNADAS AL CABLE Y ACCESORIOS.	56
2.4.5. TRAZADO.	57
2.4.6. PUNTOS DE ACCESO A LA RED.	57
2.4.7. LONGITUD PARCIAL Y TOTAL DE LA LÍNEA.	58
2.4.8. PROVINCIAS Y TÉRMINOS MUNICIPALES AFECTADOS.	58
2.4.9. ADMINISTRACIONES Y ORGANISMOS AFECTADOS.	58
2.4.10. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES.	58
2.4.11. INSTALACIÓN DE CABLES AISLADOS.	59
2.4.12. CANALIZACIÓN ENTUBADA.	59
2.4.13. CONVERSIONES AERO-SUBTERRÁNEAS.	60
2.4.14. ENSAYOS ELÉCTRICOS.	61
2.4.15. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.	61
2.4.16. PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITOS.	62
2.4.17. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS.	62
2.4.18. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.	62
2.5. CENTRO DE SECCIONAMIENTO DE COMPAÑÍA.	63



Titular:



Consultoría:

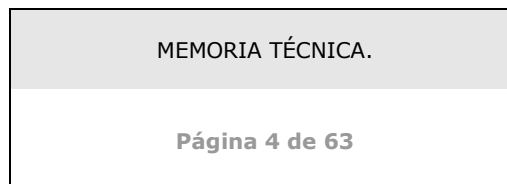


MEMORIA TÉCNICA.

Página 3 de 63

MAR-2022

PROYECTO BÁSICO PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5000 kW, "FV SAN VICENSOL I" UBICADA EN EL TERMINO MUNICIPAL DE ALICANTE (ALICANTE)



## 1. MEMORIA DESCRIPTIVA.

### 1.1. DATOS GENERALES.

Se procede en el presente documento a desarrollar el Proyecto de ejecución de la obra de referencia:

#### **"Planta solar fotovoltaica de 5000 KW denominada FV SAN VICENSOL I"**

Ubicada en el polígono 19, parcela 99-100-128-129-130-131-132-133-136 y 137 del término municipal de Alicante, Alicante, cuyo promotor es BIOTEC ENERGIAS RENOVABLES S.L. con C.I.F. B-02546802.

### 1.2. ANTECEDENTES.

Actualmente, las parcelas objeto del presente proyecto, se encuentran clasificadas como suelo rústico de reserva sin ningún tipo de protección y con uso agrario. Se pretende iniciar el aprovechamiento de la misma para albergar una planta de generación de energía eléctrica, de tecnología solar fotovoltaica, para lo que será necesaria la adecuación de las parcelas objeto, la construcción de la instalación y el acondicionamiento del terreno circundante.

En este caso la potencia del generador fotovoltaico viene impuesta por la máxima potencia disponible en el punto de conexión considerado, en este caso de 5.000 kWn, según condiciones técnicas y económicas de la compañía distribuidora de la zona.

A su vez conforme a las Normas Subsidiarias o Plan General de Ordenación del municipio objeto, para la solicitud de licencia de obras y actividad se precisará de dos copias de un proyecto técnico que explicita suficientemente el alcance, valoración y resultado final de las obras previstas (memoria y planos explicativos), redactado por técnico competente y visado por el Colegio Profesional correspondiente.

El proyecto básico definirá las características generales de la obra y sus prestaciones, mediante la adopción y justificación de soluciones concretas. Su contenido será suficiente para solicitar la licencia municipal de obras, las concesiones u otras autorizaciones administrativas, pero insuficiente para iniciar la construcción de la edificación. Aunque su contenido no permita verificar todas las condiciones que exige la normativa de aplicación, definirá las prestaciones que la instalación proyectada ha de proporcionar para cumplir las exigencias básicas y en ningún caso impedirá su cumplimiento.

El proyecto de ejecución desarrollará el proyecto básico y definirá la obra en su totalidad sin que en él puedan rebajarse las prestaciones declaradas en el proyecto básico, ni alterarse los usos y condiciones bajo las que, en su caso, se otorgaron las licencias municipales de obras,

MAR-2022	PROYECTO BÁSICO PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5000 kW, "FV SAN VICENSOL I" UBICADA EN EL TERMINO MUNICIPAL DE ALICANTE (ALICANTE)
----------	--



las concesiones u otras autorizaciones administrativas salvo en aspectos legalizables. El proyecto de ejecución incluirá los proyectos parciales u otros documentos técnicos que, en su caso, deban desarrollarse o completarlo, los cuales se integrarán en el proyecto como documentos diferenciados bajo la coordinación del proyectista.

El proyecto de instalación de la actividad definirá la misma en cuanto a los criterios mínimos de uso, accesibilidad, instalaciones y servicios, gestión de residuos, protección contra el ruido, seguridad contra incendios y ahorro de energía. Dicho documento acompañará al proyecto básico y serán necesarios y suficientes para la obtención de la licencia integrada de nueva planta y actividad, conforme a la normativa local.

### 1.3. OBJETO.

El objeto del presente proyecto es la descripción de las características técnicas, de los cálculos justificativos, así como de las condiciones legales y de seguridad que son requeridas para la construcción de la Instalación solar fotovoltaica, situada en el polígono 19, parcelas 99-100-128-129-130-131-132-133-136 y 137 en Alicante, en la provincia de Alicante.

### 1.4. AGENTES INTERVINIENTES.

El titular y promotor de la actividad objeto de este proyecto técnico es:

<b>TITULAR</b>	<b>BIOTEC ENERGIAS RENOVABLES</b>
<b>C.I.F.</b>	<b>B-02546802</b>
<b>DOMICILIO SOCIAL</b>	<b>C/Marques de Molins, 13-1ºDrcha 02001 Albacete</b>
<b>REPRESENTANTE LEGAL:</b>	<b>Juan Antonio de la Torre Sánchez</b>
<b>D.N.I. REPRESENTANT LEGAL:</b>	<b>19850006-V</b>

A su vez los datos de la empresa de consultoría e ingeniería coordinadora del proyecto son:

<b>EMPRESA</b>	<b>TELKES DESARROLLOS ENERGÉTICOS S. L.</b>
<b>C.I.F.</b>	<b>B-02449486</b>
<b>DOMICILIO SOCIAL</b>	<b>C/Marqués de Molins, 13-1ºDrcha 02001 Albacete</b>

MAR-2022	PROYECTO BÁSICO PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5000 kW, "FV SAN VICENSOL I" UBICADA EN EL TERMINO MUNICIPAL DE ALICANTE (ALICANTE)
----------	--



Los datos del técnico redactor de este proyecto son:

<b>TÉCNICO</b>	<b>Juan Antonio Garcia Fuentes</b>
<b>N.I.F.</b>	<b>21498664-N</b>
<b>TITULACIÓN</b>	<b>Ingeniero Técnico Industrial</b>
<b>Nº COLEGIADO</b>	<b>2041</b>

Los datos del técnico director de este proyecto son:

<b>TÉCNICO</b>	<b>Juan Antonio Garcia Fuentes</b>
<b>N.I.F.</b>	<b>21498664-N</b>
<b>TITULACIÓN</b>	<b>Ingeniero Técnico Industrial</b>
<b>Nº COLEGIADO</b>	<b>2041</b>

### 1.5. EMPLAZAMIENTO.

La instalación objeto de este proyecto, se encuentra ubicada en el polígono 19 parcelas 99-100-128-129-130-131-132-133-136 y 137 del término municipal de Alicante, en Alicante, Comunidad Valenciana. Los datos generales son los siguientes:

TÉRMINO MUNICIPAL	PROVINCIA	LOCALIZACIÓN	REF. CATASTRAL	CLASE	USO	SUPERFICIE (m <sup>2</sup> )
ALICANTE	ALICANTE	Pol 19- Par 99	03900A019000990000OF	RÚSTICO	AGRARIO	41.276
ALICANTE	ALICANTE	Pol 19- Par 100	03900A019001000000OF	RÚSTICO	AGRARIO	55.972
ALICANTE	ALICANTE	Pol 19- Par 128	03900A019001280000OT	RÚSTICO	AGRARIO	8.330
ALICANTE	ALICANTE	Pol 19- Par 129	03900A019001290000OF	RÚSTICO	AGRARIO	11.292
ALICANTE	ALICANTE	Pol 19- Par 130	03900A019001300000OL	RÚSTICO	AGRARIO	1.608
ALICANTE	ALICANTE	Pol 19- Par 131	03900A019001310000OT	RÚSTICO	AGRARIO	1.045

<b>ALICANTE</b>	<b>ALICANTE</b>	<b>Pol 19- Par 132</b>	<b>03900A019001320000OF</b>	<b>RÚSTICO</b>	<b>AGRARIO</b>	<b>1.822</b>
<b>ALICANTE</b>	<b>ALICANTE</b>	<b>Pol 19- Par 133</b>	<b>03900A019001330000OM</b>	<b>RÚSTICO</b>	<b>AGRARIO</b>	<b>12.586</b>
<b>ALICANTE</b>	<b>ALICANTE</b>	<b>Pol 19- Par 136</b>	<b>03900A019001360000OR</b>	<b>RÚSTICO</b>	<b>AGRARIO</b>	<b>14.190</b>
<b>ALICANTE</b>	<b>ALICANTE</b>	<b>Pol 19- Par 137</b>	<b>03900A019001370000OD</b>	<b>RÚSTICO</b>	<b>AGRARIO</b>	<b>7.157</b>

Dicha localización presenta una calificación y clasificación del suelo municipal, como SUELO RÚSTICO, siendo su uso AGRARIO, según información extraída de la oficina virtual del catastro.

A su vez para el desarrollo de la infraestructura de evacuación particular de la planta (hasta el Centro de Seccionamiento) será necesario afectar las siguientes parcelas:

Nº Orden	Municipio	Polígono	Parcela	Ref. Catastral	Publico Privado	Calificación	Longitud (ml)
1	Alicante	19	99	03900A019000990000OF	Privado	Rústico Agrario	241,85
2	Alicante	19	9005	03900A019090050000OI	Público	Rústico Agrario	754,89
3	Alicante	19	87	03900A019000870000OW	Privado	Rústico Agrario	10,89
							<b>1.007,63</b>

El tramo coincidente con la línea de evacuación de la planta "FV SAN VICENSOL II" son 763,37 metros.



Las líneas de baja tensión para la interconexión de las diferentes zonas de la planta fotovoltaica son:

Nº Orden	Municipio	Polígono	Parcela	Ref. Catastral	Publico Privado	Calificación	Longitud (ml)
-	Alicante	19	9012	03900A019090120000OZ	Público	Rústico Agrario	4,32
-	Alicante	19	9011	03900A019090110000OS	Público	Rústico Agrario	6,80
-	Alicante	19	9005	03900A019090050000OI	Público	Rústico Agrario	4,86
							<b>15,98</b>

### 1.6. LOCALIZACION Y ACCESO.

Las coordenadas tanto de latitud como de longitud son:

LAT: 38°22'52.90"N

LONG: 0°33'23.07"O

Huso Utm:30

Las coordenadas UTM (ETRS 89) son las indicadas a continuación:

X: 713437.37

Y: 4250956.69

En primer lugar, se debe calcular el rango de temperaturas que pueden alcanzar sobre los módulos fotovoltaicos.

#### 1.6.1. COORDENADAS DE LA INSTALACIÓN.

Centro de seccionamiento			
X	7 140 055 981	Y	42 508 775 414
X	7 140 039 494	Y	42 508 723 993
X	7 140 119 483	Y	42 508 698 346
X	7 140 135 970	Y	42 508 749 767



Titular:	Consultoría:
	

MEMORIA TÉCNICA.
Página 9 de 63

Centro de Transformación SVI			
X	713435.6358	Y	4250958.692
X	713435.6243	Y	4250954.968
X	713446.0483	Y	4250954.936
X	713446.0598	Y	4250958.66

Vallado SVI (1/4)			
X	713273.277	Y	4250937.291
X	713189.5612	Y	4251040.913
X	713231.2527	Y	4251075.902
X	713244.3751	Y	4251075.902
X	713257.4579	Y	4251077.827
X	713272.7271	Y	4251083.118
X	713285.6898	Y	4251087.609
X	713295.3036	Y	4251089.747
X	713303.348	Y	4251089.747
X	713320.6886	Y	4251087.394
X	713336.5821	Y	4251086.159
X	713350.9976	Y	4251088.252
X	713368.2667	Y	4251093.466
X	713384.2775	Y	4251100.821
X	713410.653	Y	4251112.938
X	713395.0198	Y	4251090.617
X	713379.989	Y	4251069.156
X	713367.3188	Y	4251050.116
X	713351.1496	Y	4251027.613
X	713335.7244	Y	4251008.371
X	713302.4149	Y	4250967.53
X	713294.4489	Y	4250957.763
X	713289.7212	Y	4250955.105

Vallado SVI (2/4)			
X	713391.0746	Y	4251014.628
X	713400.2217	Y	4251027.358
X	713413.0256	Y	4251046.599
X	713427.7832	Y	4251067.67
X	713441.0323	Y	4251086.587
X	713446.0361	Y	4251093.302
X	713520.8665	Y	4251032.489
X	713516.2185	Y	4251025.553
X	713512.6129	Y	4251021.014
X	713498.7609	Y	4251003.369

Titular: 	Consultoría: 
---	---

<b>MEMORIA TÉCNICA.</b>
<b>Página 10 de 63</b>

X	713479.9685	Y	4250979.43
X	713451.0867	Y	4250942.638
X	713431.0563	Y	4250917.122
X	713418.3226	Y	4250901.741
X	713408.1499	Y	4250887.929
X	713401.6956	Y	4250875.731
X	713399.6	Y	4250864.577
X	713399.6	Y	4250851.469
X	713392.5306	Y	4250843.512
X	713363.2419	Y	4250865.209
X	713356.1023	Y	4250869.508
X	713341.5287	Y	4250872.003
X	713304.1392	Y	4250869.667
X	713318.018	Y	4250888.417
X	713320.6762	Y	4250897.618
X	713322.2788	Y	4250903.164
X	713331.8294	Y	4250916.765
X	713350.7299	Y	4250940.24
X	713370.3436	Y	4250968.608
X	713385.5454	Y	4250992.595
X	713397.3186	Y	4251009.581
X	713397.2954	Y	4251010.158

Vallado SVI (3/4)			
X	713571.2994	Y	4250999.919
X	713551.6177	Y	4251006.524
X	713548.5458	Y	4251001.94
X	713544.0043	Y	4250996.223
X	713530.2244	Y	4250978.669
X	713511.432	Y	4250954.731
X	713482.5501	Y	4250917.939
X	713462.1989	Y	4250892.014
X	713449.8573	Y	4250877.107
X	713442.1175	Y	4250866.598
X	713439.2581	Y	4250861.194
X	713442.6593	Y	4250854.021
X	713449.1989	Y	4250847.272
X	713467.4118	Y	4250834.883
X	713509.4259	Y	4250807.254
X	713523.5252	Y	4250817.239
X	713536.5045	Y	4250825.612
X	713548.9548	Y	4250834.528

<b>Titular:</b> 	<b>Consultoría:</b> 
---	--

<b>MEMORIA TÉCNICA.</b>
<b>Página 11 de 63</b>

X	713563.8279	Y	4250845.527
X	713576.0958	Y	4250857.756
X	713583.8807	Y	4250869.269
X	713599.5901	Y	4250885.496
X	713606.6544	Y	4250893.186
X	713612.4645	Y	4250899.513
X	713624.2166	Y	4250911.164
X	713642.0832	Y	4250928.119
X	713617.2998	Y	4250947.075
X	713612.6136	Y	4250950.66
X	713581.7572	Y	4250975.439
X	713585.1577	Y	4250979.062
X	713581.1217	Y	4250987.443

Vallado SVI (4/4)			
X	713193.6721	Y	4250666.322
X	713215.9132	Y	4250692.984
X	713241.4587	Y	4250733.599
X	713260.3451	Y	4250763.29
X	713264.8919	Y	4250774.255
X	713267.5739	Y	4250796.37
X	713269.9075	Y	4250807.155
X	713282.9845	Y	4250802.461
X	713302.3817	Y	4250806.638
X	713315.9594	Y	4250822.616
X	713324.489	Y	4250829.688
X	713326.7477	Y	4250831.001
X	713339.3724	Y	4250831.79
X	713341.6913	Y	4250831.393
X	713381.7609	Y	4250801.71
X	713392.3735	Y	4250796.224
X	713412.3687	Y	4250779.733
X	713427.4694	Y	4250770.939
X	713443.2174	Y	4250776.817
X	713459.9302	Y	4250791.932
X	713477.7342	Y	4250780.222
X	713471.446	Y	4250773.546
X	713460.3261	Y	4250764.09
X	713449.282	Y	4250754.391
X	713438.2315	Y	4250743.659
X	713431.1125	Y	4250730.311
X	713429.1277	Y	4250720.635

Titular:	Consultoría:
	

MEMORIA TÉCNICA.
Página 12 de 63

X	713428.5475	Y	4250717.828
X	713426.2065	Y	4250713.696
X	713421.1318	Y	4250709.278
X	713416.4991	Y	4250705.24
X	713394.0061	Y	4250698.557
X	713392.7122	Y	4250702.245
X	713387.4176	Y	4250707.38
X	713382.8928	Y	4250709.883
X	713380.4331	Y	4250711.241
X	713373.5813	Y	4250713.746
X	713362.5385	Y	4250718.491
X	713360.8275	Y	4250719.289
X	713343.3154	Y	4250727.448
X	713348.7897	Y	4250703.937
X	713312.1929	Y	4250701.513
X	713304.6542	Y	4250714.698
X	713277.0071	Y	4250704.207
X	713249.6911	Y	4250691.459
X	713239.0666	Y	4250684.81
X	713223.275	Y	4250674.985
X	713209.5002	Y	4250669.084

Envolvente SVI (1/4)			
X	713210.8481	Y	4251020.034
X	713218.7272	Y	4251020.034
X	713218.7472	Y	4251006.831
X	713227.8912	Y	4251006.831
X	713228.0727	Y	4250993.587
X	713241.3835	Y	4250980.363
X	713248.443	Y	4250967.139
X	713262.3605	Y	4250953.915
X	713280.6185	Y	4250953.915
X	713294.133	Y	4250967.139
X	713303.0755	Y	4250980.363
X	713317.2144	Y	4250993.587
X	713326.1392	Y	4251006.831
X	713334.2421	Y	4251020.034
X	713346.9169	Y	4251033.258
X	713357.3058	Y	4251046.482
X	713367.6946	Y	4251059.706
X	713375.7975	Y	4251072.93
X	713375.7975	Y	4251080.654

MAR-2022	PROYECTO BÁSICO PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5000 kW, "FV SAN VICENSOL I" UBICADA EN EL TERMINO MUNICIPAL DE ALICANTE (ALICANTE)
----------	--

Titular: 	Consultoría: 
---	---

X	713286.6735	Y	4251080.654
X	713286.5566	Y	4251067.43
X	713235.1366	Y	4251067.43
X	713235.1366	Y	4251054.206
X	713215.6038	Y	4251054.206
X	713214.3589	Y	4251040.982
X	713214.2421	Y	4251027.758
X	713210.8281	Y	4251027.758
X	713210.8481	Y	4251020.034
X	713210.8481	Y	4251020.034

Envolvente SVI (2/4)			
X	713325.0172	Y	4250886.905
X	713368.4212	Y	4250886.905
X	713368.4212	Y	4250873.721
X	713395.9129	Y	4250873.741
X	713395.9129	Y	4250900.149
X	713410.8742	Y	4250900.149
X	713410.8742	Y	4250907.873
X	713421.2631	Y	4250913.393
X	713421.2631	Y	4250921.097
X	713431.6319	Y	4250926.617
X	713431.6519	Y	4250934.321
X	713442.0408	Y	4250939.841
X	713448.2353	Y	4250951.711
X	713459.4275	Y	4250961.294
X	713467.4764	Y	4250971.796
X	713468.7054	Y	4250979.492
X	713476.8082	Y	4250992.716
X	713491.7691	Y	4251005.94
X	713504.4239	Y	4251019.164
X	713504.4439	Y	4251026.888
X	713503.8385	Y	4251032.408
X	713503.8385	Y	4251039.884
X	713486.3597	Y	4251045.612
X	713486.3597	Y	4251053.316
X	713469.7522	Y	4251058.836
X	713469.7522	Y	4251066.56
X	713433.2062	Y	4251066.56
X	713433.2262	Y	4251058.836
X	713424.6677	Y	4251053.336
X	713424.6877	Y	4251045.612

<p>Titular:</p> 	<p>Consultoría:</p> 
---	---

<p>MEMORIA TÉCNICA.</p>
<p>Página 14 de 63</p>

X	713414.7145	Y	4251040.112
X	713414.7145	Y	4251032.388
X	713406.1959	Y	4251026.888
X	713406.1959	Y	4251019.164
X	713402.6451	Y	4251013.664
X	713402.6651	Y	4251005.94
X	713396.8482	Y	4251000.44
X	713396.8282	Y	4250992.736
X	713388.7254	Y	4250987.216
X	713388.7454	Y	4250979.492
X	713380.6425	Y	4250973.992
X	713380.6225	Y	4250966.268
X	713371.3417	Y	4250960.748
X	713371.3417	Y	4250953.044
X	713362.0608	Y	4250947.544
X	713362.0608	Y	4250939.821
X	713351.6719	Y	4250934.321
X	713351.6719	Y	4250926.597
X	713341.2831	Y	4250921.097
X	713341.2831	Y	4250913.373
X	713330.8942	Y	4250907.873
X	713330.8942	Y	4250900.149
X	713325.0172	Y	4250894.629
X	713325.0172	Y	4250886.905

Envolvente SVI (3/4)			
X	713447.4704	Y	4250865.619
X	713447.4704	Y	4250857.895
X	713461.8399	Y	4250852.395
X	713461.8399	Y	4250844.671
X	713492.5211	Y	4250839.171
X	713492.5211	Y	4250831.447
X	713529.0671	Y	4250831.467
X	713529.0671	Y	4250839.171
X	713550.9639	Y	4250844.671
X	713550.9639	Y	4250852.395
X	713570.8844	Y	4250857.895
X	713570.8844	Y	4250865.619
X	713581.661	Y	4250871.139
X	713581.661	Y	4250878.843
X	713592.4375	Y	4250884.343
X	713592.4375	Y	4250892.067



<p>Titular:</p> 	<p>Consultoría:</p> 
--	---

<p>MEMORIA TÉCNICA.</p>
<p>Página 15 de 63</p>

X	713602.0861	Y	4250897.587
X	713602.0861	Y	4250905.29
X	713612.8626	Y	4250910.79
X	713612.8626	Y	4250918.514
X	713624.7472	Y	4250924.014
X	713624.7672	Y	4250931.738
X	713608.0917	Y	4250937.238
X	713608.1117	Y	4250944.962
X	713591.4563	Y	4250950.462
X	713591.4563	Y	4250958.186
X	713577.0868	Y	4250963.686
X	713577.0868	Y	4250971.41
X	713531.3968	Y	4250971.41
X	713531.3968	Y	4250963.706
X	713520.6403	Y	4250958.186
X	713520.6203	Y	4250950.462
X	713509.8437	Y	4250944.962
X	713509.8437	Y	4250937.258
X	713501.3732	Y	4250931.738
X	713501.3532	Y	4250924.014
X	713489.4486	Y	4250918.514
X	713489.4486	Y	4250910.79
X	713478.6721	Y	4250905.27
X	713478.6721	Y	4250897.567
X	713469.0235	Y	4250892.067
X	713469.0435	Y	4250884.343
X	713458.247	Y	4250878.843
X	713458.267	Y	4250871.119
X	713447.4704	Y	4250865.619

Envolvente SVI (4/4)			
X	713256.3995	Y	4250739.245
X	713281.6912	Y	4250726.022
X	713336.5252	Y	4250726.022
X	713336.5252	Y	4250739.245
X	713425.5335	Y	4250739.265
X	713434.5318	Y	4250752.489
X	713434.5318	Y	4250760.193
X	713402.3821	Y	4250765.693
X	713402.3621	Y	4250773.397
X	713395.3784	Y	4250786.621
X	713374.6586	Y	4250799.865



X	713350.954	Y	4250813.069
X	713323.552	Y	4250813.08
X	713323.552	Y	4250805.345
X	713294.6786	Y	4250799.865
X	713271.9644	Y	4250786.641
X	713269.8241	Y	4250773.417
X	713265.3978	Y	4250760.193
X	713256.3995	Y	4250746.969
X	713256.3995	Y	4250739.245

Inversores SVI			
X	713333.7776	Y	4251067.9054
X	713262.1418	Y	4251054.7005
X	713256.4425	Y	4251028.5217
X	713315.2087	Y	4251028.5817
X	713285.2339	Y	4251002.0029
X	713271.3440	Y	4250975.7969
X	713451.6273	Y	4251040.3270
X	713452.5387	Y	4251027.0508
X	713445.4247	Y	4251000.5613
X	713424.5968	Y	4250974.1056
X	713406.0853	Y	4250947.7839
X	713392.2677	Y	4250921.2892
X	713373.5838	Y	4250894.7993
X	713559.9505	Y	4250948.6269
X	713557.0945	Y	4250932.3018
X	713544.8271	Y	4250918.8619
X	713558.5986	Y	4250892.6460
X	713524.8264	Y	4250879.8299
X	713508.3723	Y	4250866.0875
X	713492.5609	Y	4250852.7909
X	713327.3464	Y	4250787.2264
X	713370.5337	Y	4250773.8429
X	713314.3360	Y	4250760.6155
X	713314.1356	Y	4250747.1962
X	713391.6794	Y	4250747.3569

### 1.7. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ACTIVIDAD.

La actividad objeto de este proyecto es la generación o producción de energía eléctrica para, a partir de su conexión a la red de distribución, posibilitar la comercialización

MAR-2022	PROYECTO BÁSICO PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5000 kW, "FV SAN VICENSOL I" UBICADA EN EL TERMINO MUNICIPAL DE ALICANTE (ALICANTE)
----------	--

de la misma en el mercado mayorista.

Una planta solar fotovoltaica, tiene su base en la radiación o irradiación solar y en la transformación de esta energía en energía eléctrica a través de las células de silicio que forman un panel solar. Esta generación de energía eléctrica en cada célula de silicio da lugar a una corriente eléctrica continua de muy pequeño voltaje e intensidad. Agrupando en serie estas células conseguimos una corriente continua con tensiones e intensidades aprovechables para la generación eléctrica. Esta unión en serie de células de silicio es lo que se conoce como módulo o panel solar, y la unión de varios módulos solares en serie o en paralelo, según necesidad, es lo que se conoce como generador fotovoltaico.

Una vez unidos los paneles fotovoltaicos y colocados sobre una estructura soporte que bien puede ser fija o móvil (seguidores solares), el siguiente paso es la conducción y transformación de esta corriente continua a corriente alterna, paso que se realiza a través del inversor.

Posteriormente esta corriente eléctrica alterna, debe de ser adecuada en tensión para su evacuación a la red de distribución más cercana. Esta adecuación puede ser realizada directamente por el inversor en el caso de evacuación en baja tensión o mediante un inversor y el posterior transformador para evacuación en alta tensión.

