



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO APLICACIÓN DEL CÓDIGO DE REE A NUEVAS INFRAESTRUCTURAS DE GENERACIÓN RENOVABLE Y DISEÑO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: Diego Sagaz Spottorno

Directora: María Inmaculada Blázquez García

Madrid

Junio de 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Aplicación del código de REE a nuevas infraestructuras de generación renovable y
diseño de una planta solar fotovoltaica.”

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2020/2021 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Diego Sagaz Spottorno

Fecha: 08/06/2021



Autorizada la entrega del proyecto

LA DIRECTORA DEL PROYECTO

BLAZQUEZ
GARCIA MARIA
INMACULADA -
46885278P

Firmado digitalmente
por BLAZQUEZ GARCIA
MARIA INMACULADA -
46885278P
Fecha: 2021.06.07
22:45:27 +02'00'

Fdo.: María Inmaculada Blázquez García

Fecha: 08/06/2021

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. DIEGO SAGAZ SPOTTORNO

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra:
"Aplicación del código de PEE a redes infraestructuras de generación renovable y diseño de una planta solar fotovoltaica",
que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar "marcas de agua" o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que

d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- Madrid, a 8 de Junio de 2021.

Fdo. 

[illegible]



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO APLICACIÓN DEL CÓDIGO DE REE A NUEVAS INFRAESTRUCTURAS DE GENERACIÓN RENOVABLE Y DISEÑO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: Diego Sagaz Spottorno

Directora: María Inmaculada Blázquez García

Madrid

Junio de 2021

APLICACIÓN DEL CÓDIGO DE REE A NUEVAS INFRAESTRUCTURAS DE GENERACIÓN RENOVABLE Y DISEÑO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: Sagaz Spottorno, Diego.

Directora: Blázquez García, María Inmaculada.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

En este proyecto se ha hecho un estudio de la legislación que regula las condiciones técnicas del acceso y conexión a la red de plantas de generación renovable, donde se han obtenido los niveles de tensión, frecuencia o factor de potencia, por ejemplo, que debe haber en todo momento en el sistema. Una vez se han establecido las bases legislativas, se ha diseñado una planta solar fotovoltaica, garantizando el cumplimiento de la normativa en todo momento.

Palabras clave: Factor de potencia, Inversor, Módulo solar, Potencia reactiva, String.

1. Introducción

En el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, para el periodo 2021-2030, se establece que el porcentaje de generación eléctrica proveniente de fuentes de energía renovables debe alcanzar el 74% para el final de la década (1). En España, en concreto, se espera que más de la mitad del total de la generación renovable esté basada en generación eólica y solar fotovoltaica. Esto supone un aumento de alrededor 5 veces en la generación solar fotovoltaica con respecto al año 2020. Se puede afirmar que la transición hacia una generación renovable supondrá uno de los mayores cambios para todo el sector eléctrico, ya que afecta al transporte y distribución de la energía eléctrica, a la seguridad del sistema o a la curva de demanda, por ejemplo.

Como es de esperar, también supondrá un cambio en la manera de regular la generación de energía eléctrica, ya que esta cambia radicalmente. En este proyecto, se va a analizar la legislación española que regula los criterios técnicos de la calidad de la energía y las infraestructuras de generación renovable. Tras ese estudio, conocidos los requisitos que debe cumplir una planta de generación renovable en el punto de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución, se va a proceder al diseño de una planta solar fotovoltaica, asegurando que se cumplen las condiciones estudiadas anteriormente.

2. Legislación del sistema eléctrico

Para el correcto diseño de una planta de generación renovable, se debe conocer con anterioridad los requisitos que debe cumplir. Para este proyecto, son de especial interés las condiciones técnicas impuestas en los puntos frontera de las redes de transporte y distribución, es decir, los límites admisibles de tensión, frecuencia y factor de potencia entre los que debe encontrarse la energía inyectada en el punto de acceso y conexión a la red.

Para lograr un mayor entendimiento de la actual legislación de las plantas de generación renovable, se hace una revisión histórica, como se muestra en la *Ilustración 1*, de las leyes o Reales Decretos que supusieron, en su momento, grandes cambios para el sector eléctrico. Siguiendo un orden cronológico de la evolución del marco legislativo, se llega hasta la legislación vigente, donde se establecen las normas actuales por las que se rigen las instalaciones de generación renovable y, en especial, las de generación solar fotovoltaica.

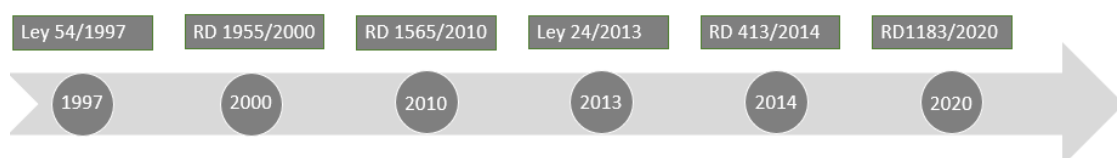


Ilustración 1. Evolución de la legislación que regula las infraestructuras de generación renovable.

Por otro lado, también se siguen los procedimientos de operación que recoge Red Eléctrica de España. Son normas técnicas e instrumentales de obligado cumplimiento, necesarias para una correcta gestión técnica del sistema. Los procedimientos de operación que aplican al presente proyecto son aquellos donde se establece el proceso de conexión y acceso a las redes de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica y las condiciones de entrega de energía en los puntos frontera de la red, como los niveles de tensión admisibles o el rango del factor de potencia, son los P.O. 12.2, 1.3, 1.4 y 7.4, respectivamente.

3. Diseño de una planta solar fotovoltaica

Una vez se conocen los requisitos técnicos que debe cumplir una infraestructura de generación renovable, se procede con el diseño de una planta solar fotovoltaica. Se trata de un proyecto real, ubicado en la provincia de Toledo, con una potencia concedida en el punto de acceso y conexión de 3,68 MW nominales y 4 MW pico. Su diseño incluye el número de paneles solares a instalar, la agrupación de dichos módulos, los inversores y el dimensionamiento de los conductores de la planta.

La energía eléctrica se genera, a través del efecto fotoeléctrico, en los paneles solares, que captan la energía del sol. Esta energía se genera en corriente continua y baja tensión, por lo que es necesario conducirla hasta los inversores, que pasan de corriente continua a corriente alterna, todavía en baja tensión. Después, se lleva a un centro de transformación, donde se eleva la tensión de 800 V hasta 20 kV para poder realizar la conexión al centro de seccionamiento.

En primer lugar, se debe elegir el modelo de los paneles solares que se emplearán en el proyecto, junto con su potencia unitaria, que es de 545 W. Al conocer la potencia de cada módulo solar y la potencia pico concedida en el punto de acceso y conexión, se dimensiona la planta de tal forma que la producción máxima de todos los módulos sea igual a la potencia pico concedida, es decir, de 4 MW. Se calcula que el total de paneles solares necesarios para la planta es de 7339. Una vez se tiene el número de

módulos, se debe decidir su agrupación. En este caso, lo más conveniente resulta ser la conexión en serie, o string, para minimizar las pérdidas y conseguir la tensión de funcionamiento deseada. Sabiendo que se deben conectar en serie, es necesario determinar el número de módulos que componen cada string. Teniendo en cuenta la tensión máxima que es capaz de soportar cada módulo, se calcula que se deben conectar entre 35 y 36 módulos en serie, para formar un total de 204 strings.

En segundo lugar, el número de inversores necesarios se calcula de forma muy parecida al número de paneles fotovoltaicos, es decir, se parte de la potencia de cada inversor, 215 kW, especificada por el fabricante, y con la potencia nominal concedida en el punto de acceso y conexión se calcula el número de inversores necesarios, que resulta ser de 18. Conociendo el número de inversores y el número de strings basta con comprobar que no se superan los límites de corriente por el inversor, para conocer el número de strings que recoge cada inversor, que se encuentra entre 11 y 12.

Finalmente, se deben dimensionar los distintos conductores que hay en la planta, en corriente continua y baja tensión, desde los módulos solares hasta los inversores, en corriente alterna y baja tensión, desde los inversores al centro de transformación y en corriente alterna y alta tensión, desde el centro de transformación al centro de seccionamiento. Para el dimensionamiento, se debe calcular la sección de cada conductor de tal manera que soporte, sin perjuicio alguno, la corriente máxima en las condiciones de operación más desfavorables, corregida según la disposición del conductor.

A continuación, se muestra, en la *Tabla 1*, un resumen con los resultados del diseño de la planta solar.

RESULTADOS DISEÑO PLANTA SOLAR	
Nº de módulos solares	7339
Nº de módulos/string	35-36
Nº de strings	204
Nº de inversores	18

Nº de strings/inversor	11-12
------------------------	-------

Tabla 1. Resultados del diseño de la planta solar.

4. Resultados

El resultado más importante para el proyecto que se obtiene del estudio de la legislación es conocer el intervalo admisible del factor de potencia en el punto de acceso y conexión a la red. El rango de valores entre los que puede encontrarse el factor de potencia de la instalación, de tal manera que no se comprometa la integridad del sistema, es entre 0,95 inductivo y 0,95 capacitivo. Si bien esos son los límites técnicos para el correcto funcionamiento del sistema, se debe mantener un factor de potencia entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo siempre que sea posible, salvo indicación del operador.

Por lo tanto, la planta solar debe ser capaz de operar con un factor de potencia de 0,95 en cualquier situación. Si se está generando la potencia nominal en el punto de acceso y conexión, la planta debe generar un total de 1,21 MVar de potencia reactiva. Esta potencia coincide con la potencia reactiva máxima que son capaces de generar los inversores, cuando se encuentran entregando la potencia activa nominal en el punto de acceso y conexión. Esto significa que los inversores son capaces de generar toda la potencia reactiva necesaria para cumplir con el factor de potencia mínimo que establece la legislación, evitando la instalación de baterías de condensadores para generar potencia reactiva.

5. Conclusiones

En vista de estos resultados, se puede afirmar que, después de haber realizado un análisis de las condiciones técnicas de la calidad de la energía en el punto de acceso y conexión a la red y, en especial, aquellas que conciernen la generación de potencia reactiva para regular el factor de potencia en instalaciones de generación renovable, se

han obtenido los valores límites entre los que puede, y debe, operar una planta de generación solar fotovoltaica.

A continuación, se ha diseñado una planta solar fotovoltaica de tal manera que se cumplan todos los requisitos establecidos por la legislación, asegurando su correcto funcionamiento en todo momento. Se ha asegurado el cumplimiento en todo momento de los niveles de tensión, contenido en armónicos y frecuencia, regulados por el *Smart Logger* y el *Power Plant Controller*, que son controles dinámicos capaces de regular los parámetros de la planta. También, se puede asegurar que se cumple con el factor de potencia mínimo que exige Red Eléctrica de España en todo momento, ya que los inversores elegidos para la planta son capaces de generar toda la potencia reactiva que necesita producir la instalación, cumpliendo así con todos los objetivos propuestos en el proyecto.

6. Referencias

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*. Madrid

APPLICATION OF THE OPERATION PROCEDURES OF REE TO NEW RENEWABLE GENERATION FACILITIES AND DESIGN OF A SOLAR PHOTOVOLTAIC FACILITY

Author: Sagaz Spottorno, Diego.

Supervisor: Blázquez García, María Inmaculada.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

This project studies the legislation regulating the technical conditions for accessing and connecting to the transmission and distribution networks applied to renewable generation facilities, obtaining, for instance, the voltage, frequency, or power factor levels required by the system at all times. Once the legislative foundations have been established, a solar photovoltaic facility has been designed, ensuring compliance with applicable regulations at all times.

Keywords: Power factor, Inverter, Solar panel, Reactive power, String.

1. Introduction

The National Integrated Energy and Climate Plan, for the period 2021-2030, establishes that the percentage of electricity generation from renewable energy sources should reach 74% by the end of the decade (1). In Spain, in particular, more than half of the total renewable generation is expected to be based on wind and solar photovoltaic generation. This implies an increase of about 5 times in solar PV generation with respect to 2020. It can be said that the transition to renewable generation will be one of the biggest changes for the entire electricity sector, as it affects the transmission and distribution of electricity, the security of the system or the load curve of demand, for instance.

As expected, it will also mean a change in the way electricity generation is

regulated, as it changes radically. In this project, the Spanish legislation regulating the technical criteria for power quality and renewable generation infrastructures will be analyzed. After this study, knowing the requirements that a renewable generation plant must meet at the point of access and connection to the transmission and distribution networks, the design of a solar photovoltaic plant will be carried out, ensuring that the conditions previously studied are met.

2. Legislation of the electricity system

For the correct design of a renewable generation plant, the requirements to be met must be known in advance. For this project, the technical conditions imposed at the border points of the transmission and distribution networks are of special interest, this is, the limits of voltage, frequency, and power factor which the power injected into the access and connection point must be within.

In order to achieve a better understanding of the current legislation on renewable generation plants, a historical review is made, as shown in *Illustration 1*, of the laws or Royal Decrees that, at the time, brought about major changes in the electricity sector. Following a chronological order of the evolution of the legislative framework, the current legislation is reached, which establishes the present rules governing renewable generation facilities and, in particular, solar photovoltaic generation.

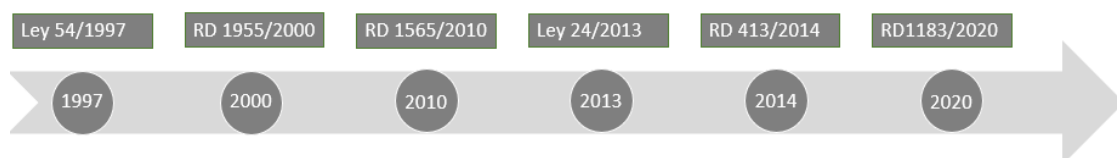


Illustration 1. Evolution of the legislation regulating renewable generation infrastructures.

On the other hand, the operating procedures established by *Red Eléctrica de España* are also followed. These are mandatory technical and instrumental standards,

necessary for the correct technical management of the system. The operating procedures that apply to the present project are those that establish the process of connection and access to the grids of new power generation facilities and the conditions of energy delivery at the grid boundary points, such as the admissible voltage levels or the power factor range, these are O.P. 12.2, 1.3, 1.4 and 7.4, respectively.

3. Design of a solar photovoltaic facility

Once the technical requirements that a renewable generation infrastructure must meet are known, we proceed with the design of a photovoltaic solar plant. This is a real project, located in the province of Toledo, with a power granted at the access and connection point of 3.68 MW nominal and 4 MW peak. Its design includes the number of solar panels to be installed, the grouping of these modules, the inverters, and the sizing of the plant's conductors.

The electrical energy is generated, through the photoelectric effect, in the solar panels, which capture the sun's energy. This energy is generated in direct current and low voltage, so it is necessary to conduct it to the inverters, which switch from direct current to alternating current, still in low voltage. It is then taken to a power transforming station, where the voltage is raised from 800 V to 20 kV so that it can be connected to the switching substation.

First of all, the model of the solar panels to be used in the project must be chosen, along with their unitary power, which is 545 W. Knowing the power of each solar module and the peak power granted at the access and connection point, the plant is dimensioned in such a way that the maximum production of all the modules is equal to the peak power granted, this is, 4 MW. The total number of solar panels required for the plant is calculated to be 7339. Once the number of modules is known, it is necessary to decide on their grouping. In this case, it is most convenient to connect them in series, or string, to minimize losses and achieve the desired operating voltage. Knowing that they must be connected in series, it is necessary to determine the number of modules that make up each string. Taking into account the maximum voltage that each module

is capable of withstanding, it is calculated that between 35 and 36 modules must be connected in series, to form a total of 204 strings.

Secondly, the number of inverters required is calculated in a very similar way to the number of photovoltaic panels, this is, with the power of each inverter, 215 kW, specified by the manufacturer, and with the nominal power granted at the access and connection point, the number of inverters required is calculated, which turns out to be 18. Knowing the number of inverters and the number of strings, it is enough to check that the current limits are not exceeded by the inverter, to know the number of strings that each inverter collects, which is between 11 and 12.

Finally, the different conductors in the plant must be dimensioned, in direct current and low voltage, from the solar modules to the inverters, in alternating current and low voltage, from the inverters to the power transforming station and in alternating current and high voltage, from the power transforming station to the switching substation. For sizing, the cross-section of each conductor must be calculated in such a way that it can withstand the maximum current under the most unfavorable operating conditions, corrected according to the conductor layout, without any detriment.

A summary of the results of the solar facility design is shown in *Table 1*.

SOLAR PV FACILITY DESIGN RESULTS	
No. of solar panels	7339
No. of panels/string	35-36
No. of strings	204
No. of inverters	18
No. of strings /inverter	11-12

Table 1. Solar PV facility design results.

4. Results

The most important result for the project obtained from the study of the legislation is to know the admissible range of the power factor at the point of access and connection to the network. The range of values between which the power factor of the installation must be found, in such a way that the integrity of the system is not compromised, is between 0.95 inductive and 0.95 capacitive. Although these are the technical limits for the correct operation of the system, a power factor between 0.98 inductive and 0.98 capacitive should be maintained whenever possible, unless indicated by the operator.

Therefore, the solar plant should be able to operate with a power factor of 0.95 in any situation. If the rated power is being generated at the access and connection point, the plant should generate a total of 1.21 MVar of reactive power. This power coincides with the maximum reactive power that the inverters are capable of generating, when delivering the rated active power at the access and connection point. This means that the inverters are capable of generating all the reactive power necessary to comply with the minimum power factor established by the legislation, avoiding the installation of capacitor banks to generate reactive power.

5. Conclusions

In view of these results, it can be stated that, after having carried out an analysis of the technical conditions of power quality at the point of access and connection to the grid and, in particular, those concerning the generation of reactive power to regulate the power factor in renewable generation facilities, the limit values between which a solar photovoltaic generation plant can, and must, operate have been obtained.

Then, a solar photovoltaic plant has been designed in such a way that all the requirements established by the legislation are met, ensuring its correct operation at all times. Compliance has been ensured at all times with the voltage levels, harmonic content, and frequency, regulated by the Smart Logger and the Power Plant Controller, which are dynamic controls capable of regulating the plant parameters. Also, it can be assured that the minimum power factor required by Red Eléctrica de España is met at

all times, since the inverters chosen for the plant are capable of generating all the reactive power that the installation needs to produce, thus meeting all the objectives proposed in the project.