Dadas las características de la instalación generadora de energía eléctrica se precisa de una superficie útil suficiente y adecuada a la potencia instalada, así como las necesarias infraestructuras de conexión y evacuación de la energía conectada a la red de distribución de la compañía eléctrica de la zona de actuación.

### **1.8. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO.**

El proyecto objeto de este documento trata sobre la construcción de una nueva planta generadora de energía eléctrica, de tecnología solar fotovoltaica, para la comercialización de su energía partir de la conexión a la red de distribución.

La instalación citada presenta los siguientes datos generales:

- Promotor: BIOTEC ENERGIAS RENOVABLES S. L. (CIF: B02546802).
- Situación: Polígono 19, parcela 99-100-129-130-131-132-133-136 y 137 del término municipal de Alicante, Alicante.

- Superficie total delimitada por vallado: 77.085,37 m<sup>2</sup>.
- Perímetro total delimitado por vallado: 2.671,47 m.
- Módulos fotovoltaicos: La planta estará formada por 11.745 módulos solares fotovoltaicos monocristalinos de 72 células y bifacial, de 545 Wp (681 Wp por +25% Bifacial) cada uno en condiciones óptimas según fabricante, con una potencia total instalada de producción 6.401 kWp (8.001 kWp por +25% Bifacial).
- Inversores: De tipo string, para la conversión de energía de CC a CA, a una tensión de salida de 800 V, se dispone de 25 inversores, de 200 kW de potencia nominal, por lo tanto, con una potencia total en inversores de 5.000 kW. Los inversores se tararán para aportar como máximo 200 kW cada uno.
- Estructura: La estructura metálica sobre la que se situarán los módulos fotovoltaicos se establece para sostener siete (7) módulo en horizontal o configuración 7H. La planta contará con de estructura fija (sin seguimiento solar) según número de módulos.
- Estación transformadora: Se dispondrán una estaciones transformadora, que hará las funciones de transformador de cliente, compuesta por los necesarios cuadros generales de protección de CA a la tensión de 800 V, un transformador de aceite, de tipo exterior, de 5000 kVA de potencia, con una relación de transformación de 0,8/20 kV, junto con un edificio prefabricado que contendrá un conjunto de celdas, formada por celda de línea de salida, celda de protección general con interruptor automático y celda de línea de entrada.
- Infraestructura de evacuación particular: Formada por una de LSMAT de 1.007 m, con una tensión de 20 kV, ejecutada mediante cableado de Al, tipo Al HEPRZ1, de sección 3x240 mm<sup>2</sup>, bajo tubo corrugado de PEAD de DN 160, entre el centro de transformación del cliente y el centro de seccionamiento de la compañía distribuidora la cual está conectada a la línea 'Fontcalent' de 20 kV de la ST San Vicente.
- Servicios auxiliares: Los consumos asociados a inversores, sistema de seguridad, sistema de monitorización y edificio de control serán realizados desde el transformador de servicios auxiliares ubicado en la estación transformadora.
- Obra civil: Preparación del terreno, vallado perimetral, viales interiores, cimentaciones de edificio de control y centros prefabricados, zanjas de media

tensión y baja tensión.

- Infraestructura de evacuación compañía: Conforme al informe con número de expediente 9037399532, emitido por la compañía distribuidora.

### **1.9. PUNTO DE ACCESO Y CONEXIÓN A RED**

La energía generada en la planta solar fotovoltaica se evacuará mediante conexión a la red de I-DE REDES ELECTRICAS INTELIGENTES S.A.U. en adelante (i-DE) dicha conexión se realizará en la línea "Foncalent" de la ST SAN VICENTE a la tensión de 20 kV., concretamente entre los apoyos 501408 y 402318. El punto de conexión tiene afección al nudo de transporte ST SAN VICENTE 220 kV. En dichos apoyos se deriva a un doble entronque aéreo-subterránea que alimentará al centro de seccionamiento a instalar.

Este nuevo Centro de Seccionamiento (CS) telemandado, en configuración de doble barra con dos posiciones de línea y otra para la conexión de la PFV. En configuración de entrada-salida sobre la LMT "Foncalent" en el tramo de conexión a la tensión de 20 kV. Este CS dispondrá de las celdas correspondientes para conectar la PFV con sus correspondientes elementos de medida y protección. Este CS tendrá acceso desde vía pública y estará situado a un máximo de 50 metros del punto de conexión.

Se procederá a la construcción de línea subterránea de alta tensión (LSMAT) realizada con conductores unipolares, HEPRZ1, de sección 240 mm<sup>2</sup>, Dicha línea subterránea de alta tensión tendrá una longitud de 1.007 m, en su totalidad subterránea entubada y en zanjas, a efectos reglamentarios, se considerarán de tercera categoría ubicada en SUELO CALIFICADO RUSTICO. Discurriendo a través de las parcelas 99, 9005 y 87 del Polígono 19.

Dicha solicitud fue atendida el 13 de agosto de 2020, emitiéndose un informe por parte de la compañía, con referencia 9037399532, donde se indica el punto de acceso, condiciones técnicas y desarrollos necesarios para su viabilidad.

### **1.10. ADMINISTRACIONES Y SERVICIOS AFECTADOS.**

Las administraciones y servicios afectados son los siguientes:

- Excmo. Ayuntamiento de Alicante: Será necesario remitir una separata del proyecto de ejecución al Excmo. Ayuntamiento de Alicante, para la solicitud de Licencia de Obras, Licencia de Actividad y Calificación Urbanística, al encontrarse

el global de la planta de generación y la infraestructura de evacuación dentro de su término municipal.

- Dirección provincial de la Consejería de Agricultura: Será necesario remitir una separata del proyecto de ejecución a la Dirección provincial de medio ambiente, para la realización de una Evaluación de Impacto Ambiental y la consulta sobre la necesidad o no de realizar una Evaluación de Impacto Ambiental Ordinaria del proyecto objeto.
- I-DE-Redes Eléctricas Inteligentes S. A. U.: Será necesario remitir una separata del proyecto de ejecución a la compañía distribuidora de la zona, en este caso I-DE.

### **1.11. LINDEROS, RETRANQUEOS Y AFECCIONES CONSIDERADAS**

Conforme a las consultas realizadas a las administraciones afectadas y en función de la normativa vigente, el proyecto objeto presentará las siguientes afecciones:

- Linderos: Vallado permitido en lindero, previo acuerdo con las parcelas afectadas.
- Caminos: Vallado a 6 m del eje del camino. Construcciones a 25 m del eje del camino.

### **1.12. EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL.**

Conforme a la Ley 21/2013, de 09 de diciembre, de Evaluación Ambiental, el proyecto objeto se encuentra dentro de su ámbito de aplicación al considerarse un proyecto que precisa autorización y aprobación mediante ley autonómica.

El proyecto objeto se encuentra clasificado dentro del Anexo II (Instalaciones para producción de energía eléctrica a partir de la energía solar no incluidas en el Anexo I ni instaladas sobre cubiertas o tejados de edificios, y que ocupen una superficie mayor de 10 ha.). Por tanto, se trata, según la citada Ley 20/2020 de un proyecto sometido a la evaluación ambiental simplificada regulada en el título II, capítulo II, sección 2ª.

Se remite al lector a la memoria ambiental específica subcontratada directamente por el promotor del proyecto a una empresa especializada.

### **1.13. CUADRO DE SUPERFICIES.**

El cuadro de superficies de la actividad propuesta es el siguiente:

MAR-2022	PROYECTO BÁSICO PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5000 kW, "FV SAN VICENSOL I" UBICADA EN EL TERMINO MUNICIPAL DE ALICANTE (ALICANTE)
----------	--





<b>CUADRO DE SUPERFICIES</b>	
	<b>155</b>
<b>Superficie Catastral Parcelas (m2)</b>	<b>278.00</b>
Polígono 19 Parcela 100	55 972.00
Polígono 19 Parcela 99	41 276.00
Polígono 19 Parcela 132	1 822.00
Polígono 19 Parcela 133	12 586.00
Polígono 19 Parcela 136	14 190.00
Polígono 19 Parcela 128	8 330.00
Polígono 19 Parcela 129	11 292.00
Polígono 19 Parcela 130	1 608.00
Polígono 19 Parcela 131	1 045.00
Polígono 19 Parcela 137	7 157.00
<b>Superficie vallada (m2)</b>	<b>77 085.37</b>
Zona 1 (Parcela 100)	16 710.61
Zona 2 (Parcelas 99 y 132)	20 665.25
Zona 3 (Parcelas 133 y 136)	19 790.49
Zona 4 (Parcelas 128, 129, 130, 131 y 137)	19 919.02
<b>Superficie disponible edificación (m2) (10 m a linderos - 25 m eje caminos)</b>	<b>64 822.28</b>
Zona 1 (Parcela 100)	14 474.23
Zona 2 (Parcelas 99 y 132)	17 302.48
Zona 3 (Parcelas 133 y 136)	16 970.48
Zona 4 (Parcelas 128, 129, 130, 131 y 137)	16 075.09
<b>Perímetro vallado (m)</b>	<b>2 671.47</b>
Zona 1 (Parcela 100)	598.11
Zona 2 (Parcelas 99 y 132)	698.91
Zona 3 (Parcelas 133 y 136)	581.60
Zona 4 (Parcelas 128, 129, 130, 131 y 137)	792.85
<b>Superficie útil de la instalación (m2)</b>	<b>51 134.75</b>
Zona 1 (Parcela 100)	12 410.06
Zona 2 (Parcelas 99 y 132)	14 649.07



Zona 3 (Parcelas 133 y 136)	14 066.92
Zona 4 (Parcelas 128, 129, 130, 131 y 137)	10 008.70
<b>Edificabilidad (&lt;=50% según PGOU Alicante)</b>	<b>32.93%</b>

Nota: Para un mayor detalle en el cuadro de superficies se remite al lector a la documentación gráfica anexa.

#### 1.14. PROGRAMA DE NECESIDADES.

El proyecto de construcción de nueva planta presenta las siguientes necesidades:

- Obra civil: Leve adecuación del terreno, mediante un desbroce del terreno vegetal y rasante o preliminar en las plataformas con más del 5% de pendiente y posterior formación de plataforma para viales interiores y red de drenaje. Ejecución de las necesarias zanjas para canalizaciones de instalaciones.
- Cimentación: La estructura solar presentarán un anclaje al terreno mediante hincas directas de perfiles estructurales, por lo tanto, sin cimentación convencional. Para la estación transformadora formada por el transformador de exterior y edificio prefabricado de celdas se procederá a ejecutar una losa de cimentación armada, similar a la que se realizará para el edificio de control.
- Estructuras: Los módulos solares fotovoltaicos se ubicarán sobre la estructura de acero galvanizado en caliente que conforman las mesas portamódulos.
- Módulos solares: La planta contará con módulos solares fotovoltaicos monocristalinos de 72 células, de tipo BIFACIAL, con orientación horizontal.
- Inversores solares: La planta contará con inversores individuales tipo strings.
- Estación transformadora: Se dispondrá de una estación transformadora, que hará las funciones de transformador de cliente, formada por los necesarios cuadros generales de protección de CA a la tensión de 800 V, un transformador de aceite, de tipo exterior, de 5000 kVA de potencia, con una relación de transformación de 0,8/20 kV, junto con un edificio prefabricado que contendrá un conjunto de celdas, formada por celda de línea de salida, celda de protección general con interruptor automático y celda de línea de entrada. La estación transformadora contará con un pequeño transformador de servicios auxiliares.
- Infraestructura de evacuación: Formada por una línea eléctrica de alta tensión, de tipo subterráneo con una longitud total de 1.007 m. desde el CT del cliente al centro de seccionamiento con telemando de la compañía distribuidora.

- La conexión de la instalación a la red se realizará a la red de I-DE Redes Eléctricas Inteligentes S.A.U. (I-DE) por un centro de seccionamiento en la línea "Foncalent" de 20 kV de la ST San Vicente mediante una entrada/salida.
- Vallado: Por motivos de seguridad y operación se procederá al vallado del total de la superficie disponible.
- Seguridad y monitorización: La planta contará con una instalación de vigilancia y alarma, así como de un completo sistema de monitorización y control.

### **1.15. PLAZO DE EJECUCIÓN Y PUESTA EN MARCHA.**

El promotor y titular del proyecto en tramitación, pretende la puesta en marcha inmediata de la indicada instalación, desde la concesión de la necesaria autorización administrativa, aprobación de proyecto y licencia de obra por parte de los organismos competentes, en este caso la Dirección General de Industria y Energía de Alicante y el Excmo. Ayuntamiento de Alicante, junto con la aceptabilidad por parte del Operador del Sistema y la conformidad por parte de la empresa distribuidora, con un plazo de ejecución de 6 meses.

### **1.16. NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN APLICABLE.**

Para la redacción de este proyecto se han tenido en cuenta las siguientes normas y reglamentación vigentes:

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción De energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 9/2013, de 12 de julio, por el que adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

- Real Decreto 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de Preasignación de Retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de Septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha de mantenimiento de la retribución del RD 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Resolución de 27 de septiembre de 2007, de la Secretaría General de Energía por la que se establece el plazo de mantenimiento de la tarifa regulada para la tecnología regulada para la tecnología fotovoltaica, en virtud de lo establecido en el artículo 22 del RD 661/2007, de 25 de mayo.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- RD 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- DECRETO LEY 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.
- Decreto 88/2005, de 29 de abril, del Consell de la Generalitat, por el que se establecen los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica competencia de la Generalitat.

**REGLAMENTOS:**

- Real Decreto 842/2002, Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT 01 a BT 51.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta

tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01-23.

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre Condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

#### MEDIO AMBIENTE

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- Ley 2/2006, de 5 de mayo, de Prevención de la Contaminación y Calidad Ambiental.
- Ley 16/2002 de prevención y control integrado de la contaminación.
- Ley 7/2002, de 3 de diciembre, protección contra la contaminación acústica.

#### SEGURIDAD Y SALUD

- Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y ejercicio.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de Reforma del Marco Normativo de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de Junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la Salud y Seguridad de los Trabajadores frente al riesgo eléctrico. (BOE de 21-06-2001).
- Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas.
- Recomendación 519/99/CE del Consejo, de 12 de julio de 1999, relativa a la exposición del público en general a campos electromagnéticos de 0 a 300 GHz.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad

y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

- Real Decreto 486/1997, de 4 de abril por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Ley 31/95, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

#### ESPECIFICACIONES PARTICULARES

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red establecido por el IDAE.
- Normas particulares de la Compañía Eléctrica Distribuidora (Iberdrola).
- Normas UNE y especificaciones técnicas de obligado cumplimiento en lo que respecta a las instalaciones de baja tensión, fotovoltaica, e instalaciones de media tensión, como, por ejemplo:
  - o UNE-EN 61173:98 "Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía. Guía".
  - o UNE-EN 61727:96 "Sistemas fotovoltaicos. Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica".
  - o Normas UNE EN 61216 para módulos de silicio cristalino.
  - o Normas UNE 21123 para el cableado eléctrico de continua.
  - o Las indicadas en la relación de la ITC-LAT-02, del RD- 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el RLAT.
- Directiva 83/23 EEC para Aparatos Eléctricos de Baja Tensión.
- Directiva 89/336 EEC de compatibilidad electromagnética.
- Condicionados que puedan ser emitidos por Organismos Públicos afectados por la instalación a ejecutar y Ordenanzas Municipales.
- Normativa elaborada por la Región de Murcia, así como aquella de carácter local o provincial que afecte al término dónde se va a ubicar la instalación, en sus versiones más recientes, con las últimas modificaciones aprobadas oficialmente.

#### Normas y recomendaciones de diseño del edificio:

- CEI 62271-202 UNE-EN 62271-202  
Centros de Transformación prefabricados.
- NBE-X  
Normas básicas de la edificación.

#### Normas y recomendaciones de diseño de aparamenta eléctrica:

- CEI 62271-1 UNE-EN 60694



Estipulaciones comunes para las normas de aparata de Alta Tensión.

- CEI 61000-4-X UNE-EN 61000-4-X  
Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 4: Técnicas de ensayo y de medida.
- CEI 62271-200 UNE-EN 62271-200 (UNE-EN 60298)  
Aparata bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
- CEI 62271-102 UNE-EN 62271-102  
Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.
- CEI 62271-103 UNE-EN 60265-1  
Interruptores de Alta Tensión. Interruptores de Alta Tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
- CEI 62271-105 UNE-EN 62271-105  
Combinados interruptor - fusible de corriente alterna para Alta Tensión.
- CEI 60255-X-X UNE-EN 60255-X-X  
Relés eléctricos.
- UNE-EN 60801-2  
Compatibilidad electromagnética para los equipos de medida y de control de los procesos industriales. Parte 2: Requisitos relativos a las descargas electrostáticas.

Normas y recomendaciones de diseño de transformadores:

- CEI 60076-X  
Transformadores de potencia.
- UNE-EN 60694  
Transformadores trifásicos sumergidos en aceite para distribución en baja tensión de 50 a 2 500 kVA, 50 Hz, con tensión más elevada para el material de hasta 36k



## 2. MEMORIA CONSTRUCTIVA.

### 2.1. GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO.

La Planta Solar Fotovoltaica objeto estará formada principalmente por los siguientes elementos:

- Módulos Solares Fotovoltaicos.
- Inversores.
- Estructura portante.
- Cableado y Protecciones.
- Cajas de Conexión y Derivación.
- Obra Civil.

#### 2.1.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN.

La configuración elegida para la instalación fotovoltaica es la de varios inversores, es decir, de tipo string.

La planta solar fotovoltaica estará formada por 11.745 módulos solares de tecnología de monocristalina y bifacial, cada uno los cuales en condiciones óptimas según fabricante tienen una potencia de 545 kWp (681 Wp por +25% Bifacial) con lo que tendremos una potencia instalada de producción de 6.401kWp (8.001 kWp por +25% Bifacial), con inversores de 200 KW de potencia de CA cada uno a una tensión de 1500 V los cuales nos determinan la potencia de la planta fotovoltaica.

Tal y como se establece en la disposición final tercera del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que modifica al segundo párrafo del artículo 3 del RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos:

«En el caso de instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la menor de entre las dos siguientes:

- a) La suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.
- b) La potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias de los inversores que configuran dicha instalación.»

**Por lo que en nuestro caso la menor potencia es la de la suma de los inversores**

**de la instalación, que serán 25 inversores de 200 kW, que sumarán un total de 5.000KW. Los inversores se tararán a un máximo de 200 kW.**

La configuración seleccionada para la instalación será de 17-18 strings o cadena conectados en paralelo, y cada uno de estos strings estará formada por 27 módulos en serie, por cada inversor, no contando con cajas de paralelizado, de strings o primer nivel, al realizar la conexión directa sobre el inversor, con capacidad para 18 strings y con 9 de ellos con seguimiento de MPPT. Directamente desde el inversor se realizará el tendido de cableado de baja tensión hasta los cuadros generales de protección y maniobra situados en el centro de transformación de cliente.

Potencia instalada en condiciones óptimas (P.total módulos)	6.401 kWp
Potencia instalada en condiciones óptimas (P.total módulos +25% por Bifacialidad)	8.001 kWp
Potencia nominal (P.inversores)	5.000 KW
Nº de módulos solares	11.745
Nº de inversores	25
Nº de strings en paralelo por inversor	17-18
Nº de módulos en serie por string	27
Nº de cuadros generales de baja tensión	2
Nº de transformadores	1
Potencia de transformadores	5.000 kVA

### 2.1.2. MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS.

El generador fotovoltaico seleccionado para el global de la planta solar es el fabricado y suministrado por LONGI, el modelo HI-LR5-72HBD-545 o similar, para conexión a red.

Debido a su condición de módulo bifacial se añade +25% a los cálculos, quedándose este módulo en 681 Wp.

Este modelo, con un tipo de célula de monocristalina presenta las características, eficiencia

y garantía requeridas para su instalación en este tipo de plantas. Las dimensiones, garantías y características del módulo son las siguientes:

Características mecánicas	
Tipo de célula	Tipo P Monocristalina
Número de célula	144
Dimensiones (AlxAnxFondo)	2256 x 1133 x 35 mm
Peso	32.3 kg
Estructura	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	Clasificación IP 68
Cables de salida	1x4,0 mm <sup>2</sup>

ESPECIFICACIONES ELÉCTRICAS		
	Características STC	Características NOCT
Características del Módulo STC	A 1000 W/m <sup>2</sup> ; 25°C; AM 1,5	A 800 W/m <sup>2</sup> ; 20°C; AM 1,5, WS 1 m/s
Potencia Pico	545 Wp	407 Wp
Voltaje potencia máxima Vmp	49.65 V	46.46 V
Corriente potencia máxima Imp	13.04 A	10.44 A
Tensión a circuito abierto Voc	49.65 V	46.46 V
Corriente de Cortocircuito Isc	13.92 A	11.24 A
Eficiencia de módulo	21.3 %	
Temperatura de operación	-40 / +85 °C	
Máximo voltaje del sistema	1500 V DC	
Máximo amperaje de filas	30 A	
Tolerancia de potencia	0/+5%	
Coefficiente de temperature Pmax	-0,35%/°C	
Coefficiente de temperatura Voc	-0,284%/°C	
Coefficiente de temperatura Isc	0,050%/°C	
Temperatura nominal (NOCT)	45 +-2°C	
Factor de refer. bifacial	70+-5%	

Titular: 	Consultoría: 	<b>MEMORIA TÉCNICA.</b>  <b>Página 31 de 63</b>
---	---	---

GARANTIAS Y CERTIFICADOS	
	Certificado de seguridad TÜV Clase II
	Garantía 25 años
	12 años de 93% potencia de salida, 30 años de 82% potencia de salida



# Hi-MO 5

## LR5-72HBD 525~545M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
  - M10 Gallium-doped Wafer
  - Smart Soldering
  - 9-busbar Half-cut Cell
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability

12

12-year Warranty for Materials and Processing

30

30-year Warranty for Extra Linear Power Output

### Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2015: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2015: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

ISO 45001: 2018: Occupational Health and Safety

**LONGI**



**21.3%**  
MAX MODULE  
EFFICIENCY

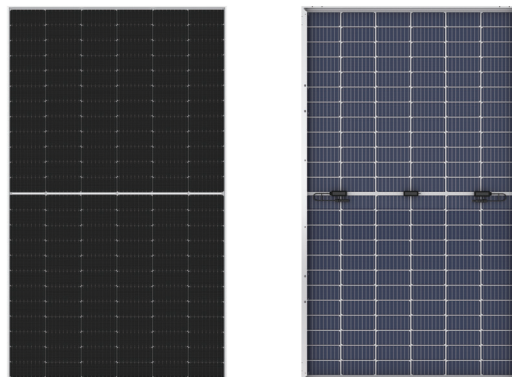
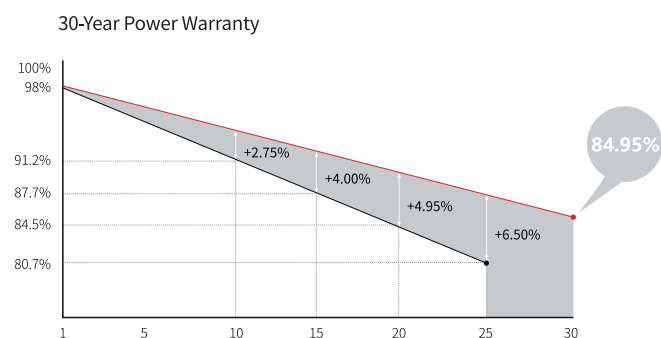
**0~+5W**  
POWER  
TOLERANCE

**<2%**  
FIRST YEAR  
POWER DEGRADATION

**0.45%**  
YEAR 2-30  
POWER DEGRADATION

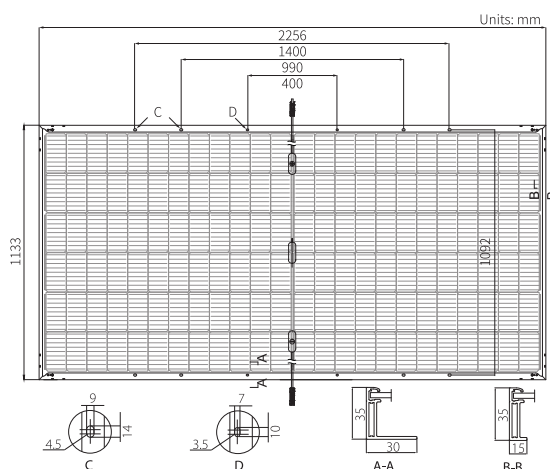
**HALF-CELL**  
Lower operating temperature

## Additional Value



## Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.3kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



## Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C      NOCT : AM1.5 800W/m<sup>2</sup> 20°C 1m/s      Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-72HBD-525M		LR5-72HBD-530M		LR5-72HBD-535M		LR5-72HBD-540M		LR5-72HBD-545M	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	525	392.1	530	395.8	535	399.5	540	403.3	545	407.0
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	45.89	49.20	46.03	49.35	46.17	49.50	46.31	49.65	46.46
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	11.03	13.71	11.08	13.78	11.14	13.85	11.19	13.92	11.24
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	38.41	41.35	38.55	41.50	38.69	41.65	38.83	41.80	38.97
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	10.21	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.44
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

## Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 29
Bifaciality	70±5%

## Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

## Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.284%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

### 2.1.3. INVERSOR.

El inversor seleccionado para la instalación fotovoltaica es el fabricado y suministrado por HUAWEI, modelo SUN2000-215 KTL-H0 o similar. Las características principales de este inversor son las siguientes:

Características Técnicas	
<i>Parámetros de entrada</i>	
Voltaje de inicio	500 V
Voltaje medio de funcionamiento	1080 V
Rango de Tensión de CC, MPPT	500 – 1500 V
Tensión máxima de CC admisible	1500 V
Corriente continua máxima admisible MPPT	50 A
Corriente cortocircuito máxima admisible MPPT	30 A
Número de entradas	18
Número de entradas con seguimiento MPPT	9
<i>Parámetros de salida</i>	
Potencia nominal de CA	200 kW
Máxima Potencia nominal de CA	215 kW
Máxima corriente de CA	144.4 A
Tensión de trabajo, red +/- 10 %	800 V, 3W + PE
Frecuencia de trabajo	50 Hz
Factor de distorsión de la tensión fotovoltaica	< 1%
Coefficiente de distorsión no lineal de la corriente de red	< 3% a potencia nominal
Factor de potencia (cosφ)	>0,99 a potencia nominal
<i>Coefficiente de rendimiento</i>	
A potencia nominal	99,00 %
Eurorendimiento	98,60 %
<i>Dimensiones y peso</i>	
Ancho / Fondo / Alto (mm)	1035 / 700 / 365
Peso (kg)	86 kg
<i>Consumo de potencia</i>	
Consumo nocturno	-
Temperatura Ambiente	-25°C ... 60°C



Nivel de ruido	79 dBA
<i>Datos del Sistema</i>	
Tipo de protección	IP 66
Forma de conexión	con transformador
Humedad relativa del aire	0 - 100%
Normas IEC	62109

A continuación, se adjunta la ficha técnica de los inversores:

# SUN2000-215KTL-H0

## Smart String Inverter



9  
MPP Trackers



99.0%  
Max. Efficiency



String-level  
Management



Smart I-V Curve  
Diagnosis Supported



MBUS  
Supported



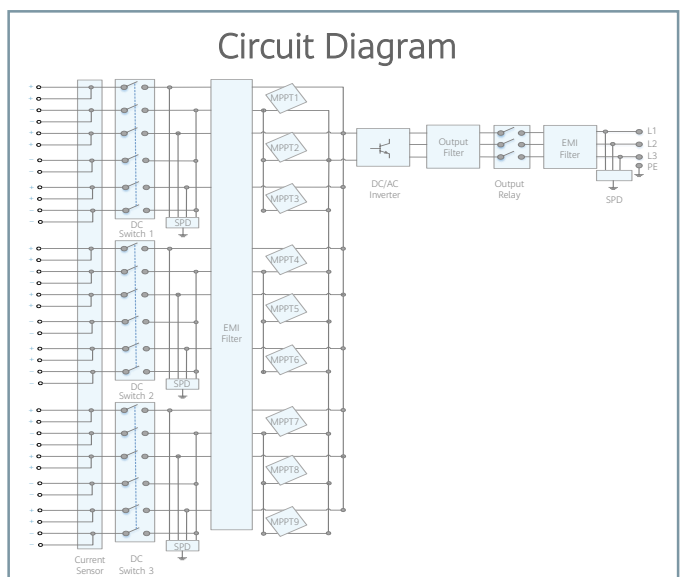
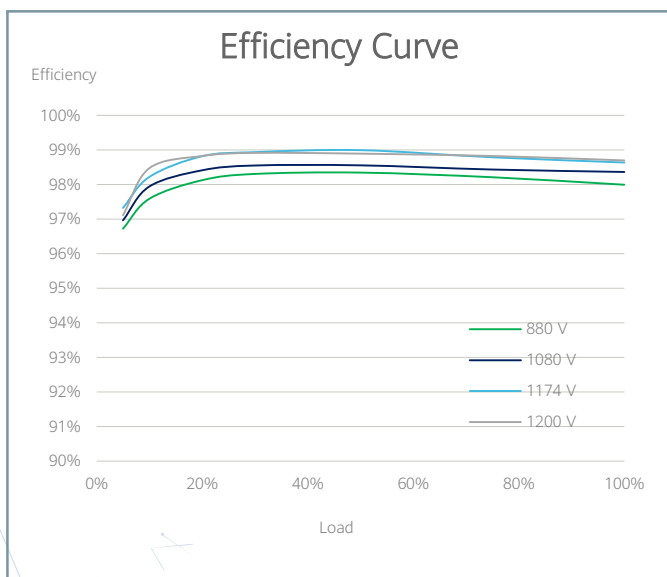
Fuse Free  
Design



Surge Arresters for  
DC & AC



IP66  
Protection



# Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.00%
European Efficiency	≥98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

#### **2.1.4. ESTRUCTURA PORTANTE.**

Para maximizar la producción se instalarán mesas de la marca AXIAL o similar. La estructura metálica sobre la que se situarán los módulos fotovoltaicos se establece para sostener siete (7) módulos en horizontal o configuración 7H. La utilización de una adecuada estructura facilita las labores de instalación y mantenimiento, minimiza la longitud del cableado, evita problemas de corrosión y mejora la estética de la planta en su conjunto.

Cada mesa estará formada por siete filas que deberá soportar 189 módulos solares colocados en posición horizontal en configuración 7H, cada columna de paneles será apoyado por vigas secundarias, que se apoyarán en los pórticos principales. Los pórticos principales deben estar soportados por pilares anclados a suelo. Los módulos se fijarán a las vigas secundarias por medio de pernos.

Debe soportar vientos de 80 a 100 km/h, debe estar eléctricamente unida a una toma de tierra, y asegurará un buen contacto eléctrico entre el marco del módulo y la tierra para permitir la protección de las personas frente a posibles pérdidas de aislamiento en el generador.

#### **2.1.5. CAJA DE CONEXIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.**

Los módulos fotovoltaicos disponen de cajas de conexiones propias que permiten conectar el polo positivo y negativo para formar los ramales o string.

Dicha caja de conexión se encuentra en la parte posterior del módulo, presentando protección IP 67.

A su vez contará con dos conductores, de 250 mm para el polo positivo y de 150 mm para el polo negativo, cada uno con boquillas de conexión multicontact mediante conectores MC4, lo que asegura una buena conexión y rapidez en la instalación.

Los conductores entre módulos, así como los que forman los ramales serán de cobre aislado, de tensión de aislamiento no inferior a 1KV, y 4 mm<sup>2</sup> de sección mínima, no propagadores del incendio no siendo necesarios con emisión de humos y opacidad reducida. El aislamiento será XLPE, normalmente utilizándose color rojo para los positivos y negro para los negativos. Por lo tanto, el conductor seleccionado es el RV - K 0,6/1 KV, con montaje superficial al aire. Se cumplirá lo que dice a este respecto el REBT en su ITC - BT -07.

#### **2.1.6. CABLEADO.**

Los conductores utilizados en la planta solar serán de cobre y tendrán una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. La caída de tensión máxima considerada en este proyecto para la parte de corriente continua es de 1,0%, así como de 0,5% para la parte de

corriente alterna, teniendo en cuenta en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente. Todo el cableado en continua será adecuado para su uso a la intemperie. El cableado se conducirá siempre de manera que tenga el menor impacto visual posible.

En toda la instalación se utilizará el tipo de cable, RV – K 0,6/1 KV. El cable seleccionado para esta instalación es el RV, de tensión 0,6/1 kV, de designación genérica RV-K. Dicho cable presenta el conductor de cobre electrolítico recocido, flexible, clase 5, con una temperatura máxima en el conductor en servicio permanente de 90°C y de 250 °C en cortocircuito. El aislamiento que presenta es una mezcla de polietileno reticulado (XLPE), con una cubierta de mezcla de policloruro de vinilo (PVC).

Para la colocación de los conductores se seguirá en todo momento las exigencias y recomendaciones del REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO DE BAJA TENSIÓN, y sobre todo sus instrucciones ITC – BT-07, ITC – BT-19, ITC – BT- 20, ITC – BT- 21.

Cada extremo del cable habrá de suministrarse con un medio autorizado de identificación. Este requisito tendrá vigencia especialmente para todos los cables que terminen en la parte posterior o en la base de un cuadro de mandos, y en cualquier otra circunstancia en que la función del cable no sea evidente de inmediato.

### **2.1.7. PROTECCIONES.**

La instalación solar fotovoltaica objeto de este proyecto contará con:

1. Protección de la instalación:

a) Sobrecargas y cortocircuitos:

La protección a sobrecargas está asegurada mediante los interruptores magnetotérmicos de corte omnipolar calibrados de tal manera que la intensidad máxima admitida por el conductor es mayor que la intensidad del elemento de protección y este a su vez es mayor que la intensidad demandada por los receptores por lo que se asegura el buen funcionamiento de la instalación y la total protección a sobrecargas.

En nuestro caso las protecciones a colocar son:

- Interruptor general de corte en la parte de continua a la entrada del inversor en cada caja de conexión de la línea principal de corriente continua.
- Interruptor magnetotérmico en el lado AC.
- Interruptor general manual, con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por

la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

- Fusibles.
- Cableado de CC, diseño del cableado en la parte de CC utilizando el criterio térmico según el REBT.

b) Sobretensiones:

- Varistores situados en la parte de CC y AC.
- Masas metálicas conectadas a tierra.

c) Acoplamiento con la red:

- Transformador de aislamiento galvánico entre las partes de CC y AC (incluido en el inversor).
- Interruptor automático de interconexión controlado por software, que permite la desconexión – conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, evitando el funcionamiento en isla, garantía de seguridad para los operarios de mantenimiento de la compañía eléctrica distribuidora.

d) Otros:

Protección frente a puntos calientes mediante fusibles en cada polo de cada rama del generador fotovoltaico en la parte de CC.

2. Protección de las personas:

- a) Interruptor automático diferencial frente a contactos indirectos.
- b) Puesta a tierra de la estructura soporte y resto de masas metálicas de forma unificada, con el fin de evitar diferencias de potencial peligrosas según REBT y siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.
- c) Aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc.
- d) Configuración flotante del campo generador (los dos polos aislados de tierra) con el fin de garantizar la seguridad de las personas en caso de fallo a tierra en la parte de CC.
- e) Controlador permanente de aislamiento, para la desconexión-conexión automática de

la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de resistencia de aislamiento (incluido en el inversor).

### **2.1.8. PROTECCIONES DEL INVERSOR.**

El inversor seleccionado para nuestra instalación presenta las siguientes protecciones:

- Contra polarización inversa en la entrada.
- Contra sobretensiones transitorias a la entrada, tipo II.
- Contra cortocircuitos en la entrada.
- Contra sobrecargas en la entrada.
- Contra cortocircuitos en la salida.
- Contra sobrecargas en la salida.
- Contra fallos de aislamiento.

### **2.1.9. OBRA CIVIL.**

La planta solar fotovoltaica hasta aquí descrita presenta unos necesarios trabajos de obra civil, entre los que cabe destacar:

- Desbroce y acondicionamiento del terreno.
- Acondicionamiento de accesos a planta, así como viales interiores.
- Excavación propia de las zapatas utilizada para el vallado perimetral.
- Excavación y ejecución de la cimentación para nuestro entronque con la compañía distribuidora.

## 2.2. INSTALACIÓN DE ELECTRICIDAD EN BAJA TENSIÓN.

### 2.2.1. DATOS GENERALES.

Las características principales de la instalación de electricidad en baja tensión objeto de este proyecto son:

- Titular final: BIOTEC FV SAN VICENTE I.
- C. I. F: B02546802.
- Ubicación: Alicante.
- Coordenadas: X: 713.437,37 Y: 4.250.956,69
- Actividad de destino: Generadores.
- Clasificación según REBT: Grupo c, generadores y convertidores.
- Superficie de uso público (m2): No aplica.
- Aforo: No aplica.
- Potencia Instalada: 5.000 kW.
- Potencia Máxima Admisible: 5.000 kW.
- Sección de LGA o DI: 8(3x300 Al) mm<sup>2</sup>.
- Esquema de distribución: TT.
- Tensión: 800 V.
- Frecuencia: 50 Hz red general.
- Necesidad de proyecto: Si, generadores con potencia superior a 10 kW.
- Inspección Inicial según REBT: No.
- Inspección Periódica: Serán objeto de inspecciones periódicas, cada 5 años, todas las instalaciones eléctricas en baja tensión que precisaron inspección inicial.

### 2.2.2. CLASIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN.

Conforme al REBT, se procede a la clasificación de la instalación, en base a:

- Instalaciones generadoras de baja tensión (ITC-BT-40): Planta solar fotovoltaica.

Aunque la conexión a la red de distribución será en alta tensión, la generación de energía es en baja tensión, por lo tanto, bajo el ámbito de aplicación de gran parte de los artículos de la ITC-BT-40.

### 2.2.3. INSTALACIÓN GENERADORA DE ELECTRICIDAD EN BAJA TENSIÓN.

La instalación de electricidad en baja tensión objeto cuenta con una instalación de generación eléctrica interconectada, considerando aquellas que están, normalmente, trabajando





en paralelo con la Red de Distribución Pública.

La normativa de aplicación para este tipo de instalaciones es la ITC-BT-40, del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión aprobado por el Real Decreto 842/2002 de 02 de agosto de 2002.

#### **2.2.4. CLASIFICACIÓN.**

Las Instalaciones Generadoras se clasifican, atendiendo a su funcionamiento respecto a la Red de Distribución Pública, en:

- a) Instalaciones generadoras aisladas: aquellas en las que no puede existir conexión eléctrica alguna con la Red de Distribución Pública.
- b) Instalaciones generadoras asistidas: Aquellas en las que existe una conexión con la Red de Distribución Pública, pero sin que los generadores puedan estar trabajando en paralelo con ella. La fuente preferente de suministro podrá ser tanto los grupos generadores como la Red de Distribución Pública, quedando la otra fuente como socorro o apoyo. Para impedir la conexión simultánea de ambas, se deben instalar los correspondientes sistemas de conmutación. Será posible, no obstante, la realización de maniobras de transferencia de carga sin corte, siempre que se cumplan los requisitos técnicos del punto 4.2 de la ITC - BT -40 del REBT.
- c) Instalaciones generadoras interconectadas: Aquellas que están, normalmente, trabajando en paralelo con la Red de Distribución Pública.

La instalación objeto de este anexo se considera del tipo "Generadora interconectada".

#### **2.2.5. CABLES DE CONEXIÓN.**

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

Se verifica este punto en los cálculos justificativos del proyecto específico.

#### **2.2.6. PROTECCIONES.**

La máquina motriz y los generadores dispondrán de las protecciones específicas que el fabricante aconseje para reducir los daños como consecuencia de defectos internos o externos a ellos.

Los circuitos de salida de los generadores se dotarán de las protecciones establecidas en las correspondientes ITC, del REBT que les sean de aplicación.

En las instalaciones de generación que puedan estar interconectadas con la Red de

Distribución Pública, se dispondrá un conjunto de protecciones que actúen sobre el interruptor de interconexión, situadas en el origen de la instalación interior. Estas corresponderán a un modelo homologado y deberán estar debidamente verificadas y precintadas por un laboratorio reconocido.

Las protecciones mínimas para disponer serán las siguientes:

- De sobreintensidad, mediante relés directos magnetotérmicos o solución equivalente.
- De mínima tensión instantáneos, conectados entre las tres fases y neutro y que actuarán, en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85% de su valor asignado.
- De sobretensión, conectado entre una fase y neutro, y cuya actuación debe producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110% de su valor asignado.
- De máxima y mínima frecuencia, conectado entre fases, y cuya actuación debe producirse cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz durante más de 5 períodos.

El equipo generador cuenta con las protecciones mínimas indicadas en este punto.

### **2.2.7. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA.**

Las centrales de instalaciones generadoras deberán estar provistas de sistemas de puesta a tierra que, en todo momento, aseguren que las tensiones que puedan presentarse en las masas metálicas de la instalación no superen los valores establecidos en la MIE-RAT-13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

Los sistemas de puesta a tierra de las centrales de instalaciones generadoras deberán tener las condiciones técnicas adecuadas para que no se produzcan transferencias de defectos a la Red de Distribución Pública ni a las instalaciones privadas, cualquiera que sea su funcionamiento respecto a ésta.

Cuando la instalación receptora esté acoplada a una Red de Distribución Pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución Pública.

En este caso al contar la instalación con un centro de abonado o cliente, presentará un esquema de puesta a tierra interior tipo TN-C, mientras que la conexión a la red de distribución se realizará con neutro aislado de tierra.

### **2.2.8. PUESTA EN MARCHA.**

Para la puesta en marcha de las instalaciones generadoras asistidas o interconectadas, además de los trámites y gestiones que correspondan realizar, de acuerdo con la legislación vigente ante los Organismos Competentes, se deberá presentar el oportuno proyecto a la empresa distribuidora de energía eléctrica de aquellas partes que afecten a las condiciones de acoplamiento y seguridad del suministro eléctrico. Ésta podrá verificar, antes de realizar la puesta en servicio, que las instalaciones de interconexión y demás elementos que afecten a la regularidad del suministro están realizadas de acuerdo con los reglamentos en vigor.

Al no haber transferencia de carga sin corte no se precisa de una tramitación específica con la compañía distribuidora, más allá de la propiamente necesaria por la instalación de electricidad en baja tensión.

### **2.2.9. PUNTO DE CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN.**

La compañía distribuidora de energía eléctrica a la cual se realizará la conexión y vertido de la producción de energía eléctrica es I-DE Redes Eléctricas Inteligentes S.A.U., por lo tanto, será necesario realizar la solicitud de acceso a la Red de Distribución de esta.

Dicha solicitud fue atendida el 18 de agosto de 2020, emitiéndose un informe por parte de la compañía, con referencia 9038939364, donde se indica el punto de acceso, condiciones técnicas y desarrollos necesarios para su viabilidad.

Titular: 	Consultoría: 	MEMORIA TÉCNICA.  Página 46 de 63
---	---	---

## **2.3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN, PROTECCIÓN Y MEDIDA CLIENTE.**

### **2.3.1. DATOS GENERALES.**

Las características principales del centro de transformación de cliente objeto de este proyecto son:

- Titular final: BIOTEC ENERGIAS RENOVABLES S.L. (C. I. F: B02546802).
- Tipología de centro: Transformador exterior y centro de protección prefabricado.
- Ubicación: Alicante.
- Actividad de destino: Evacuación de energía eléctrica de planta solar fotovoltaica.
- Coordenadas de posicionamiento:  
 Transformador 01 X: 713.437,37 Y: 4.250.956,69.
- Cliente o compañía: Cliente.
- Tipo de centro de transformación: Exterior.
- Número de unidades: 1 ud.
- Potencia unitaria: 5.000 kVA.
- Potencia total: 5.000 kVA.
- Relación de transformación: 0,8/20 kV.
- Clase de corriente: Alterna trifásica.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Tensión nominal de la red ( $U_n$ ): 20 kV.
- Tensión más elevada de la red (US): 24 kV.
- Categoría de la red (según UNE 211.435): Categoría A.
- Tensión nominal del cableado y accesorios ( $U_0/U$ ): 12/20 kV.
- Tensión soportada nominal a los impulsos del rayo del cableado y accesorios (UP): 125kV.
- Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial: 50 kV.

### **2.3.2. OBJETO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN.**

Conforme al artículo 2 del Reglamento sobre condiciones de técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, se aplicará a las instalaciones eléctricas de alta tensión, entendiéndose como tales las de corriente alterna trifásica de frecuencia de servicio inferior a 100 Hz, cuya tensión nominal eficaz entre fases sea superior a 1 kV.

MAR-2022	PROYECTO BÁSICO PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5000 kW, "FV SAN VICENSOL I" UBICADA EN EL TERMINO MUNICIPAL DE ALICANTE (ALICANTE)
----------	--

### **2.3.3. TENSIONES NOMINALES. CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES.**

Conforme al artículo 3 del Reglamento sobre condiciones de técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, la instalación objeto se clasifica de la siguiente forma atendiendo a su tensión nominal:

- Tensión nominal: 20 kV.
- Tensión más elevada de la red: 24 kV.
- Tensión más elevada del material: 24 kV.
- Clasificación: Tercera categoría de tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

### **2.3.4. FRECUENCIA DE LA RED ELÉCTRICA NACIONAL.**

La frecuencia nominal obligatoria para las redes de transporte y distribución es de 50 Hz, siendo ésta, por lo tanto, la frecuencia del proyecto objeto.

### **2.3.5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CENTRO.**

#### **I. OBRA CIVIL.**

Edificio de Transformación: Obra Civil (albañilería).

Descripción de la envolvente de obra civil:

- Solera y pavimento.

Se formará una solera de hormigón armado de, al menos, 10 cm de espesor, descansando sobre una capa de arena apisonada. Se preverán, en los lugares apropiados para el paso de cables, unos orificios destinados al efecto, inclinados hacia abajo y con una profundidad mínima de 0,4 metros.

El forjado de la planta del centro estará constituido por una losa de hormigón armado, capaz de soportar una sobrecarga de uso de 350 kg/cm<sup>2</sup>, uniformemente repartida.

- Cerramientos exteriores.

Se emplean materiales que ofrecen garantías de estanqueidad y resistencia al fuego, dimensionados adecuadamente para resistir el peso propio y las acciones exteriores, tales como el viento, empotramiento de herrajes, etc., y se adaptarán en lo posible al entorno

arquitectónico de la zona, empleando los mismos materiales, acabados y elementos decorativos de las otras edificaciones.

- Tabiquería interior.

Al utilizarse apartamento de SCHNEIDER o similar, prefabricada bajo envolvente metálica, no es preciso realizar ningún tipo de tabiquería interior.

- Puertas.

Las puertas de acceso al centro desde el exterior serán incombustibles y suficientemente rígidas. Estas puertas se abrirán hacia fuera 180°, pudiendo por lo tanto abatirse sobre el muro de la fachada, disponiendo de un elemento de fijación en esta posición.

- Rejillas de ventilación.

En caso de ubicarse algún transformador en el interior de este edificio, se dispondrá de las correspondientes rejillas de ventilación calculadas en el capítulo Cálculos de este proyecto.

- Cubiertas.

El diseño de estas cubiertas debe garantizar la estanqueidad del centro y la resistencia adecuada a acciones exteriores (peso de nieve).

- Pintura y varios

Para el acabado del centro se empleará una pintura resistente a la intemperie de un color adecuado al entorno.

Los elementos metálicos del centro, como puertas y rejillas de ventilación, serán además tratados adecuadamente contra la corrosión.

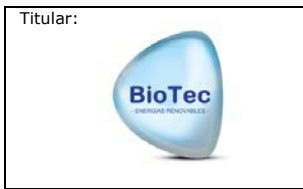
Características Detalladas Nº de transformadores: 1

## **II. INSTALACIÓN ELÉCTRICA.**

Características de la Red de Alimentación

La red de la cual se alimenta el Centro de Transformación es del tipo subterráneo, con una tensión de 20 kV, nivel de aislamiento según la MIE-RAT 12, y una frecuencia de 50 Hz.

La potencia de cortocircuito máxima de la red de alimentación será de 500 MVA, según los datos proporcionados por la Compañía suministradora, siendo la corriente de cortocircuito en el



punto de acometida de 12,5 kA eficaces.

### **Características de la Aparamenta de Media Tensión.**

Características Generales de los Tipos de Aparamenta Empleados en la Instalación: Celdas: SM6 de Schneider

Sistema de celdas de Media Tensión modulares bajo envolvente metálica de aislamiento integral en gas SF<sub>6</sub> de acuerdo a la normativa UNE-EN 62.271-200 para instalación interior, clase -5 °C según IEC 62.271-1, hasta una altitud de 2.000 m sobre el nivel del mar sin mantenimiento con las siguientes características generales estándar:

- Construcción:

Cuba de acero inoxidable de sistema de presión sellado, según IEC 62.271-1, conteniendo los elementos del circuito principal sin necesidad de reposición de gas durante 30 años.

3 Divisores capacitivos de 24 kV.

Bridas de sujeción de cables de Media Tensión diseñadas para sujeción de cables unipolares de hasta 630 mm<sup>2</sup> y para soportar los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito.

Alta resistencia a la corrosión, soportando 150 horas de niebla salina en el mecanismo de maniobra según norma ISO 7.253.

-Seguridad:

Enclavamientos propios que no permiten acceder al compartimento de cables hasta haber conectado la puesta de tierra, ni maniobrar el equipo con la tapa del compartimento de cables retirada. Del mismo modo, el interruptor y el seccionador de puesta a tierra no pueden estar conectados simultáneamente.

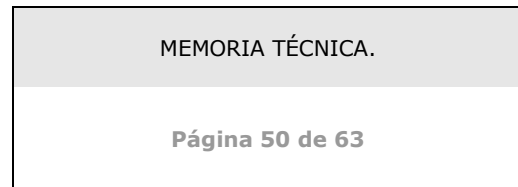
Enclavamientos por candado independientes para los ejes de maniobra del interruptor y de seccionador de puesta a tierra, no pudiéndose retirar la tapa del compartimento de mecanismo de maniobras con los candados colocados.

Posibilidad de instalación de enclavamientos por cerradura independientes en los ejes de interruptor y de seccionador de puesta a tierra.

Inundabilidad: equipo preparado para mantener servicio en el bucle de Media Tensión en caso de una eventual inundación de la instalación soportando ensayo de 3 metros de columna de agua durante 24 horas.

Grados de Protección:

- Celda / Mecanismos de Maniobra: IP 2XD según EN 60.529



- Cuba: IP X7 según EN 60.529
- Protección a impactos en:
  - cubiertas metálicas: IK 08 según EN 5.010
  - cuba: IK 09 según EN 5.010

- Conexión de cables

La conexión de cables se realiza desde la parte frontal mediante unos pasatapas estándar.

- Enclavamientos

La función de los enclavamientos incluidos en todas las celdas SM6 es que:

No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.

No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída.

- Características eléctricas

Las características generales de las celdas SM6 son las siguientes: Tensión nominal 24 kV

Nivel de aislamiento.

- Frecuencia industrial (1 min)
- a tierra y entre fases 50 kV
- a la distancia de seccionamiento 60 kV

Impulso tipo rayo

- a tierra y entre fases 125 kV.
- a la distancia de seccionamiento 145 kV

En la descripción de cada celda se incluyen los valores propios correspondientes a las intensidades nominales, térmica y dinámica, etc.

### **Características Descriptivas de la Aparamenta MT y Transformadores.**

Entrada / Salida 1: SM6 IM 24 KV 400 A 16 KA Interruptor-seccionador Celda con envolvente metálica, fabricada por SCHNEIDER, formada por un módulo con las siguientes características:

Celda ref. SM62EIM41, función interruptora de línea de la gama SM6 de Schneider Electric,



24kV (uso de 8,8kV a 23,3kV) 400 A 16kA con interruptor-seccionador en SF6 con mando CIT manual, seccionador de puesta a tierra, juego de barras tripolar 400A, acometida inferior por cables 3 x 240 mm<sup>2</sup> e indicadores testigo presencia de tensión. Dimensiones 1600x375x940 mm.

Características eléctricas:

- Tensión asignada: 24 kV.
- Intensidad asignada: 400 A.
- Intensidad de corta duración (1 s), eficaz: 16 kA.
- Intensidad de corta duración (1 s), cresta: 40 kA

Nivel de aislamiento:

- Frecuencia industrial (1 min) a tierra y entre fases: 28 kV
- Impulso tipo rayo a tierra y entre fases (cresta): 75 kV Capacidad de cierre (cresta): 40 kA.

Capacidad de corte:

- Corriente principalmente activa: 400 A

Clasificación IAC: AFL

- Características físicas:  
 Ancho: 375 mm Fondo: 940 mm  
 Alto: 1600 mm  
 Peso: 95 kg.
- Otras características constructivas:  
 Mecanismo de maniobra interruptor: manual tipo B  
 Protección General: SM6 DM 1S PHP 24 KV 400 A 16 KA Interruptor automático de vacío.

Celda con envolvente metálica, fabricada por SCHNEIDER, formada por un módulo con las siguientes características:

Celda ref. SM62EDM1S41PFHPG, función interruptor automático de la gama SM6 de Schneider Electric, 36kV (uso de 8,8kV a 23,3kV) 400A 16kA con interruptor automático y seccionador en SF6 con mando RI manual con bobina autoalimentada Mitop, 3 captadores CGA de intensidad rango hasta 200A, seccionador de puesta a tierra, juego de barras tripolar 400A,

acometida inferior por cables 3 x 240 mm<sup>2</sup> e indicadores testigo presencia de tensión. Equipada con relé autoalimentado VIP400 de detección de fase y homopolar. Dimensiones 1600x750x1220 mm.

- Características eléctricas:
  - Tensión asignada: 24 kV.
  - Intensidad asignada: 400 A.
- Nivel de aislamiento
  - Frecuencia industrial (1 min)
  - a tierra y entre fases: 50 kV.
- Impulso tipo rayo
  - a tierra y entre fases (cresta): 125 kV
  - Capacidad de cierre (cresta): 400 A
  - Capacidad de corte en cortocircuito: 16 kA

Clasificación IAC: AFL.