6. References

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*. Madrid.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
MEMORIA

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción.....	9
1.1 Introducción	9
1.2 Motivación y objetivos.....	16
Capítulo 2. Legislación del Sistema Eléctrico.....	19
2.1 Introducción	19
2.2 Evolución de la legislación	19
2.2.1 Ley 54/1997	20
2.2.2 Real Decreto 1955/2000.....	21
2.2.3 Real Decreto 1565/2010.....	22
2.2.4 Ley 24/2013	22
2.2.5 Real Decreto 413/2014.....	23
2.2.6 Real Decreto 1183/2020.....	24
2.3 Procedimientos de operación	25
2.3.1 P.O. 12.2.....	25
2.3.2 P.O. 1.3.....	26
2.3.3 P.O. 1.4.....	27
2.3.4 P.O. 7.4.....	28
2.4 Normativa.....	29
2.4.1 Norma UNE EN-50160.....	30
Capítulo 3. Proyecto Lorenzo Solar	33
3.1 Introducción	33
3.2 Módulos solares fotovoltaicos.....	34
3.3 Inversores	37
3.4 Centro de transformación.....	42
3.5 Sistema de evacuación	43
3.6 Cableado de corriente continua en baja tensión	44
3.7 Cableado de corriente alterna en baja tensión.....	45
3.8 Cálculos.....	46
3.8.1 Cálculos de los módulos y strings	46
3.8.2 Cálculos del inversor.....	53
3.8.3 Cálculos de potencia reactiva	57

3.8.4	<i>Cálculos del cableado de corriente continua en baja tensión.....</i>	<i>60</i>
3.8.5	<i>Cálculos del cableado de corriente alterna en baja tensión</i>	<i>67</i>
3.8.6	<i>Cálculos del cableado de corriente alterna en alta tensión</i>	<i>72</i>
Capítulo 4. Análisis de resultados		75
Capítulo 5. Conclusiones		79
Capítulo 6. Trabajos futuros.....		83
6.1	Almacenamiento en baterías	83
6.2	Producción de hidrógeno verde.....	84
Capítulo 7. Bibliografía		87
Capítulo 8. Anexos		89

Índice de figuras

Figura 1. Evolución potencia solar fotovoltaica instalada en España peninsular (1).	10
Figura 2. Evolución potencia eólica instalada en España peninsular (1).....	10
Figura 3. Potencia instalada de energías renovables esperada según el escenario PNIEC (2).11	
Figura 4. Estructura de la generación eólica el día 29/05/2021 (3).	12
Figura 5. Estructura de la generación solar fotovoltaica el día 29/05/2021 (3).....	13
Figura 6. Estructura de la generación nuclear el día 29/05/2021 (3).	13
Figura 7. Línea temporal de la evolución de la legislación. Fuente propia.	20
Figura 8. Curva tensión-tiempo admisible en el punto de conexión (13).	26
Figura 9. Límites de factor de potencia según el P.O. 7.4. (15).	29
Figura 10. Regulación de los sistemas fotovoltaicos. Fuente propia.	34
Figura 11. Evolución del precio de los paneles solares 1977-2015 (18).	35
Figura 12. Evolución del precio de los paneles solares 2007-2019 (18).	36
Figura 13. Sistema de referencia móvil en ejes dq (19).....	38
Figura 14. Vector de tensión orientado con el eje d del sistema de referencia en ejes dq (20).	39
Figura 15. Control de las potencias controlando las corrientes en ejes dq (21).....	40
Figura 16. Curva de demanda en España el día 11/02/2021. (22).	84

Índice de tablas

Tabla 1. Rango del factor de potencia admisible según el RD 1565/2010.	22
Tabla 2. Tensiones admisibles en los puntos frontera según el nivel de tensión.	27
Tabla 3. Resumen de la norma UNE EN-50160.	31
Tabla 4. Características del módulo solar Vertex TSM-DE19 545.	37
Tabla 5. Características del inversor SUN2000-215KTL-H0.	41
Tabla 6. Características del transformador 4 MVA 0,8/20 kV.	42
Tabla 7. Características del cable solar Prysun empleado en el cableado de corriente continua en baja tensión.	45
Tabla 8. Características del cable AL VOLTALENE FLAMEX CPRO empleado en el cableado de corriente alterna en baja tensión.	46
Tabla 9. Resultados del cálculo de los módulos por string.	49
Tabla 10. Resultados del cálculo de las tensiones mínima y máxima para la elección del número de módulos por string.	51
Tabla 11. Resultados del cálculo de las intensidades máximas en operación y cortocircuito para elección del número de strings por inversor.	55
Tabla 12. Resumen de la distribución de inversores y strings.	57
Tabla 13. Factor de corrección debido a la instalación de más de un conductor por tubo en el caso de empotrados o embutidos. ITC-BT-19. Tabla C.52.3 UNE-HD 60364-5-52.	62
Tabla 14. Factor de corrección debido al número de capas en la zanja donde estén enterrados los conductores. ITC-BT-19.	62
Tabla 15. Factor de corrección debido a la temperatura del terreno en función del tipo de aislamiento. Tabla A.52-D2 – UNE 20460-5-53.	63
Tabla 16. Factor de corrección debido a la resistividad térmica del terreno. Tabla B.52.16 – UNE-HD 60364-5-52.	63
Tabla 17. Intensidades admisibles en función de la sección del conductor. Tabla C-52- bis – UNE-HD 60364-5-52. ITC-BT-19.	65
Tabla 18. Factor de corrección debido al número de conductores por zanja y a la distancia que los separa. ITC-BT-19. Tabla B.52.18 UNE-HD 60364-5-52.	68
Tabla 19. Intensidades admisibles en función de la sección del conductor. Tabla C-52- bis – UNE-HD 60364-5-52. ITC-BT-19.	70
Tabla 20. Densidad del cortocircuito en función de su duración. Prysmian Group.	71
Tabla 21. Características de la línea eléctrica de corriente alterna y alta tensión.	72
Tabla 22. Características del cable empleado en la línea eléctrica subterránea de alta tensión en corriente alterna.	73
Tabla 23. Factores de corrección aplicados a la corriente que circula por el conductor en corriente alterna y alta tensión.	73

Capítulo 1. Introducción

1.1 Introducción

En 2015 tuvo lugar el Acuerdo de París, donde se estableció un marco global para limitar los efectos del calentamiento global y poder limitar el cambio climático. Tras este acuerdo, la Comisión Europea mandó a todos los miembros la elaboración de un plan nacional integrado de energía y clima, conocido como PNIEC cuyo objetivo principal es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, liderando la transición ecológica. Para conseguir un gran número de los objetivos que se establecen en el PNIEC, es imprescindible un gran avance a nivel de investigación, implantación e integración de tecnologías de generación renovable. Se pretende que en el año 2030 las energías renovables alcancen el 74% de la generación de energía eléctrica en España, basándose principalmente en dos tipos de tecnología, la energía eólica y la energía solar fotovoltaica.

Este aumento de la instalación de tecnologías de generación renovable ya está teniendo lugar, como se puede ver en la *Figura 1* y en la *Figura 2*, donde se muestra la evolución de la potencia instalada en España de las tecnologías solar fotovoltaica y eólica, respectivamente.



Figura 1. Evolución potencia solar fotovoltaica instalada en España peninsular (1).



Figura 2. Evolución potencia eólica instalada en España peninsular (1).

Al aumento que han tenido ya, que se aprecia en las figuras anteriores, hay que añadirle todo el aumento que se espera para las próximas décadas, según lo previsto en el PNIEC, que se muestra en la *Figura 3*. A partir del año 2020, se espera un gran impulso de la energía solar fotovoltaica. Comparando el 2020 con el año 2019, hubo un aumento de un 66% en la potencia solar total instalada en España, cumpliendo con el aumento esperado que se observa

en la *Figura 3*.

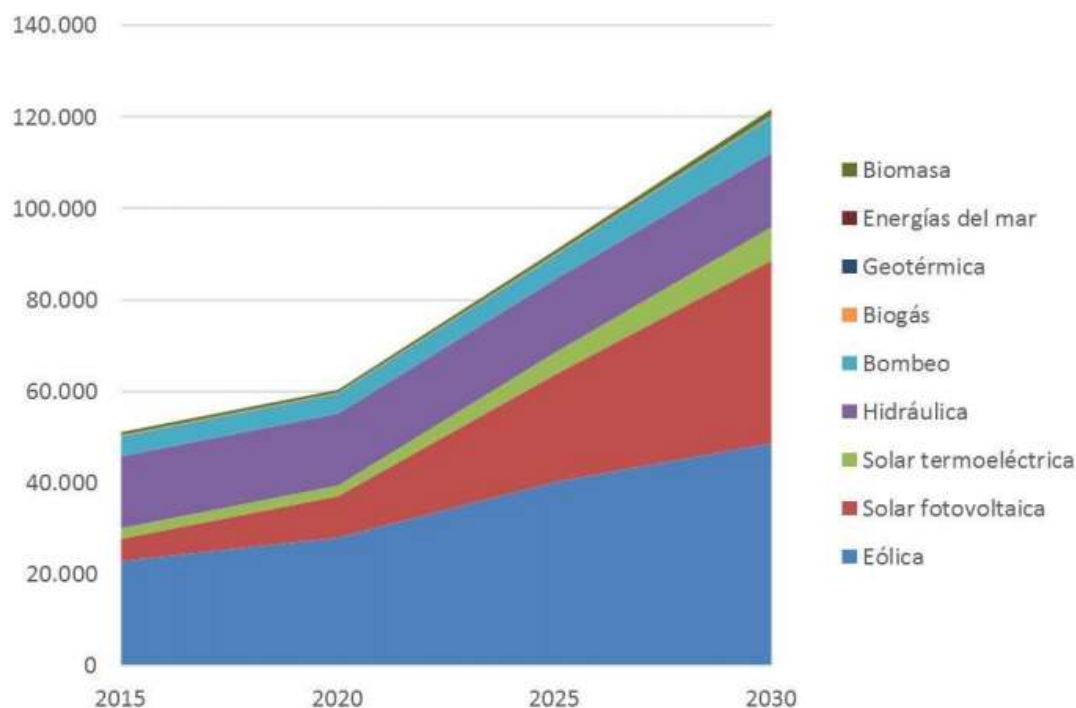


Figura 3. Potencia instalada de energías renovables esperada según el escenario PNIEC (2).

Con este incremento en la generación renovable surge una gran cantidad de retos para el sistema eléctrico, ya que se afronta a uno de los mayores cambios de toda su historia. La generación renovable es una forma muy diferente de generar energía eléctrica comparada con los métodos convencionales a base de centrales térmicas de carbón, nucleares o ciclos combinados. Esto supone importantes cambios para el sistema, como en las protecciones que se necesitan, en la regulación primaria y secundaria o en los efectos que puede tener en el mercado eléctrico y la curva de demanda. Los motivos principales por los que tienen lugar estos cambios son los siguientes.

En primer lugar, las energías solar fotovoltaica y eólica provienen de fuentes renovables, del sol y del viento, respectivamente. Esto quiere decir que son fuentes de energía inagotables, a escala humana, al contrario que los combustibles fósiles como el carbón, el gas o el uranio. Esto tiene grandes implicaciones, ya que, además de ser una fuente de energía inagotable, es gratis, por lo que el coste de operación de las plantas solares o de

los parques eólicos es casi nulo, gracias a que no es necesario comprar el combustible, como ocurre en el caso de los combustibles fósiles. Esto resulta en su alta participación en el mercado eléctrico, ya que siempre que sea posible, se generará energía eléctrica utilizando renovables y, a medida que aumenta la demanda, introducir tecnologías con un coste de operación mayor.

En segundo lugar, en las centrales térmicas convencionales se puede elegir cuándo y cuánta energía que quiere producir para cada determinado momento del día, pudiéndose ajustar a la demanda o a la generación de otro tipo de tecnologías, es decir, son fuentes de producción gestionables. Lo contrario ocurre con la energía eólica o solar, no se puede elegir ni el momento ni la cantidad de energía que se quiere producir en cada instante, sino que se depende de factores ajenos al ser humano para la producción de energía eléctrica, como la meteorología y la situación geográfica. Esto significa que la energía que se genera con este tipo de tecnologías solo puede producirse cuando se dan las condiciones de sol o viento, independientemente de las necesidades del sistema y la población. Esto se ve claramente cuando se comparan la *Figura 4*, la *Figura 5* y la *Figura 6*, donde se muestra como en el caso de la nuclear, *Figura 6*, se puede controlar totalmente la producción, mientras que en el caso de la eólica, *Figura 4*, o en el caso de la solar fotovoltaica, *Figura 5*, no hay control alguno, produciendo energía eléctrica la solar durante el día y la eólica en las horas de mayor viento.

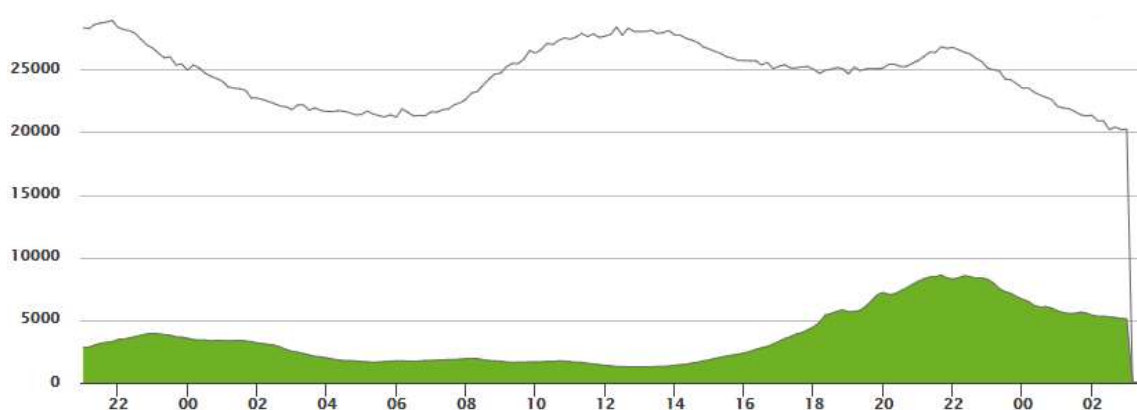


Figura 4. Estructura de la generación eólica el día 29/05/2021 (3).

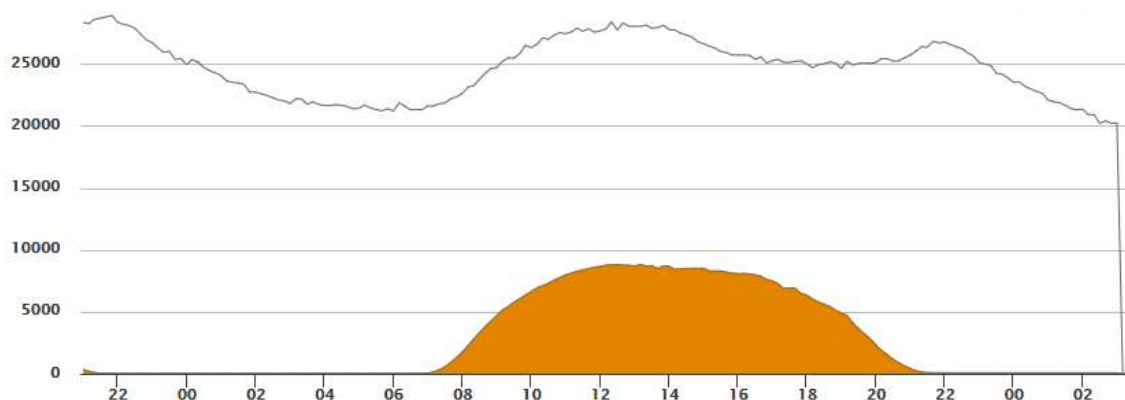


Figura 5. Estructura de la generación solar fotovoltaica el día 29/05/2021 (3).

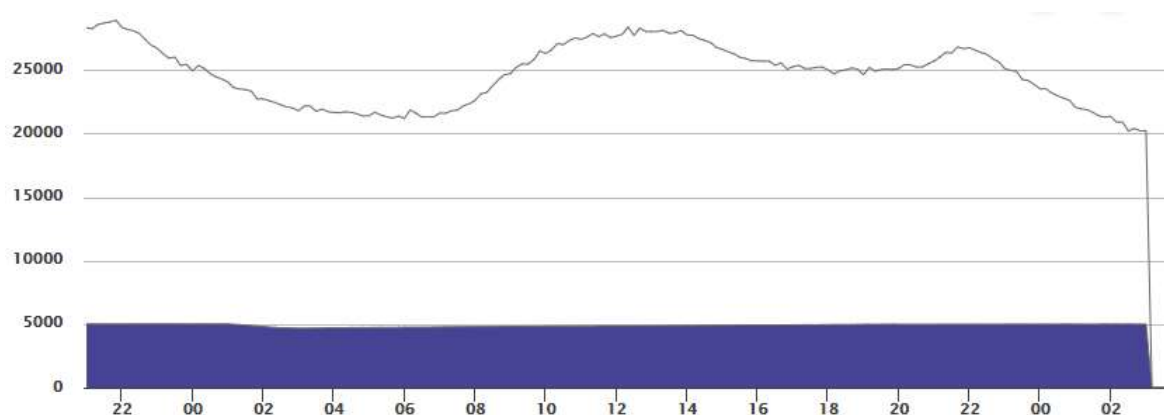


Figura 6. Estructura de la generación nuclear el día 29/05/2021 (3).

Estos factores suponen un reto, hoy en día, en la integración de la generación renovable en el mix energético español y un reto aun mayor cuando se tenga un 75% de generación renovable, como se espera para el año 2030 según el PNIEC. La dificultad reside, principalmente, en que la electricidad no se puede almacenar. Esto significa que para que el sistema sea estable, la generación tiene que ser igual a la demanda para cualquier instante de tiempo. Resulta fácil poder cumplir con este objetivo con los métodos tradicionales de generación, donde se puede controlar la cantidad de combustible que entra a la caldera en una central térmica o el caudal de agua que pasa por la turbina en una central hidráulica, por ejemplo.

Como se ha visto anteriormente, ni en la energía eólica ni en la solar se puede controlar

la cantidad de energía eléctrica que se genera, por lo que para poder asegurar que se va a seguir satisfaciendo la demanda incluso con más de la mitad de la generación siendo no gestionable se ha de hacer dos cosas relacionadas entre sí. Instalar algún tipo de sistema de almacenamiento de energía a base de baterías, en embalses de acumulación por bombeo, con hidrógeno o con sistemas térmicos o gravitatorios para poder almacenar el exceso de energía generada en los momentos en los que la generación supere a la demanda. E instalar mucha más potencia eólica y solar de la que se necesita para satisfacer la demanda en su punto máximo diario, para que, siempre que las condiciones meteorológicas lo permitan, se genere la máxima energía posible. Al generar más energía de la que se consume durante los periodos en los que se den las condiciones de sol y viento, se genera un excedente de energía, que se almacena en alguno de los sistemas mencionados anteriormente. Ese exceso de energía que se ha almacenado en los periodos de máxima producción será vertido a la red en los momentos en los que la demanda supere a la generación, como podría ser durante la noche, donde no puede haber generación solar fotovoltaica, como se ve en la *Figura 5*, donde se genera una gran cantidad de energía pero solo durante un periodo de tiempo determinado, en las horas de insolación.

En relación con lo anterior, aparece otro problema a resolver sobre el acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución de todas las nuevas instalaciones de generación tanto eólica como solar, con el incremento de la potencia instalada que se espera tener en los próximos años de ambas tecnologías, según el escenario del PNIEC, como se ve en la *Figura 3*.

Los grandes centros de generación, como centrales de carbón o ciclos combinados, se conectaban, como norma general, a la red de transporte, propiedad de Red Eléctrica de España, para evacuar la energía que producen. Actualmente, muchas de las plantas de generación renovable, en especial las solares fotovoltaicas, se conectan a la red de distribución en vez de a la de transporte. Esto se debe, principalmente, al nivel de potencia de las instalaciones de generación. Mientras que la potencia instalada media de un ciclo combinado es de alrededor de los 400 MW o el de una central nuclear es de aproximadamente 1000 MW, el de una planta solar puede llegar, tan solo, hasta los 50 MW (4). En el caso de la planta solar fotovoltaica concreta que se estudiará en este proyecto, tiene

una potencia pico concedida en el punto de acceso y conexión de 4 MW pico, y se encuentra conectada a la red de distribución. Al tener un nivel de potencia instalada menor, no se necesita elevar la tensión a un nivel tan alto para transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los consumidores finales. Por lo tanto, es suficiente con el nivel de tensión que se da en la red de distribución para evacuar la potencia que se genera en pequeñas y medianas plantas solares fotovoltaicas.