- Características físicas:
  - Ancho: 750 mm Fondo: 1220 mm
  - Alto: 1600 mm
  - Peso: 218 kg
- Otras características constructivas:
  - Mando interruptor automático: manual RI con bobina autoalimentada MITOP.
  - Relé de protección: VIP 400

**TRANSFORMADOR.**

Transformador trifásico de distribución, hermético llenado integral, refrigeración natural en aceite mineral (s/ IEC60296), construido y ensayado según normas ECODISEÑO, de las siguientes características generales:

Potencia nominal: 5000 kVA  
 Tensión primaria: 20.000 V.  
 Tensión secundaria: B2 (800 V).  
 Conexión: Dyn-11.

Intensidad. de cortocircuito 6%

Pérdidas: s/normas Ecodiseño

Regulación: +2,5%+5%

Frecuencia: 50 Hz

Devanados de aluminio Incluye:

Detector de presión, temperatura y nivel DMCR Pasatapas abiertos

Ruedas de transporte orientables Cáncamos de elevación

Válvula de vaciado Tapón de llenado

Placa de características Tomas de puesta a tierra

Dimensiones aproximadas:

Largo: 2.900 mm.

Ancho: 1.800 mm.

Alto: 2.200 mm.

### **2.3.6. PUESTA A TIERRA.**

#### **Tierra de protección:**

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el Centro de Transformación que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a causa de averías o circunstancias externas, se unen a la tierra de protección: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio (si éste es prefabricado). No se unirán, por contra, las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior.

Las celdas dispondrán de una pletina de tierra que las interconectará, constituyendo el colector de tierras de protección.

#### **Tierra de servicio.**

Con objeto de evitar tensiones peligrosas en BT, debido a faltas en la red de MT, el neutro del sistema de BT se conecta a una toma de tierra independiente del sistema de MT, de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra, para lo cual se emplea un cable de cobre aislado.

### **2.3.7. LAS DIFERENTES ETAPAS DEL PROYECTO SON:**

- Fase I: Ejecución de obra civil.
- Fase II: Ejecución de puesta a tierra.

- Fase III: Acometida de electricidad en media tensión.
- Fase IV: Transformadores y celdas de protección.
- Fase V: Instalaciones auxiliares.
- Fase VI: Red de baja tensión.

### **2.3.8. LIMITACIÓN DE CAMPOS MAGNÉTICOS.**

Al objeto de limitar en el exterior de las instalaciones de alta tensión los campos magnéticos creados en el exterior por la circulación de corrientes de 50 Hz en los diferentes elementos de las instalaciones, se tomarán las siguientes medidas:

- Los conductores trifásicos se dispondrán lo más cerca posible uno del otro, preferentemente juntos y al tresbolillo.
- En el caso en el que las interconexiones de baja tensión del transformador se ejecuten con varios cables por fase, se agruparán las diferentes fases en grupos RSTN. No se llevarán por tanto conductores de la misma fase en paralelo.

Cuando los centros de transformación se encuentren ubicados en edificios habitables, o anexos a los mismos, se observarán las siguientes condiciones de diseño:

- a) Las entradas y salidas al centro de transformación de la red de alta tensión se efectúan por el suelo y adoptan la disposición en triángulo y formando ternas.
- b) La red de baja tensión se diseña igualmente con el criterio anterior.
- c) Se procurará que las interconexiones sean lo más cortas posibles y se diseñarán evitando paredes y techos colindantes con viviendas.
- d) No se ubicarán cuadros de baja tensión sobre paredes medianeras con locales habitables y se procurará que el lado de conexión de baja tensión del transformador quede lo más alejado lo más posible de estos locales.

## **2.4. LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ALTA TENSIÓN PARTICULAR 20 KV.**

### **2.4.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES.**

Las características principales de la línea subterránea de alta tensión objeto de este proyecto son:

- Titular final: BIOTEC ENERGÍAS RENOVABLES S. L. (CIF: B02546802).
- Ubicación: FONTCALENT, Alicante.
- Actividad de destino: Evacuación de energía eléctrica de planta solar fotovoltaica.
- Tipología de línea: LSMT S/C.
- Longitud de la línea: 1.007 m.
- Coordenadas de inicio: X: 713.437,37 Y: 4.250.956,69.
- Coordenadas de final: X: X: 714.010,76 Y: 4.250.876,24.
- Tipo de cableado: Al HEPR para la LSAT.
- Tipo de sección: 240 mm<sup>2</sup> (1.007 m).
- Canalización: Enterrada directamente para LSAT.
- Clase de corriente: Alterna trifásica.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Tensión nominal de la red (Un): 20 kV.
- Tensión más elevada de la red (US): 24 kV.
- Categoría de la red (según UNE 211.435): 3ª Categoría / Categoría A.
- Tensión nominal del cableado y accesorios (U0/U): 12/20 kV.
- Tensión más elevada (Um): 24 kV.
- Tensión soportada nominal a los impulsos del rayo del cableado y accesorios (UP): 125 kV.
- Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial: 50 kV.

#### **2.1.1. OBJETO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN.**

Conforme al artículo 2 del Reglamento sobre condiciones de técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, será de aplicación a las líneas eléctricas de alta tensión, entendiéndose como tales las de corriente alterna trifásica de frecuencia de servicio a 50 Hz, cuya tensión nominal eficaz entre fases sea superior a 1 kV.

Por lo tanto, el citado reglamento se aplicará a:

- a) A las nuevas líneas, modificaciones y ampliaciones.
- b) A las líneas existentes a la entrada en vigor de este reglamento que sean objeto de modificaciones.

c) A las líneas existentes a la entrada en vigor de este reglamento en lo que al régimen de inspecciones se refiere.

Además, conforme a la ITC-LAT-06, será de aplicación a todas las líneas subterráneas y a cualquier tipo de instalación distinta de las líneas aéreas. Los cables serán aislados, de tensión asignada superior a 1 kV, y el régimen de funcionamiento de las líneas se preverá para corriente alterna trifásica de 50 Hz de frecuencia.

#### **2.4.2. TENSIONES NOMINALES.**

La línea eléctrica proyectada presentará las siguientes tensiones nominales normalizadas:

- Tensión nominal de la red ( $U_n$ ): 20 kV.
- Tensión más elevada de la red ( $U_s$ ): 24 kV.

#### **2.4.3. CATEGORÍA DE LA LÍNEA.**

La línea eléctrica proyectada estará dimensionada para una tensión nominal de 20 kV y una frecuencia nominal de 50 Hz, por lo tanto se clasifica como de categoría 3, para redes eléctricas con tensión nominal superior a 1 kV e inferior a 30 kV, conforme al artículo 3 del Reglamento sobre condiciones de técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

Por otra parte, de acuerdo con el punto 2.1 de la ITC-LAT-06, del Reglamento sobre condiciones de técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, la línea objeto de proyecto se clasifica como de categoría A, según la duración máxima de un eventual funcionamiento con una fase a tierra, que en este caso se eliminarán tan rápido como sea posible y en cualquier caso antes de 1 minuto.

#### **2.4.4. TENSIONES ASIGNADAS AL CABLE Y ACCESORIOS.**

Conforme a la tensión nominal de la red, la tensión más elevada de la red y la categoría de esta última, las características mínimas del cable y sus accesorios será:

- $U_o/U_p = 12/20$  kV.
- $U_p = 125$  kV.

Donde:

$U_o$  = Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

U = Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

Up = Valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta para el que se ha diseñado el cable o los accesorios.

#### **2.4.5. TRAZADO.**

El trazado de la línea se realizará conforme a las siguientes indicaciones:

- La longitud de la canalización será lo más corta posible.
- Se ubicará preferentemente en terrenos de dominio público, bajo acera, evitando los ángulos pronunciados.
- El radio de curvatura una vez instalados los cables será superior a  $10 \cdot (D+d)$ , siendo D el diámetro exterior del cable y d el diámetro del conductor.
- Los cruces de la calzada deberán ser perpendiculares a sus ejes, debiendo realizarse en posición horizontal y en línea recta.
- Las distancias a fachadas estarán de acuerdo a la normativa vigente.

El mismo quedará reflejado en el documento planos que se adjunta, discurriendo el total por terrenos de dominio público y por parcelas privadas con derecho bastante sobre las mismas.

#### **2.4.6. PUNTOS DE ACCESO A LA RED.**

Se emplearán los puntos de acceso en zonas urbanas, donde frecuentemente se producen coincidencias de varias líneas en la misma canalización, y existen otros servicios próximos.

Estos puntos de acceso facilitarán los tendidos de líneas a realizar en distintas fases evitando permisos y molestias al romper pavimentos, mejorando los tiempos de reposición del servicio del cliente en caso de averías de redes abiertas.

Los puntos de acceso se construirán en obra civil o prefabricado de hormigón.

Las tapas serán de fundición esferoidal según la norma UNE EN 124, el esfuerzo asignado será función del pavimento donde vayan situadas, y además las tapas irán equipadas con elementos anti-ruido.

En este caso el acceso a la red de distribución se realizará sobre el centro de seccionamiento, desde celda de salida particular, considerándose este punto el origen de la línea en proyecto.

#### 2.4.7. LONGITUD PARCIAL Y TOTAL DE LA LÍNEA.

La longitud total de la línea subterránea de media tensión es de 1.007 m, en simple circuito, con origen sobre el centro de seccionamiento, y con final sobre la celda de entrada en el nuevo centro de transformación de cliente objeto, discurriendo el 100% de la instalación sobre terrenos de dominio público y parcelas privadas con derecho bastante sobre las mismas.

#### 2.4.8. PROVINCIAS Y TÉRMINOS MUNICIPALES AFECTADOS.

El trazado integro de la línea proyectada se desarrolla sobre el término municipal de Alicante, comunidad Valenciana.

#### 2.4.9. ADMINISTRACIONES Y ORGANISMOS AFECTADOS.

En el proyecto objeto, al ser una LSAT particular desarrollada por terrenos de dominio público presenta afecciones con las mismas administraciones indicadas en el punto general de este proyecto.

#### 2.4.10. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES.

##### I. CABLES.

Las características del cableado a usar en este proyecto son:

- Conductor: Aluminio compacto, sección circular, clase 2 UNE 21.022.
- Pantalla sobre el conductor: Capa de mezcla semiconductora aplicada por extrusión.
- Aislamiento: Mezcla a base de etileno propileno de alto módulo (HEPR) o polietileno reticulado (XLPE).
- Pantalla sobre el aislamiento: Una capa de mezcla semiconductora pelable no metálica aplicada por extrusión, asociada a una corona de alambre y contraespira de cobre.
- Cubierta: Compuesto termoplástico a base de poliolefina y sin contenidos de componentes clorados u otros contaminantes. En este caso cubierta normal.

En este caso:

Tipo constructivo	Tensión Nominal (kV)	Sección conductor (mm <sup>2</sup> )	Sección pantalla (mm <sup>2</sup> )
HEPRZ1	12/20	240	25





## II. ACCESORIOS.

Los accesorios serán adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, y no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos. Las terminaciones deberán ser, asimismo, adecuados a las características ambientales (interior, exterior, contaminación, etc.).

La ejecución y montaje de los accesorios de conexión, se realizará siguiendo las instrucciones del fabricante.

### 2.4.11. INSTALACIÓN DE CABLES AISLADOS.

Las canalizaciones se dispondrán por lo general en terrenos de dominio público en suelo urbano o en curso de urbanización que tenga las cotas de nivel previstas en el proyecto de urbanización (alineaciones y rasantes), preferentemente bajo acera, procurando que el trazado sea lo más rectilíneo posible, paralelo en toda su longitud a las fachadas de los edificios principales o, en su defecto a los bordillos. Así mismo, deberán tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos que puedan soportar los cables sin deteriorarse, a respetar en los cambios de dirección.

En la etapa de proyecto se deberá de contactar con las empresas de servicio público y con las posibles propietarias de servicios para conocer la posición de sus instalaciones en la zona afectada. Una vez conocidas la empresa instaladora, antes de proceder a la apertura de zanjas, abrirá calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto.

### 2.4.12. CANALIZACIÓN ENTUBADA.

La profundidad, hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie, no será menor de 0,6 m en acera o tierra, ni de 0,8 m en calzada, para asegurar estas cotas, la zanja tendrá una profundidad mínima de 0,85 m, y tendrá una anchura que permitan las operaciones de apertura y tendido para la colocación de dos tubos de DN 160, aumentando la anchura en función del número de tubos a instalar y/o disposición de estos. Si la canalización se realiza con medios manuales, deberá aplicarse la legislación vigente en materia de riesgos laborales para permitir desarrollar con seguridad el trabajo de las personas en el interior de la zanja.

Estará constituida por tubos de material sintético, de cemento y derivados, o metálicos, hormigonadas en la zona o no, con tal que presente suficiente resistencia mecánica. El diámetro interior de los tubos no será inferior a vez y media el diámetro exterior del cable o del diámetro aparente del circuito en el caso de varios cables instalados en el mismo tubo. El interior de los tubos será liso para facilitar la instalación o sustitución del cable o circuito averiado. No se instalará más de un circuito por tubo. Si se instala un solo cable unipolar por tubo, los tubos deberán ser de material ferromagnético. Las características de estos tubos serán las establecidas

en la UNE-EN 50086-2-4.

Antes del tendido se eliminará de su interior la suciedad o tierra garantizándose el paso de los cables mediante mandrilado acorde a la sección interior del tubo o sistema equivalente. Durante el tendido se deberán embocar correctamente para evitar la entrada de tierra o de hormigón.

Se evitará en lo posible los cambios de dirección de las canalizaciones entubadas, respetando los cambios de curvatura indicados por el fabricante de la tubular. En los puntos donde se produzcan para facilitar la manipulación de los cables se dispondrán arquetas con tapas registrables o no. Con objeto de no sobrepasar las tensiones de tiro indicadas en las normas aplicables a cada tipo de cable en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias, registrables, ciegas o simplemente calas de tiro en aquellos casos que lo requieran. En la entrada de las arquetas las canalizaciones entubadas deberán quedar debidamente selladas en sus extremos.

La canalización deberá tener una señalización para advertir de la presencia de cables de alta tensión.

#### **2.4.13. CONVERSIONES AERO-SUBTERRÁNEAS.**

Tanto en el caso de un cable subterráneo intercalado en una línea aérea, como de un cable subterráneo de unión entre una línea aérea y una instalación transformadora se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Cuando el cable subterráneo esté destinado a alimentar un centro de transformación de cliente se instalará un seccionador ubicado en el propio poste de la conversión aéreo subterráneo, en uno próximo o en el centro de transformación siempre que el seccionador sea una unidad funcional y de transporte separada del transformador. En cualquier caso el seccionador quedará a menos de 50 m de la conexión aéreo subterránea.
- b) Cuando el cable esté intercalado en una línea aérea no será necesario instalar un seccionador.
- c) Las tres fases del cable subterráneo en el tramo aéreo de subida hasta la línea aérea irán protegidas con un tubo de acero galvanizado, a fin de evitar el calentamiento producido por las corrientes inducidas. El interior del tubo será liso para facilitar la instalación o sustitución del cable averiado. El tubo de acero galvanizado se obturará por la parte superior para evitar la entrada de agua, y se empotrará en la cimentación del apoyo, sobresaliendo por encima del nivel del terreno 2,5 m, mínimo. El diámetro del tubo será como mínimo de 1,5 veces el diámetro de la terna de cables. Por seguridad

este tubo no deberá discurrir por el mismo lado del apoyo al elemento de la maniobra sino preferentemente en el lado opuesto. Se instalarán sistemas de protección de los cables contra sobretensiones mediante pararrayos de óxidos metálicos. El drenaje de estos se conectará a las pantallas metálicas de los cables, la conexión será lo más corta posible y sin curvas pronunciadas, garantizándose el nivel de aislamiento del elemento a proteger (en este caso los cables unipolares). Cuando exista previsión de una instalación de fibra óptica, se instalará una arqueta con tapa cerca del apoyo de manera que permita realizar la transición aéreo – subterránea del cable de fibra óptica. Esta arqueta se dejará, lo más próxima al apoyo, con una distancia máxima de 5 m, y conectada mediante un ducto de protección del cable de fibra que ascenderá por la pata del lado opuesto al que descienden los cables eléctricos hasta una altura mayor de 2,5 m, medida desde la base del apoyo. Este ducto deberá de ser metálico y de sección mínima de 63 mm<sup>2</sup>, y con el objeto de evitar la penetración de agua, dispondrá en su parte superior de un capuchón retráctil.

Por seguridad este tubo no deberá situarse en el lado del apoyo en el que este situado el elemento de maniobra si lo hubiera. Los cables de fibra óptica que se instalen en las canalizaciones subterráneas y que accedan a centros de transformación o subestaciones desde una conversión aéreo-subterránea, serán de tipo dieléctrico con cubierta con características de resistencia al fuego y se conectarán a la caja de empalme de fibra óptica que se encuentra en el apoyo origen de la conversión.

- d) Si se instala un solo cable unipolar por tubo o canal, estos deberán ser de plástico o metálico, de material no ferromagnético, a fin de evitar el calentamiento producido por las corrientes inducidas.
- e) Cuando deban instalarse protecciones contra sobretensiones mediante pararrayos autoválvulas o descargadores, la conexión será lo más corta posible y sin curvas pronunciadas, garantizándose el nivel de aislamiento del elemento a proteger.

#### **2.4.14. ENSAYOS ELÉCTRICOS.**

Una vez que la instalación ha sido concluida, es necesario comprobar que el tendido del cable y el montaje de accesorios (empalmes, terminales, etc.), se ha realizado correctamente, para lo cual será de aplicación los ensayos especificados en las normas correspondientes y según se establece en la ITC-LAT-05.

#### **2.4.15. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.**

Las pantallas metálicas de los cables se conectarán a tierra, por lo menos en una de las

cajas terminales extremas. Cuando no se conecten ambos extremos a tierra, se deberá justificar en el extremo no conectado que las tensiones provocadas por el efecto de las faltas a tierra o por inducción entre la tierra y pantalla, no producen una tensión de contacto aplicada superiores al valor indicado en la ITC-LAT-07, salvo que en este extremo la pantalla esté protegida por envolvente metálica puesta a tierra, o sea inaccesible. Asimismo, también se deberá justificar que el aislamiento de la cubierta es suficiente para soportar las tensiones que puedan aparecer en servicio o en caso de defecto.

Las pantallas de los cables se conectarán a tierra en los dos extremos de la línea.

#### **2.4.16. PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITOS.**

La protección contra cortocircuitos por medio de fusibles o interruptores automáticos se establecerá de forma que la falta sea despejada en un tiempo tal, que la temperatura alcanzada por el conductor durante el cortocircuito no exceda de la máxima admisible asignada en cortocircuito.

Las intensidades máximas de cortocircuito admisibles para los conductores y las pantallas correspondientes a tiempos de desconexión comprendidos entre 0,1 y 3 segundos, serán las indicadas en tablas de la ITC LAT 06. Podrán admitirse intensidades de cortocircuito mayores a las indicadas en este manual técnico siempre que el fabricante del cable aporte la documentación justificativa correspondiente.

#### **2.4.17. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS.**

En general, no será obligatorio establecer protecciones contra sobrecargas, si bien es necesario, controlar la carga en el origen de la línea o del cable mediante el empleo de aparatos de medida, mediciones periódicas o bien por estimaciones estadísticas a partir de las cargas conectadas al mismo, con objeto de asegurar que la temperatura del cable no supere la máxima admisible en servicio permanente.

#### **2.4.18. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.**

Los cables deberán protegerse contra las sobretensiones peligrosas, tanto de origen interno como de origen atmosférico, cuando la importancia de la instalación, el valor de las sobretensiones y su frecuencia de ocurrencia así lo aconsejen.

Para ello se utilizarán pararrayos de resistencia variable o pararrayos de óxidos metálicos, cuyas características estarán en función de las probables intensidades de corriente a tierra que puedan preverse en caso de sobretensión. Deberá cumplirse también, en lo referente a coordinación de aislamiento y puesta a tierra de los pararrayos, lo indicado en las instrucciones

Titular: 	Consultoría: 	MEMORIA TÉCNICA.  Página 63 de 63
---	---	---

MIE-RAT 12 y MIE-RAT 13, respectivamente, del Reglamento.

## 2.5. CENTRO DE SECCIONAMIENTO DE COMPAÑÍA.

Las características principales del centro de seccionamiento de compañía (CS) es objeto de desarrollo del proyecto específico 'línea de evacuación plantas fotovoltaicas SAN VICENSOL I - SAN VICENSOL II', pero sus principales características son:

- Titular inicial: Biotec ENERGÍAS RENOVABLES II (CIF: B02546802).
- Titular final: Iberdrola Distribución Eléctrica S.A.U. (CIF: A48010615).
- Tipología de centro: CSEP.
- Coordenadas de ubicación: X: 714.010,76 Y: 4.250.876,24.
- Tipo de configuración: 3L 2TC+TT AUX/GPRS.
- Clase de corriente: Alterna trifásica.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Tensión nominal de la red (Un): 20 kV.
- Tensión más elevada de la red (US): 24 kV.
- Categoría de la red (según UNE 211.435): Categoría A.
- Tensión nominal del cableado y accesorios (U0/U): 12/20 kV.
- Tensión soportada nominal a los impulsos del rayo del cableado y accesorios (UP): 125 kV.
- Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial: 50 kV.

MAR-2022	PROYECTO BÁSICO PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5000 kW, "FV SAN VICENSOL I" UBICADA EN EL TERMINO MUNICIPAL DE ALICANTE (ALICANTE)
----------	--

# 1.1 CÁLCULOS.

## Proyecto de ejecución

# PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5.000 KW "FV SAN VICENSOL I"

POLÍGONO 19, PARCELAS 99, 100, 128, 129, 130, 131, 132, 133,  
136 y 137  
ALICANTE

Fecha: Marzo 2022

EMPRESA PROMOTORA	EMPRESA CONSULTORA
	 <p>TELKES DESARROLLOS ENERGÉTICOS. C/Marqués de Molins, 13º-1 Dcha. 02001 <a href="http://www.telkes.es">www.telkes.es</a></p>
EXPEDIENTE: 2021020001 REV. Nº1	
Nº PROYECTO: FEB-2021020001	
ELABORADO POR: Juan Antonio Garcia Fuentes	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
REVISADO POR: Juan Antonio Garcia Fuentes	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL

## INDICE

1.	GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO.	3
1.1.	DISTANCIA MÍNIMA ENTRE MÓDULOS SOLARES.	3
1.2.	CÁLCULO DE POTENCIA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.	4
1.3.	CÁLCULO DE POTENCIA DEL INVERSOR.	4
1.4.	SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.	5
1.5.	AJUSTE DEL RANGO DE TENSIONES.	5
1.5.1.	TEMPERATURA MÁXIMA Y MÍNIMA QUE PUEDEN ALCANZAR LOS PANELES.	5
1.5.2.	VALORES DE TENSIÓN MÁXIMA PARA TEMPERATURA MÁXIMA Y MÍNIMA DE LOS PANELES, Y TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO.	6
1.5.3.	NÚMERO DE RAMALES EN PARALELO	9
1.6.	CÁLCULOS ELÉCTRICOS.	10
1.6.1.	FORMULAS UTILIZADAS.	10
1.6.2.	TENSIÓN NOMINAL Y CAÍDAS DE TENSIÓN MÁXIMAS ADMISIBLES.	13
1.6.3.	DIMENSIONADO DEL CABLEDO DE CORRIENTE CONTÍNUA	14
2.	INSTALACIÓN DE ELECTRICIDAD EN BAJA TENSIÓN.	18
2.1.	MÉTODOS DE CÁLCULO.	18
2.2.	CÁLCULO DE LA POTENCIA INSTALADA.	18
2.3.	CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE LAS LÍNEAS.	19
2.3.1.	CÁLCULO POR CALENTAMIENTO.	19
2.3.2.	CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN.	20
2.4.	CÁLCULO DE PROTECCIÓN A SOBRECARGAS.	20
2.5.	CÁLCULO DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS.	21
2.6.	CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.	21
2.7.	FORMULACIÓN.	22
2.8.	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.	29
3.	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DE CLIENTE, PROTECCIÓN Y MEDIDA DE CLIENTE.	32
3.1.	INTENSIDAD DE MEDIA TENSIÓN.	32
3.2.	INTENSIDAD DE BAJA TENSIÓN.	32
3.3.	CORTOCIRCUITOS.	33
3.3.1.	OBSERVACIONES.	33
3.3.2.	CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO.	33
3.3.3.	CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE MEDIA TENSIÓN.	34
3.3.4.	CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE BAJA TENSIÓN.	34

3.4. DIMENSIONADO DEL EMBARRADO.	34
3.4.1. COMPROBACIÓN POR DENSIDAD DE CORRIENTE.	34
3.4.2. COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN ELECTRODINÁMICA.	35
3.4.3. COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN TÉRMICA.	35
3.5. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS.	35
3.6. DIMENSIONADO DE LOS PUENTES DE MT.	36
3.7. DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	36
3.8. DIMENSIONADO DEL POZO APAGAFUEGOS.	36
3.9. CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA.	37
3.9.1. INVESTIGACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SUELO.	37
3.9.2. DETERMINACIÓN DE LAS CORRIENTES MÁXIMAS DE PUESTA A TIERRA Y DEL TIEMPO MÁXIMO CORRESPONDIENTE A LA ELIMINACIÓN DEL DEFECTO.	37
3.9.3. DISEÑO PRELIMINAR DE LA INSTALACIÓN DE TIERRA.	38
3.9.4. MEDIDAS DE SEGURIDAD ADICIONALES PARA EVITAR TENSIONES DE CONTACTO.	39
3.9.5. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA PAT GENERAL.	39
3.9.6. CÁLCULO DE LAS TENSIONES EN EL EXTERIOR DE LA INSTALACIÓN.	40
3.9.7. CÁLCULO DE LAS TENSIONES EN EL INTERIOR DE LA INSTALACIÓN.	40
3.9.8. CÁLCULOS DE LAS TENSIONES APLICADAS.	41
3.9.9. CORRECCIÓN Y AJUSTE DEL DISEÑO INICIAL ESTABLECIENDO EL DEFINITIVO.	43
4. LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ALTA TENSIÓN PARTICULAR.	44
4.1. INTENSIDAD DE CALCULO.	44
4.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA RED.	44
4.3. REACTANCIA ELÉCTRICA DE LA LÍNEA.	45
4.4. CAPACIDAD ELÉCTRICA DEL CONDUCTOR.	46
4.5. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.	47
4.6. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO MÁXIMA ADMISIBLE.	48
4.7. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO MÁXIMA ADMISIBLE EN PANTALLAS.	48
4.8. INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN.	49
4.9. CAIDA DE TENSIÓN.	49



## 1. GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO.

### 1.1. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE MÓDULOS SOLARES.

Para una instalación solar es fundamental el estudio de las posibles sombras sobre el generador fotovoltaico, debido no solo a la pérdida de energía generada al encontrarse en sombra dicho módulo sino por los problemas que puede generar en el total del string, medianamente subsanado con la inclusión de los diodos de paso.