El acceso y conexión a la red debe estar regulado para poder asegurar, en todo momento, el correcto funcionamiento de la red, el suministro de energía de calidad para los consumidores y la seguridad de las instalaciones conectadas a la red, entre otros. Dentro de estos criterios regulatorios, se establecen, por ejemplo, los niveles de tensión máximos y mínimos entre los que pueden operar las instalaciones conectadas a la red, la frecuencia y el factor de potencia necesario en el punto de acceso y conexión o flujos de potencia por las líneas.

En la conexión de plantas renovables, resulta más difícil mantener estos límites y cumplir con los criterios que establece REE, en comparación con la conexión de centrales de generación tradicionales. Esto se debe a los factores expuestos anteriormente, como la generación intermitente o el uso de tecnologías de generación distintas a las convencionales, como pueden ser los inversores en las plantas solares fotovoltaicas o motores asíncronos en generación eólica. Otro reto importante en la integración y conexión de las energías renovables, en especial la eólica pero también la solar, es la previsibilidad de su generación, ya que, en los modelos actuales existe un 15% de error 24 horas antes en la predicción del viento, por ejemplo.

En el caso de las plantas solares, existe una gran diferencia en la potencia que generan a lo largo de un día. Durante las horas de insolación, aproximadamente de 8 de la mañana a 8 de la tarde, dependiendo del periodo del año en el que se encuentre, se está generando cerca de la máxima potencia posible de la planta, mientras que fuera de este horario, no genera potencia alguna, como se puede ver en la *Figura 5*, por lo que se añade dificultad para realizar el conexionado a las redes de transporte o distribución.

Esta dificultad se da a causa de las propias líneas eléctricas que evacúan la potencia de las plantas de generación. Uno de los parámetros más importantes de una línea eléctrica, de cualquier tipo, independientemente de su nivel de tensión o frecuencia, es la impedancia característica de la línea, Z_c . Esta impedancia, que se obtiene con los parámetros eléctricos, impedancia en serie y admitancia en paralelo, de la línea¹, indica el punto de equilibrio entre los elementos serie y paralelo de una línea eléctrica, es decir, que si una línea estuviese cargada con su impedancia característica, dicha línea ni generaría ni consumiría potencia reactiva. Por el contrario, si la carga conectada es menor o mayor que la impedancia característica, la línea generará o consumirá potencia reactiva, respectivamente (5). En el caso de las plantas solares, por la noche, cuando no se encuentran inyectando potencia a la red, las líneas que evacúan su potencia están cargadas con una impedancia menor que la propia impedancia característica de la línea, por lo que se encontrarán generando potencia reactiva. El que una línea genere potencia reactiva se traduce a un aumento de las pérdidas en esa línea, por lo que, en general, se intenta evitar. Por este motivo, en numerosas ocasiones, se procede a la apertura y desconexión de líneas que se encuentran cargadas con una impedancia inferior a su impedancia característica, para reducir las pérdidas en el sistema.

1.2 Motivación y objetivos

Como se ha visto, el cambio en la generación de energía eléctrica, que estaba basado en el uso de combustibles fósiles, hacia una generación que no emita gases contaminantes o de efecto invernadero, compuesta principalmente por energías renovables y, en particular, por la energía eólica y la energía solar fotovoltaica, es inminente. En concreto, en el PNIEC se espera que la contribución de las energías renovables al mix energético español sea de más de un 70% en el año 2030. Como es lógico, un cambio tan importante en la generación de electricidad debe ir acompañado por un cambio de igual magnitud en el sistema eléctrico.

¹ Esta impedancia se obtiene como la raíz cuadrada de la impedancia serie de la línea dividida entre su admitancia en paralelo, de la siguiente forma: $Z_c = \sqrt{\frac{Z_S}{Y_P}}$

En este proyecto se pretende realizar un estudio de ambas cosas, tanto de la legislación que regula el sistema eléctrico, como del diseño de una planta solar fotovoltaica. En primer lugar, se hará un estudio de la legislación del sistema eléctrico español, de cómo ha sido su evolución a lo largo de las últimas dos décadas y de las principales leyes en las que está basado. Dentro de la legislación, la parte de mayor interés para este proyecto es aquella que regula las condiciones técnicas del acceso y la conexión de plantas de generación renovable a la red eléctrica, particularizando para la energía solar fotovoltaica, viendo cuáles son los límites entre los que debe operar la planta, como, por ejemplo, el nivel de tensiones admisible, el rango del factor de potencia en el punto de acceso y conexión o la calidad de la energía generada.

Una vez se ha hecho un análisis de los requisitos que exige la ley y Red Eléctrica de España, se diseñará una planta solar fotovoltaica en la provincia de Toledo, concretamente en el término municipal de Lagartera. En el diseño de la planta solar se estudiará la disposición de los módulos solares que maximice la producción, reduzca las pérdidas y con el menor coste posible teniendo en cuenta la potencia máxima concedida en el punto de acceso y conexión a la red. Se calculará el número de paneles solares y de inversores necesarios, teniendo en cuenta las dimensiones, la potencia o las tensiones y corrientes admisibles de los modelos elegidos. Después se dimensionarán los distintos conductores que hay en la planta, en corriente continua en baja tensión, en corriente alterna en baja tensión y en corriente alterna en alta tensión. Como objetivo del proyecto, se comprobará que con el diseño realizado de la planta solar fotovoltaica se cumplen todos los requisitos estudiados y expuestos en la legislación, siendo de especial interés el de la generación de potencia reactiva, por parte de los inversores, para cumplir con el rango de factor de potencia establecido por REE en el punto de acceso y conexión a la red.

La realización de este proyecto se debe a la necesidad de optimizar los métodos actuales de conexión a la red de centrales de generación renovable. Como se ha mencionado anteriormente, la transición hacia una producción formada, en su mayoría, por energías renovables es inminente, según lo establecido en el PNIEC. Por ello, se ha de investigar nuevas formas que mejoren la conexión actual a la red eléctrica de las plantas de generación

renovable. Dentro de esta investigación se deben estudiar los posibles escenarios del futuro cercano de la generación de energía eléctrica, en función del porcentaje de generación renovable intermitente integrado en el mix energético español o de los posibles sistemas de almacenamiento de energía existentes, para poder adaptar la legislación, el diseño de nuevas plantas de generación y las redes de transporte y distribución a este cambio en el sector eléctrico.

Capítulo 2. Legislación del Sistema Eléctrico

2.1 Introducción

En este capítulo se pretende estudiar y resumir la legislación que aplica en la actualidad al sector eléctrico, prestando especial atención a la regulación de la conexión de energías renovables a la red y, en concreto, a las instalaciones solares fotovoltaicas. Se verá el desarrollo y la evolución de la legislación en España, estudiando el impacto e influencia que tuvieron leyes importantes, en su mayoría modificadas o derogadas, en el marco legal en la actualidad. Se prestará especial atención a aquellas leyes, normas o procedimientos de operación que regulen los aspectos técnicos del sistema, como, por ejemplo, valores máximos y mínimos de tensión en las instalaciones de generación, rango de frecuencia admisible para la estabilidad del sistema, factor de potencia en el punto de acceso y conexión a la red de transporte o distribución y la calidad de la energía entregada en los puntos frontera.

En 1901 se creó el primer reglamento español relacionado con las instalaciones eléctricas, por medio del Real Decreto del 15 de junio. En la actualidad, hay una extensa reglamentación que regula tanto aspectos financieros u organizativos como requisitos técnicos de instalaciones y equipos. Existe normativa tanto nacional, que se basa en leyes, Reales Decretos y normas UNE², como a nivel internacional, con directivas europeas y normas IEC³, IEEE⁴ o CENELEC⁵ (6).

2.2 Evolución de la legislación

En 1997, se publicó la ley 54/1997 del sector eléctrico, que supuso la liberación del sector eléctrico. Desde entonces, se ha publicado un gran número de leyes o Reales Decretos

² UNE es Una Norma Española.

³ IEC es Comisión Electrotécnica Internacional, por sus siglas en inglés.

⁴ IEEE es el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, por sus siglas en inglés.

⁵ CENELEC es el Comité Europeo de Normalización Electrotécnica.

que han ido modificando la legislación para adaptarla a las necesidades del momento. En el caso de la legislación que concierne a este proyecto, como se puede ver en la *Figura 7*, aparecen en una línea temporal las leyes y los Reales Decretos que son de aplicación a los requisitos técnicos de calidad de energía en el punto de acceso y conexión a la red eléctrica, a la conexión de plantas de generación renovable a la red y las leyes más importantes que regulan el sector eléctrico en general.



Figura 7. Línea temporal de la evolución de la legislación. Fuente propia.

2.2.1 Ley 54/1997

La ley que supuso el mayor cambio legislativo del sector eléctrico fue la ley 54/1997 de 27 de noviembre. Esta ley, que se encuentra derogada en la actualidad, fue la impulsora de la liberalización del sector. Su objetivo principal es establecer la regulación del sector eléctrico, además de garantizar el suministro, que dicho suministro sea de calidad y que se realice con el menor coste posible, teniendo siempre presente la protección del medioambiente. Se abandona la idea de la explotación unificada por el Estado, es decir, se independiza la gestión técnica, de la que queda encargado operador del sistema, y la gestión económica, realizada por el operador del mercado. Además, ambas funciones pasan a ser asumidas por empresas privadas. La gestión económica decide crear un mercado mayorista organizado de energía eléctrica (7).

Se realiza una desintegración vertical de diferentes actividades del sector, y así introducir diversos cambios en la regulación de estas. La generación de energía eléctrica pasa a funcionar bajo el principio de libre competencia y se reconoce el derecho a la libre instalación. Se permite el acceso a las redes por parte de terceros en el transporte y la distribución, por lo que el uso de las redes no es exclusivo de su propiedad a pesar de que

siga habiendo monopolios naturales para una mayor eficiencia económica. Respecto a la comercialización, se permite la libertad de contratación y la elección de suministrador.

2.2.2 Real Decreto 1955/2000

Siguiendo un orden cronológico, se ha de continuar con el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, en el que se crea el marco normativo donde se desarrollan, bajo el modelo de la nueva ley 54/1997, todas las actividades del sector eléctrico. Este Real Decreto es conocido como el Reglamento del Sector Eléctrico, donde se regulan los procedimientos de autorización de las instalaciones, así como el transporte, la distribución, la comercialización y el suministro de energía eléctrica. En lo que al transporte respecta, regula aspectos como la planificación, los requisitos técnicos y el mantenimiento, la calidad del servicio y las pérdidas de la red de transporte. Además, establece condiciones de acceso a las redes de transporte y distribución y regula las actividades de las empresas distribuidoras.

En el Capítulo IV del Título II del presente Real Decreto se habla de la calidad de servicio en la red de transporte. Dicha calidad, está configurada por la continuidad del suministro, la calidad del producto, la indisponibilidad de las instalaciones y los niveles de tensión y frecuencia en los puntos frontera de la red de transporte. Esta calidad es exigible en todo punto frontera y en toda instalación, como norma general.

La continuidad del suministro está determinada por la cantidad y el tiempo de las interrupciones que tienen lugar en la red de transporte, diferenciando entre interrupciones programadas e imprevistas. En cuanto a la calidad del producto, se refiere a las características que ha de tener la onda de tensión, que se detallan en la *Norma UNE EN-50160*, que se desarrolla a continuación. Las restricciones técnicas de transferencia de energía en los puntos frontera de la red de transporte quedan definidas en los procedimientos de operación del sistema, como se verá, en mayor profundidad, más adelante. Estos atienden principalmente al tiempo de interrupción, al número de interrupciones y a la frecuencia y a la tensión en cualquier punto frontera (8).

En función, sobre todo, del número de suministros, se establecen tres zonas diferenciadas; zona urbana, semiurbana y rural, que se divide en rural concentrada y rural dispersa. Dependiendo de la zona en la que se encuentre, se exigen calidades distintas del suministro eléctrico.

Las funciones que los distribuidores tienen que cumplir se establecen en el Título III. Entre ellas se encuentran las del mantenimiento, analizar las solicitudes de conexión y coordinar las maniobras que se lleven a cabo en su zona, así como participar en el control de tensión siguiendo los procedimientos de operación correspondientes.

2.2.3 Real Decreto 1565/2010

Este Real Decreto, ya derogado en su mayoría, regula ciertos aspectos de la producción de energía eléctrica en régimen especial. Sigue en vigencia y es de especial interés el Artículo 29, donde se habla del régimen de la energía reactiva. Se implementan unos determinados niveles de factor de potencia máximo y mínimo que debe cumplir en el punto de entrega de energía a la red. Será obligatorio que el factor de potencia se encuentre entre 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo en todo momento, de forma horaria. No estar dentro de este rango, supondrá una penalización económica del 3%. De la misma manera, si el factor de potencia es cercano a 1, entre 0,995 capacitivo y 0,995 inductivo, se aplicará una bonificación del 4% (9). Todos estos datos se encuentran a modo de resumen en la *Tabla 1*.

Rango del factor de potencia	Bonificación (%)	Penalización (%)
0,98 cap. – 0,98 ind.	0	3
0,995 cap. – 0,995 ind.	4	0

Tabla 1. Rango del factor de potencia admisible según el RD 1565/2010.

2.2.4 Ley 24/2013

La ley 24/2013 de 26 de diciembre, del sector eléctrico, fue la que derogó la ya citada ley 54/1997. Establece nuevos criterios para la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, así como para su correcta gestión técnica y económica. Garantiza el suministro de energía eléctrica en criterios de seguridad, calidad y eficiencia, siempre con el menor coste posible, adecuándolo así a las necesidades de los consumidores. Se dictan nuevas responsabilidades de las funciones de producción, transporte, distribución y suministro a los consumidores (10).

Se indican los criterios actualizados de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución, además, se especifica también el régimen de sanciones en función de las infracciones cometidas. Establece un nuevo régimen económico y jurídico de la producción a través de fuentes de energía renovables.

2.2.5 Real Decreto 413/2014

En el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se regula la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. También se definen las normas en caso de hibridación de instalaciones de producción de energía eléctrica que tenían como única fuente combustibles fósiles. Se revisa todo el régimen retributivo específico de estas tecnologías, así como los procesos administrativos que han de seguir para su correcta puesta en funcionamiento.

Se fijan diversos grupos dependiendo de la fuente primaria de energía que emplean. Las instalaciones que utilicen energía que provenga de recursos renovables no fósiles pertenecen a la categoría “b”. Esta categoría se divide a su vez en 8 grupos distintos, siendo del grupo 1 todas aquellas instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dentro de este grupo, se distingue entre instalaciones que utilicen solamente tecnología fotovoltaica (b.1.1) e instalaciones que solamente emplean procesos térmicos para la transformación de energía solar en energía eléctrica (b.1.2).

En el Artículo 7 del presente Real Decreto se establecen las obligaciones de los

productores de energía. En él, se dice que, como propuesta del operador del sistema, se debe mantener, de forma horaria, el factor de potencia entre los valores extremos de 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo, pudiendo variar excepcionalmente dependiendo de la zona geográfica en la que se encuentre. Además, aquellas instalaciones cuya potencia instalada supere los 5 MW, deben poder variar el factor de potencia cuando el operador del sistema lo considere necesario. Dichas instalaciones podrán, también, participar voluntariamente en el servicio de ajuste de tensión, siguiendo las consignas que determine en cada nudo el operador del sistema (11).

Las instalaciones tanto eólicas como fotovoltaicas, deben cumplir con los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión que se establecen en el procedimiento de operación 12.3, que regula la respuesta de las instalaciones eólicas ante huecos de tensión.

2.2.6 Real Decreto 1183/2020

El acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica se consolidó en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre. En él, se habla de los trámites necesarios para el acceso y la conexión a las redes, el criterio de otorgamiento de los permisos, las garantías económicas y cómo actuar una vez se ha obtenido el permiso.

El Capítulo V del presente Real Decreto, trata los concursos de capacidad de acceso en determinados nudos de la red para la integración de energías renovables e instalaciones de almacenamiento. En cuanto al tipo de nudo, se distinguen tres grupos en función de si es un nuevo nudo introducido en nuevas planificaciones de la red de transporte, de si es un nudo en el que se libera la capacidad de acceso o de si es un nudo en el que se permite mayor capacidad por cambios normativos en los criterios de cálculo. En general, estos concursos contribuyen a la regularidad, calidad del suministro y la sostenibilidad económica del sistema eléctrico. También, se puede priorizar tecnologías en desarrollo para estudiar y demostrar que la energía de origen renovable puede ser integrada en condiciones que sean beneficiosas para la red, sin superar los 30 MW por nudo de la red disponible para estos casos particulares (12).

2.3 Procedimientos de operación

Los procedimientos de operación son normas técnicas e instrumentales, que recoge Red Eléctrica de España, de obligado cumplimiento y necesarias para una gestión técnica del sistema eléctrico adecuada. En ellos, se establecen, por ejemplo, criterios de funcionamiento, seguridad y valores nominales o admisibles, puntos de medida. También se regula la previsión de la demanda, los programas de generación, la reserva de potencia, las situaciones de emergencia o las conexiones internacionales. Se implantan criterios de gestión de la demanda y contratos de interrumpibilidad, así como requisitos que han de cumplir las instalaciones conectadas a la red de transporte.

2.3.1 P.O. 12.2

Este procedimiento de operación tiene como objetivo establecer el proceso de conexión y acceso a la red de transporte de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica, según lo previsto en el Real Decreto 1955/2000. Se establecen los requisitos mínimos de diseño, funcionamiento, seguridad, equipamiento y puesta en servicio de las instalaciones conectadas a la red de transporte. Trata principalmente las condiciones de intercambio de energía, la coordinación de aislamiento y potencia de cortocircuito, los efectos que pueden provocar las instalaciones al medioambiente, el equipamiento necesario y los requisitos de diseño, las condiciones de funcionamiento y la puesta en servicio de las nuevas instalaciones.

En el punto de conexión, se deberá permanecer conectado ante huecos de tensión relacionados con cortocircuitos correctamente despejados, por lo que se tendrá que diseñar la instalación de modo que no se produzca la desconexión para los puntos indicados en la *Figura 8*, donde cualquier punto que se encuentre dentro de la zona sombreada en gris no deberá desconectarse. Además, cualquier unidad de generación ha de ser capaz de soportar una corriente inversa del 5% de su corriente nominal en régimen permanente.