En nuestro caso las distancias seleccionadas para la ubicación de los strings o cadenas de módulos solares son importantes debido al tipo de instalación o configuración seleccionada. Por lo tanto, debemos considerar tanto la separación necesaria entre filas de strings en función de la inclinación de éstos como los posibles sombreados provocados por elementos estructurales cercanos a nuestra instalación.

La separación entre estructuras portantes de módulos y elementos causantes de sombreado se establece de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del período de utilización, la sombra de la arista superior del módulo o estructura portante ha de proyectarse, como máximo, sobre la arista inferior del siguiente módulo, estructura o electo de sombra. Este día más desfavorable corresponde para la latitud de nuestra instalación al 21 de Diciembre para la orientación Norte – Sur, con una altura solar de 28° para el azimut 0° y una altura solar de 15° para un azimut de 42° utilizado para la orientación Este – Oeste. La justificación de estas distancias viene expresada en las siguientes expresiones extraídas de la trigonometría clásica y del conocimiento de las dimensiones de nuestro módulo solar (fundamentadas en el tipo de placa a utilizar) y estructura portante.

La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura  $h$ , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al medio día del solsticio de invierno. Esta distancia  $d$  será superior al valor obtenido por la expresión:

En nuestro caso:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Donde  $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$  es un coeficiente adimensional denominado  $k$ .

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

Tabla 1. Coeficientes k.

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{2,289}{\tan(61^\circ - 38,39^\circ)} = 5,40 \text{ m.}$$

Para la parte de instalación fija se considerará una separación de 5,5 m.

### 1.2. CÁLCULO DE POTENCIA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

En este caso la potencia del generador fotovoltaico viene impuesta por la máxima potencia disponible en el punto de conexión considerado, en este caso de 4.999 MWn, según condiciones técnicas y económicas de la compañía distribuidora de la zona.

### 1.3. CÁLCULO DE POTENCIA DEL INVERSOR.

La teoría nos indica que la relación entre la  $P_{inv}$  y la  $P_{GFV}$  (potencia del inversor y potencia del generador fotovoltaico), debe de encontrarse entre 0,7 y 1,2. Esto es debido a que pretendemos que nuestro inversor funcione siempre a su potencia nominal, ya que, en condiciones climáticas reales, un generador fotovoltaico nunca produce la potencia pico ya que la temperatura normal de funcionamiento del módulo es mayor de 25°C cuando la irradiancia es de 1000 W/m<sup>2</sup>. Además, raras veces se alcanza un nivel de irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, ya que los niveles medios que se alcanzan en España varían entre 400 y 700 W/m<sup>2</sup>. Por lo tanto:

$$P_{inv} = P_{GFV} \times 1 = 4999 \approx 5000 \text{ kW}$$

Siendo la potencia comercial que mejor se adapta a esta cifra la de 200 kW x 25 inversores,

Titular: 	Consultoría: 	1.1 ANEXO JUSTIFICATIVO DE CÁLCULOS.  Página 5 de 51
---	---	--

es decir un total de 5000 kW por lo que necesitaremos 25 inversores.

#### 1.4. SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.

Una vez tenemos la potencia de nuestro generador fotovoltaico y de nuestro inversor, el siguiente paso es seleccionar un módulo fotovoltaico, no solo atendiendo a la potencia pico a cubrir sino también al espacio habilitado para nuestra instalación. Por lo tanto, partiendo del dato PGFV (kW) de potencia pico de paneles y de las posibilidades ofrecidas por nuestra configuración de estructura fija, seleccionamos el modelo LR5-72 HIBD M Bifacial de 545 Wp, 681 con 25% de Bifacialidad, así como 25 inversores, modelo SUN2000-215KTL-INH0-50C, de características indicadas en la memoria:

$$N^{\circ} \text{ Modulos } \min = \frac{P \text{ GFV}}{P \text{ Modulo}}$$

$$N^{\circ} \text{ Modulos } \min = \frac{5000}{681} = 7342 \text{ unidades}$$

Partimos de 7342 módulos, los cuales estarían distribuidos en 294 módulos por inversor, pero tenemos que realizar el ajuste por el cálculo de rangos de temperaturas.

#### 1.5. AJUSTE DEL RANGO DE TENSIONES.

##### 1.5.1. TEMPERATURA MÁXIMA Y MÍNIMA QUE PUEDEN ALCANZAR LOS PANELES.

En primer lugar, se debe calcular el rango de temperaturas que pueden alcanzar sobre los módulos fotovoltaicos, a partir de temperaturas máximas y mínimas de la zona donde se sitúa la instalación y esto limitara la tensión de entrada a nuestro inversor, que como conocemos es de 1.500 V. El valor máximo de la tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima. La temperatura del módulo mínima corresponde con una temperatura ambiente mínima, que suele corresponder a invierno y que para climas como el que se da en Alicante se puede considerar de 10°C obtenido de base de datos meteorológicas proporcionada por programas como el PVSyst y para una irradiancia mínima que se considera 100 W/m<sup>2</sup>. La temperatura del módulo en estas

MAR-2022	PROYECTO BÁSICO PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5000 kW, "FV SAN VICENSOL I" UBICADA EN EL TERMINO MUNICIPAL DE ALICANTE (ALICANTE)
----------	--

condiciones se determina mediante la siguiente expresión:

$$T_{min} = T_a + \left( \frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \times I$$

$$T_{min} = 10 + \left( \frac{45 - 20}{800} \right) \times 100 = 13,125^{\circ}C$$

Donde:

- Tmin = Temperatura mínima del módulo (°C).
- TONC = 45°C (LR5-72 HIBD 545 M Bifacial).
- I= Irradiancia mínima considerada.

Actuando de la misma manera, pero considerando la tensión mínima de entrada a nuestro inversor, 600 V, y sabiendo que la tensión de máxima potencia mínima del generador fotovoltaico corresponde cuando la temperatura del módulo es máxima, podemos limitar el número mínimo de módulos por ramal.

Dicha temperatura del módulo se consigue para una irradiancia del orden de 1000 W/m<sup>2</sup> y una temperatura ambiente máxima, que suele darse en verano y que para climas como el de Alicante se puede considerar de 30 °C obtenido de base de datos meteorológicas proporcionada por programas como el PVsyst. La temperatura que le corresponde al módulo para estas condiciones es utilizando la misma formulación anterior, así como el coeficiente de variación de la intensidad con la temperatura de nuestro módulo, obtenemos:

$$T_{max} = T_a + \left( \frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \times I = 30 + \left( \frac{45 - 20}{800} \right) \times 1000 = 61.25^{\circ}C$$

Donde:

- Tmin = Temperatura mínima del módulo (°C).
- TONC = 45°C (LR5-72 HIBD 545 M Bifacial).
- I= Irradiancia mínima considerada.

### 1.5.2. VALORES DE TENSIÓN MÁXIMA PARA TEMPERATURA MÁXIMA Y MÍNIMA DE LOS PANELES, Y TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO.

Una vez que conocemos la temperatura de nuestro módulo cuando la temperatura

ambiente es máxima y mínima que puede alcanzar el panel, obtenemos el voltaje a circuito abierto para estas temperaturas del módulo, utilizando para ello el coeficiente de temperatura de nuestro módulo y la siguiente expresión:

$$V_{Max}(T_{min}) = V_{mp} \times N_s \times (1 + \alpha \times [T_{min, modulo} - T_{amb}])$$

$$V_{Min}(T_{max}) = V_{mp} \times N_s \times (1 + \alpha \times [T_{max, modulo} - T_{amb}])$$

$$V_{oc}(T_{min}) = V_{oc}(T_{amb}) \times N_s \times (1 + \alpha \times [T_{min, modulo} - T_{amb}])$$

Donde:

- $V_{mp}$  = Tensión óptima en condiciones STC = 41.80 V

- $\alpha$  = Coeficiente de variación de tensión con la temperatura = -0,284 %/°C.

- $N_s$  = número de módulos en serie.

- $T_{min}$  = 13.125°C: temperatura mínima de los módulos.

- $T_{max}$  = 61.25 °C: temperatura máxima de los módulos.

- $T_{amb}$  = 25 °C: temperatura ambiente de los módulos en las condiciones STC.

Con los valores de  $V_{max}$ ,  $V_{min}$  y  $V_{oc}$  obtenemos una horquilla de funcionamiento para el peor de los casos y el más favorable según el número de módulos conectados en serie, así como la tensión de en circuito abierto los resultados se ven reflejados en la tabla detallada más abajo.

Por otro lado, para la elección del inversor a instalar para la conversión de potencia continua a potencia alterna del generador solar fotovoltaico y posterior inyección a la red eléctrica tenemos la horquilla de correcto funcionamiento del inversor y por seguridad se establecerán unos márgenes más acotados, reduciendo  $\pm 50$  V en rango de tensiones (500-1500V) datos detallados ya previamente en la memoria, por lo que este rango quedara acotado en (550-1450 V).

$$V_{Max}(T_{min}) > 650 V$$

$$V_{Min}(T_{max}) < 1450 V$$

$$V_{oc}(T_{min}) < 1500 V$$

Para un correcto funcionamiento del inversor se debe cumplir:

$$n_{max} = \frac{U_{max}(inv)}{U_{max}(T_{min})} = \frac{1450}{43.21} \leq 33 \text{ Módulos}$$

$$n_{\min} = \frac{U_{\max}(inv)}{U_{\min}(T_{\max})} = \frac{550}{37.5} \geq 15 \text{ Módulos}$$

$$n_{\min} (\text{circuito abierto}) = \frac{U_{\max}(inv)}{U_{oc}(T_{\max})} = \frac{1450}{53.69} \leq 29 \text{ Módulos}$$

Quedándonos una horquilla de (15-28) módulos en serie, como podemos observar en la tabla:

Módulo LR5-72 HBD 545 M		Inversor SUN2000-200KTL-H1		ALICANTE	
TONC	45	U max adm	1500	Tamb MAX	30
Vmpp	41.8	Rango tensión	500-1500V	Tamb MIN	11
Voc	49.65			Tamb	25
Isc	13.92			Irradiancia Min	1000
$\alpha$ (Voc)	-0.284			Irradiancia Max	100
$\beta$ (Isc)	0.05				

CÁLCULO DE NÚMERO DE PANELES EN SERIE				
Nº Módulos	Vmax (Tmin)	Vmin(Tmax)	Voc(Tmin)	Inversor
1	43.21	37.50	51.32	<b>RANGO (550-1450); Tensión máxima admisible 1500</b>
14	604.94	524.95	718.54	
15	648.15	562.45	769.87	
16	691.36	599.95	821.19	
17	734.56	637.44	872.52	
18	777.77	674.94	923.84	
19	820.98	712.44	975.16	
20	864.19	749.93	1026.49	
21	907.40	787.43	1077.81	
22	950.61	824.93	1129.14	
23	993.82	862.42	1180.46	
24	1037.03	899.92	1231.79	
25	1080.24	937.42	1283.11	
26	1123.45	974.91	1334.44	
<b>27</b>	<b>1166.66</b>	<b>1012.41</b>	<b>1385.76</b>	
28	1209.87	1049.91	1437.08	
29	1253.08	1087.40	1488.41	
30	1296.29	1124.90	1539.73	

La configuración elegida es de 27 módulos fotovoltaicos en cada string.

### 1.5.3. NÚMERO DE RAMALES EN PARALELO

Solo nos falta por determinar el número de ramales en paralelo, que como se puede deducir se determina como el cociente entre la potencia pico del generador FV, PPMP,FV y la potencia pico de un ramal, P<sub>PMP</sub>, ramal.

$$n \text{ ramales} = \frac{P_{MAX CC} (fv)}{P_{PMP} (ramal)}$$

$$n \text{ ramales} = \frac{200.000 \times 1.35 \text{ W}}{14715 \text{ W}} = \frac{270.000 \text{ W}}{14715 \text{ W}} = 18.34$$

Con esto terminamos nuestra configuración que como vemos es de 18 ramales en paralelo, con 27 módulos cada uno en serie por cada inversor.

Pero antes de esto necesitamos comprobar que la corriente de cortocircuito máxima de cada ramal por el número de ramales en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor. Dicha corriente de cortocircuito máxima de cada ramal corresponde a la temperatura máxima del módulo, en Alicante y para nuestro caso, es de unos 61.25°C. Por lo tanto, utilizando la formulación anterior, así como los coeficientes ya indicados, obtenemos lo siguiente:

$$I_{SC} (61.25^{\circ}C) = I_{SC}(STC) + (51.25 \times \Delta I)$$

$$I_{SC} (61.25^{\circ}C) = 13.92 + (36.25 \times \left(-\frac{0.05}{100}\right)) = 13.73 \text{ A}$$

Donde:

- I<sub>SC</sub>(STC) = Intensidad de cortocircuito en condiciones estándar (A) = 13.92 A.
- I = Coeficiente de variación de la intensidad con la temperatura = +0,048 %/K.
- 61.25 °C - 25°C = 36.25°C

$$I_{max INV} \geq I_{cc, ramal} \rightarrow 30 \text{ A} \geq 13.73 \text{ A}$$

Quedando una configuración de 11.745 módulos de 545 Wp (681 por Bifacialidad) repartidos en 25 inversores de 200 kW en una configuración de 17-18 string por inversor.

## 1.6. CÁLCULOS ELÉCTRICOS.

### 1.6.1. FORMULAS UTILIZADAS.

#### I. POTENCIAS.

Para el cálculo de las potencias hemos empleado las siguientes formulas:

- Potencia continua:

$$P = V \times I$$

- Potencia monofásica:

$$P = V \times I \times \cos\alpha$$

- Potencia trifásica:

$$P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos\alpha$$

- Potencia total instalada (W):

$$P_{total} = P \times unidades$$

#### II. INTENSIDADES.

Las fórmulas utilizadas son las siguientes:

- Intensidad monofásica:

$$I = \frac{P}{V \times \cos\alpha}$$

- Intensidad trifásica:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos\alpha}$$

- Intensidad de cálculo:

-

$$I_b = I \times F_m$$

F<sub>m</sub> = Factor de mayoración.



### III. CÁLCULO SECCIÓN CONDUCTOR.

Las fórmulas utilizadas son las siguientes:

- Temperatura (Corriente máxima admisible):

$$I_b \leq I_{cond} \times F_c$$

$F_c$  = Factor de corrección del conductor.

$I_{cond}$  = Intensidad máxima admisible del conductor.

- Caída de tensión:

Además de cumplir el criterio anterior de corriente máxima admisible, la sección del conductor debe cumplir el criterio de evitar que la caída de tensión que se puede producir en él.

SISTEMA CORRIENTE CONTINUA-MONOFÁSICA.

$$e = \frac{2 \times P \times L}{\gamma \times S \times V} \quad S = \frac{2 \times P \times L}{\gamma \times e \times V}$$

$$e = \frac{2 \times L \times I \cos \alpha}{\gamma \times S} \quad S = \frac{2 \times L \times I \times \cos \alpha}{\gamma \times e}$$

Donde:

e: Caída de tensión en voltios.

P: Potencia en vatios.

L: Longitud de la línea en m.

S: Sección del conductor en mm<sup>2</sup>.

V: Tensión de fase en voltios.

I: Intensidad en amperios.

$\gamma$ : Conductividad.

Cos  $\alpha$ : Factor de potencia (corriente continua  $\alpha=0^\circ \rightarrow \cos(0)=1$ )

SISTEMA CORRIENTE TRIFASICA.

$$e = \frac{P \times L}{\gamma \times S \times U} \quad S = \frac{P \times L}{\gamma \times e \times U}$$

$$e = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \cos \alpha}{\gamma \times S}$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \cos \alpha}{\gamma \times e}$$

Donde:

e: Caída de tensión en voltios.

P: Potencia en vatios.

L: Longitud de la línea en m.

S: Sección del conductor en mm<sup>2</sup>.

V: Tensión de fase en voltios.

I: Intensidad en amperios.

$\gamma$ : Conductividad.

Al dimensionar un cableado por caída de tensión tenemos que tener muy presente el valor a considerar como conductividad, ya que es muy frecuente utilizar la conductividad como valor constante, siendo este dato variable en función de la temperatura, como podemos observar en la tabla siguiente:

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

#### IV. SELECCIÓN DE LA APARAMENTA ELÉCTRICA.

APARAMENTA DE CORRIENTE CONTINUA.

- Cálculo de protección contra sobrecargas. (f.22)

Para que se verifique la protección contra sobrecargas se ha de cumplir:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_n \leq 0.906 I_z$$

Donde:

I<sub>B</sub>: Intensidad utilizada en el circuito.

I<sub>n</sub>: Intensidad nominal de los dispositivos de protección.

I<sub>z</sub>: Intensidad admisible en la canalización.

- Cálculo por cortocircuito.

Para que la protección contra cortocircuitos sea efectiva el dispositivo de corte, en este

caso fusibles, han de cortar en un tiempo inferior al máximo de deterioro del aislante, este tiempo se calcula dependiendo de la máxima energía que el conductor es capaz de soportar, que se obtiene:

$$I^2 \times t \leq K^2 \times S^2$$

Donde:

I: es la intensidad de cortocircuito considerada.

t: tiempo de disparo máximo de las protecciones.

S: sección de los conductores.

K: coeficiente de valor 135 para el XLPE.

- Cálculo por sobretensiones.

La protección contra sobretensiones a realizar en la parte de CC, se llevará a cabo mediante limitadores de sobretensión tipo 2, clase II, con tensión máxima del generador FV de 600 V, y una tensión máxima de servicio UC, entre polo y tierra de 500 V, con una corriente máxima de descarga de 40 KA.

- Protección contra contactos directos e indirectos.

La protección contra contactos indirectos se realiza empleando materiales de clase II y una configuración flotante para el generador fotovoltaico. Asimismo, el generador incorpora un vigilante de aislamiento que abre el circuito en el caso de producirse un primer defecto a tierra y da una señal de alarma. La protección contra contactos directos se asegura empleando materiales con todas las partes activas aisladas.

### 1.6.2. TENSIÓN NOMINAL Y CAÍDAS DE TENSIÓN MÁXIMAS ADMISIBLES.

Tenemos que distinguir entre circuito de corriente continua y circuito de corriente alterna. La normativa vigente al respecto, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, indica al respecto sobre la caída de tensión máxima en instalaciones solares fotovoltaicas, en su ITC-BT-40 Instalaciones generadoras en baja tensión, en su punto 5, lo siguiente " los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal", por lo tanto se considera común en este tipo de proyectos (justificado técnica y económicamente) el utilizar una caída de tensión máxima en el la parte de continua de 1%, y una caída de tensión máxima del 0,5% en la parte de corriente alterna.

La tensión de suministro en condiciones de PMP en la parte de corriente continua es del orden de los 1166-1012 V, mientras que en la parte de corriente alterna es de 800 V trifásica.

### 1.6.3. DIMENSIONADO DEL CABLEDO DE CORRIENTE CONTÍNUA

El dimensionado del cableado de corriente continua lo realizaremos teniendo en cuenta los criterios básicos de dimensionado por temperatura o corriente máxima admisible (criterio térmico) y por caída de tensión (criterio de caída de tensión):

El dimensionado de las secciones del cableado se deben de cumplir los valores de corriente máxima permitida por los cables que se fijan en el REBT. El cableado a utilizar generalmente en la planta solar será el RV – K 0,6/1000 V, aislado y con manguera de protección, colocado al aire bajo manguera o canaleta a lo largo de la cubierta de la instalación solar solo utilizándose con tubo protector en los tramos interiores necesarios para la continuidad del string.

Para comprobar que nuestro cableado cumple con este criterio de dimensionado necesitamos obtener las intensidades máximas admisibles para nuestros conductores en condiciones normales de utilización. Debemos tener presente en nuestro dimensionado que nuestro conductor presenta diferentes tipos de instalación, es decir, se encuentra en diferentes partes de la planta solar instalado al aire sobre canaletas mientras que en otras partes aparece subterráneo bajo tubo con protector de PVC y enterrado. Por ello es necesario realizar un predimensionado o tanteo preliminar para aclarar cuál es la situación más desfavorable para nuestra instalación y realizar el dimensionado final acorde con este criterio. Para ello utilizamos en un primer cálculo la tabla B.52-3, de la ITC – BT – 19, del REBT, donde se exponen las intensidades máximas admisibles para cables multiconductores en conductos enterrados método D, en nuestro caso se ha seleccionado el segmento montaje D dicha tabla se divide en función de la naturaleza del aislamiento, así como por la sección del conductor, así como por el número de conductores o polos activos.

Una vez seleccionada la intensidad máxima admisible para nuestra configuración de conductor se presenta como necesario aplicar factores de corrección que nos ayuden a la simulación del estado real que sufrirá nuestro cableado. Dichos factores de corrección se encuentran en la ITC – BT – 07, del REBT.

En nuestro caso los factores de corrección a utilizar son:

- f1 factor de corrección debidos a la agrupación de varios cables, según el apartado 3.1.2.2.3, "Cables tripolares o tetrapolares o ternos de cables unipolares agrupados bajo tierra", en su tabla E2, el factor a aplicar para una agrupación de circuitos en

tubulares soterradas con 3 circuitos es de 0,52.

- f2 factor de corrección por temperatura del terreno, según el apartado 3.1.2.2.1, "Cables enterrados en terrenos cuya temperatura sea distinta de 25°C" en su tabla C, el factor a aplicar para nuestro terreno es 1 ya que la temperatura del terreno se considera que no varía.
- f3 factor de corrección para diferentes profundidades de soterramiento, según el apartado 3.1.2.2.4, "Cables enterrados en zanja a diferentes profundidades" en su tabla F, el factor a aplicar para nuestra instalación es de 0.97 ya que tendremos varios circuitos enterrados a esta profundidad.

Por lo tanto, el factor global que se tiene que aplicar a la Intensidad máxima admisible del conductor es de 0,504.

No debemos olvidar realizar la comprobación de que nuestras protecciones están bien dimensionadas y seleccionadas en cuanto a la intensidad de cortocircuito admisible.

En la presenta tabla se presenta el cálculo para el string más desfavorable de cada inversor. Tras el cálculo podemos ver que salen secciones de 4 mm<sup>2</sup> y de 6 mm<sup>2</sup> por el costo de uno con respecto al otro no varía mucho decidimos instalar en toda la instalación de inversor a los diferentes strings de cada uno de ellos conductores de 6 mm<sup>2</sup>, con ellos conseguiremos que las caídas de tensión sean inferiores si utilizamos conductores de 4 mm<sup>2</sup>.



DATOS PANEL SOLAR:	LR5-72HBD-545M	
Potencia Pico	<b>545 (681 con +25% Bifacialidad)</b>	Wp
Tensión a circuito abierto Voc	<b>49.65</b>	V
Corriente de Cortocircuito Isc	<b>13.92</b>	A
Voltaje potencia máxima Vmp	<b>41.8</b>	V
Corriente potencia máxima Imp	<b>13.04</b>	A

CONFIGURACIÓN STING	
nº Panel/String	<b>27</b>
nº String Paralelo	<b>17-18</b>
Total, Paneles por Inversor	<b>486</b>
Total, Inversor	<b>25</b>
Total, Paneles	<b>11.745</b>

CARACTERISTICAS	UNIDADES
RESISTIVIDAD DEL COBRE	<b>0.01725</b>
CONDUCTIVIDAD DEL COBRE	<b>44</b>
CAIDA DE TENSIÓN MÁXIMA	<b>0.01</b>

FACTORES DE CORRECCION			
ITC-7	TABLA C	3.1.2.2.1	<b>1</b>
ITC-7	TABLA F	3.1.2.2.4	<b>0.97</b>
ITC-7	TABLA 52-E3	D1	<b>0.52</b>
FACTOR TOTAL			<b>0.5044</b>



CIRCUITO	nº	DC/AC	1F/3F	CONDUCTOR	UBICACIÓN CONDUCTOR	TENSIÓN (V)	INTENSIDAD (A)	POTENCIA (W)	COEFICIENTE BIFACIALIDAD	INTENSIDAD DE DIMENSIONADO (A)	LONGITUD (m)	SECCIÓN CÁLCULO POR c.d.t. (mm²)	SECCIÓN ELEGIDA POR c.d.t. (mm²)	SECCIÓN CÁLCULO Iadm (mm²)	INTENSIDAD ADMISIBLE (A)	FACTOR DE CORRECCIÓN DE INTENSIDAD (A)	INTENSIDAD ADMISIBLE CORREGIDA (A)	CAIDA DE TENSIÓN (V)	CAIDA (%)	FUSIBLE
INV 1	1.2.1	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	69	3.623797786	6	6	53	0.52	27.56	6.816363636	0.60%	20
INV 2	1.2.2	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	66	3.466241361	6	6	53	0.5044	26.7332	6.52	0.58%	20
INV 3	1.2.3	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	67	3.518760169	6	6	53	0.5044	26.7332	6.618787879	0.59%	20
INV 4	1.2.4	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	80	4.20150468	6	6	53	0.5044	26.7332	7.903030303	0.70%	20
INV 5	1.2.5	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	88	4.621655148	6	6	53	0.5044	26.7332	8.693333333	0.77%	20
INV 6	1.2.6	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	70	3.676316595	6	6	53	0.5044	26.7332	6.915151515	0.61%	20
INV 7	1.2.7	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	53	2.78349685	6	6	53	0.5044	26.7332	5.235757576	0.46%	20
INV 8	1.2.8	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	74	3.886391829	6	6	53	0.5044	26.7332	7.31030303	0.65%	20
INV 9	1.2.9	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	70	3.676316595	6	6	53	0.5044	26.7332	6.915151515	0.61%	20
INV 10	1.2.10	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	70	3.676316595	6	6	53	0.5044	26.7332	6.915151515	0.61%	20
INV 11	1.2.11	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	80	4.20150468	6	6	53	0.5044	26.7332	7.903030303	0.70%	20
INV 12	1.2.12	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	80	4.20150468	6	6	53	0.5044	26.7332	7.903030303	0.70%	20
INV 13	1.2.13	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	78	4.096467063	6	6	53	0.5044	26.7332	7.705454545	0.68%	20
INV 14	1.2.14	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	62	3.256166127	6	6	53	0.5044	26.7332	6.124848485	0.54%	20
INV 15	1.2.15	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	90	4.726692765	6	6	53	0.5044	26.7332	8.890909091	0.79%	20
INV 16	1.2.16	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	100	5.25188085	6	6	53	0.5044	26.7332	9.878787879	0.88%	20
INV 17	1.2.17	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	99	5.199362041	6	6	53	0.5044	26.7332	9.78	0.87%	20
INV 18	1.2.18	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	80	4.20150468	6	6	53	0.5044	26.7332	7.903030303	0.70%	20
INV 19	1.2.19	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	80	4.20150468	6	6	53	0.5044	26.7332	7.903030303	0.70%	20
INV 20	1.2.20	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	71	3.728835403	6	6	53	0.5044	26.7332	7.013939394	0.62%	20
INV 21	1.2.21	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	73	3.83387302	6	6	53	0.5044	26.7332	7.211515152	0.64%	20
INV 22	1.2.22	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	60	3.15112851	6	6	53	0.5044	26.7332	5.927272727	0.53%	20
INV 23	1.2.23	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	70	3.676316595	6	6	53	0.5044	26.7332	6.915151515	0.61%	20
INV 24	1.2.24	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	65	3.413722552	6	6	53	0.5044	26.7332	6.421212121	0.57%	20
INV 25	1.2.25	DC	1	RZ1 - K 0,6/1 KV	AL AIRE BAJOCANALETA	1128.6	13.04	14716.944	1.25	16.3	65	3.413722552	6	6	53	0.5044	26.7332	6.421212121	0.57%	20

## 2. INSTALACIÓN DE ELECTRICIDAD EN BAJA TENSIÓN.

### 2.1. MÉTODOS DE CÁLCULO.

Para la realización de los cálculos eléctricos justificativos del correcto funcionamiento de la instalación objeto de proyecto, utilizaremos los preceptos recogidos en el REBT y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-BT), las recomendaciones técnicas emitidas por la Delegación provincial de Industria y la compañía suministradora, así como cualquier otra normativa y recomendación específica que le afecte.

La aplicación de estos preceptos, en el cálculo de conductores, se resume en la verificación de las siguientes condiciones de cálculo:

- Cálculo de la sección por calentamiento.
- Verificación de la caída de tensión.
- Comprobación de la protección de los conductores contra sobrecarga.

### 2.2. CÁLCULO DE LA POTENCIA INSTALADA.

Para el proyecto objeto se considera la siguiente potencia instalada por centro de transformación:

#### POTENCIA INSTALADA.

- INVERSOR 1: 200 kW.
- INVERSOR 2: 200 kW.
- INVERSOR 3: 200 kW.
- INVERSOR 4: 200 kW.
- INVERSOR 5: 200 kW.
- INVERSOR 6: 200 kW.
- INVERSOR 7: 200 kW.
- INVERSOR 8: 200 kW.
- INVERSOR 9: 200 kW.
- INVERSOR 10: 200 kW.
- INVERSOR 11: 200 kW.
- INVERSOR 12: 200 kW.
- INVERSOR 13: 200 kW.
- INVERSOR 14: 200 kW.



- INVERSOR 15: 200 kW.
- INVERSOR 16: 200 kW.
- INVERSOR 17: 200 kW.
- INVERSOR 18: 200 kW.
- INVERSOR 19: 200 kW.
- INVERSOR 20: 200 kW.
- INVERSOR 21: 200 kW.
- INVERSOR 22: 200 kW.
- INVERSOR 23: 200 kW.
- INVERSOR 24: 200 kW.
- INVERSOR 25: 200 kW.

-Potencia Instalada: 5000kW.

### 2.3. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE LAS LÍNEAS.

Para el cálculo de las diferentes líneas que componen la red de distribución de energía eléctrica de la planta fotovoltaica, se consideran tres condiciones de funcionamiento de los conductores, que serán:

- Calentamiento.
- Caída de tensión.
- Sobrecarga.

De las secciones obtenidas por estos métodos tomaremos la que resulte más desfavorable.

#### 2.3.1. CÁLCULO POR CALENTAMIENTO.

Para verificar la protección contra sobrecalentamiento de los conductores, primero obtendremos la intensidad que circulará por estos, mediante las siguientes ecuaciones según corresponda.

SISTEMA TRIFÁSICO:

$$I = \frac{P}{3 \times U \times \cos\phi}$$

SISTEMA MONOFÁSICO:

$$I = \frac{P}{V \times \cos\phi}$$

Donde:

P: Potencia (W).

V, U: Tensión de fase (W).

I: Intensidad (A).

Con la intensidad resultante de estas operaciones, y mediante la aplicación de las correspondientes tablas del REBT en las ITC-BT (06, 07 o 19), obtendremos la sección necesaria para que el conductor soporte la circulación de dicha intensidad sin sufrir calentamientos que puedan dar lugar al deterioro del aislamiento.

### 2.3.2. CÁLCULO POR CAÍDA DE TENSIÓN.

Para constatar que la sección elegida por calentamiento no produce una caída de tensión mayor de la establecida en el REBT, lo cual generaría un funcionamiento anómalo de los receptores, utilizaremos las siguientes ecuaciones:

SISTEMA TRIFÁSICO:

$$S = \frac{P \times l}{\gamma \times e \times U}$$

SISTEMA MONOFÁSICO:

$$S = \frac{2 \times P \times l}{\gamma \times e \times V}$$

Donde:

-e: Caída de tensión (V).

-P: Potencia (W).

-L: Longitud de la línea (m).

-S: Sección del conductor en (mm<sup>2</sup>).

-V, U: Tensión de fase (V).

-γ: Conductividad; para el cobre 44 (m/Ω x mm<sup>2</sup>).

-I: Intensidad (A).

### 2.4. CÁLCULO DE PROTECCIÓN A SOBRECARGAS.

Para que se verifique la protección contra sobrecargas se ha de cumplir las siguientes relaciones:

$$IB \leq In \leq IZ \text{ (para interruptores magnetotérmicos).}$$

Titular: 	Consultoría: 	1.1 ANEXO JUSTIFICATIVO DE CÁLCULOS.  Página 21 de 51
---	---	---

$$I_n \leq 0,906 I_Z \quad (\text{para fusibles})$$

Donde:

- I<sub>B</sub>: Intensidad utilizada en el circuito.
- I<sub>n</sub>: Intensidad nominal de los dispositivos de protección.
- I<sub>z</sub>: Intensidad admisible en la canalización.

## 2.5. CÁLCULO DE PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS.

Para verificar la protección ante contactos directos e indirectos se ha de comprobar que la resistencia de la instalación es inferior a la obtenida por la formulación siguiente:

$$R = \frac{U \text{ húmedos}(V)}{I \text{ sensibilidad}(I)}$$

Donde:

- R: resistencia de tierra admisible en ( $\Omega$ ).
- U: tensión de contacto límite en (V).
- I: corriente que asegura el funcionamiento de protección en (A).

## 2.6. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.

Para verificar los cálculos de la resistencia del sistema de puesta a tierra, utilizaremos las siguientes fórmulas:

Placa enterrada verticalmente.

$$R = 0.8 \frac{\rho}{P}$$

Donde:

- R: Resistencia ( $\Omega$ ).
- $\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).
- P: Perímetro de la placa (m).

Placa enterrada horizontalmente.

$$R = 1.6 \frac{\rho}{P}$$

Donde:

- R: Resistencia ( $\Omega$ ).

MAR-2022	PROYECTO BÁSICO PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5000 kW, "FV SAN VICENSOL I" UBICADA EN EL TERMINO MUNICIPAL DE ALICANTE (ALICANTE)
----------	--

- $\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).
- P: Perímetro de la placa (m).

Pica vertical.

$$R = \frac{\rho}{l}$$

Donde:

- R: Resistencia ( $\Omega$ ).
- $\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).
- l: longitud de la pica (m).

Conductor enterrado horizontalmente.

$$R = 2 \frac{\rho}{l}$$

Donde:

- R: Resistencia ( $\Omega$ ).
- $\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).
- l: longitud de la pica (m).

## 2.7. FORMULACIÓN.

Para el desarrollo de los cálculos justificativos de la instalación de electricidad en baja tensión objeto de este proyecto se ha utilizado la siguiente formulación:

Sistema Trifásico.

$$I = \frac{Pc}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi \times R} \quad (A)$$

$$e = \frac{L \times Pc}{k \times U \times n \times S \times R} + \frac{L \times Pc \times Xu \times \text{Sen} \varphi}{1000 \times U \times n \times R \times \cos \varphi} \quad (V)$$

Sistema Monofásico.

$$I = \frac{Pc}{U \times \cos \varphi \times R} \quad (A)$$

$$e = \frac{2 \times L \times Pc}{k \times U \times n \times S \times R} + \frac{2 \times L \times Pc \times Xu \times \text{Sen} \varphi}{1000 \times U \times n \times R \times \cos \varphi} \quad (V)$$



Donde:

- Pc = Potencia de Cálculo (W).
- L = Longitud de Cálculo (m).
- e = Caída de tensión (V).
- K = Conductividad.
- I = Intensidad (A).
- U = Tensión de Servicio en Voltios (Trifásica ó Monofásica).
- S = Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).
- Cos  $\phi$  = Coseno de fi. Factor de potencia.
- R = Rendimiento. (Para líneas motor).
- n = N<sup>o</sup> de conductores por fase.
- Xu = Reactancia por unidad de longitud (mW/m).

Formula Conductividad Eléctrica.

$$K = \frac{1}{r}$$

$$r = r_{20} (1 + a (T - 20))$$

$$T = T_0 + ((T_{max} - T_0) \times \left(\frac{I}{I_{max}}\right)^2)$$

Donde:

- K = Conductividad del conductor a la temperatura T.
- r = Resistividad del conductor a la temperatura T.
- r<sub>20</sub> = Resistividad del conductor a 20°C.
- Cu = 0.018
- Al = 0.029
- a = Coeficiente de temperatura:
- Cu = 0.00392
- Al = 0.00403
- T = Temperatura del conductor (°C).
- T<sub>0</sub> = Temperatura ambiente (°C):
- Cables enterrados = 25°C
- Cables al aire = 40°C
- T<sub>max</sub> = Temperatura máxima admisible del conductor (°C):
- XLPE, EPR = 90°C

PVC = 70°C

-I = Intensidad prevista por el conductor (A).

-Imax = Intensidad máxima admisible del conductor (A).

Fórmulas Sobrecargas

$$I_b \leq I_n \geq I_z \times I_2 \leq 1.45 I_z$$

Donde:

-I<sub>b</sub>: intensidad utilizada en el circuito.

-I<sub>z</sub>: intensidad admisible de la canalización según la norma UNE 20-460/5-523.

-I<sub>n</sub>: intensidad nominal del dispositivo de protección. Para los dispositivos de protección regulables, I<sub>n</sub> es la intensidad de regulación escogida.

-I<sub>2</sub>: intensidad que asegura efectivamente el funcionamiento del dispositivo de protección.

En la práctica I<sub>2</sub> se toma igual:

A la intensidad de funcionamiento en el tiempo convencional, para los interruptores automáticos (1,45 I<sub>n</sub> como máximo).

A la intensidad de fusión en el tiempo convencional, para los fusibles (1,6 I<sub>n</sub>).

Fórmulas compensación energía reactiva.

$$\cos \phi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

$$\operatorname{tg} \phi = \frac{Q}{P}$$

$$Q_c = P \times (\operatorname{tg} \phi_1 - \operatorname{tg} \phi_2)$$

$$C = \frac{Q_c \times 1000}{U^2 \times \omega} \rightarrow \text{Monofásico} - \text{Trifásico en estrella}$$

$$C = \frac{Q_c \times 1000}{3 \times U^2 \times \omega} \rightarrow \text{Trifásico en Triángulo.}$$

Donde:

-P = Potencia activa instalación (kW).

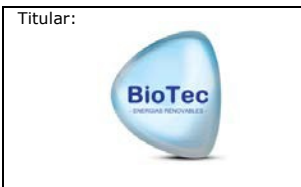
-Q = Potencia reactiva instalación (kVAr).

-Q<sub>c</sub> = Potencia reactiva a compensar (kVAr).

-Ø<sub>1</sub> = Angulo de desfase de la instalación sin compensar.

-Ø<sub>2</sub> = Angulo de desfase que se quiere conseguir.

-U = Tensión compuesta (V).



$-\omega = 2\pi f$ ;  $f=50$  (Hz).

-C = Capacidad condensadores (F);  $C \times 1000000$  ( $\mu F$ ).

Fórmulas Cortocircuito.

**1.**

$$I_{ppcI} = \frac{C_t \times U}{\sqrt{3} \times Z_t}$$

Donde:

- $I_{ppcI}$ : intensidad permanente de c.c. en inicio de línea en (kA).

- $C_t$ : Coeficiente de tensión.

-U: Tensión trifásica en (V).

- $Z_t$ : Impedancia total en  $m\Omega$ , aguas arriba del punto de c.c. (sin incluir la línea o circuito en estudio).

**2.**

$$I_{ppcF} = \frac{C_t \times U_F}{2 \times Z_t}$$

Donde:

- $I_{ppcF}$ : Intensidad permanente de c.c. en fin de línea en kA.

- $C_t$ : Coeficiente de tensión.

- $U_F$ : Tensión monofásica en V.

- $Z_t$ : Impedancia total en mohm, incluyendo la propia de la línea o circuito (por tanto es igual a la impedancia en origen más la propia del conductor o línea).

**3.**

La impedancia total hasta el punto de cortocircuito será:

$$Z_t = \sqrt{R_t^2 + X_t^2}$$

Donde:

- $R_t$ :  $R_1 + R_2 + \dots + R_n$  (suma de las resistencias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c.).

- $X_t$ :  $X_1 + X_2 + \dots + X_n$  (suma de las reactancias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c.).

- $R = L \cdot 1000 \cdot CR / K \cdot S \cdot n$  ( $m\Omega$ ).

- $X = X_u \cdot L / n$  ( $m\Omega$ ).

-R: Resistencia de la línea en ( $m\Omega$ ).

- X: Reactancia de la línea en ( $m\Omega$ ).
- L: Longitud de la línea en (m).
- CR: Coeficiente de resistividad.
- K: Conductividad del metal.
- S: Sección de la línea en ( $mm^2$ ).
- Xu: Reactancia de la línea, en ( $m\Omega m$ ).
- n: nº de conductores por fase.

**4.**

$$t_{max,icc} = \frac{C_c \times S^2}{I_{pcc} F^2}$$

Donde:

- $t_{max,icc}$ : Tiempo máximo en segundos que un conductor soporta una  $I_{pcc}$ .
- $C_c$ = Constante que depende de la naturaleza del conductor y de su aislamiento.
- S: Sección de la línea en ( $mm^2$ ).
- $I_{pcc}F$ : Intensidad permanente de c.c. en fin de línea en (A).

**5.**

$$t_{f,icc} = cte \rightarrow \frac{fusible}{I_{pcc} F^2}$$

Donde:

- $t_{f,icc}$ : tiempo de fusión de un fusible para una determinada intensidad de cortocircuito.
- $I_{pcc}F$ : Intensidad permanente de c.c. en fin de línea en (A).

**6.**

$$L_{max} = \frac{0.8 \times UF}{2 \times IF5 \times \left(\frac{1.5}{K \times S \times n}\right)^2} + \left(\frac{Xu}{n \times 1000}\right)^2$$

Donde:

- $L_{max}$ : Longitud máxima de conductor protegido a c.c. (m) (para protección por fusibles).
- UF: Tensión de fase (V)
- K: Conductividad
- S: Sección del conductor ( $mm^2$ )
- Xu: Reactancia por unidad de longitud (mohm/m). En conductores aislados suele ser 0,1.
- n: nº de conductores por fase



- Ct= 0,8: Es el coeficiente de tensión.
- CR = 1,5: Es el coeficiente de resistencia.
- IF5 = Intensidad de fusión en amperios de fusibles en 5 sg.

## 7.

Curvas válidas. (Para protección de Interruptores automáticos dotados de Relé electromagnético).

CURVA B	IMAG = 5 In
CURVA C	IMAG = 10 In
CURVA D Y MA	IMAG = 20 In

### Fórmulas Embarrados.

*Cálculo electrodinámico.*

$$\sigma_{max} = \frac{I_{pcc}^2 \times L^2}{60 \times d \times \omega y \times n}$$

Donde:

- $\sigma_{max}$ : Tensión máxima en las pletinas (kg/cm<sup>2</sup>).
- I<sub>pcc</sub>: Intensidad permanente de c.c. (kA).
- L: Separación entre apoyos (cm).
- d: Separación entre pletinas (cm)
- n: nº de pletinas por fase
- Wy: Módulo resistente por pletina eje y-y (cm<sup>3</sup>).
- $\sigma_{adm}$ : Tensión admisible material (kg/cm<sup>2</sup>).

*Comprobación por solicitud térmica en cortocircuito*

$$I_{ccs} = \frac{Kc \times S}{1000 \times \sqrt{tcc}}$$

Donde:

- I<sub>pcc</sub>: Intensidad permanente de c.c. (kA)
- I<sub>ccs</sub>: Intensidad de c.c. soportada por el conductor durante el tiempo de duración del c.c. (kA).



-S: Sección total de las pletinas (mm<sup>2</sup>)

tcc: Tiempo de duración del cortocircuito (s)

-Kc: Constante del conductor: Cu = 164, Al = 107

Fórmulas Resistencia Tierra

*Placa enterrada.*

$$R_t = 0.8 \frac{\rho}{P}$$

Donde:

-R: Resistencia ( $\Omega$ ).

- $\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).

-P: Perímetro de la placa (m).

*Pica vertical.*

$$R = \frac{\rho}{l}$$

Donde:

-R: Resistencia ( $\Omega$ ).

- $\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).

-l: longitud de la pica (m).

*Conductor enterrado horizontalmente.*

$$R = 2 \frac{\rho}{l}$$

Donde:

-R: Resistencia ( $\Omega$ ).

- $\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).

-l: longitud de la pica (m).

## 2.8. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.

Circuito	Tensión	Long. Tramos	Long. Al Inversor	Denominación Cable	Unipolar/Multipolar	MATERIAL	Pot. Activa	COS (φ)	Pot. Cálculo	Intensidad Demandada IB	Int. Nom. de cada conductor	Factor Corrección	Int. Admisible por el conductor	Temperatura del Conductor	Conductividad del Conductor a la Temperatura	Caída de Tensión Parcial		Caída de Tensión Total	Caída de Tensión Máxima	Secc. Técnica Recomendada (FASE)	Conductor Alimentación
	(V)															(m)	(W)				
<b>CUADRO-TRAFO</b>	<b>800</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>RZ1</b>	<b>U</b>	<b>AL</b>	<b>5E+06</b>	<b>1</b>	<b>5E+06</b>	<b>3608,44</b>	<b>3768,00</b>	<b>0,97</b>	<b>3654,96</b>	<b>88,74</b>	<b>27,00</b>	<b>0,54</b>	<b>0,07</b>	<b>0,07</b>	<b>4,50</b>	<b>###</b>	<b>8(3x300 Al)</b>
INV 1	800	200	200	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,79	182	66,02	29,09	3,82	0,48	0,48	1,5	150	3x150 Al
INV 2	800	266	266	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,79	182	66,02	29,09	5,08	0,64	0,64	1,5	150	3x150 Al
INV 3	800	240	240	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,79	182	66,02	29,09	4,58	0,57	0,57	1,5	150	3x150 Al
INV 4	800	245	245	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,79	182	66,02	29,09	4,68	0,58	0,58	1,5	150	3x150 Al
INV 5	800	185	185	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,79	182	66,02	29,09	3,53	0,44	0,44	1,5	150	3x150 Al
INV 6	800	215	215	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,79	182	66,02	29,09	4,11	0,51	0,51	1,5	150	3x150 Al
INV 7	800	120	120	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,84	193	61,28	29,56	2,25	0,28	0,28	1,5	150	3x150 Al
INV 8	800	110	110	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,84	193	61,28	29,56	2,07	0,26	0,26	1,5	150	3x150 Al
INV 9	800	80	80	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,84	193	61,28	29,56	1,50	0,19	0,19	1,5	150	3x150 Al
INV 10	800	47	47	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,84	193	61,28	29,56	0,88	0,11	0,11	1,5	150	3x150 Al
INV 11	800	55	55	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,77	177	68,18	28,88	1,06	0,13	0,13	1,5	150	3x150 Al
INV 12	800	83	83	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,77	177	68,18	28,88	1,60	0,20	0,20	1,5	150	3x150 Al
INV 13	800	115	115	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,77	177	68,18	28,88	2,21	0,28	0,28	1,5	150	3x150 Al
INV 14	800	170	170	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,87	200	58,82	29,82	3,17	0,40	0,40	1,5	150	3x150 Al
INV 15	800	144	144	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,87	200	58,82	29,82	2,68	0,34	0,34	1,5	150	3x150 Al
INV 16	800	126	126	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,87	200	58,82	29,82	2,35	0,29	0,29	1,5	150	3x150 Al
INV 17	800	175	175	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,81	186	64,02	29,29	3,32	0,41	0,41	1,5	150	3x150 Al
INV 18	800	155	155	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,81	186	64,02	29,29	2,94	0,37	0,37	1,5	150	3x150 Al
INV 19	800	175	175	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,81	186	64,02	29,29	3,32	0,41	0,41	1,5	150	3x150 Al
INV 20	800	195	195	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,81	186	64,02	29,29	3,70	0,46	0,46	1,5	150	3x150 Al
INV 21	800	225	225	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,77	177	68,18	28,88	4,33	0,54	0,54	1,5	150	3x150 Al
INV 22	800	190	190	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,77	177	68,18	28,88	3,66	0,46	0,46	1,5	150	3x150 Al
INV 23	800	250	250	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,77	177	68,18	28,88	4,81	0,60	0,60	1,5	150	3x150 Al
INV 24	800	260	260	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,77	177	68,18	28,88	5,00	0,63	0,63	1,5	150	3x150 Al
INV 25	800	220	220	RZ1	U	AL	200000	1	200000	144	230	0,77	177	68,18	28,88	4,23	0,53	0,53	1,5	150	3x150 Al

CUADRO GENERAL DE MANDO Y PROTECCIÓN.							
CIRCUITO	P.Cálculo	Dist.Cálc	Sección	I.Cálculo	I.admisible cond	C.T Par	C.T Total
	(w)	(m)	(mm <sup>2</sup> )	(A)	(A)	(%)	(%)
<b>CUADRO BAJA-TRAFO</b>	5000000	5	8(3x300 Al)	3608,44	3654,96	0,07	
C.1	200000	200	3x150 Al	144	182	0,48	0,54
C.2	200000	266	3x150 Al	144	182	0,64	1,11
C.3	200000	240	3x150 Al	144	182	0,57	1,21
C.4	200000	245	3x150 Al	144	182	0,58	1,16
C.5	200000	185	3x150 Al	144	182	0,44	1,03
C.6	200000	215	3x150 Al	144	182	0,51	0,95
C.7	200000	120	3x150 Al	144	193	0,28	0,80
C.8	200000	110	3x150 Al	144	193	0,26	0,54
C.9	200000	80	3x150 Al	144	193	0,19	0,45
C.10	200000	47	3x150 Al	144	193	0,11	0,30
C.11	200000	55	3x150 Al	144	177	0,13	0,24
C.12	200000	83	3x150 Al	144	177	0,20	0,33
C.13	200000	115	3x150 Al	144	177	0,28	0,48
C.14	200000	170	3x150 Al	144	200	0,40	0,67
C.15	200000	144	3x150 Al	144	200	0,34	0,73
C.16	200000	126	3x150 Al	144	200	0,29	0,63
C.17	200000	175	3x150 Al	144	186	0,41	0,71
C.18	200000	155	3x150 Al	144	186	0,37	0,78
C.19	200000	175	3x150 Al	144	186	0,41	0,78
C.20	200000	195	3x150 Al	144	186	0,46	0,88
C.21	200000	225	3x150 Al	144	177	0,54	1,00
C.22	200000	190	3x150 Al	144	177	0,46	1,00
C.23	200000	250	3x150 Al	144	177	0,60	1,06
C.24	200000	260	3x150 Al	144	177	0,63	1,23
C.25	200000	220	3x150 Al	144	177	0,53	1,15

CUADRO GENERAL DE MANDO Y PROTECCIÓN.						
CIRCUITO	Sección	I.K max	Icccs	P de C	Interruptor Automático	Curva Valida
	(mm <sup>2</sup> )	(KA)	(KA)	(KA)		
<b>CUADRO BAJA-TRAFO</b>	8(3x300 Al)	12,13	60,14	50	3640	800:10 In
C.1	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.2	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.3	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.4	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.5	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.6	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.7	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.8	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.9	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.10	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.11	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.12	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.13	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.14	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.15	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.16	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.17	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.18	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.19	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.20	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.21	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.22	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.23	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.24	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In
C.25	3x150 Al	12,129	60,14	70	160	160:10 In

### 3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DE CLIENTE, PROTECCIÓN Y MEDIDA DE CLIENTE.

#### 3.1. INTENSIDAD DE MEDIA TENSIÓN.

La intensidad primaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} U_p}$$

Donde:

- P potencia del transformador (kVA).
- U<sub>p</sub> tensión primaria (kV).
- I<sub>p</sub> intensidad primaria (A).

En el caso que nos ocupa, la tensión primaria de alimentación en el transformador del proyecto objeto es de 20 kV.

En este caso, el transformador existente en el proyecto son de potencia 5.000 kVA. Por tanto:

CT:

$$I_p = \frac{5000}{\sqrt{3} 20} = 144.33A$$

#### 3.2. INTENSIDAD DE BAJA TENSIÓN.

Los cuatro transformadores del proyecto objeto son de potencia 5.000 kVA y una tensión secundaria de 800 V en vacío.

La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{P}{\sqrt{3} U_s}$$

Donde:

- P potencia del transformador (kVA).
- U<sub>s</sub> tensión secundario (kV).
- I<sub>s</sub> intensidad secundario (A).

Por tanto, el transformador que forma parte de este proyecto, la intensidad en las salidas de 800 V en vacío puede alcanzar los siguientes valores:

CT:

$$I_p = \frac{5000}{\sqrt{3} \cdot 0.8} = 3608.43A$$

### 3.3. CORTOCIRCUITOS.

#### 3.3.1. OBSERVACIONES.

Para el cálculo de las intensidades que origina un cortocircuito se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito de la red de MT, valor especificado por la compañía eléctrica.

#### 3.3.2. CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito en la instalación, se utiliza la expresión:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U_p}$$

Donde:

- S<sub>cc</sub> = potencia de cortocircuito de la red (MVA).
- U<sub>p</sub> = tensión de servicio (kV).
- I<sub>ccp</sub> = corriente de cortocircuito (kA).

Para los cortocircuitos secundarios, se va a considerar que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica de los transformadores de MT-BT, siendo por ello más conservadores que en las consideraciones reales.

La corriente de cortocircuito del secundario de un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_{ccs} = \frac{100 \times P}{\sqrt{3} \times E_{cc} \times U_s}$$

Donde:

- P = potencia de transformador (kVA).
- E<sub>cc</sub> = tensión de cortocircuito del transformador (%).
- U<sub>s</sub> = tensión del secundario (V).
- I<sub>ccs</sub> = corriente de cortocircuito (kA).

### 3.3.3. CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE MEDIA TENSIÓN.

Utilizando la fórmula expuesta anteriormente con:

$$S_{cc} = 433 \text{ MVA.}$$

$$U = 20 \text{ kV.}$$

Y sustituyendo valores tendremos una intensidad primaria máxima para un cortocircuito en el lado de A.T. de:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U_p} = \frac{433}{\sqrt{3} \times 20} = 12.49 \text{ kA.}$$

$$I_{ccp} = 12.49 \text{ kA.}$$

### 3.3.4. CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE BAJA TENSIÓN.

La potencia del transformador del proyecto objeto es de 5.000 kVA, la tensión porcentual del cortocircuito del 6% y la tensión secundaria es de 800 V en vacío.

Las intensidades de cortocircuito en el lado de BT con 800 V en vacío serán.

$$I_{ccs} = \frac{100 \times P}{\sqrt{3} \times E_{cc} \times U_s} = \frac{100 \times 5000}{\sqrt{3} \times 6 \times 800} = 60.14 \text{ kA.}$$

$$I_{ccs} = 12,02 \text{ kA.}$$

### 3.4. DIMENSIONADO DEL EMBARRADO.

Las celdas han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no es necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de celdas.