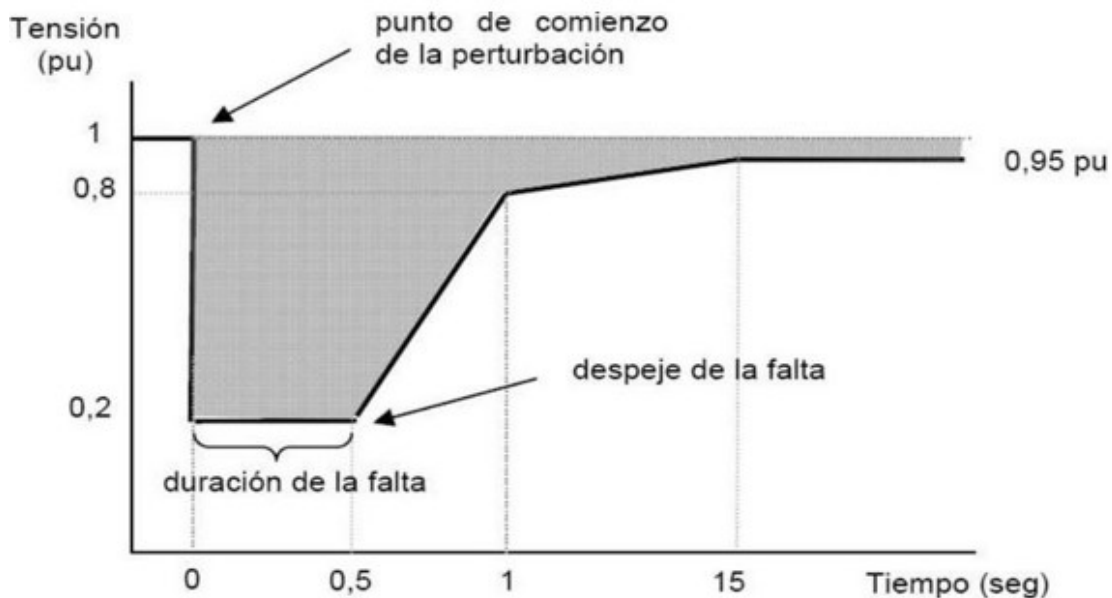


Figura 8. Curva tensión-tiempo admisible en el punto de conexión (13).

En lo que a efectos medioambientales respecta, se deberá prestar especial atención a los campos eléctricos y magnéticos, siendo los valores máximos admisibles 5 kV/m y 100 μ T, respectivamente en zonas donde se pueda permanecer cierto intervalo de tiempo.

Para el acceso y la conexión a la red se deberá indicar la potencia nominal total inyectada en la red, tanto activa como reactiva, en MW y MVar, así como los mínimos puntos técnicos de funcionamiento, además de los parámetros de las máquinas eléctricas implicadas en la generación.

2.3.2 P.O. 1.3

El objetivo de este procedimiento de operación es definir los criterios que se han de tener en cuenta para la elección de los márgenes de tensiones admisibles, que se especifican en el siguiente apartado en el *P.O. 1.4*, en los nudos de la red para un correcto funcionamiento del sistema.

En primer lugar, los productores indicarán al operador del sistema las tensiones máximas que pueden admitir sus equipos tanto en régimen permanente como para un

transitorio de menos de veinte minutos de duración. Una vez se tienen esos datos, junto con los requisitos de conexión de puntos frontera con las redes de distribución, se elabora una relación de los niveles máximos de tensión admisible en cada punto de la red. Los propietarios de las instalaciones que haya en la red de transporte están obligados a notificar al operador del sistema de cualquier modificación que tenga lugar en su instalación y que pueda modificar sus tensiones máximas admisibles, para que el operador del sistema pueda mantener actualizada la relación de tensiones máximas (14).

2.3.3 P.O. 1.4

Este procedimiento de operación tiene por objetivo establecer las condiciones de entrega de energía en los puntos frontera de conexión de la red de transporte, gestionada por el operador del sistema, para que sea posible garantizar servicio de calidad en estos puntos frontera.

Como se puede ver en la *Tabla 2*, la tensión en el nivel de 400 kV deberá estar comprendida entre 390 y 420 kV y en el nivel de 220 kV, tendrá que estar entre 205 y 245 kV en condiciones normales de operación del sistema. En situaciones extraordinarias, se podrá llegar hasta 435 kV como máximo y 375 kV como mínimo en el nivel de 400 kV y en el nivel de 220 kV, no se podrá bajar más allá de 200 kV. La frecuencia del sistema está fijada a 50 Hz de valor nominal y se considerarán variaciones nominales dedicha frecuencia las oscilaciones entre 49,85 y 50,15 Hz (14).

Nivel de tensión (kV)	Rango condiciones normales	Rango condiciones extraordinarias
400	390 – 420	375 – 435
220	205 – 245	200 – 245

Tabla 2. Tensiones admisibles en los puntos frontera según el nivel de tensión.

Toda instalación conectada a la red de transporte debe poder operar sin perjuicio alguno sin desconectarse y dentro de los márgenes establecidos anteriormente.

2.3.4 P.O. 7.4

El procedimiento de operación 7.4 establece las normas acerca del servicio complementario de control de tensión en la red de transporte. Para mantener los niveles de tensión que se han descrito en los apartados anteriores, las instalaciones generadores regulan la cantidad de potencia reactiva que inyectan o consumen de la red. Como la tensión está íntimamente relacionada con la potencia reactiva, al variar la cantidad de reactiva que se consume o genera, cambia la tensión en el nudo al que esté conectado el generador.

Se sabe que el factor de potencia, o $\cos\phi$, es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente. Al ser la potencia aparente la suma vectorial de la potencia activa y reactiva, el factor de potencia está también ligado a la cantidad de potencia reactiva generada o consumida por la instalación generadora. Entonces, se ve cómo el nivel del factor de potencia en el punto de acceso y conexión se relaciona con el nivel de tensión en el punto de acceso y conexión a la red.

Anteriormente, en el *Real Decreto 413/2014* se vio que los límites establecidos para el factor de potencia en el punto de acceso y conexión era estar entre 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo. También se vio en el *Real Decreto 1565/2010*, anterior al *Real Decreto 413/2014*, que existe una sanción que se aplica al encontrarse fuera del rango de factor de potencia mayor de 0,98.

En este procedimiento de operación, aunque no se estudiará en profundidad el control de tensión de la red, aparecen detallados los límites técnicos entre los que se puede encontrar el factor de potencia en el punto de acceso y conexión a la red, ligado al consumo o a la generación de potencia reactiva. Se establece que el factor de potencia deberá ser, como mínimo, 0,95 inductivo o capacitivo. Esto se puede ver en la *Figura 9*, donde aparece como zona restringida por encima o por debajo de dicho límite de factor de potencia, al producirse el incumplimiento del requisito obligatorio de no entregar potencia reactiva a la red de transporte. También aparece el tipo de ofertas de consumos de reactiva, que no son de

especial interés para este trabajo.

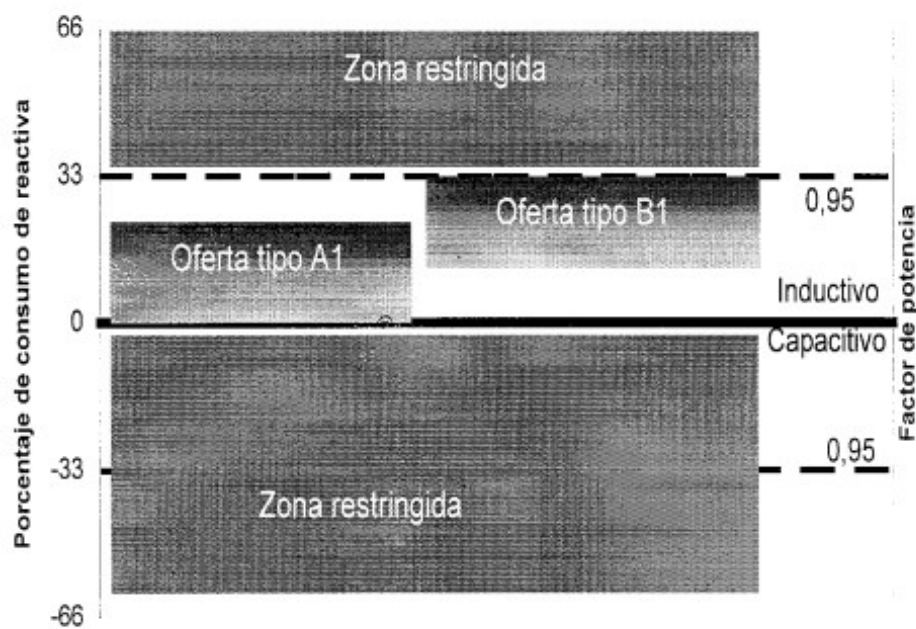


Figura 9. Límites de factor de potencia según el P.O. 7.4. (15).

Por lo tanto, se entiende que el factor de potencia se deberá encontrar entre 0,95 capacitivo y 0,95 inductivo bajo cualquier circunstancia de operación de las instalaciones de generación. A pesar de que el límite técnico establecido por REE esté en 0,95, se intentará siempre mantener un factor de potencia mayor de 0,98, como se establece en el *Real Decreto 413/2014*.

2.4 Normativa

Una norma se define como una especificación técnica de aplicación repetitiva o continuada para el diseño, fabricación o ensayo de cualquier instalación, equipo o componente (4).

En general, no son de obligado cumplimiento, salvo en los casos en las que la

administración exija su cumplimiento para un determinado alcance, como puede ser para algún tipo de reglamento. Están elaboradas por comités de expertos en la materia y están basadas en la experiencia y resultados previos. Son aprobadas por diversos organismos reconocidos y están disponibles al público.

2.4.1 Norma UNE EN-50160

En esta norma se describen las características principales que ha de tener la tensión que suministran las redes generales de distribución en baja, media y alta tensión, en el punto de entrega al cliente y en condiciones normales de explotación.

La tensión de alimentación viene definida por parámetros como son la frecuencia, la amplitud, la forma de onda y la simetría de las tensiones trifásicas. Estas características de la tensión están sujetas a posibles variaciones por causas externas a las empresas distribuidoras, por perturbaciones que puedan emitir algunos equipos conectados a la red, por variaciones de carga en la red o por situaciones de avería.

La frecuencia nominal del sistema ha de ser 50 Hz, en condiciones normales de explotación el valor medio de dicha frecuencia debe estar dentro de ciertos límites. Dentro de un sistema interconectado, para redes que estén acopladas por conexiones síncronas la frecuencia puede variar alrededor de la frecuencia nominal un intervalo del 1% durante, como mínimo un 99,5% del tiempo, es decir, ha de encontrarse entre 49,5 y 50,5 Hz la mayor parte del tiempo. Además, se establece un intervalo más amplio en el que tiene que estar la frecuencia el 100% del tiempo, en el que la frecuencia no puede ser inferior de 47 Hz ni superar los 52 Hz.

Si no se tienen en cuenta las interrupciones de suministro, en condiciones normales de explotación no puede haber variaciones de tensión mayores de un intervalo del 10% de la tensión nominal de alimentación. Durante un periodo de tiempo de una semana, promediando las mediciones en diez minutos, el 95% del tiempo los valores de tensión deben estar entre un 10% menos y un 10% más que el valor de tensión nominal. En ningún caso, es decir, el 100% del tiempo, se podrá estar por debajo del 15%, ni por encima del 10% de

la tensión nominal. Todos los valores de tensión y de frecuencia se muestran en la *Tabla 3* en modo de resumen de la norma UNE EN-50160.

En cuanto a variaciones rápidas de tensión, que son las debidas a maniobras en la red a las faltas, aparecen diversos parámetros importantes, como el parpadeo o *flicker*, los armónicos de tensión y desequilibrios den la tensión de alimentación. Las sobretensiones se definen como valores que sobrepasan el 110% de la tensión nominal y son debidas a desconexiones de cargas y maniobras, principalmente. Los huecos de tensión tienen lugar cuando aparecen las faltas, reduciendo el valor de la tensión nominal en un 90% (16).

Perturbación	Medida	Límites	Intervalos	Porcentaje de medidas dentro de los intervalos
Frecuencia	Promedio de la frecuencia de cada ciclo durante 10 s	$\pm 1\%$	Anual	99,5%
		+4% / -6%		100%
Tensión	Promedio de la tensión de cada ciclo durante 10 min	$\pm 10\%$	Semanal	99,5%
		+10% / -15%		100%

Tabla 3. Resumen de la norma UNE EN-50160.

Capítulo 3. Proyecto Lorenzo Solar

3.1 Introducción

El proyecto Lorenzo Solar consta de una instalación cuya función es transformar la energía del sol en forma de radiación en energía eléctrica, para su inyección en la red de distribución. La potencia concedida en el punto de acceso y conexión es de 4 MW pico y 3,68 MW nominales. Se encuentra ubicada en el término municipal de Lagartera, en la provincia de Toledo, Castilla la Mancha. La planta genera energía eléctrica en corriente continua por medio de placas fotovoltaicas, en baja tensión. Para poder realizar la conexión se necesita, por tanto, unos inversores para pasar de corriente continua a corriente alterna y un transformador elevador que aumente la tensión para que sea posible la conexión a la red.

El proyecto cuenta con un total de 81.608 m² divididos entre dos parcelas, donde se colocarán 7339 módulos solares de 545 W de potencia por unidad. Estos módulos se conectan en serie, también denominado *string*, para aprovechar al máximo el terreno, para reducir las pérdidas en corriente continua y para poder funcionar a una tensión cercana a los 1500 V. Los strings cuentan con 35 o 36 módulos cada uno, lo que resulta en un total de 204 strings en toda la planta. La tensión de 1500 V de funcionamiento de los strings es la tensión máxima de entrada a los inversores. En total hay 18 inversores de 215 kVA de potencia, como se ha mencionado anteriormente, son los encargados de transformar la corriente continua en corriente alterna y de asegurar que se cumplen los requisitos de tensión, factor de potencia o calidad de la onda que impone Red Eléctrica de España en el punto de entrega. La tensión a la salida de los inversores es de 800 V en alterna. Esta tensión se eleva a 20 kV por medio de un transformador de potencia 0,8/20 kV de 4 MVA para su posterior evacuación por una línea subterránea (17).

La planta se evacua por medio de la apertura de la línea LAT 20 kV Puente Valdeverdeja – STR Oropesa. Se realiza a través de una línea subterránea de 277 metros a 20 kV, que conecta con el centro de control, maniobra y transformación de la planta conel

centro de seccionamiento, para su vertido a la red de distribución de Iberdrola Distribución.

En lo que a legislación respecta, la planta solar se encuentra dentro del Grupo b.1.1 bajo la regulación del *Real Decreto 413/2014*, al tratarse de una de una planta que utiliza únicamente la radiación solar como energía primaria por medio de tecnología fotovoltaica. En la *Figura 10* se ha realizado un esquema de la regulación de los distintos sistemas fotovoltaicos, especificando la regulación que aplica al proyecto Lorenzo Solar.

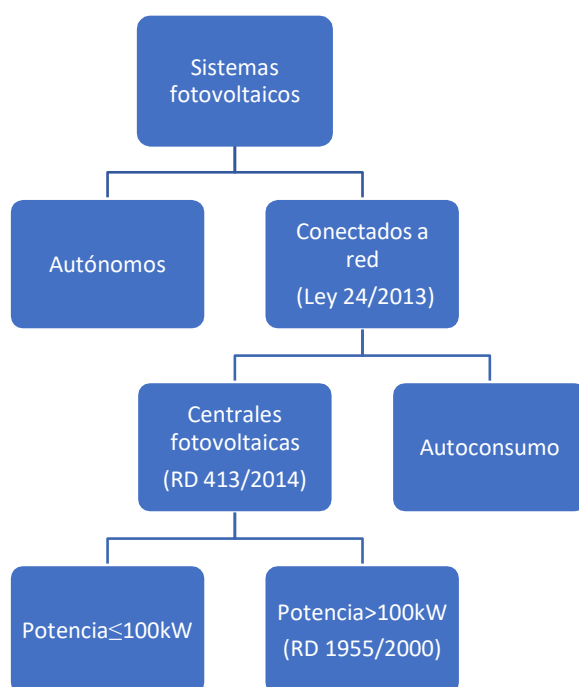


Figura 10. Regulación de los sistemas fotovoltaicos. Fuente propia.

3.2 Módulos solares fotovoltaicos

Los módulos solares fotovoltaicos son un conjunto de células fotovoltaicas que son capaces de captar la energía que proviene de la radiación solar y transformarla en energía eléctrica en corriente continua mediante el efecto fotoeléctrico. Los paneles se pueden diferenciar en función del tipo de célula que los compone, pudiendo ser cristalinos o amorfos, dependiendo de si el silicio que las forma ha cristalizado o no. Dentro de las

cristalinas, se pueden dividir entre monocristalinas, donde se crea un único cristal de silicio que forma la célula, o policristalinas, donde la célula está formada por pequeñas partículas que han cristalizado. El rendimiento de las placas monocristalinas es mucho mayor que el de las amorfas, pudiendo ser del 22% y 10% respectivamente, pero también el tamaño, peso y precio son mayores que las amorfas (18).

Tanto en la *Figura 11* como en la *Figura 12*, se puede ver una inmensa reducción en los precios de los módulos solares. En la *Figura 11* se ve cómo se ha reducido el precio comparándolo con las primeras placas solares que salieron al mercado, con una gran reducción durante la primera década para seguir con una tendencia progresiva de disminución de los precios. La *Figura 12* es especialmente interesante porque muestra cuánto se ha reducido el precio en la última década, como se puede ver, el precio de los módulos fotovoltaicos es 10 veces menor de lo que era en 2007. Esto se debe al potente desarrollo e investigación que está teniendo este tipo de tecnología, que hace que, actualmente, sea de las formas más rentables de generar energía eléctrica.

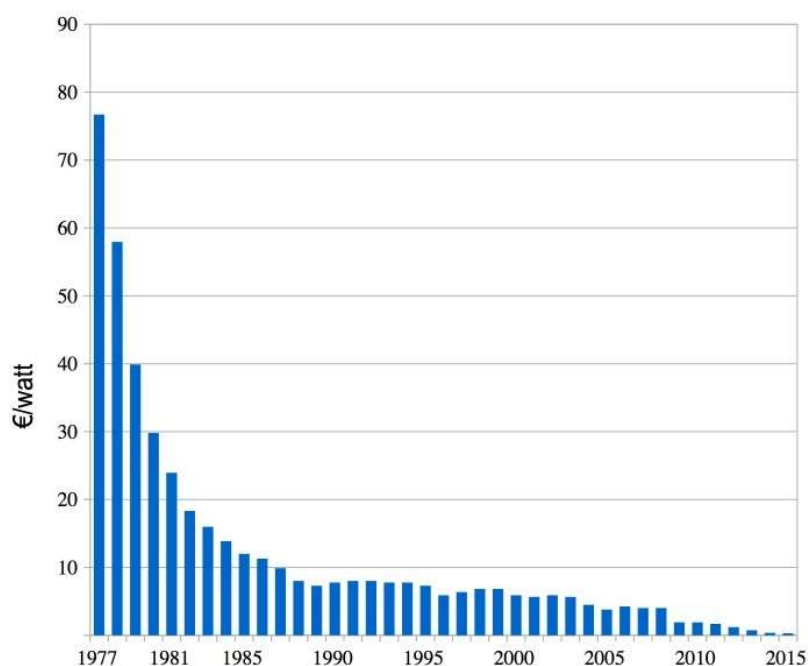


Figura 11. Evolución del precio de los paneles solares 1977-2015 (18).