#### 3.4.1. COMPROBACIÓN POR DENSIDAD DE CORRIENTE.

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor indicado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin superar la densidad máxima posible para el material conductor. Esto, además de mediante cálculos teóricos, puede comprobarse realizando un ensayo de intensidad nominal, que, con objeto de disponer de



suficiente margen de seguridad, se considerará que es la intensidad del bucle, que en este caso es de 400 A.

### 3.4.2. COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN ELECTRODINÁMICA.

La intensidad dinámica de cortocircuito se valora en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada en el apartado 3.3.3.a de este capítulo, por lo que:

$$I_{cc}(din) = I_{ccp} \times 2.5 = 12.49 \times 2.5 = 31.24 \text{ kA.}$$

Por lo tanto, nos quedamos con 40 kA como intensidad de ensayo.

### 3.4.3. COMPROBACIÓN POR SOLICITACIÓN TÉRMICA.

La comprobación por solicitud térmica tiene como objeto comprobar que por motivo de la aparición de un defecto o cortocircuito no se producirá un calentamiento excesivo del elemento conductor principal de las celdas que pudiera así dañarlo.

La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la aparatada por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor. En este caso, la intensidad considerada es la eficaz de cortocircuito, cuyo valor es:

$$I_{cc}(ter) = 12.49 \text{ kA.}$$

### 3.5. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS.

Los transformadores están protegidos tanto en MT como en BT. En MT la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, mientras que en BT la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida.

#### Transformador.

La protección de este transformador se realiza por medio de una celda de interruptor automático, que proporciona todas las protecciones al transformador, bien sea por sobrecargas, faltas a tierra o cortocircuitos, gracias a la presencia de un relé de protección. En caso contrario, se utilizan únicamente como elemento de maniobra de la red.

El interruptor automático posee capacidad de corte tanto para las corrientes nominales, como para los cortocircuitos antes calculados.

#### Termómetro

El termómetro verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

### 3.6. DIMENSIONADO DE LOS PUENTES DE MT.

Los cables que se utilizan en esta instalación, descritos en la memoria, deberán ser capaces de soportar los parámetros de la red.

Transformadores 1

La intensidad nominal demandada por este transformador es igual a 28.87 A que es inferior al valor máximo admisible por el cable.

Este valor es de 351 A para un cable de sección de 240 mm<sup>2</sup> de Al según las tablas de la ITC-LAT-06 para cables unipolares aislados instalados al aire.

### 3.7. DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

Para calcular la superficie de la reja de entrada de aire en el edificio se utiliza la siguiente expresión:

$$S_r = \frac{W_{cu} + W_{fe}}{0.24 \times K \times \sqrt{h \times \Delta T^3}}$$

Donde:

- W<sub>cu</sub> = pérdidas en el cobre del transformador (kW).
- W<sub>fe</sub> = pérdidas en el hierro del transformador (kW).
- K = coeficiente en función de la forma de las rejillas de entrada (0,35-0,40).
- h = distancia vertical entre las rejillas de entrada y salida (m).
- DT = aumento de temperatura del aire (°C).
- S<sub>r</sub> = superficie mínima de las rejillas de entrada (m<sup>2</sup>).

En este caso el transformador es exterior por lo tanto no precisa de un cálculo de ventilación.

### 3.8. DIMENSIONADO DEL POZO APAGAFUEGOS.

Se dispone de un foso de recogida de aceite de 1000 l de capacidad por cada transformador

Titular: 	Consultoría: 	1.1 ANEXO JUSTIFICATIVO DE CÁLCULOS.  Página 37 de 51
---	---	---

cubierto de grava para la absorción del fluido y para prevenir el vertido de este hacia el exterior y minimizar el daño en caso de fuego.

### **3.9. CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA.**

#### **3.9.1. INVESTIGACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SUELO.**

El Reglamento de Alta Tensión indica que, para instalaciones de tercera categoría, y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 1500 A no será imprescindible realizar la citada investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores.

Para intensidades de cortocircuito a tierra superiores a 1000 A, si el proyectista utiliza en sus cálculos resistividades del terreno inferiores a 200  $\Omega \cdot m$  deberá justificar dicho valor mediante un estudio que incluya mediciones de la resistividad.

Consideramos para nuestra situación que el terreno donde se instalará este Centros de Transformación tiene una resistividad media en 150  $\Omega \cdot m$ .

#### **3.9.2. DETERMINACIÓN DE LAS CORRIENTES MÁXIMAS DE PUESTA A TIERRA Y DEL TIEMPO MÁXIMO CORRESPONDIENTE A LA ELIMINACIÓN DEL DEFECTO.**

En las instalaciones de MT de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son las siguientes:

De la red:

-Tipo de neutro. El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a esta mediante resistencias o impedancias. Esto producirá una limitación de la corriente de la falta, en función de las longitudes de líneas o de los valores de impedancias en cada caso.

-Tipo de protecciones. Cuando se produce un defecto, éste se eliminará mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un dispositivo relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo, o según una curva de tipo inverso. Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer disparo, que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 segundos. En este caso la duración de la falta hasta su eliminación será de 0,7 segundos.

No obstante, y dada la casuística existente dentro de las redes de cada compañía suministradora, en ocasiones se debe resolver este cálculo considerando la intensidad máxima empírica y un tiempo máximo de ruptura, valores que, como los otros, deben ser indicados por

MAR-2022	PROYECTO BÁSICO PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5000 kW, "FV SAN VICENSOL I" UBICADA EN EL TERMINO MUNICIPAL DE ALICANTE (ALICANTE)
----------	--

Titular: 	Consultoría: 	1.1 ANEXO JUSTIFICATIVO DE CÁLCULOS.  Página 38 de 51
---	---	---

la compañía eléctrica.

$$Id_{max} = \frac{Un}{\sqrt{3} \times \sqrt{Rn^2 + Xn^2}} = \frac{Un}{\sqrt{3} \times XLTH}$$

Por lo tanto, conforme a la MT.2.11.33, para redes de tercera categoría se pueden considerar los siguientes datos:

- Tipo de neutro: A tierra rígidamente unido.
- Tensión nominal de la red,  $Un = 20 \text{ kV}$ .
- Reactancia equivalente,  $XLTH = 25,4 \text{ Ohm}$
- Intensidad máxima de defecto a tierra según compañía distribuidora.  
 $Id_{max} = 500 \text{ A}$ .

$$Id_{max} = \frac{20 \times 1000}{\sqrt{3} \times 25.4} = 454.6 \text{ A} < 500 \text{ A}$$

- Duración de la falta,  $t_{max} = 0,5 \text{ s}$ .
- Nivel de aislamiento para elementos de baja tensión,  $VBT = 10.000 \text{ V}$ .

### 3.9.3. DISEÑO PRELIMINAR DE LA INSTALACIÓN DE TIERRA.

El diseño preliminar de la instalación de puesta a tierra se realiza basándose en las configuraciones tipo presentadas en el Anexo 2 del método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra de UNESA, que esté de acuerdo con la forma y dimensiones del Centro de Transformación, según el método de cálculo desarrollado por este organismo.

En este caso, para la configuración elegida es la correspondiente los siguientes parámetros:

- $Kr = 0,072 \text{ } \Omega / (\Omega \text{ m})$ .
- $Kp = 0,0154 \text{ V} / (\Omega \text{ m}) \text{ (A)}$ .
- $Kc = Kp \text{ acc} = 0,0338 \text{ V} / (\Omega \text{ m}) \text{ (A)}$ .
- Descripción:

Estará constituida por 4 picas en disposición rectangular unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de  $50 \text{ mm}^2$  de sección.

Las picas tendrán un diámetro de 14 mm. y una longitud de 2.00 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad mínima de 0.5 m. y la separación entre cada pica y la siguiente será de 3.00 m. Con esta configuración, la longitud de conductor desde la primera pica a la

MAR-2022	PROYECTO BÁSICO PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5000 kW, "FV SAN VICENSOL I" UBICADA EN EL TERMINO MUNICIPAL DE ALICANTE (ALICANTE)
----------	--

última será de 14 m., dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

Nota: se pueden utilizar otras configuraciones siempre y cuando los parámetros Kr y Kp de la configuración escogida sean inferiores o iguales a los indicados en el párrafo anterior.

La conexión desde el Centro hasta la primera pica se realizará con cable de cobre aislado de 0.6/1 kV protegido contra daños mecánicos.

### 3.9.4. MEDIDAS DE SEGURIDAD ADICIONALES PARA EVITAR TENSIONES DE CONTACTO.

Se adoptan las siguientes medidas adicionales:

- El centro estará construido de tal manera que su interior constituya una superficie equipotencial.
- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.
- Acera perimetral de hormigón alrededor del centro de anchura 1.2 m y espesor de 15 cm.
- Con las puertas abiertas, será necesario el empleo de los equipos de protección individual y colectiva que aseguren el aislamiento, para la tensión nominal de la instalación, entre la zona de maniobra y la propia instalación.

### 3.9.5. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA PAT GENERAL.

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de las masas del Centro (Rt), intensidad y tensión de defecto correspondientes (Id, Ud), utilizaremos las siguientes fórmulas:

- Resistencia del sistema de puesta a tierra, Rt:

$$Rt = Kr \times \rho$$

- Intensidad de defecto, Id:

$$Id = \frac{Us \max(V)}{\sqrt{3} \times \sqrt{(Rn + Rt)^2 + Xn^2}}$$

Donde:

Usmax=20

- Tensión de defecto, Ud:

$$U_d = I_d \times R_t$$

Donde:

- $R_0 = 150 \text{ Ohm}$ .
- $K_r = 0,072 \text{ Ohm}/(\text{Ohm m})$ .

Sustituyendo en las anteriores formulas obtenemos los siguientes resultados:

$$R_t = 10.8 \text{ Ohm}$$

$$I_d = 418.35 \text{ A.}$$

$$U_d = 4.518,18 \text{ V.}$$

El aislamiento de las instalaciones de baja tensión del C.T. deberá ser mayor o igual que la tensión máxima de defecto calculada ( $U_d$ ), por lo que deberá ser como mínimo de 6000 Voltios.

De esta manera se evitará que las sobretensiones que aparezcan al producirse un defecto en la parte de Alta Tensión deterioren los elementos de Baja Tensión del centro, y por ende no afecten a la red de Baja Tensión.

Comprobamos asimismo que la intensidad de defecto calculada es superior a 100 Amperios, lo que permitirá que pueda ser detectada por las protecciones normales.

### 3.9.6. CÁLCULO DE LAS TENSIONES EN EL EXTERIOR DE LA INSTALACIÓN.

Con el fin de evitar la aparición de tensiones de contacto elevadas en el exterior de la instalación, las puertas y rejillas de ventilación metálicas que dan al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico alguno con masas conductoras que, a causa de defectos o averías, sean susceptibles de quedar sometidas a tensión.

Con estas medidas de seguridad, no será necesario calcular las tensiones de contacto en el exterior, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Por otra parte, la tensión de paso en el exterior vendrá determinada por las características del electrodo y de la resistividad del terreno, por la expresión:

$$U_p = K_p \times R_0 \times I_d = 0.0154 \times 150 \times 418.35 = 996,38 \text{ V}$$

### 3.9.7. CÁLCULO DE LAS TENSIONES EN EL INTERIOR DE LA INSTALACIÓN.

El piso del Centro estará constituido por un mallazo electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0,30 x 0,30 m. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos preferentemente opuestos a la puesta a tierra de protección del Centro. Con esta disposición se consigue que la persona que deba acceder a una parte que pueda quedar en tensión, de forma eventual, está sobre una superficie equipotencial,

con lo que desaparece el riesgo inherente a la tensión de contacto y de paso interior. Este mallazo se cubrirá con una capa de hormigón de 10 cm. de espesor como mínimo.

El edificio prefabricado de hormigón EHC estará construido de tal manera que, una vez fabricado, su interior sea una superficie equipotencial. Todas las varillas metálicas embebidas en el hormigón que constituyan la armadura del sistema equipotencial estarán unidas entre sí mediante soldadura eléctrica.

Esta armadura equipotencial se conectará al sistema de tierras de protección (excepto puertas y rejillas, que como ya se ha indicado no tendrán contacto eléctrico con el sistema equipotencial; debiendo estar aisladas de la armadura con una resistencia igual o superior a 10.000 ohmios a los 28 días de fabricación de las paredes).

Así pues, no será necesario el cálculo de las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación, puesto que su valor será prácticamente nulo.

No obstante, y según el método de cálculo empleado, la existencia de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra implica que la tensión de paso de acceso es equivalente al valor de la tensión de defecto, que se obtiene mediante la expresión:

$$U_{p\text{ acc}} = U_d = R_t \times I_d = 10,8 \times 418,35 = 4.518,18V.$$

La tensión de contacto en el exterior del centro con las puertas cerradas será: Prácticamente cero, ya que se toman las medidas adicionales expuestas anteriormente.

La tensión de contacto en el exterior del centro con las puertas abierta:

No se considera ya que se toman las medidas adicionales expuestas anteriormente.

La tensión de paso en el exterior del centro será:

$$U_p = K_p \times \rho_{terr} \times I_e = 0,0154 \times 150 \times 418,35 = 966,38 V$$

### 3.9.8. CÁLCULOS DE LAS TENSIONES APLICADAS.

La tensión máxima de contacto aplicada, en voltios que se puede aceptar, será conforme a la Tabla 1 de la ITC-RAT 13 de instalaciones de puestas a tierra que se transcribe a continuación:



Duración de la corriente de falta, $t_F$ (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, $U_{ca}$ (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
0.60	185
0.70	165
0.80	146
0.9	126
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

El valor de tiempo de duración de la corriente de falta proporcionada por la compañía eléctrica suministradora es de 0.5 seg., dato que aparece en la tabla adjunta, por lo que la máxima tensión de contacto aplicada admisible al cuerpo humano es:

$$U_{ca} = 204 \text{ V}$$

Para la determinación de los valores máximos admisibles de la tensión de paso en el exterior, y en el acceso al Centro, emplearemos las siguientes expresiones:

$$U_{p_{exterior}} = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 6 \cdot \sigma}{1000}\right)$$

$$U_{p_{acceso}} = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 3 \cdot \sigma + 3 \cdot \sigma_h}{1000}\right)$$

Donde:

- $U_{ca}$ : Tensiones de contacto aplicada = 204 V.
- $R_{a1}$ : Resistencia del calzado = 2000  $\Omega \cdot m$ .
- $\sigma$ : Resistividad del terreno = 150  $\Omega \cdot m$ .
- $\sigma_h$ : Resistividad del hormigón = 3000  $\Omega \cdot m$ .

Resolviendo obtenemos los siguientes resultados:

$$U_p (\text{exterior}) = 12.036 \text{ V}$$

$$U_p (\text{acceso}) = 29.478 \text{ V}$$



Titular: 	Consultoría: 	1.1 ANEXO JUSTIFICATIVO DE CÁLCULOS.  Página 43 de 51
---	---	---

Así pues, comprobamos que los valores calculados son inferiores a los máximos admisibles:

- En el exterior:

$$U_p = 966,38 \text{ V} < U_p (\text{exterior}) = 12.036\text{V}.$$

- En el acceso al C.T.:

$$U_d = 4.518,27 \text{ V} < U_p (\text{acceso}) = 29.478 \text{ V}.$$

### 3.9.9. CORRECCIÓN Y AJUSTE DEL DISEÑO INICIAL ESTABLECIENDO EL DEFINITIVO.

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las tablas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de "Kr" inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de enterramiento, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de éstas, ya que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

MAR-2022	PROYECTO BÁSICO PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5000 kW, "FV SAN VICENSOL I" UBICADA EN EL TERMINO MUNICIPAL DE ALICANTE (ALICANTE)
----------	--

## 4. LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ALTA TENSIÓN PARTICULAR.

### 4.1. INTENSIDAD DE CALCULO.

Se considera según la normativa de la Comunidad Valenciana que a efectos de cálculo la potencia de la línea de evacuación ha de mayorarse al doble de la potencia nominal, disponemos de un transformador trifásico de potencia de 5000 kVA la intensidad de cálculo viene dada por la expresión:

$$I_c = \frac{P \times 2}{\sqrt{3} U_p}$$

Donde:

- P potencia del transformador (kVA).
- Up tensión primaria (kV).
- Ip intensidad primaria (A).

En el caso que nos ocupa, la tensión primaria de alimentación en el transformador del proyecto objeto es de 20 kV.

En este caso, el transformador existente en el proyecto son de potencia 5.000 kVA. Por tanto:

$$I_c = \frac{5000 \times 2}{\sqrt{3} 20} = 288.675 \text{ A}$$

### 4.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA RED.

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

Se adopta el valor correspondiente a T = 90°C que viene determinado por la expresión:

$$R_{90} = R_{20} \times (1 + \alpha \times (90 - 20)) \left( \frac{\Omega}{\text{km}} \right)$$

Donde:

$\alpha = 0,00403$  para el aluminio.

Por lo tanto:

CONDUCTOR	Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	Resistencia máxima a 105°C (Ω/Km)
HEPR 12/20 kV	150	0,277
	240	0,169
	400	0,107

En este caso la sección elegida es de 240 mm<sup>2</sup>, con una resistencia máxima a 105°C de 0,169 Ω/km.

### 4.3. REACTANCIA ELÉCTRICA DE LA LÍNEA.

La reactancia kilométrica de la línea se calcula según la expresión:

$$X = 2 \pi f \epsilon \left( \frac{\Omega}{km} \right)$$

Y sustituyendo en ella el coeficiente de inducción mutua  $\epsilon$  por su valor:

$$\epsilon = (K + 4.0605 \log \left( \frac{2 \times Dn}{d} \right)) 10^{-4} \left( \frac{H}{km} \right)$$

Se llega a:

$$X = 2 \pi (k + 4.0605 \log \left( \frac{2 \times Dn}{d} \right)) 10^{-4} \left( \frac{\Omega}{km} \right)$$

Donde:

- X = reactancia en Ohmios por kilómetro.
- F = Frecuencia de la red en Herzios.
- Dm = Separación media geométrica entre conductores en mm.
- d = diámetro del conductor en mm.
- K = constante que toma el valor siguiente.

CONDUCTOR	Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	X (Ω/km)
HEPR 12/20 kV	150	0,112
	240	0,105
	400	0,098

En este caso la sección elegida es de 240 mm<sup>2</sup>, con una reactancia de 0,105 Ω/km.

#### 4.4. CAPACIDAD ELÉCTRICA DEL CONDUCTOR.

La capacidad para cables de un solo conductor depende de:

- a) Las dimensiones de este (longitud, diámetro de los conductores, incluyendo las eventuales capas semiconductoras, diámetro debajo de la pantalla).
- b) La permitividad o constante dieléctrica  $\epsilon$  del aislamiento.

Para el caso de los cables de campo radial, la capacidad será:

$$C = \frac{0.0241 \times \epsilon}{\log \frac{D}{d}} \left( \frac{\mu F}{km} \right)$$

Donde:

- D = diámetro del aislante.
- d = Diámetro del conductor incluyendo la capa semi-conductora.
- $\epsilon$  = 2,5 (XLPE).

La intensidad de carga es la corriente capacitiva que circula debido a la capacidad entre el conductor y la pantalla. La corriente de carga en servicio trifásico simétrico para la tensión más elevada de red es:

$$IC = 2\pi \times f \times C \times \frac{Um}{\sqrt{3}} \times 10^{-3} \left[ \frac{A}{km} \right]$$

Donde:

- C = capacidad  $\mu F/km$ .
- Um = tensión más elevada de red.

Por lo tanto:

CONDUCTOR	Sección nominal [mm <sup>2</sup> ]	C [ $\mu F/km$ ]
HEPR 12/20 kV	150	0,368
	240	0,453
	400	0,536

En este caso la sección elegida es de 240 mm<sup>2</sup>, con una capacidad de 0,453  $\mu F/km$ .

#### 4.5. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.

Para cada instalación, dependiendo de sus características, configuración, condiciones de funcionamiento, tipo de aislamiento, etc, la intensidad máxima permanente del conductor, con el fin de no superar la temperatura máxima asignada.

Las temperaturas máximas admisibles de los conductores, en servicio permanente y en cortocircuito, para aislamiento HEPR, son las siguientes:

Tipo de aislamiento	Condiciones	
	Servicio permanente $\Theta_S$ (°C)	Cortocircuito $\Theta_{CC}$ (< 5s)
HEPR	105	250

Para cables enterrados en zanja en el interior de tubos, se considera una terna de cables unipolares enterrados en zanja en el interior de tubos a un metro de profundidad (medido hasta la parte superior del tubo), una resistividad térmica del tubo de 3,5 k m/ W en un terreno de resistividad térmica media de 1 o 1,5 k m/W, a una temperatura del terreno a dicha profundidad de 25°C con una temperatura del ambiente de 40°C. Se instalará como máximo una terna de cables unipolares por tubo considerando un diámetro interior del tubo superior a 1,5 veces del diámetro equivalente de la terna de cables unipolares. Por lo tanto, las intensidades máximas admisibles para este tipo de cables, con aislamiento HEPR, son:

Sección del conductor [mm <sup>2</sup> ]	Imax [A]
	Terreno de resistividad térmica
	1,5 k m/W
150	255
240	345
400	450

En este caso la sección elegida es de 240 mm<sup>2</sup>, con una intensidad máxima admisible de 345 A para una resistividad del terreno de 1,5 k m/W, no procediendo ningún tipo de corrección.

#### 4.6. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO MÁXIMA ADMISIBLE.

Es la intensidad que no provoca ninguna disminución de las características del aislamiento de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos. Se calcula admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza en un sistema adiabático y para una temperatura máxima admisible por el aislamiento de 250 °C.

Las intensidades máximas de cortocircuitos admisibles en los conductores se calculan de acuerdo con la norma UNE 21192, según la expresión:

$$I_{cc}^2 \times t = K^2 \times S^2 \ln \frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}$$

Donde:

- I<sub>cc</sub> = intensidad máxima de cortocircuito calculada en una hipótesis adiabática.
- t = duración del cortocircuito en s.
- S = sección nominal en mm<sup>2</sup>.
- K = 148 A s<sup>2</sup> / mm<sup>2</sup>.
- β = 228 K.
- θ<sub>f</sub> = 250°C.
- θ<sub>i</sub> = 90°C.

En resumen:

Tipo de aislamiento	Δθ* [K]	Duración del cortocircuito, t <sub>cc</sub> , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
XLPE	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

#### 4.7. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO MÁXIMA ADMISIBLE EN PANTALLAS.

La intensidad de cortocircuito admisible en una pantalla de hilos de cobre arrollados helicoidalmente se ha calculado siguiendo el método descrito en la norma UNE 21192, considerando la hipótesis de calentamiento no adiabático, para una temperatura inicial de 70°C, y una temperatura máxima después del cortocircuito de 180°C.

En resumen, las intensidades máximas de cortocircuito en KA son:

Aislamiento	Sección mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito, t <sub>cc</sub> , en segundos								
		0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
HEPR	16	6,08	4,38	3,58	2,87	2,12	1,72	1,59	1,41	1,32
	25	8,46	6,85	4,85	4,49	3,32	2,77	2,49	2,12	2,01
XLPE	16	6,08	4,38	3,58	2,87	2,12	1,72	1,59	1,41	1,32
	25	8,46	6,85	4,85	4,49	3,32	2,77	2,49	2,12	2,01

#### 4.8. INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN.

La intensidad máxima que circula por el conductor en funcionamiento permanente en el caso más desfavorable vendrá dada por el transformador al cual alimenta y que en este caso tiene una potencia de 1 x 5000 kVA, según la normativa de la Comunidad Valenciana ha de mayorarse al doble de la potencia, un total de 10.000 kVA, adoptándose un factor de potencia para el cálculo de  $\cos \varphi = 0,9$ , por lo tanto:

Para cada instalación, dependiendo de sus características, configuración, condiciones de funcionamiento, tipo de aislamiento, etc, se justificará y calculará, la intensidad máxima permanente del conductor, con el fin de no superar la temperatura máxima asignada.

$$ILA = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \alpha} = \frac{10.000}{\sqrt{3} \times 20 \times 0.9} = 320.75A$$

Donde:

- ILA = Intensidad máxima de línea en A.
- P = Potencia máxima demandada en KVA.
- U = Tensión de línea en KV.
- cos  $\alpha$  = 0,9.

Por lo tanto, para una intensidad máxima de línea de 320,75 A, la sección y tipología de cable propuesto presenta una intensidad máxima admisible de 345 A.

#### 4.9. CAIDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDA DE POTENCIA.

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea viene dada por la expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I \times (R \cos \alpha + X \sin \alpha) \times L$$

Donde:

- $\Delta U$  = caída de tensión en [V].
- $I$  = intensidad de la línea en [A].
- $R$  = resistencia del conductor en [ $\Omega$ /km] para 90°C.
- $X$  = reactancia inductiva en [ $\Omega$ /km].
- $L$  = longitud de la línea en [km].

Teniendo en cuenta que:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \alpha}$$

$P$  = potencia transportada en kW.

$U$  = tensión de la línea en kV.

Las pérdidas de potencia por efecto Joule en la línea vienen dadas por la fórmula:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot L \cdot I^2$$

Donde:

- $\Delta P$  Perdida de potencia en vatios.
- $R$  Resistencia del conductor en  $\Omega$ /Km.
- $L$  Longitud de la línea en Km.
- $I$  Intensidad de la línea en amperios.

Teniendo en cuenta que:

- $P$  Potencia en kW.
- $U$  Tensión compuesta en kV.
- $\cos \varphi$  Factor de potencia.

Para el presente cálculo se tendrá en cuenta la totalidad de la infraestructura de evacuación desde la central fotovoltaica (centro de transformación) hasta la conexión de la instalación con la red de transporte o distribución:

- Línea de evacuación desde CT hasta Centro de seccionamiento (1007m.)
- Centro de Seccionamiento
- Línea desde el Centro de seccionamiento hasta el punto de conexión (15m.)

## Red Alta Tensión FV Sanvicensol I



**Las características generales de la red son:**

Tensión(V): 20000  
 C.d.t. máx.(%): 5  
 Cos φ : 0,9  
 Coef. Simultaneidad: 1

**A continuación se presentan los resultados obtenidos para las distintas ramas y nudos:**

Línea	Nudo Orig.	Nudo Dest.	Long. (m)	Metal/ Xu (mΩ/m)	Canal.	Designación	Polar.	I. Cálculo (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	D.tubo (mm)	I. Admisi. (A)/Fci
1	CT	CS	1.007	Al0,15	En.B.Tu.	HEPRZ1 12/20 H16	Unip.	-160,38	3x240	160	345/1
2	CS	APOYO	15	Al0,15	En.B.Tu.	HEPRZ1 12/20 H16	Unip.	-160,37	3x240	160	345/1

Nudo	C.d.t. (V)	Tensión Nudo (V)	C.d.t. (%)	Carga Nudo
CT	51,355	19.948,645	0,257*	-160,375 A(-160,375 A)
CS	0,754	19.999,246	0,004	0 A(0 kVA)
APOYO	0	20.000	0	160,375 A

NOTA:  
 - \* Nudo de mayor c.d.t.