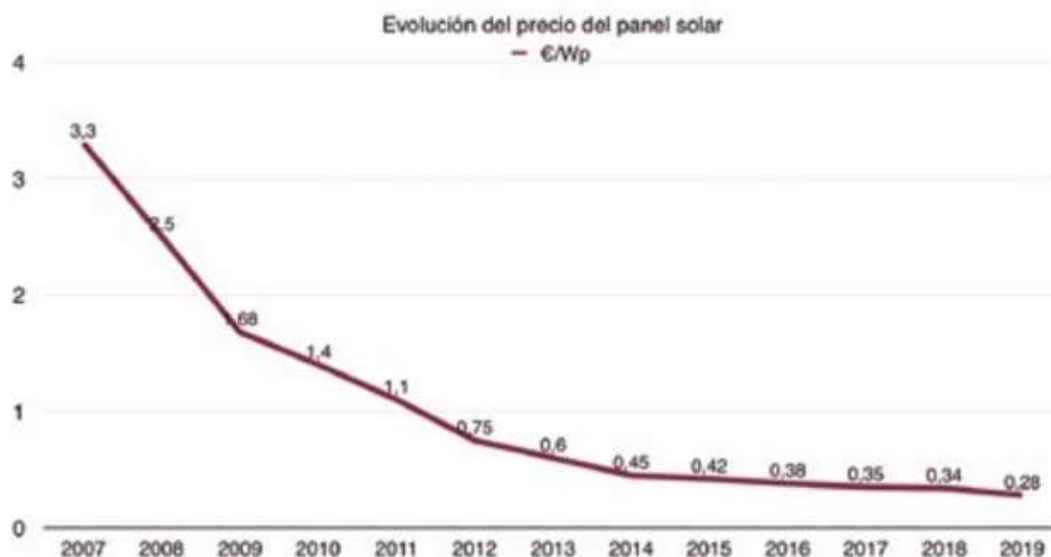


Figura 12. Evolución del precio de los paneles solares 2007-2019 (18).

La elección del tipo de módulo depende de varios factores, principalmente, del rendimiento, la tecnología que emplea, las condiciones ambientales a las que va a ser sometido, el precio y de la disponibilidad en el mercado.

Para este proyecto, teniendo en cuenta las características mencionadas anteriormente, se ha elegido el modelo Vertex TSM-DE19 545 del fabricante Trina Solar. Sus características principales vienen resumidas en la *Tabla 4*.

CARACTERÍSTICAS MÓDULO SOLAR	
Potencia unitaria	545 W
Tensión en el punto de potencia máxima – V_{MPP}	31,40 V
Corriente en el punto de potencia máxima – I_{MPP}	17,37 A
Eficiencia	20,90 %
Temperatura de funcionamiento	[-40, 85] °C
Tensión máxima del sistema	1500 V dc
Tensión en circuito abierto – V_{OC}	37,7 V
Corriente de cortocircuito – I_{SC}	18,47 A
Temperatura nominal de operación	43 °C
Tipo de célula	Monocrystalina
Número de células	110
Dimensiones del módulo	2384 x 1096 x 35 mm
Peso del módulo	28,6 kg

Coeficiente de temperatura de $V_{OC} - \alpha$	-0,25 %/°C
Coeficiente de temperatura de $I_{SC} - \beta$	0,04 %/°C

Tabla 4. Características del módulo solar Vertex TSM-DE19 545.

Los módulos fotovoltaicos se colocan en una estructura, denominada mesa, que puede albergar hasta 18 módulos. Con este tipo de estructura tan sencilla se consigue un mayor aprovechamiento del terreno con un coste muy reducido, ya que no necesita cimentaciones en el anclaje. Están protegidas con acero galvanizado, que asegura resistencia a la corrosión y durabilidad.

Para reducir el coste de explotación de la planta, se implementa un ajuste estacional, es decir, hay dos orientaciones de las placas posibles, una para los meses estivales, desde abril hasta septiembre, donde el sol alcanza una altura mayor y otra para los meses invernales, desde octubre hasta marzo, donde el sol sigue una trayectoria más baja. Para calcular la inclinación óptima en dichas estaciones, se emplea el software PVSyst, teniendo en cuenta la geografía de la planta. Los resultados que se obtienen fueron para los meses estivales, una inclinación óptima de 20° y, para los meses invernales, la orientación que maximiza la producción de energía eléctrica resulta ser de 56°. Esta última, supone un problema para la estructura en el supuesto de viento fuerte y condiciones meteorológicas adversas, por lo que surgen dos posibilidades: cambiar la estructura por una más resistente y segura o reducir el ángulo de inclinación de los módulos aceptando no producir el máximo posible durante ese periodo de tiempo. Finalmente, se opta por orientar los módulos con la máxima inclinación que asegura la integridad de la estructura ante condiciones climáticas adversas, que resulta ser de 40° desde octubre hasta marzo.

3.3 Inversores

Los inversores son elementos de electrónica de potencia que son capaces de transformar la energía eléctrica que reciben en corriente continua, en este caso la que generan los módulos solares, y la transformar en energía eléctrica en corriente alterna. Además, pueden ser programados para regular y poder cumplir con todos los requisitos que se imponen en el

punto de acceso y conexión a la red, como la frecuencia, el contenido de armónicos o la potencia reactiva.

Una de las funciones principales de los inversores en este tipo de instalaciones es el control de la potencia reactiva que se inyecta a la red. Al controlar la potencia reactiva, o lo que es lo mismo, el factor de potencia, se regula también la tensión, aunque no se participe directamente en el control de tensiones de la red, como ocurren en el caso del proyecto Lorenzo Solar. El control de los inversores conectados a la red se realiza con unos ejes dq síncronos al vector espacial tensión de red.

En 1929, Park introdujo un sistema de referencia móvil para modelar sistemas eléctricos de forma más sencilla. La transformada de Park permite pasar de unas variables eléctricas trifásicas abc a un vector espacial fijo, en régimen permanente, visto desde un sistema de referencia móvil, es decir, se transforma un sistema trifásico senoidal con pulsación ω a un vector espacial con módulo y ángulo constante, en régimen permanente, dentro del plano que crean los ejes dq que giran a velocidad ω . La *Figura 13* ilustra un sistema de referencia móvil en ejes dq con respecto a unas variables trifásicas abc (19).

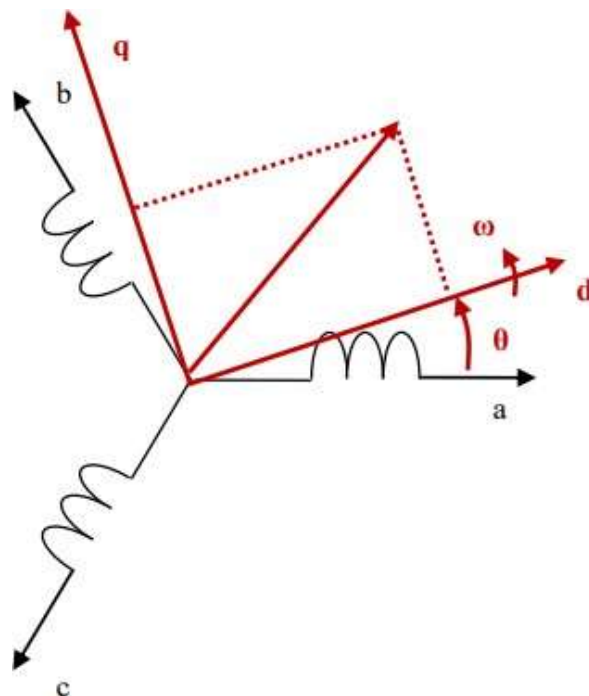


Figura 13. Sistema de referencia móvil en ejes dq (19).

En el caso del control que requiere el proyecto Lorenzo Solar, se necesita que la tensión de la red, que es un vector constante que gira a velocidad constante, esté permanentemente orientada con el eje d de los ejes dq , como se muestra en la *Figura 14*. Esto se consigue con un control de seguimiento de fase o PLL (del inglés *phase-locked loop*).

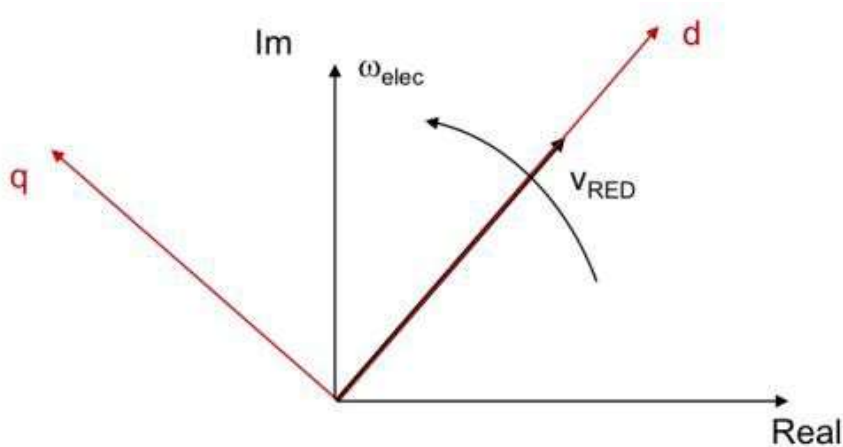


Figura 14. Vector de tensión orientado con el eje d del sistema de referencia en ejes dq (20).

Al hacer la formulación en estos ejes síncronos, la potencia activa (p) y la potencia reactiva (q), en valores por unidad, o pu , se pueden expresar de la siguiente manera:

$$p = v_d \cdot i_d + v_q \cdot i_q \quad (1)$$

$$q = v_q \cdot i_d - v_d \cdot i_q \quad (2)$$

Al estar la tensión de la red orientada con el eje d de los ejes dq síncronos, la tensión solo tiene componente en d , v_d , siendo la tensión v_q de valor 0 y la tensión total igual a la tensión de la red.

$$v = \sqrt{v_d^2 + v_q^2} \quad (3)$$

$$v = v_d = v_{red} \quad (4)$$

Por lo que las fórmulas de la potencia activa y reactiva en *pu* quedan, finalmente, de la forma:

$$p = v \cdot i_d \quad (5)$$

$$p = -v \cdot i_q \quad (6)$$

De las ecuaciones anteriores se puede intuir que controlando las corrientes i_d e i_q se puede regular la potencia activa y reactiva, respectivamente, que se inyecta a la red, consiguiendo cumplir con uno de los principales objetivos del inversor en las instalaciones conectadas a red. En la *Figura 15* se ilustra lo explicado anteriormente, viendo cómo se puede controlar la potencia activa y reactiva controlando la corriente que se inyecta a la red, proyectada en los ejes dq

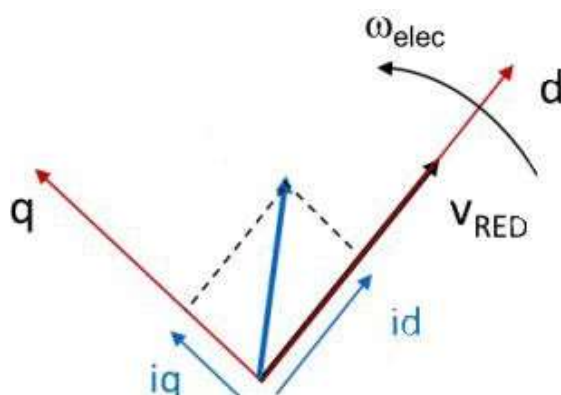


Figura 15. Control de las potencias controlando las corrientes en ejes dq (21).

Al igual que los módulos fotovoltaicos, los inversores también se conectan en string.

Esta configuración presenta grandes ventajas respecto a la configuración tradicional de los inversores. En primer lugar, se pasa de tener un número muy reducido de inversores del gran tamaño (del orden de megavatios) a tener un mayor número de inversores de menor potencia (del orden de kilovatios). Esto supone un mayor aprovechamiento de la potencia máxima instalada, ya que en conjunto tiene una potencia inferior. Además, se puede evitar la instalación de cajas de empalme, o combiner box, desde varios strings a los inversores. Al ser más baratos y de menor tamaño, surge la posibilidad de tener inversores almacenados para reducir el tiempo de puesta en marcha en caso de avería. Su tamaño reducido también supone un menor coste de instalación y no necesita técnicos especialistas para su montaje.

Cada inversor cuenta con 9 MMPT (*Maximum Power Point Tracker*), de 2 entradas cada uno, por lo que en total puede recibir potencia de un máximo de 18 strings. Esto supone un control de producción y monitorización de la planta más individualizada, que permite detectar fallos y optimizar la potencia generada con mayor detalle.

En el proyecto Lorenzo Solar se emplea un total de 18 inversores del modelo SUN2000-215KTL-H0 del fabricante Huawei. Las características principales de dicho inversor se detallan en la *Tabla 5*.

CARACTERÍSTICAS INVERSOR	
Potencia nominal	215 kVA (25 °C)
Dimensiones	1035 x 700 x 365 mm
Peso	86 kg
Tensión máxima de entrada	1500 V dc
Tensión de arranque	550 V
Número de entradas MMPT	18
Potencia de salida a 25 °C	215 kVA
Potencia de salida a 40 °C	200 kVA
Tensión de salida	800 V ac
Intensidad nominal de salida	144,4 A
Intensidad admisible en carga	270 A
Intensidad admisible en cortocircuito	450 A
Frecuencia	50 Hz
Factor de potencia	0,8 LG – 0,8 LD
Distorsión armónica máxima	3 %

Tabla 5. Características del inversor SUN2000-215KTL-H0.

Las protecciones del inversor deben garantizar su correcto funcionamiento bajo condiciones normales y su desconexión en caso de situaciones anómalas. Estas situaciones se dan cuando la tensión esté fuera del rango admisible de funcionamiento, en caso de desviaciones de la frecuencia fuera de los límites establecidos o cuando se detecta la falta de suministro a la red, donde se encontraría funcionando en isla.

3.4 Centro de transformación

El principal componente del centro de transformación es el transformador de potencia. El centro de transformación recoge la potencia de los 18 inversores de la planta, que se conectan formando dos circuitos o grupos de entrada distintos. A continuación, se encuentra el transformador de 4 MVA de potencia que eleva la tensión de salida de los inversores, después de haberlos agrupado, de 800 V a 20 kV. El transformador se encuentra refrigerado en aceite y su grupo de conexionado es el Dy11. Todas las características del transformador se resumen en la *Tabla 6*.

CARACTERÍSTICAS TRANSFORMADOR	
Proveedor	Electroinnova
Potencia nominal	4.000 kVA
Dimensiones	7360 x 2220 x 2700 mm
Tensión primaria	20.000 V
Tensión secundaria	800 V
Número de inversores de entrada	18
Temperatura máxima de operación	40 °C
Refrigeración	Aceite
Grupo de conexionado	Dy11

Tabla 6. Características del transformador 4 MVA 0,8/20 kV.

Además, la planta cuenta con dos sistemas de control, el *Smart Logger* y el *Power Plant Controller*, o PPC que se encuentran en el centro de transformación. El *Smart Logger* es capaz de controlar la producción de los inversores, de desconectarlos en caso de que sea necesario realizar servicios de mantenimiento o por motivos de operación de la planta solar

y enviar los datos de producción y funcionamiento al PPC para la monitorización y control de estos. El PPC tiene como función la monitorización y control dinámico de los inversores, mediante el *Smart Logger*. Sin el PPC solamente se podría fijar en el *Smart Logger* unos valores de referencia de factor de potencia, conexión y desconexión o la frecuencia. Esto impediría cumplir en todo momento con los objetivos que establece REE en sus procedimientos de operación en el punto de conexión a la red, ya que al hacer un control estático no se tiene en cuenta las posibles variaciones o necesidades momentáneas de la red.

La incorporación del PPC, soluciona los problemas del control estático descritos anteriormente. El PPC empleado en el proyecto, el Green Power Monitor, ofrece control dinámico de la potencia activa y reactiva, de la tensión en el punto de conexión y del factor de potencia de la planta, además de poder realizar la conexión y desconexión de inversores o strings. Todos estos parámetros son imprescindibles para poder cumplir con los requisitos en el punto de conexión a la red, que se establecieron en el *Capítulo 2*, por lo que es totalmente necesario para el proyecto. Una de las funciones más importantes del PPC es la de no sobrepasar en ningún momento la potencia concedida en el punto de acceso y conexión, de 3,68 MW nominales.

Dentro del centro de transformación se encuentra también el transformador de servicios auxiliares, que da alimentación a toda la aparamenta necesaria de los sistemas auxiliares, como protecciones, iluminación, tomas de fuerza, aparatos de medida o elementos de monitorización. El transformador elegido para los servicios auxiliares es de 10 kVA con una relación de transformación de 400/800 V.

3.5 Sistema de evacuación

Después de su paso por el centro de transformación, la energía generada por la planta se evacúa hasta el punto de conexión a la red mediante una línea subterránea de 277 m a 20 kV y constará de un único circuito de Al 95 mm². La línea irá desde el centro de transformación de la planta hasta el centro de seccionamiento de Iberdrola Distribución, donde se realizará la conexión.

La conexión a la red de distribución se hará mediante la apertura a la línea Puente Valdeverdeja – STR Oropesa, exactamente en su apoyo 12181. Alrededor de dicho apoyo, se instalará el mencionado centro de seccionamiento de Iberdrola, la compañía encargada de la distribución, que será también la responsable del control y operación de dicho centro de seccionamiento.

3.6 Cableado de corriente continua en baja tensión

Como se sabe, las células que conforman los módulos solares generan energía eléctrica en corriente continua. Por lo que, el cableado de corriente continua en baja tensión es el empleado para la conexión entre dichas placas solares, que estarán conectadas en string y los correspondientes inversores, donde se pasará de corriente continua a corriente alterna.

Los conductores de corriente continua salen del conexionado de cada string y recorren un tramo a la intemperie, hasta que quedan soterrados en una zanja, protegidos por un tubo con una profundidad mínima de 0,45 m. En todos los casos en los que sea posible, se instalarán en tubos diferentes los conductores de polo negativo y positivo.

El cable que se emplea es cable solar, ya que cumple toda la normativa correspondiente y resulta la mejor opción para el proyecto. Dentro de las características más importantes que debe cumplir dicho cable se encuentran las siguientes: Vida útil de como mínimo 30 años, capacidad de funcionar a una temperatura de 120 °C de forma continuada. Debe ser resistente a la radiación de los rayos UV, al frío y a la absorción de agua, a la abrasión, aceites, grasas y a compuestos químicos. No debe propagar la llama y no ha de emitir ningún tipo de gases corrosivos. El cable debe estar fabricado empleando cobre electrolítico y ser flexible.

Finalmente, el cable elegido para el proyecto Lorenzo Solar es el modelo Prysun del fabricante Prysmian, cuyas características se muestran en la *Tabla 7*, ya que cumple todos los requisitos expuestos anteriormente y supone la mejor opción. Su hoja completa de características se encuentra al final del documento en el Anexo.

CARACTERÍSTICAS CONDUCTOR CORRIENTE CONTINUA	
Radio mínimo de curvatura	4 x Diámetro
Conductor	Cobre electrolítico
Flexibilidad ⁶	Clase 5
Temperatura máxima 20.000 horas	120 °C
Temperatura máxima 30 años	90 °C
Temperatura máxima cortocircuito	250 °C
Aislamiento	Goma tipo E16
Cubierta	Mezcla libre de halógenos

Tabla 7. Características del cable solar Prysun empleado en el cableado de corriente continua en baja tensión.

3.7 Cableado de corriente alterna en baja tensión

Los inversores, como se comentó anteriormente, tienen a la entrada una tensión de 1500 V en corriente continua y a la salida una tensión de 800 V en corriente alterna. El cableado de corriente alterna en baja tensión será necesario para conectar eléctricamente la salida de cada uno de los inversores al centro de transformación, donde se elevará la tensión de 800 V a 20 kV en corriente alterna.

De cada inversor saldrá un total de cuatro conductores, un conductor por cada fase, tres en total, y un conductor adicional para el neutro. Los conductores van en todo momento soterrados a una mayor profundidad que los de corriente continua, exceptuando la conexión en terminales tanto de los inversores como del centro de transformación.

Los requisitos principales que se le exigen al conductor de corriente alterna son muy similares a los que se le exigían al conductor en corriente continua. Su vida útil debe superar, al menos, los 30 años, su tensión de diseño debe ser mayor o igual que 1000 V en corriente

⁶ El nivel de flexibilidad de los conductores tanto en corriente continua como en corriente alterna viene establecido según la norma UNE-EN-6028, donde la rigidez del cable es mayor cuanto menor sea su clase.

alterna y ha de poder soportar una temperatura de forma continuada de 90 °C. Como ocurría en corriente continua, debe ser resistente a la radiación UV, a los agentes químicos, grasas y aceites, a la abrasión, a los golpes, al frío y a la absorción de agua. El cable debe ser rígido y estar fabricado en aluminio. No debe propagar la llama y no puede emitir gases corrosivos.

En vista del cumplimiento de todos los requisitos expuestos anteriormente, se escoge el modelo AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) del fabricante Prysmian como conductor para el cableado de corriente alterna en baja tensión. Se trata de un cable diseñado específicamente para su aplicación en distribución de instalaciones solares. Sus características se encuentran resumidas en la *Tabla 8* y Su hoja completa de características se encuentra al final del documento en el Anexo.

CARACTERÍSTICAS CONDUCTOR CORRIENTE ALTERNA	
Radio mínimo de curvatura estático	4 x Diámetro
Conductor	Aluminio
Flexibilidad	Clase 2
Tensión de alterna asignada	600/1.000 V
Temperatura máxima permanente	90 °C
Temperatura máxima cortocircuito	250 °C
Aislamiento	XLPE
Cubierta	Mezcla libre de halógenos

Tabla 8. Características del cable AL VOLTALENE FLAMEX CPRO empleado en el cableado de corriente alterna en baja tensión.

3.8 Cálculos

3.8.1 Cálculos de los módulos y strings

La potencia pico concedida en el punto de acceso y conexión es de 4 MW. Se sabe, por las especificaciones técnicas del proveedor, que los módulos solares son de una potencia de 545 W por unidad. Por lo tanto, para saber el número de paneles solares que se debe instalar, se divide la potencia pico concedida entre la potencia que tiene cada módulo fotovoltaico, como se muestra, a continuación, en la ecuación (7). Se escoge el número entero menor más

cercano al resultado que se obtiene, para asegurarse de que no se supera la potencia pico en ningún caso.

$$N^{\circ} \text{ de módulos} = \frac{4.000.000 \text{ W}}{545 \text{ W}} = 7339,45 \text{ módulos} \quad (7)$$

Los paneles fotovoltaicos se colocan en serie o string para poder obtener una tensión de salida, bajo condiciones normales de funcionamiento, idónea para los inversores y el resto de la planta. Un string es la agrupación de cierto número de módulos en conexión serie. En este apartado se calcula el número exacto de módulos que conforman cada string para que la planta funcione adecuadamente.

Para el dimensionamiento de los strings son necesarios ciertos parámetros, que aparecen, en la *Tabla 4*, que resume las características de los módulos solares fotovoltaicos elegidos para el proyecto Lorenzo Solar.

- $T_{\text{máx amb}}$: Temperatura máxima absoluta del emplazamiento.
- $T_{\text{mín amb}}$: Temperatura mínima absoluta del emplazamiento.
- T_{amb} : Temperatura ambiente exterior.
- NOCT: Temperatura de operación de la célula nominal.
- ESTC: Irradiancia solar en condiciones estándar STC⁷.
- $V_{\text{MPP-STC}}$: Tensión del módulo en condiciones estándar en el punto de máxima potencia.
- $I_{\text{MPP-STC}}$: Intensidad del módulo en condiciones estándar en el punto de máxima potencia.
- $V_{\text{OC-STC}}$: Tensión del módulo en condiciones estándar en circuito abierto.
- $I_{\text{OC-STC}}$: Intensidad del módulo en condiciones estándar en cortocircuito.

⁷ Las condiciones estándar STC son 1000 W/m² para una célula a una temperatura de 25 °C con un valor espectral de 1,5 AM.

- β : Coeficiente de la variación de la tensión en circuito abierto ante un cambio de la temperatura de las condiciones estándar STC. Extrapolado para MPP.
- α : Coeficiente de la variación de la tensión en cortocircuito ante un cambio de la temperatura de las condiciones estándar STC. Extrapolado para MPP.

La temperatura del módulo $T_{mód}$ viene dada por la fórmula:

$$T_{mód} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot E_{STC} \quad (8)$$

La tensión del módulo en su punto de máxima potencia se obtiene como:

$$V_{MPP} = V_{MPP-STC} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{mód} - 25)] \quad (9)$$

La intensidad del módulo en su punto de máxima potencia se obtiene como:

$$I_{MPP} = I_{MPP-STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{mód} - 25)] \quad (10)$$

La tensión del módulo en circuito abierto se obtiene como:

$$V_{OC} = V_{OC-STC} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{mód} - 25)] \quad (11)$$

La intensidad del módulo en cortocircuito se obtiene como:

$$I_{SC} = I_{SC-STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{mód} - 25)] \quad (12)$$

Se ha de tener en cuenta que en ningún caso se puede superar la tensión máxima del sistema de 1500 V, que la tensión de arranque de los inversores ha de ser mayor que 550 V en condiciones normales de funcionamiento y que bajo ninguna condición se puede superar la corriente de 26 A.

A continuación, en la *Tabla 9*, se presentan los resultados de resolver las ecuaciones anteriores.

RESULTADOS DEL CÁLCULO	
T _{máx amb}	43 °C
T _{mín amb}	-10 °C
NOCT	43 °C
T _{máx mód}	74,25 °C
T _{mín mód}	21,25 °C
V _{MPP}	31,4 V
V _{OC}	37,7 V
I _{SC}	18,47 A
α	-0,25 %
β	0,04 %

Tabla 9. Resultados del cálculo de los módulos por string.

Para una mayor seguridad, aunque se haya obtenido teóricamente una temperatura mínima de los módulos de 21,25 °C, mayor que 0 °C, el cálculo de la tensión máxima del módulo se realiza con la suposición de temperatura mínima de los módulos solares igual a 0 °C. También, se ha de tener en cuenta las implicaciones de la conexión en serie de los módulos solares, donde se mantiene la tensión de sus elementos y suma sus tensiones, pudiendo determinar así el número de módulos que se han de conectar en serie por cada string.

Se realiza un estudio bajo los supuestos más restrictivos para que el número de módulos por cada string sea el adecuado bajo cualquier circunstancia a la que pueda ser sometida la

planta. Los casos extremos de funcionamiento de la planta solar son los siguientes:

- La tensión máxima que alcanzan los módulos solares bajo los supuestos de mínima temperatura (0 °C) y de circuito abierto.
- La tensión mínima que llegan a alcanzar los módulos en el punto de máxima potencia y temperatura en condiciones normales de funcionamiento.
- La intensidad máxima que circula por el módulo en el caso de cortocircuito a la máxima temperatura.

La corriente máxima que circula por los módulos en condiciones de temperatura máxima y cortocircuito se obtiene resolviendo la ecuación (12) y se obtiene:

$$I_{SC} = 18,83 \text{ A}$$

Que resulta ser menor que la intensidad máxima del sistema en cualquier condición,

$$I_{\text{máx}} = 26 \text{ A.}$$

Los resultados obtenidos se presentan, a continuación, en la *Tabla 10*.

RESULTADOS CÁLCULO		
Número de módulos por string	V mín (Con P máx, T máx)	V máx (Con Voc, T mín)
1	27,53	40,06
2	55,07	80,11
3	82,60	120,17
4	110,14	160,23
5	137,67	200,28
6	165,20	240,34
7	192,74	280,39
8	220,27	320,45
9	247,80	360,51
10	275,34	400,56
11	302,87	440,62
12	330,41	480,68
13	357,94	520,73
14	385,47	560,79
15	413,01	600,84

16	440,54	640,90
17	468,08	680,96
18	495,61	721,01
19	523,14	761,07
20	550,68	801,13
21	578,21	841,18
22	605,75	881,24
23	633,28	921,29
24	660,81	961,35
25	688,35	1001,41
26	715,88	1041,46
27	743,41	1081,52
28	770,95	1121,58
29	798,48	1161,63
30	826,02	1201,69
31	853,55	1241,74
32	881,08	1281,80
33	908,62	1321,86
34	936,15	1361,91
35	963,69	1401,97
36	991,22	1442,03
37	1018,75	1482,08
38	1046,29	1522,14
39	1073,82	1562,19
40	1101,36	1602,25

Tabla 10. Resultados del cálculo de las tensiones mínima y máxima para la elección del número de módulos por string.

Como se mencionó anteriormente, la tensión máxima del sistema no puede ser mayor que 1500 V en ningún caso, por lo que se descarta que haya más de 38 módulos por string, debido a que la tensión máxima en circuito abierto y a temperatura mínima sería superior a los 1500 V.

Se sabe que la tensión de arranque mínima que han de tener los inversores para su funcionamiento debe ser mayor que 550 V. Esta tensión se consigue a partir de 20 módulos en el caso de operar a potencia y temperatura máxima y a partir de los 14 módulos en el caso de circuito abierto y temperatura mínima de los paneles, por lo que se descarta cualquier número de módulos por string inferior a dichos límites de arranque de los inversores.

Al verse limitado el número de módulos por string por ambas tensiones, se debe escoger la opción más limitante de cualquier supuesto, por lo que se obtiene que el único intervalo viable es desde 20 hasta 37, ambos inclusive, módulos solares conectados en serie para formar un string.

Finalmente, para garantizar el correcto funcionamiento tanto de los paneles solares como de los inversores y del sistema fotovoltaico en su conjunto, se escoge agrupar los módulos en strings de 36 módulos conectados en serie. Como se explica en más detalle a continuación, para no superar la potencia pico concedida en el punto de acceso y conexión a la red, se deberá hacer agrupaciones, cinco en concreto, limitando a 35 el número de módulos por string.

Teniendo en cuenta el número total de paneles que se debe instalar y el número de paneles que debe haber en cada string, se obtiene el número total de strings que tendrá en total la planta solar, como se puede ver en la ecuación (13).

$$N^{\circ} \text{ de strings} = \frac{7339 \text{ módulos}}{36 \text{ mód/string}} = 203,86 \text{ strings} \quad (13)$$

Como se aprecia en (13), no se obtiene un número exacto de strings. El número entero al que más se aproxima es 204, por lo que ese será el número final de strings totales que habrá en la planta. Si se escoge ese número de strings, entonces el número de módulos ya no es 36, sino que, como se observa en (14), resulta ser de 35,975 módulos por string.

$$N^{\circ} \text{ de mód/string} = \frac{7339 \text{ módulos}}{204 \text{ string}} = 35,975 \text{ mód./string} \quad (13)$$

Como el número de módulos por string también tiene que ser un valor entero, la mejor solución es hacer la mayoría de strings conectando 36 módulos en serie y hacer un número

reducido de strings con tan solo 35 paneles. El número que se hará de cada tipo se obtiene resolviendo x en la ecuación (15), donde x es el número de strings que habrá que hacer con 36 módulos por string.

$$36 \cdot x + 35 \cdot (204 - x) = 7339 \quad (15)$$

$$x = 7339 - 204 \cdot 35 = 199$$

Como se observa después de resolver la ecuación (15), el número de strings que habrá de 36 paneles será de 199 y solamente habrá 5 strings con 35 paneles conectados en serie, para no superar la potencia máxima en el punto de acceso y conexión, como se comentó anteriormente.

3.8.2 Cálculos del inversor

El proyecto Lorenzo Solar cuenta con un total de 18 inversores, los cuales tienen que recoger toda la potencia generada por los módulos fotovoltaicos conectados en serie. El número de strings que debe recoger cada inversor viene limitado por la corriente máxima que admite cada uno de los inversores y por la potencia nominal concedida en el punto de acceso y conexión a la red, junto con el ratio DC/AC que se desea tener en la instalación. El número de inversores necesarios para la planta se calcula sabiendo la potencia nominal concedida en el punto de acceso y conexión a la red y dividiéndola entre la potencia nominal de cada uno de los inversores, especificada por el fabricante en la *Tabla 5*. A continuación, se calcula el número de inversores necesarios para la planta solar, como se muestra en la ecuación (16). Se escoge el número entero mayor más cercano al resultado que se ha obtenido, para asegurarse de poder suministrar la potencia nominal concedida.

$$N^{\circ} \text{ de inversores} = \frac{3.680 \text{ kW}}{215 \text{ kW}} = 17,2 \text{ inversores} \quad (16)$$

La corriente máxima que admiten los inversores es de 30 A por cada MPPT. En el dimensionamiento, al igual que se hizo anteriormente, se ha de calcular la corriente para el caso más desfavorable, donde se den las condiciones extremas que hagan que la corriente que circule sea la máxima posible. Los dos casos distintos para los que se realiza el estudio son para corriente en funcionamiento de la planta y corriente de cortocircuito, en ambos casos se debe calcular la corriente a la temperatura máxima de las células.

La conexión de los inversores se realiza en paralelo, por lo que su tensión de operación se mantiene constante con independencia de los strings que haya conectados a cada inversor. La intensidad que circula por el inversor, en cambio, es proporcional al número de strings que se conecten, por lo que se calcula el número máximo de strings que se pueden conectar en función de la corriente máxima que admiten los inversores, teniendo en cuenta que los inversores empleados disponen de 9 MPPT.

Las fórmulas de las corrientes máximas que se han de calcular para el dimensionamiento son las mismas que se emplearon en el cálculo del número de módulos por string, que se presentan, de nuevo, a continuación.

La intensidad del módulo en su punto de máxima potencia se obtiene como:

$$I_{MPP} = I_{MPP-STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{mód} - 25)] \quad (10)$$

La intensidad del módulo en cortocircuito se obtiene como:

$$I_{SC} = I_{SC-STC} \cdot [1 + \beta \cdot (T_{mód} - 25)] \quad (12)$$

La corriente generada por los módulos en string es la que circula por los inversores, sumada por su conexión en paralelo. Las limitaciones de corriente son las impuestas por el fabricante de los inversores, como se puede observar en la *Tabla 5*, que resume las características del inversor. La intensidad que admiten en carga es de 270 A y la intensidad máxima admisible en caso de cortocircuito es de 450 A.

Los resultados obtenidos tras emplear las fórmulas anteriores (10) y (12), se presentan en la *Tabla 11*.

RESULTADOS DEL CÁLCULO		
Número de strings por inversor	IMMP Con T máx	ISC Con T máx
9	160,03	170,16
10	177,81	189,07
11	195,59	207,97
12	213,37	226,88
13	231,15	245,79
14	248,93	264,69
15	266,71	283,60
16	284,49	302,51
17	302,27	321,41
18	320,05	340,32
19	337,83	359,23
20	355,61	378,13
21	373,39	397,04
22	391,17	415,95
23	408,95	434,85
24	426,74	453,76
25	444,52	472,67

Tabla 11. Resultados del cálculo de las intensidades máximas en operación y cortocircuito para la elección del número de strings por inversor.

Observando los resultados del cálculo que se exponen en la *Tabla 11*, se puede ver que se asemeja bastante el resultado numérico calculado para la corriente máxima en operación y en cortocircuito, por lo que se puede intuir que la corriente máxima que soportarán los inversores debe de venir limitada por la corriente más restrictiva de las dos, esto es, la corriente máxima admisible en carga, $I_{\text{máx carga}} = 270 \text{ A}$. Por lo que se descartan todas las opciones con un número de strings por inversor mayores de 16. Se comprueba, de todas

formas, que el límite de corriente admisible en cortocircuito limita la conexión a partir de la conexión de 24 strings por inversor, cuando se superan los 450 A.

En vista de estos resultados, se puede decir que el número máximo de strings que se pueden conectar por cada uno de los inversores respetando, bajo cualquier supuesto de condiciones, la integridad de los componentes de dicho inversor resulta ser de 15 strings como máximo por inversor. Cabe mencionar que este número es el máximo admisible, pudiendo resultar mejor el conectar un número menor de strings por inversor.

Como se comentaba anteriormente, hay dos limitantes a la hora de elegir el número de strings por inversor. Ya se ha visto que el propio inversor se ve limitado a una conexión máxima de 15 strings para no superar ninguno de sus límites de corriente. El otro factor limitante es la potencia que se ha concedido al proyecto Lorenzo Solar en el punto de acceso y conexión a la red. Como se calculó anteriormente, el número de strings necesarios para la planta es 204. Al conocer el número de strings y de inversores que hay, el número de strings que se conectan a cada inversor se calcula fácilmente, como se puede ver en (17).

$$N^{\circ} \text{ de strings/inv.} = \frac{204 \text{ strings}}{18 \text{ inversores}} = 11,33 \text{ strings/inv.} \quad (17)$$

De nuevo, el número de strings por cada inversor ha de ser un número entero, pero tanto el número de strings como de inversores en la planta ya está fijado. La solución es conectar entre 11 y 12 strings por inversor, habiendo el doble de conexiones con 11 strings que con 12, para cumplir la proporción 1/3 respecto a 2/3 por ser 11,33 strings por inversor. Para disminuir al máximo las pérdidas, los 6 inversores a los que se hayan conectado 12 strings se colocarán lo más próximo posible al centro de transformación, reduciendo así el cableado.

Se comprueba que el número de strings por inversor obtenido con el límite de la potencia concedida en el punto de acceso y conexión a la red es menor que el número obtenido donde limitaba la corriente máxima por el inversor. Esto significa que en el caso

del límite de potencia en el punto de acceso y conexión no se supera la intensidad máxima del inversor y, al ser más restrictivo, se elige finalmente conectar entre 11 y 12 strings por cada inversor.

En resumen, la planta dispone de un total de 7339 módulos solares, que se agrupan en 204 strings con 35 o 36 módulos por string. Hay 18 inversores en total, cada uno de los cuales recoge la potencia generada por 11 o 12 strings. Este resumen se presenta en la *Tabla 12*, donde se incluye el número de módulos y la potencia por cada uno de los inversores, así como los valores totales.

Inversor	Nº de strings	Nº de módulos	Potencia [kW]
1	11	396	215,82
2	11	396	215,82
3	12	432	235,44
4	11	396	215,82
5	11	396	215,82
6	12	431	234,90
7	11	396	215,82
8	11	396	215,82
9	11	396	215,82
10	12	431	234,90
11	12	431	234,90
12	11	396	215,82
13	12	431	234,90
14	11	396	215,82
15	11	396	215,82
16	12	431	234,90
17	11	396	215,82
18	11	396	215,82
Total	204	7339	3999,755 kWp

Tabla 12. Resumen de la distribución de inversores y strings.