**A continuación se muestran las pérdidas de potencia activa en kW.**

Línea	Nudo Orig.	Nudo Dest.	Pérdida Potencia Activa Rama.3RI <sup>2</sup> (kW)	Pérdida Potencia Activa Total Itinerario.3RI <sup>2</sup> (kW)
1	CT	CS	9,973	10,121
2	CS	APOYO	0,149	

**Caida de tensión total en los distintos itinerarios:**

APOYO-CS-CT = 0.26 %

**De lo que se desprende una la pérdida de potencia de 0,20242%**

La pérdida de potencia total en la transmisión (10,121Kw) es menor o igual al 1 % de la potencia instalada (5.000 Kw)

# 1.2. ANEXO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA.

Proyecto de ejecución

## PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5.000 KW "FV SAN VICENSOL I"

POLÍGONO 19, PARCELAS 99, 100, 128, 129, 130, 131, 132, 133,  
136 y 137  
ALICANTE

Fecha: Marzo 2022

EMPRESA PROMOTORA	EMPRESA CONSULTORA
	 TELKES DESARROLLOS ENERGÉTICOS. C/Marqués de Molins, 13º-1 Dcha. 02001 <a href="http://www.telkes.es">www.telkes.es</a>
EXPEDIENTE: 2021020001 REV. N°0	
N° PROYECTO: FEB-2021020001	
ELABORADO POR: Juan Antonio Garcia Fuentes	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
REVISADO POR: Juan Antonio Garcia Fuentes	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL



## INDICE

1. EFICIENCIA ENERGÉTICA.	2
1.1. PRODUCCIÓN ANUAL.	2
1.2. CONCLUSIONES.	10

## 1. EFICIENCIA ENERGÉTICA.

### 1.1. PRODUCCIÓN ANUAL.

La producción anual de la Instalación Solar Fotovoltaica, será realizada mediante simulación, utilizando el software PVSYST V6.6.7, software este exclusivamente diseñado para la simulación de todo tipo de instalaciones solares fotovoltaicas y de reconocido prestigio en el lobby solar. De todas formas, estos cálculos pueden a su vez desarrollarse del mismo modo utilizando el método de cálculo presentado por el I.D.A.E.

La siguiente tabla muestra el resumen de los resultados obtenidos en la simulación energética realizada para nuestra instalación:

**Balances y resultados principales**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	77.8	28.22	11.18	109.9	105.6	639	629	0.894
Febrero	92.1	32.98	11.54	119.2	116.0	699	688	0.902
Marzo	141.7	50.72	14.05	166.6	162.4	957	942	0.883
Abril	171.3	65.50	16.23	185.1	180.1	1046	1029	0.868
Mayo	210.0	80.24	19.66	213.6	208.2	1197	1178	0.861
Junio	223.2	80.29	23.81	221.4	215.8	1225	1204	0.850
Julio	225.0	75.16	27.02	225.7	220.1	1230	1209	0.837
Agosto	197.5	78.31	27.25	209.0	203.6	1141	1122	0.838
Septiembre	150.1	60.14	23.83	169.5	164.8	941	925	0.853
Octubre	114.7	43.11	20.27	140.8	137.0	796	783	0.869
Noviembre	78.7	31.37	14.65	106.9	103.0	618	608	0.889
Diciembre	67.1	25.18	11.85	96.5	92.1	556	548	0.887
Año	1749.2	651.22	18.49	1964.2	1908.5	11045	10864	0.864

#### Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		

Donde:

- Mes: Los datos mostrados en la tabla resumen son los obtenidos en la simulación de las 8.760 h / anuales.
- Radiación Global horizontal (kWh/m<sup>2</sup>): Es la radiación acumulada en un mes en una superficie horizontal de 1 m<sup>2</sup>.
- Radiación Global Incidente en Módulos (kWh/m<sup>2</sup>): Es la radiación acumulada en una superficie de 1 m<sup>2</sup>, de módulo solar.

MAR-2022	PROYECTO DE EJECUCIÓN PARA LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5.000 kWn "FV SAN VICENSOL I" UBICADA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE ALICANTE
----------	---

- Energía Generador Fotovoltaico (kWh): Es la energía generada en el total del campo o generador fotovoltaico, descontando las pérdidas derivadas de la eficiencia del módulo, suciedad, pérdidas por temperatura, cableado, etc.
- Energía Entregada por el Inversor (kWh): Es la energía final entregada por el inversor descontando las pérdidas originadas por este. Es la producción de energía solar de la instalación.
- Horas Equivalentes: Parámetro que define los kWh/kWp/año, es decir, el ratio utilizado en el sector para evaluar la viabilidad técnica y económica de la instalación.

La simulación en su totalidad muestra los siguientes resultados:

Parámetros generales			
<b>Sistema conectado a la red</b>		<b>Cobertizos ilimitados</b>	
<b>Orientación campo FV</b>		<b>Configuración de cobertizos</b>	
Orientación		Núm. de cobertizos	5 unidades
Cobertizos		Cobertizos ilimitados	
inclinación	18 °	<b>Tamaños</b>	
azimut	0 °	Espaciamiento cobertizos	13.2 m
		Ancho de colector	8.10 m
		Proporc. cob. suelo (GCR)	61.3 %
		Banda inactiva superior	0.02 m
		Banda inactiva inferior	0.02 m
		<b>Ángulo límite de sombreado</b>	
		Ángulo límite de perfil	24.0 °
<b>Horizonte</b>		<b>Sombreados cercanos</b>	
Horizonte libre		Sombreados mutuos de cobertizos	
<b>Sistema bifacial</b>		<b>Necesidades del usuario</b>	
Modelo	Cálculo 2D cobertizos ilimitados	Carga ilimitada (red)	
<b>Geometría del modelo bifacial</b>		<b>Definiciones del modelo bifacial</b>	
Espaciamiento cobertizos	13.22 m	Albedo de tierra	0.30
Ancho cobertizos	8.14 m	Factor de bifacialidad	70 %
Ángulo límite de perfil	24.2 °	Fact. sombreado trasero	5.0 %
GCR	61.6 %	Fact. desajuste trasero	10.0 %
Altura sobre el suelo	0.90 m	Fracción transparente de cobertizo	0.0 %

Características del conjunto FV			
<b>Módulo FV</b>		<b>Inversor</b>	
Fabricante	Longi Solar	Fabricante	Huawei Technologies
Modelo	LR5-72 HIBD 545 M Bifacial	Modelo	SUN2000-215KTL-INH0-50C
(Base de datos PVsyst original)		(Definición de parámetros personalizados)	
Unidad Nom. Potencia	545 Wp	Unidad Nom. Potencia	200 kWca
Número de módulos FV	11745 unidades	Número de inversores	25 unidades
Nominal (STC)	6401 kWp	Potencia total	5000 kWca
Módulos	435 Cadenas x 27 En series	Voltaje de funcionamiento	500-1500 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.28
Pmpp	5850 kWp		
U mpp	1010 V		
I mpp	5792 A		
<b>Potencia FV total</b>		<b>Potencia total del inversor</b>	
Nominal (STC)	6401 kWp	Potencia total	5000 kWca
Total	11745 módulos	Núm. de inversores	25 unidades
Área del módulo	30021 m <sup>2</sup>	Proporción Pnom	1.28
Área celular	27230 m <sup>2</sup>		

Titular:	
Consultoría:	

**Pérdidas del conjunto**

**Factor de pérdida térmica**

Temperatura módulo según irradiancia  
 U<sub>c</sub> (const)            20.0 W/m<sup>2</sup>K  
 U<sub>v</sub> (viento)            0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**Pérdidas de cableado CC**

Res. conjunto global    2.9 mΩ  
 Frac. de pérdida        1.5 % en STC

**Pérdida de calidad módulo**

Frac. de pérdida        -0.3 %

**Pérdidas de desajuste de módulo**

Frac. de pérdida        2.0 % en MPP

**Pérdidas de desajuste de cadenas**

Frac. de pérdida        0.1 %

**Módulo de degradación media**

Año n°                    10  
 Factor de pérdida        0.2 %/año  
 Desajuste debido a la degradación  
 Dispersión Imp RMS    0.2 %/año  
 Dispersión Vmp RMS    0.2 %/año

**Factor de pérdida IAM**

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

**Resultados principales**

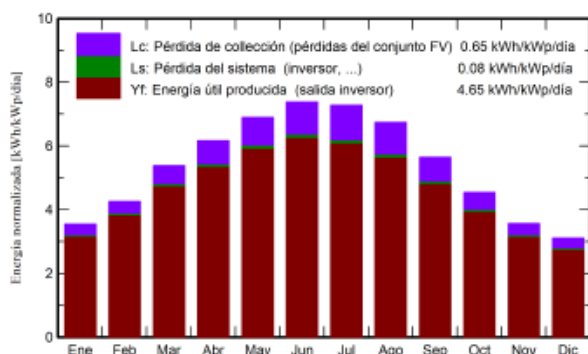
**Producción del sistema**

Energía producida 10864 MWh/año Producción específica 1697 kWh/kWp/año  
 Proporción de rendimiento (PR) 86.41 %

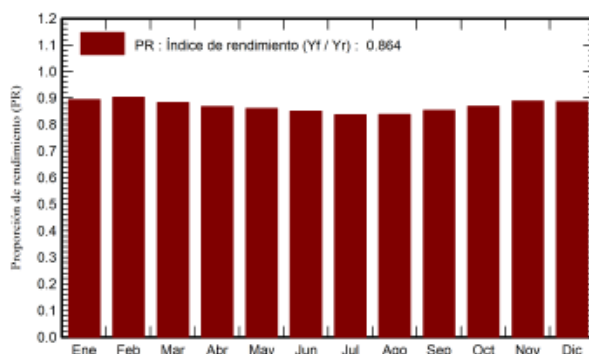
**Evaluación económica**

Inversión Global 4484450.00 EUR Costo anual Anualidades 443652.99 EUR/año LCOE Costo energético 0.02 EUR/kWh  
 Específico 0.70 EUR/Wp Costos de func. 107000.00 EUR/año Período de recuperación 10.0 años

**Producciones normalizadas (por kWp instalado)**



**Proporción de rendimiento (PR)**



**Balances y resultados principales**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	77.8	28.22	11.18	109.9	105.6	639	629	0.894
Febrero	92.1	32.98	11.54	119.2	116.0	699	688	0.902
Marzo	141.7	50.72	14.05	166.6	162.4	957	942	0.883
Abril	171.3	65.50	16.23	185.1	180.1	1046	1029	0.868
Mayo	210.0	80.24	19.66	213.6	208.2	1197	1178	0.861
Junio	223.2	80.29	23.81	221.4	215.8	1225	1204	0.850
Julio	225.0	75.16	27.02	225.7	220.1	1230	1209	0.837
Agosto	197.5	78.31	27.25	209.0	203.6	1141	1122	0.838
Septiembre	150.1	60.14	23.83	169.5	164.8	941	925	0.853
Octubre	114.7	43.11	20.27	140.8	137.0	796	783	0.869
Noviembre	78.7	31.37	14.65	106.9	103.0	618	608	0.889
Diciembre	67.1	25.18	11.85	96.5	92.1	556	548	0.887
<b>Año</b>	<b>1749.2</b>	<b>651.22</b>	<b>18.49</b>	<b>1964.2</b>	<b>1908.5</b>	<b>11045</b>	<b>10864</b>	<b>0.864</b>

**Leyendas**

GlobHor Irradiación horizontal global EArray Energía efectiva a la salida del conjunto  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal E\_Grid Energía inyectada en la red  
 T\_Amb Temperatura ambiente PR Proporción de rendimiento  
 GlobInc Global incidente plano receptor  
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

Titular:

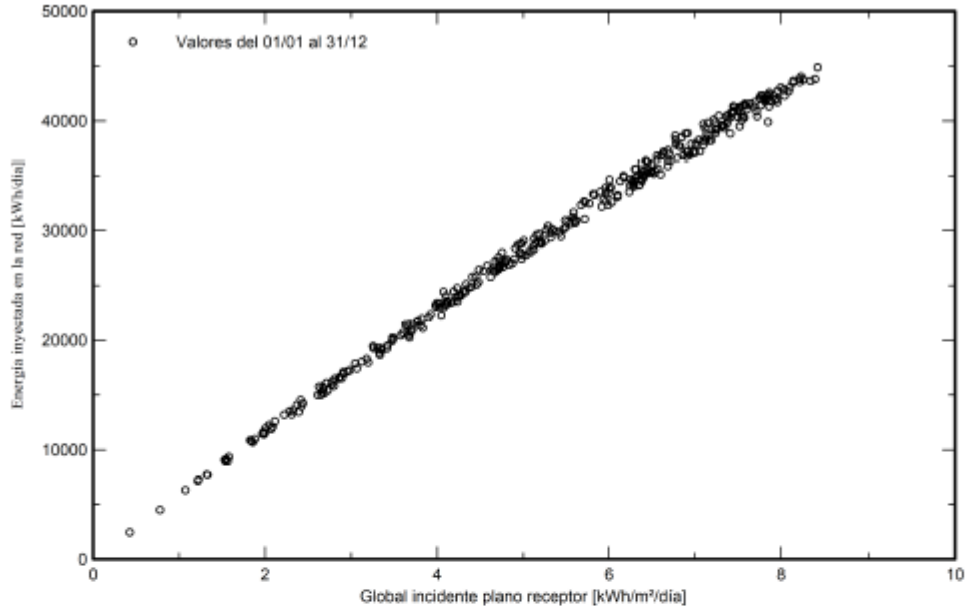


Consultoría:

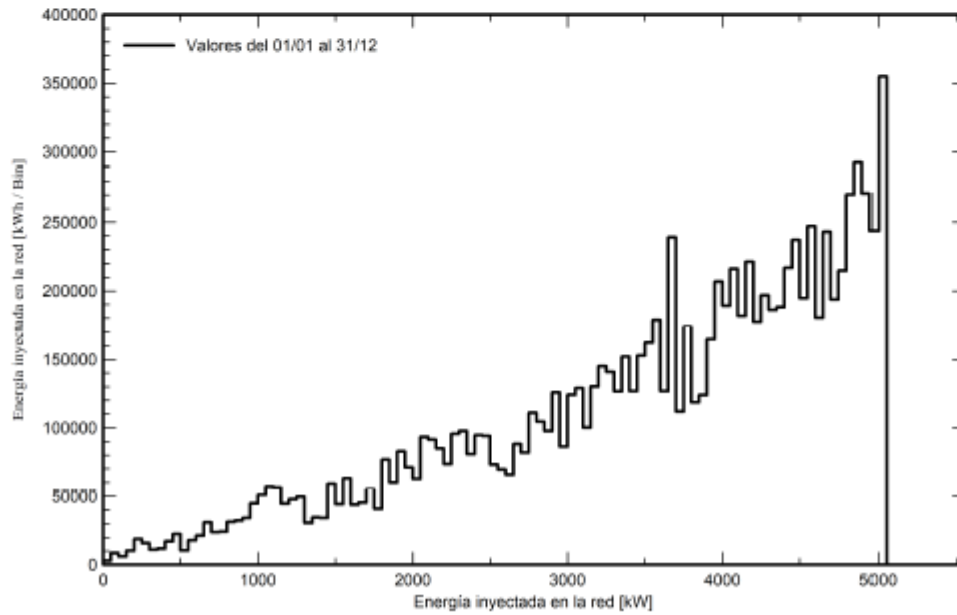


Gráficos especiales

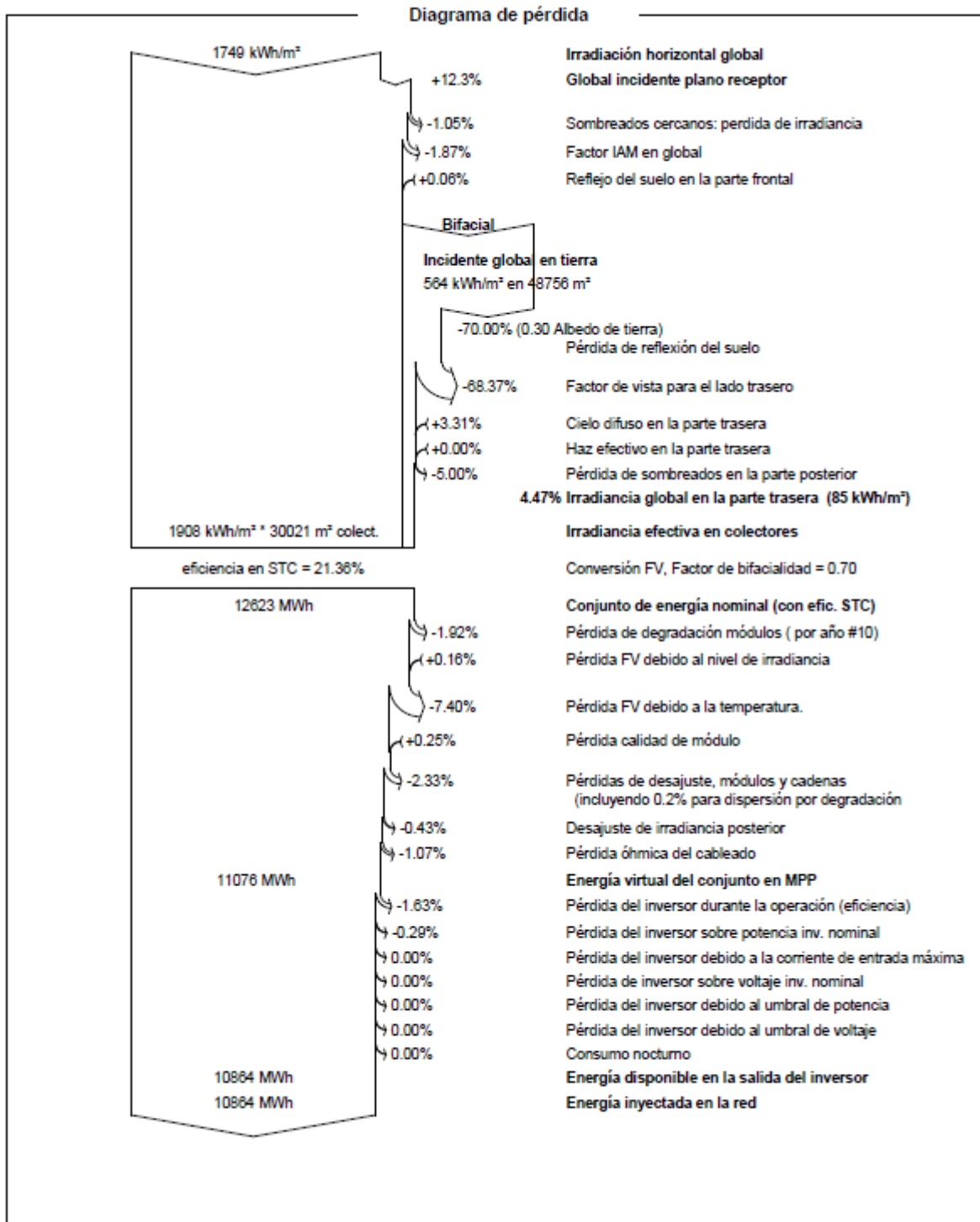
Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema







Titular:  BioTec ENERGÍAS RENOVABLES	Consultoría:  TELKES DESARROLLOS ENERGÉTICOS
--	--

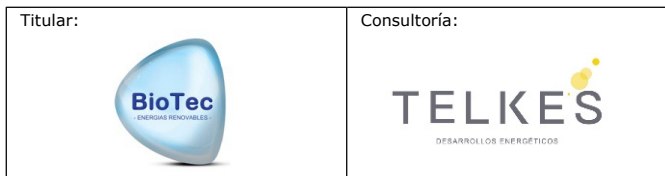
<b>ANEJO 1.2: EFICIENCIA ENERGÉTICA</b>
Página 8 de 10

Por lo tanto obtenemos una producción de energía de:

- 10.864 MWh/año.

Con una eficiencia energética de:

- PR = 86.41 %.



## 1.2. CONCLUSIONES.

Se considera que, con lo aportado en la presente memoria, se da por reflejada y justificadas las instalaciones a implantar y obtener así las correspondientes autorizaciones y licencias que la autoridad competente considere le son de aplicación.

El que suscribe, se pone a disposición de cualquier aclaración o modificación que sea preciso insertar y da por terminado la presente memoria.

Alicante, 03 de Diciembre de 2021

El Ingeniero Técnico Industrial  
Juan Antonio Garcia Fuentes  
Colegiado 2041

# 1.3. ANEXO DE IMPACTO AMBIENTAL.

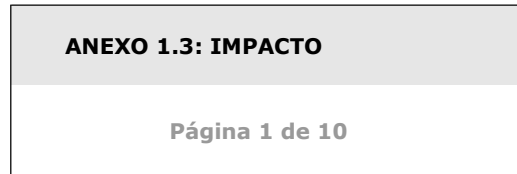
**Proyecto de ejecución**

## **PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 5.000 KW "FV SAN VICENSOL I"**

**POLÍGONO 19, PARCELAS 99, 100, 128, 129, 130, 131, 132, 133,  
136 y 137  
ALICANTE**

**Fecha: Marzo 2022**

<b>EMPRESA PROMOTORA</b>	<b>EMPRESA CONSULTORA</b>
 <p><b>BioTec</b> ENERGIAS RENOVABLES</p>	 <p><b>TELKES</b> DESARROLLOS ENERGÉTICOS</p> <p>TELKES DESARROLLOS ENERGÉTICOS. C/Marqués de Molins, 130-1 Dcha. 02001 <a href="http://www.telkes.es">www.telkes.es</a></p>
EXPEDIENTE: 202102EV. Nº0	
Nº PROYECTO: FEB-2021020001	
ELABORADO POR: Juan Antonio Garcia Fuentes	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL
REVISADO POR: Juan Antonio Garcia Fuentes	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL



## INDICE

1. EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL.	2
1.1. LEY 21/2013.	2
1.1.1. ÁMBITO DE APLICACIÓN.	2
1.1.2. EVALUACIÓN AMBIENTAL ORDINARIA.	3
1.1.3. EVALUACIÓN AMBIENTAL SIMPLIFICADA.	4
1.2. CONCLUSIONES.	8

## 1. EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL.

### 1.1. LEY 21/2013.

#### 1.1.1. ÁMBITO DE APLICACIÓN.

Conforme al artículo 7 de la Ley 21/2013, de 09 de diciembre, de Evaluación Ambiental, serán objeto de una evaluación ambiental ordinaria los siguientes proyectos:

- a) Los comprendidos en el Anexo I, así como los proyectos, que presentándose fraccionados, alcancen los umbrales del Anexo I mediante la acumulación de las magnitudes o dimensiones de cada uno de los proyectos considerados.
- b) Los comprendidos en el apartado 2, del citado artículo, cuando así lo decida caso por caso el órgano ambiental, en el informe de impacto ambiental de acuerdo a los criterios establecidos en el Anexo III.
- c) Cualquier modificación de las características de un proyecto consignado en el anexo I o en el anexo II, cuando dicha modificación cumple, por si sola, los umbrales establecidos en el anexo I.
- d) Los proyectos incluidos en el apartado 2, cuando así lo solicite el promotor.

Serán objeto de evaluación de impacto ambiental simplificada:

- a) Los proyectos comprendidos en el Anexo II.
- b) Los proyectos no incluidos ni en el Anexo I ni en el Anexo II que puedan afectar de forma apreciable, directa o indirectamente, a Espacios Protegidos Red Natura 2000.
- c) Cualquier modificación de las características de un proyecto del anexo I, o del anexo II, distinta de las modificaciones descritas en el artículo 7.1 c), ya autorizados, ejecutados o en proceso de ejecución, que pueda tener efectos adversos significativos sobre el medio ambiente. Se entenderá que esta modificación puede tener efectos adversos significativos sobre el medio ambiente cuando suponga:

1º Un incremento significativo de las emisiones a la atmósfera.

2º Un incremento significativo de los vertidos a cauces públicos o al litoral.

3º Incremento significativo de la generación de residuos.

- 4º Un incremento significativo de la utilización de recursos naturales.
- 5º Una afección a Espacios Protegidos Red Natura 2000.
- 6º Una afección significativa al patrimonio cultural.

- d) Los proyectos que presentándose fraccionados, alcancen los umbrales del anexo II, mediante la acumulación de las magnitudes o dimensiones de cada uno de los proyectos considerados.
- e) Los proyectos del anexo I que sirven exclusiva o principalmente para desarrollar o ensayar nuevo métodos o productos, siempre que la duración del proyecto no sea superior a dos años.

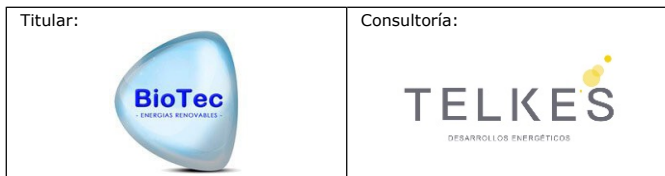
### 1.1.2. EVALUACIÓN AMBIENTAL ORDINARIA.

Con respecto al Anexo I, la instalación objeto de este proyecto se enmarca dentro del Grupo 3, Industria energética, apartado j), instalaciones para la producción de energía eléctrica a partir de energía solar destinada a su venta a la red, que no se ubiquen en cubiertas o tejados de edificios existentes, y que ocupen más de 100 ha de superficie.

En este caso, la instalación objeto presenta una superficie vallada de 7,708 Ha, por lo tanto al ocupar menos de 100 Ha no se encontraría dentro del ámbito de aplicación del Anexo I.

A su vez la instalación presenta una infraestructura de evacuación fuera del ámbito de aplicación del apartado g), construcción de líneas de transmisión de energía eléctrica con un voltaje superior a 220 kV y una longitud superior a 15 km, salvo que discurren íntegramente en subterráneo por suelo urbanizado, así como sus subestaciones asociadas.

En este caso la infraestructura de evacuación de energía eléctrica de la instalación objeto de este proyecto está formada por una línea subterránea de 20 kV y 1.007 m de longitud que discurre íntegramente por suelo no urbanizado de no propiedad del titular, por lo tanto no se encontraría dentro del ámbito de aplicación del Anexo I.



### **1.1.3. EVALUACIÓN AMBIENTAL SIMPLIFICADA.**

Según la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, el tipo de proyecto al que se hace referencia en este documento, quedaría encasillado en el Grupo 4 del Anexo II:

**Instalaciones para la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar, destinada a su venta a la red, no incluidas en el anexo I ni instaladas sobre cubiertas o tejados de edificios o en suelos urbanos y que, ocupen una superficie mayor de 10 ha.**

Por lo que deberá ser sometido a una Evaluación de Impacto Ambiental Simplificada.

Según el Decreto 32/2006, de 10 de marzo, por el que se modifica el Decreto 162/1990, de 15 de octubre sobre el Reglamento para la ejecución de la Ley 2/1989, de 3 de marzo, de la Generalitat, de Impacto Ambiental, y de acuerdo con la Ley estatal anterior la instalación debería ser sometida a una Estimación de Impacto Ambiental equivalente a la anterior.