3.8.3 Cálculos de potencia reactiva

La potencia concedida en el punto de acceso y conexión a la red de distribución es de 3,68 MW nominales y 4 MW pico. La potencia reactiva ya sea inductiva o capacitiva, se

generan o consumen dentro de la planta solar en los siguientes elementos:

- Centro de transformación 800 V / 20 kV
- Conductores en alta tensión a 20 kV
- Inversores
- Transformador de servicios auxiliares

Como se vio en el capítulo anterior, el factor de potencia debe encontrarse permanentemente entre 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo, como se establece en el *Real Decreto 413/2014*. En cambio, Red Eléctrica de España, establece en sus procedimientos de operación, en concreto en el P.O. 7.4 donde se regula el control de tensión, como límite técnico un factor de potencia que se encuentre entre 0,95 capacitivo y 0,95 inductivo. En el proyecto Lorenzo Solar, se especificó que en todo momento debe al factor de potencia debe ser mayor que 0,95, basándose en los procedimientos de operación de REE.

Se sabe que el factor de potencia es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente y mide, de alguna manera, la eficiencia de un sistema, ya que la potencia activa es la potencia de la cual se puede obtener trabajo útil, y la potencia aparente es la suma de la potencia activa y reactiva. El factor de potencia se rige por la fórmula.

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (18)$$

Donde:

- P es la potencia activa
- S es la potencia aparente
- $\cos \varphi$ es el factor de potencia

Si se despeja la potencia aparente de la ecuación (18), y conociendo tanto la potencia nominal en el punto de acceso y conexión a la red como el factor de potencia, la potencia

aparente que debe generar la instalación se obtiene de la forma:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{3,68 \text{ MW}}{0,95} = 3,874 \text{ MVA nominales} \quad (19)$$

Sabiendo que se debe generar dicha potencia aparente para cumplir con lo establecido por REE y conociendo la potencia nominal en el punto de acceso y conexión, se puede obtener la potencia reactiva que, como máximo, ha de generar la instalación fotovoltaica para poder asegurar un factor de potencia mayor que 0,95. Dicha potencia reactiva se obtiene conociendo la fórmula que relaciona potencia aparente, activa y reactiva, como se puede ver en la siguiente ecuación (20).

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (20)$$

Si se despeja la potencia reactiva Q , y al conocer la potencia aparente y activa, se obtiene la potencia reactiva que debe generar la instalación solar.

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{3,87^2 - 3,68^2} = 1,21 \text{ MVar} \quad (21)$$

Una vez se conoce la potencia reactiva que debe generar la planta solar para cumplir con el factor de potencia mínimo en el punto de acceso y conexión, se debe calcular la potencia reactiva que son capaces de generar los inversores y comparar dichas potencias.

Cuando la planta se encuentra entregando potencia nominal en el punto de acceso y conexión, los inversores generan 3,68 MW de potencia activa. Se conoce la potencia aparente nominal de cada inversor, especificada en la *Tabla 5* y de valor 215 kVA. Por lo

tanto, la potencia aparente nominal generada por el conjunto de los inversores se calcula de la siguiente manera:

$$S_{TOT} = 18 \cdot S_{INV} = 18 \cdot 0,215 = 3,87 \text{ MVA} \quad (22)$$

Despejando la potencia reactiva de la misma forma que se hizo en la ecuación (21), al conocerse la potencia aparente y activa que generan los inversores, se obtiene que la reactiva que tienen generan es:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{3,87^2 - 3,68^2} = 1,21 \text{ MVar} \quad (21)$$

Se puede ver que la potencia reactiva que los inversores son capaces de generar cuando se está generando 3,68 MW de potencia activa resulta ser la misma que la que necesita generar el conjunto de la instalación fotovoltaica para poder mantener, como mínimo, el factor de potencia mayor o igual a 0,95 en todo momento.

En vista de este resultado, se puede afirmar que el conjunto de los inversores es capaz de generar toda la potencia reactiva que necesita generar la planta solar para cumplir con los requisitos que manda Red Eléctrica de España en sus procedimientos de operación. Esto significa que la planta no requiere la instalación de un banco o batería de condensadores para suministrar potencia reactiva en el punto de acceso y conexión a la red. Con el ahorro en material, instalación, mantenimiento y operación que eso supone.

3.8.4 Cálculos del cableado de corriente continua en baja tensión

En este apartado, se calcula la sección que han de tener los conductores de cobre que conectan los strings compuestos por paneles fotovoltaicos conectados en serie a los

inversores. Para dicho cálculo, se emplea el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión, REBT en su ITC-BT-19.

Como ocurría en apartados anteriores, todo dimensionamiento se ha de calcular de tal manera que se pueda soportar las condiciones de operación más desfavorables, que, en este caso, se dan en el punto de máxima potencia de la planta. Nótese que, para realizar este cálculo, no se tiene en cuenta si se está en circuito abierto, ya que no habría corriente circulando por el conductor, o en cortocircuito, donde dispararían las protecciones eléctricas correspondientes, por tratarse de un caso con situaciones de funcionamiento anómalas.

Por lo tanto, las condiciones para las que se realiza el dimensionamiento son:

- La potencia en el punto de máxima potencia: P_{MPP}
- La tensión en el punto de máxima potencia: V_{MPP}
- El 125% de la corriente en el punto de máxima potencia: $1,25 \cdot I_{MPP}$

Se ha de elegir el 125% de la corriente en el punto de máxima potencia como corriente para el cálculo del dimensionamiento, ya que, según la normativa que aplica al proyecto, la intensidad de cálculo en ningún caso ha de ser inferior al 125% de la corriente máxima del generador. Esto se hace para aplicar un factor de seguridad al cable de manera que esté sobredimensionado y pueda soportar, de forma segura, las condiciones de operación más desfavorables.

La forma de agrupación e instalación de los conductores tiene un gran impacto sobre la corriente máxima capaz de admitir el conductor, que, en corriente continua, se debe en gran medida a las pérdidas por temperatura. Al estar los conductores soterrados, no existe ventilación posible para reducir su temperatura. Si a esto se le añade la posibilidad de tener otros conductores cerca, que se pueden considerar como fuentes de calor externas, la intensidad admisible por el conductor se ve altamente condicionada. Para solventar esto, se han de aplicar diversos factores de corrección para reflejar estos, y otros, efectos en el cálculo de la intensidad máxima admisible por el conductor.

Hay dos tramos diferentes por los que discurre el conductor para conectar los strings a los inversores. El primer tramo es a la intemperie mientras recorre la estructura de los módulos solares. A continuación, a la salida de los módulos conectados en string, se encierra el conductor en un tubo que queda enterrado en una zanja hasta llegar al inversor. El caso más desfavorable para el cálculo en cuestión es cuando se encuentra en el segundo tramo, soterrado. Además, se debe contemplar el número de conductores que se encierran por cada tubo. A continuación, en la *Tabla 13*, se muestra el coeficiente de reducción que se aplica a la intensidad máxima admisible que ha de soportar el conductor cuando se instala más de un conductor por cada tubo. En la *Tabla 14*, se muestra otro factor de reducción, debido al número de capas que tenga la zanja en la cual se entierra el tubo con los conductores.

Disposición de cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores								
	1	2	3	4	6	9	12	16	20
Factor de corrección	1,0	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4

Tabla 13. Factor de corrección debido a la instalación de más de un conductor por tubo en el caso de empotrados o embutidos. ITC-BT-19. Tabla C.52.3 UNE-HD 60364-5-52.

Nº de capas	2	3	4 – 5	6 – 8	9 o más
Factor de corrección	0,80	0,73	0,70	0,68	0,66

Tabla 14. Factor de corrección debido al número de capas en la zanja donde estén enterrados los conductores. ITC-BT-19.

Otro factor que se ha de tener en cuenta debido a su impacto en la intensidad admisible del conductor soterrado es la temperatura del terreno en el que se encuentra enterrado el conductor. Además, depende del tipo de aislamiento que recubre el conductor, como se puede ver en la *Tabla 15*.

Temperatura del terreno [°C]	Aislamiento	
	PVC ⁸	XLPE ⁹ /EPR ¹⁰
10	1,16	1,11
15	1,11	1,08
20	1,06	1,02
25	1,00	1,00
30	0,95	0,97
35	0,88	0,93
40	0,81	0,86
45	0,75	0,83
50	0,66	0,79
55	0,58	0,74
60	0,47	0,68

Tabla 15. Factor de corrección debido a la temperatura del terreno en función del tipo de aislamiento. Tabla A.52-D2 – UNE 20460-5-53.

Además de la temperatura, se debe tener en cuenta la resistividad térmica del terreno en el cual se entierran los conductores. En un estudio geotécnico que se hará antes de la construcción de la instalación, se hallará la resistividad térmica que tiene el terreno. Si la resistividad térmica obtenida tras el estudio fuese distinta de $2,5 \text{ K} \cdot \text{m}/\text{W}$, se deberá aplicar el factor de corrección correspondiente según se indica en la Tabla 16, que se muestra a continuación.

R térmica [$\text{K} \cdot \text{m}/\text{W}$]	0,5	0,7	1	1,5	2,0	2,5	3,0
En conductores enterrados	1,28	1,20	1,18	1,10	1,05	1,00	0,96
Enterrados directamente	1,88	1,65	1,50	1,28	1,12	1,00	0,90

Tabla 16. Factor de corrección debido a la resistividad térmica del terreno. Tabla B.52.16 – UNE-HD 60364-5-52.

La sección del conductor ha de ser tal que se cumpla que:

- 1) La corriente que admite el conductor para dicha sección, ponderada por los diversos factores de corrección expuestos anteriormente, sea mayor que el

⁸ PVC el policloruro de vinilo

⁹ XLPE es polietileno reticulado

¹⁰ EPR es etileno propileno

125% de la intensidad máxima que soporta la instalación en las condiciones más desfavorables.

- 2) La caída de tensión que tiene lugar a lo largo de la longitud total del conductor, desde la conexión a los strings a la entrada de los inversores, debe ser menor que el 1% que la tensión en las condiciones más desfavorables de operación, esto es, para VMPP.

Según el primer criterio, la corriente admisible por el conductor se rige según la siguiente fórmula:

$$I_{ADM} \cdot F1 \cdot F2 \cdot F3 \cdot F4 \geq 1,25 \cdot I_{MPP} \quad (23)$$

Siendo:

- I_{ADM} : La corriente que admite el conductor empleado, dependiendo de su tipo y sección.
- $F1$: El coeficiente de corrección en función del número de conductores.
- $F2$: El coeficiente de corrección en función del número de capas.
- $F3$: El coeficiente de corrección en función de la temperatura del terreno.
- $F4$: El coeficiente de corrección en función de la resistividad térmica del terreno.
- I_{MPP} : La corriente en el punto de potencia máxima del módulo fotovoltaico.

Aplicando los factores de corrección correspondientes, utilizando el 125% de la corriente en el punto de máxima potencia de los paneles fotovoltaicos y sustituyendo en la ecuación (23), se obtiene una intensidad admisible por el conductor:

$$I_{ADM} \geq 29,63 \text{ A}$$

Las intensidades admisibles dependen tanto de la sección como del tipo de conductor. Se puede obtener dicho valor a través de la ficha de características aportada por el fabricante y la intensidad admisible que viene expresada en la tabla C-52- bis – UNE-HD 60364-5-52, que aparece en el anexo, donde coinciden ambos valores en el caso de que el método de instalación, la resistividad térmica y la temperatura sean iguales. Para este proyecto, se escogen los valores de la ITC-BT-19, especificados para conductores enterrados, con una temperatura del terreno de 25 °C y con una resistividad térmica del terreno de 2,5 K · m/W, dichos valores se pueden observar en la *Tabla 17*, que se presenta a continuación.

Sección nominal [mm ²]	Intensidad admisible [A]
6	44
10	59
16	76
25	98

Tabla 17. Intensidades admisibles en función de la sección del conductor. Tabla C-52- bis – UNE-HD 60364-5-52. ITC-BT-19.

Nótese que la norma empleada no tiene en cuenta secciones de 4 mm², ya que está basada en una norma anterior que no está actualizada, por lo que para dicha sección se toma el valor que viene aportado por el fabricante, que resulta ser de 32 A. Con esto, se cumple que la mínima sección para la que la intensidad mínima que debe poder soportar el conductor, ponderada con los factores de corrección pertinentes, sea mayor de los 29,6 A calculados previamente es de 4 mm².

Según el segundo criterio, la caída de tensión no debe ser mayor que el 1% de la tensión en las condiciones de operación para las cuales dicha tensión sea máxima. Para dicho cálculo, es necesario conocer la longitud del tramo del conductor, la resistividad del material conductor, cobre en este caso, la corriente que circula por el conductor y la sección del conductor. La caída de tensión en un conductor viene dada por la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot \rho_{Cu} \cdot I_{MPP} \cdot L}{S} \quad (24)$$

Siendo:

- ΔV : La caída de tensión, en V.¹¹
- ρ_{Cu} : La resistividad del cobre, que es de $0,0171 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.
- L : La longitud del circuito, en m.
- S : La sección del conductor en mm^2 .
- I_{MPP} : La intensidad en el punto de potencia máxima del módulo, en A.

Despejando la sección, S , de la ecuación (24), y especificando para el cálculo de la tensión mínima se obtiene la ecuación (25), que se muestra a continuación.

$$S_{\text{mínima}} = \frac{2 \cdot \rho_{Cu} \cdot I_{MPP} \cdot L}{\Delta V_{\text{máxima}}} \quad (25)$$

Sustituyendo las variables, se obtiene que la sección mínima que cumple con el criterio de la máxima caída de tensión admisible es de 2 mm^2 . Al ser esta sección, calculada en base al segundo criterio expuesto anteriormente, menor que la que se obtuvo para el primer criterio, la sección limitante, y por tanto la que se empleará es la mayor de las dos, es decir, la que se calculó siguiendo el criterio de corriente admisible por el conductor, de 4 mm^2 .

Finalmente, como resultado de los cálculos realizados, se obtiene que la sección mínima necesaria que cumple los criterios de caída de tensión e intensidad admisible resulta ser de 4 mm^2 , por lo que el conductor que se emplea en el cableado de corriente continua en baja tensión debe tener dicha sección.

¹¹ Nótese que el criterio de caída de tensión máxima se da en porcentaje (%) y en la ecuación se necesita en voltios (V), por lo que deberá calcularse el 1% de la caída de tensión que se requiera.

3.8.5 Cálculos del cableado de corriente alterna en baja tensión

Para calcular la sección de los conductores que conectan los inversores con el centro de transformación en corriente alterna a 800 V, se debe seguir lo establecido en el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión, REBT.

Como en todo dimensionamiento, se ha de calcular la sección mínima de los conductores que garantice el correcto funcionamiento en cualquier condición de funcionamiento, por lo que se calcula empleando los datos para las condiciones más desfavorables de operación. También se debe tener en cuenta que el ratio de transformación de corriente continua a corriente alterna, DC/AC, de los inversores es mayor que 1, es decir, que cuando se dan las condiciones de máxima producción, la potencia en corriente continua es mayor que la que se puede evacuar por los inversores en corriente alterna. Con esto, se asegura que los inversores alcanzan su punto más elevado de carga, llegando a sus límites técnicos tanto de corriente, en 144,4 A, como de tensión, en 800 V.

Como sucedía en el cálculo del conductor en corriente continua, siguiendo la normativa que aplica en este caso, la intensidad utilizada para el cálculo no debe ser inferior al 125% de la corriente máxima del generador en condiciones estándar. Con esto, la intensidad máxima que se emplea en el cálculo resulta ser de:

$$I_{m\acute{a}x} = 1,25 \cdot I_{adm} = 1,25 \cdot 144,4 = 180,5 \text{ A} \quad (26)$$

Por lo tanto, las condiciones de cálculo resultan ser:

- Potencia máxima: $S_{m\acute{a}x} = 215 \text{ kVA}$
- Tensión máxima: $V_{m\acute{a}x} = 800 \text{ V}$
- Corriente máxima: $I_{m\acute{a}x} = 180,5 \text{ A}$

Al igual que ocurría en el cálculo en corriente continua, el método de agrupación e

instalación de los conductores tiene un gran impacto en la corriente que puede admitir el conductor, que, en el caso de corriente alterna, se debe a las pérdidas que se producen por la temperatura y a causa de la inductancia mutua entre conductores. En cuanto a la temperatura, al encontrarse los conductores bajo tierra en todo su recorrido imposibilita su refrigeración, a lo que se debe añadir la proximidad de otros conductores, que actúan como fuentes externas de calor, por lo que se aplicarán los factores de corrección que tengan en cuenta dichos efectos. En cuanto a la inductancia mutua, que se debe a la interacción de dos, o más, conductores cuando por ellos circula corriente alterna, tiene efectos negativos a causa del campo electromagnético que se genera, que se deberá tener en cuenta y, cuando aplique, emplear un factor de corrección a la intensidad admisible por el conductor.

A continuación, en la *Tabla 18*, se muestra el factor de corrección que se ha de aplicar a la corriente admisible por el conductor en el caso de que se instale más de un circuito por cada zanja. Como se puede ver, cuanto más cables hay y menor es la distancia que los separa, menor es la corriente admisible del conductor, al reducirse el valor del factor de corrección.

Nº de cables	Distancia entre conductos				
	Cables en contacto	Un diámetro de cable	0,125 m	0,250 m	0,500 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,80
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

Tabla 18. Factor de corrección debido al número de conductores por zanja y a la distancia que los separa. ITC-BT-19. Tabla B.52.18 UNE-HD 60364-5-52.

Respecto a los factores de corrección debidos al número de capas que haya en la zanja en la que se encuentra enterrado el conductor, a la temperatura del terreno y a la resistividad

térmica del terreno, los valores coinciden para corriente continua y corriente alterna, por lo que aparecen en la *Tabla 14*, *Tabla 15* y *Tabla 16*, respectivamente.

La sección del conductor de corriente alterna en baja tensión ha de ser tal que se cumpla que:

- 1) La corriente admisible por el conductor, después de haberla multiplicado por los correspondientes factores de corrección, ha de ser mayor que el 125% de la corriente que soporta la instalación en las condiciones más desfavorables.
- 2) En el caso de cortocircuito, el conductor debe poder soportar la corriente que se pueda producir sin sufrir daños.

Según el primero de los criterios anteriores, se puede formular las condiciones que ha de tener la corriente admisible a través de la siguiente ecuación (27), que resulta parecida, cambiando la intensidad máxima que soporta el conductor en las condiciones más desfavorables, que la que se utilizó para el cálculo del conductor en corriente continua en baja tensión (23).

$$I_{ADM} \cdot F1 \cdot F2 \cdot F3 \cdot F4 \geq 1,25 \cdot I_{MÁX} \quad (27)$$

Siendo:

- I_{ADM} : La corriente máxima que admite el conductor empleado, dependiendo de su tipo y sección.
- $F1$: El coeficiente de corrección en función del número de conductores y su disposición.
- $F2$: El coeficiente de corrección en función del número de capas.
- $F3$: El coeficiente de corrección en función de la temperatura del terreno.
- $F4$: El coeficiente de corrección en función de la resistividad térmica del terreno.
- I_{MPP} : La corriente máxima de salida por el inversor.

Aplicando los factores de corrección correspondientes, utilizando el 125% de la corriente máxima que circula por el generador y sustituyendo en la ecuación (27), se obtiene una intensidad admisible por el conductor:

$$I_{ADM} \geq 240,66 \text{ A}$$

Las corrientes que admite el conductor dependen tanto de su sección como de su tipo. Se puede obtener dicho valor a través de la ficha de características aportada por el fabricante y la intensidad admisible que viene expresada en la tabla C-52- bis – UNE-HD 60364-5-52, que aparece en el anexo, donde ambos valores coinciden en el caso de que el método de instalación, la resistividad térmica y la temperatura sean iguales. Para este proyecto, se escogen los valores de la ITC-BT-19, especificados para conductores enterrados, con una temperatura del terreno de 25 °C y con una resistividad térmica del terreno de 2,5 K · m/W, dichos valores se pueden observar en la *Tabla 19*, que se presenta a continuación. Nótese que la norma no indica la corriente admisible para secciones de 400 mm², por lo que para esa sección, en caso de que sea necesario, se escogerá el valor que aporta el fabricante.

Sección nominal [mm²]	Intensidad admisible [A]
70	132
95	157
120	178
150	201
185	226
240	261
300	295

Tabla 19. Intensidades admisibles en función de la sección del conductor. Tabla C-52- bis – UNE-HD 60364-5-52. ITC-BT-19.

Según el segundo de los criterios de cálculo expuestos previamente, el conductor ha de poder soportar sin que ocasionen ningún daño las distintas corrientes de cortocircuito que pueda haber en el sistema. La corriente de cortocircuito viene limitada, en el caso de tratarse de conductores aislados, según la fórmula (28), que se muestra a continuación y se deduce

de la norma UNE 21192 (IEC 949).

$$\frac{I}{S} = \frac{K}{\sqrt{t}} \quad (28)$$

Siendo:

- I: La corriente de cortocircuito, en A.
- K^{12} : De valor 94, en $A \cdot s^{1/2}/mm^2$.
- S: La sección del conductor, en mm^2 .
- t: El tiempo que dura el cortocircuito¹³, en segundos.

En la *Tabla 20*, que se adjunta a continuación, facilitada por el fabricante del conductor, aparecen los valores de la densidad de cortocircuito¹⁴ en función de la duración de este.

Duración del cortocircuito [s]	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Densidad del cortocircuito [A/mm ²]	297	210	172	133	94	77	66	59	54

Tabla 20. Densidad del cortocircuito en función de su duración. Prysmian Group.

En base a estos resultados, teniendo en cuenta la corriente admisible del conductor calculada tras aplicar los factores de corrección correspondientes y considerando la corriente admisible en función de la sección del conductor como se muestra en la *Tabla 19*, se decide escoger un conductor de corriente alterna en baja tensión con una sección igual a 240 mm^2 , siendo en este caso el limitante la corriente admisible por el conductor, es decir, el primer criterio, y no se ha de tener en cuenta la corriente de cortocircuito, ya que se obtendría una sección mucho menor, al estar la corriente de cortocircuito de los inversores limitada a 450 A.

¹² Por ser el conductor de aluminio y emplear como aislante XLPE.

¹³ Los tiempos de cortocircuito pueden variar entre los 0,1 y los 5 segundos.

¹⁴ La densidad de cortocircuito se calcula como la corriente de cortocircuito entre la sección del conductor, $\frac{I}{S}$.

3.8.6 Cálculos del cableado de corriente alterna en alta tensión

Desde la salida del centro de transformación 0,8/20 kV hasta el punto de conexión en el centro de seccionamiento de Iberdrola, concretamente de su filial, i-DE Redes Eléctricas Inteligentes S.A.U., se evacúa la potencia generada en la planta solar a través de una línea eléctrica subterránea de 277 m de longitud a una tensión de 20 kV con una corriente de 128,3 A. Sus características principales se detallan, a continuación, en la *Tabla 21*.

CARACTERÍSTICAS LÍNEA	
Sistema	Corriente alterna trifásica
Potencia	4 MW
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	20 kV
Tensión más elevada de la red	24 kV
Categoría	A
Nº de circuitos	1
Nº de conductores por fase	1

Tabla 21. Características de la línea eléctrica de corriente alterna y alta tensión.

Los cables que se han elegido para dicha línea eléctrica, así como todas sus características, se han obtenido del fabricante *Prysmian Group*. Se trata de unos cables de aluminio de cuerda compacta, con una pantalla aislante de hilos de cobre, con aislamiento HEPR¹⁵ y recubiertos con un termoplástico. Sus características principales se presentan a continuación, en la *Tabla 22*.

CARACTERÍSTICAS CABLE	
Tipo	Al HEPRZ1 1x95/16
Material	Cuerda compacta de hilos de aluminio
Aislamiento	HEPR
Sección del conductor	95 mm ²
Sección de la pantalla	16 mm ²
Resistencia eléctrica ¹⁶	0,320 Ω/km
Reactancia inductiva	0,118 Ω/km

¹⁵ HEPR es etileno-propileno de alto módulo.

¹⁶ El valor de resistencia eléctrica se da para una temperatura de 20 °C en corriente continua.

Capacidad	0,283 $\mu\text{F/km}$
Intensidad máxima admisible directamente enterrado	215 A

Tabla 22. Características del cable empleado en la línea eléctrica subterránea de alta tensión en corriente alterna.

Las condiciones de instalación de los conductores, una terna dispuesta en tresbolillo en contacto, directamente enterrado a una profundidad de un metro, vienen fijadas por el fabricante, por lo que se usarán las corrientes que se indican en el catálogo para el dimensionamiento del cable. Además, debido a que tiene una instalación de puesta a tierra en ambos extremos, o *both-ends*, solo es necesario el dimensionamiento de la capacidad de operación del cable junto con la comprobación de la caída de tensión en el conductor.

Para la elección del conductor se han tenido en cuenta los mismos factores de corrección que se han empleado en los apartados anteriores, esto es, corrección por la temperatura del terreno, por la resistividad térmica del terreno y por la profundidad de soterramiento del conductor, cuyos factores de corrección se pueden consultar en la *Tabla 15*, *Tabla 16* y *Tabla 14*, respectivamente. A continuación, se muestra la *Tabla 23*, que recoge el efecto que tienen todos estos factores.

Intensidad [A]	FC ¹⁷ por la temperatura del terreno	FC por la profundidad de soterramiento	FC por la resistividad térmica del terreno	FC total	Intensidad corregida [A]
128,3	0,84	0,97	0,93	0,758	169,31

Tabla 23. Factores de corrección aplicados a la corriente que circula por el conductor en corriente alterna y alta tensión.

Al ver que la intensidad corregida, después de haber aplicado los factores de corrección, sigue siendo menor que la intensidad máxima que admite el conductor, se puede comprobar que el dimensionamiento del cable de corriente alterna en alta tensión, que conecta el centro de transformación de la planta con el centro de seccionamiento de Iberdrola, es el correcto.

¹⁷ FC es factor de corrección.

Capítulo 4. Análisis de resultados

En este capítulo se realiza una discusión y análisis de los resultados que se han obtenido en la realización del proyecto. Se han obtenido resultados para las dos partes de este proyecto, separadas en el *Capítulo 2* y en el *Capítulo 3*, donde se estudia la legislación del sistema eléctrico y se diseña una planta solar fotovoltaica, respectivamente. En el análisis de los resultados, se relacionarán ambos capítulos, comparando los límites que se han obtenido en el *Capítulo 2* con los resultados de los cálculos hechos en el *Capítulo 3*.

En primer lugar, después de haber realizado un análisis de la legislación que regula las condiciones técnicas del acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución, los criterios de calidad de la energía y los valores límite de tensión y factor de potencia en el punto de entrega de energía a la red, se han obtenido los siguientes resultados.

En cuanto a los niveles de tensión en los puntos frontera, vienen definidos en el *P.O. 1.4*. En el caso de la planta, se conecta a la red de distribución a una tensión de 220 kV, por lo que la tensión deberá permanecer en todo momento entre 205 y 245 kV. Nótese que la planta solo es responsable hasta la entrega en el centro de seccionamiento de Iberdrola, por lo que pasa a ser responsabilidad de Iberdrola mantener dichos límites y queda, por tanto, fuera del alcance del proyecto.

En cuanto al factor de potencia que se debe mantener, el *Real Decreto 1565/2010* y en el *Real Decreto 413/2014*, se establece que el factor de potencia debe mantenerse de forma horaria entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo, habiendo una penalización económica en caso de incumplimiento. En cambio, en el *P.O. 7.4*, se dice que el límite técnico para no comprometer la integridad del sistema resulta ser de 0,95, por lo que surge la duda de cuál de estos dos criterios prevalece a la hora de regular el factor de potencia de una instalación. En resumen, siempre que se pueda, el factor de potencia será mayor de 0,98, pudiendo llegar a ser 0,95, si el operador del sistema lo requiere. En el caso del proyecto Lorenzo Solar, se estableció que el factor de potencia debía ser mayor que 0,95 en todo momento. Los encargados de mantener el factor de potencia dentro de este límite en todo momento son los

inversores, regulando la potencia activa y reactiva que inyectan a la red. Como se vio en el apartado 3.3, los inversores regulan la potencia que inyectan, tanto activa como reactiva controlando la corriente, modelada en ejes dq , con un control con reguladores vectoriales. La potencia reactiva máxima que pueden dar los inversores, limitada por las características del propio inversor, coincide con la potencia reactiva máxima que debe generar la instalación para mantener el factor de potencia, como mínimo, en 0,95, por lo que no es necesario la instalación de una batería de condensadores que generen potencia reactiva.

El resto de requisitos técnicos de calidad de la energía como el contenido de armónicos, frecuencia o el parpadeo son controlados por el *Smart Logger* y por el *Power Plant Controller*, basados en electrónica de potencia y software. Con ambos se puede realizar una monitorización y control de la planta de manera dinámica, por lo que se asegura que siempre se van a poder mantener todas las condiciones establecidas en la 2.4.1 Norma UNE EN-50160.

En cuanto al diseño de la planta de generación, el proyecto Lorenzo Solar cuenta con un total de 7339 paneles solares de 545 W de potencia por unidad, para poder producir los 4 MW pico concedidos en el punto de acceso y conexión a la red. Estos módulos se conectan en serie, también denominado string, para aprovechar al máximo el terreno y para reducir las pérdidas en corriente continua. Los strings cuentan con 35 o 36 módulos cada uno, lo que resulta en un total de 204 strings en toda la planta. De cada uno de esos strings sale un conductor en corriente continua y baja tensión con una sección de 4 mm² que va a parar a uno de los inversores. En total hay 18 inversores de 215 kVA de potencia, por lo que a cada inversor se conectan entre 11 y 12 strings. La salida de los inversores está conectada con el centro de transformación por medio de conductores de corriente alterna y baja tensión, 800 V, cuya sección es de 240 mm². El centro de transformación cuenta, entre otras cosas, con un transformador de potencia de 4 MVA que eleva la tensión de los 800 V que había a la salida de los inversores a 20 kV, para conectarse al centro de seccionamiento de Iberdrola a través de una línea subterránea de alta tensión con un conductor en corriente alterna y alta tensión de 95 mm² de sección.

Para realizar estos cálculos, se ha partido de la potencia concedida en el punto de acceso

y conexión, que es de 4 MW pico y 3,68 MW nominales. Con estos datos y teniendo en cuenta la superficie de las parcelas, se ha calculado el número de paneles solares necesarios, después de conocer el modelo y la potencia elegidos. Con el número de paneles y sabiendo que la agrupación se realiza en string, se calcula el número de módulos que forman cada string teniendo en cuenta las limitaciones de tensión máxima de los módulos y del sistema. El número de inversores necesarios se calcula de la misma forma que el número de módulos fotovoltaicos necesarios, es decir, conociendo la potencia en el punto de acceso y conexión y sabiendo el modelo de inversor, junto con su potencia, que se va a emplear. Teniendo el número de strings y el número de inversores, resulta fácil calcular el número de strings que recoge cada inversor, comprobando que no se superan los límites de corriente en ningún caso.

El dimensionamiento de todos los conductores se hace de tal forma que sea capaz de soportar las condiciones más desfavorables sin que suponga perjuicio alguno para la integridad del conductor. Al encontrarse los conductores soterrados a cierta profundidad, con varios conductores por cada tubo, en un terreno con cierta resistividad térmica y a cierta temperatura, se deben aplicar factores de corrección de manera que dichas condiciones se tengan en cuenta en el dimensionamiento del cable, reduciendo, en la mayoría de los casos, la corriente máxima que admitiría el conductor en las condiciones de operación más desfavorables. Además, hay otro criterio a la hora del dimensionamiento de la sección del conductor, escogiendo la opción que sea más restrictiva en cada caso. Tanto en corriente continua como en corriente alterna, la máxima caída de tensión que puede tener lugar en el conductor es del 1%. Por lo que se realiza el dimensionamiento para cada criterio por separado y se elige la opción más restrictiva, de forma que el conductor sea capaz de soportar sin sufrir daños cualquiera de ambas.

Capítulo 5. Conclusiones

Después de haber realizado un estudio de la legislación del sistema eléctrico, donde se ha visto cómo se regula el acceso y conexión a la red de plantas de generación renovable, haciendo hincapié en la generación solar fotovoltaica, los requisitos técnicos que ha de tener la energía en los puntos frontera de las redes de distribución y transporte y los rangos admisibles de frecuencia, tensión y factor de potencia en el punto de acceso y conexión a la red, se ha obtenido una base sólida de los criterios que se han de seguir en el diseño de una planta solar fotovoltaica para su correcto funcionamiento asegurando en todo momento el cumplimiento de todos los requisitos expuestos anteriormente.

Una vez se han sentado las bases legislativas que regulan el sistema eléctrico y se conocen los límites entre los que debe operar la planta, se ha procedido al diseño de una planta solar fotovoltaica, ubicada en el término municipal de Lagartera, en la provincia de Toledo.

La potencia concedida en el punto de acceso y conexión es de 3,68 MW nominales y 4 MW pico, la planta se dimensiona en base a dicha potencia. Una vez se conoce el modelo de paneles solares fotovoltaicos, junto con su potencia pico, se calcula el número de paneles solares que se deben instalar, respetando la geografía de la planta. Los módulos solares se deben conectar en serie, o string, para minimizar pérdidas y operar a la tensión deseada. Teniendo en cuenta la tensión máxima que pueden soportar los paneles, se elige el número de módulos que componen cada string. Con la potencia concedida en el punto de acceso y conexión y el modelo del inversor elegido se calcula el número de inversores que necesita la planta. Como se sabe el número de strings que hay y el número de inversores, basta con comprobar que no se supera la corriente admisible de los inversores.

Para el dimensionamiento del cableado, ya sea en corriente continua o corriente alterna, se debe hacer de tal forma que no se supere la intensidad máxima que admite el conductor bajo ninguna condición de funcionamiento. Por lo tanto, se calcula la corriente máxima que circula por el conductor en las condiciones más desfavorables de funcionamiento. Para su

cálculo, se han de tener en cuenta diversos factores de corrección, para introducir el efecto que tiene para los conductores el estar enterrados, con más de un conductor por cada tubo, la temperatura y la resistividad térmica del terreno, por ejemplo. La sección del conductor debe ser tal que la intensidad admisible para dicha sección sea superior que la intensidad máxima en las condiciones más desfavorables, ponderada adecuadamente. Además, la caída de tensión a lo largo del conductor no puede ser superior al 1%, restricción que se debe comprobar que no se cumple para todo dimensionamiento de conductores.

En cuanto al factor de potencia, es donde se aplican los resultados obtenidos tras el estudio de la legislación del sector eléctrico, junto con los procedimientos de operación establecidos por Red Eléctrica de España, al diseño de la planta solar fotovoltaica. Del análisis de la legislación, se obtiene que el factor de potencia debe estar comprendido en todo momento entre 0,95 inductivo y 0,95 capacitivo, para respetar la integridad de los elementos del sistema. Siempre que se pueda, se debe mantener entre 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo, salvo indicación del operador. El factor de potencia en la planta solar fotovoltaica se regula con la inyección de potencia reactiva a la red a través de los inversores, el *Smart Logger* y el *Power Plant Controller*. Para poder mantener en todo momento el factor de potencia mayor de 0,95 en el punto de acceso y conexión a la red, la planta debe ser capaz de suministrar hasta 1,21 MVar. Se comprueba que el conjunto de inversores es capaz de suministrar toda esa potencia reactiva cuando la planta se encuentra entregando la potencia nominal a la red, por lo que se comprueba que es suficiente con el conjunto de inversores para la regulación del factor de potencia, sin que sea necesario instalar un banco o batería de condensadores que inyecten potencia reactiva.

El resto de los límites técnicos de calidad de la energía como el contenido de armónicos, la frecuencia de la onda o el parpadeo son controlados por el *Smart Logger* y por el *Power Plant Controller*, que están basados en electrónica de potencia y software. Con ambos se puede realizar un control dinámico y monitorización de los parámetros de la planta, asegurando que su valor se encuentra dentro de los límites admisibles en todo momento.

Con lo expuesto anteriormente, se puede concluir que, se ha logrado hacer un análisis de la legislación española en cuanto a los criterios técnicos de calidad de la energía y la

regulación de plantas de generación renovable. Durante este estudio, se han obtenido los límites admisibles de tensión, frecuencia o factor de potencia que se deben mantener en el punto de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución. Una vez se conocen los requisitos impuestos en los puntos frontera, se ha realizado el diseño de una planta solar fotovoltaica en base a lo analizado en la legislación, de modo que se cumplan los límites técnicos requeridos. Tras este diseño, se ha comprobado que ninguno de estos requisitos de calidad de la energía se incumple en el punto de acceso y conexión a la red, alcanzando todos los objetivos propuestos en el proyecto.

Capítulo 6. Trabajos futuros

6.1 Almacenamiento en baterías

Como propuesta para la realización de trabajos futuros que puedan mejorar de alguna forma la planta solar se plantea la posibilidad de la instalación de baterías capaces de almacenar la energía generada por la planta solar para su acumulación y posterior vertido a la red.

Esta propuesta consistiría, por ejemplo, en instalar más módulos solares, junto con más inversores, cableado y toda la aparamenta necesaria, en parcelas colindantes. La potencia concedida en el punto de acceso y conexión a la red seguiría siendo de 3,68 MW nominales y 4 MW pico, al haber realizado todo el dimensionamiento de la planta para estar lo más cerca posible de este límite, nunca podría superar, con los módulos instalados inicialmente, dicha potencia de 4 MW pico. Por tanto, es necesario instalar más módulos solares, de tal forma que siempre se esté generando más potencia que con los paneles instalados inicialmente. En el caso de que se supere la potencia concedida en el punto de acceso y conexión se almacenaría el excedente de energía en las baterías, para su posterior vertido a la red.

Este vertido de la energía almacenada en las baterías se haría en los momentos de máxima demanda por parte de los consumidores, siempre que no se esté generando la máxima potencia concedida en ese momento. Teniendo en cuenta la producción normal de una planta solar fotovoltaica, como se puede ver en la *Figura 5*, y observando curva de demanda en un día normal de invierno, por ejemplo, como se muestra a continuación en la *Figura 16*, se puede ver que hay un pico de demanda alrededor de la hora 21, poco después de haber perdido toda la generación solar, al haberse puesto el sol. Este sería un momento idóneo para el vertido a la red de la energía acumulada durante las horas de máxima producción por diversos motivos. Por un lado, al ser un máximo de demanda, es el momento donde la energía está más cotizada, por lo que el precio de venta será mayor, obteniendo así un mayor beneficio. Por otro lado, se evitaría, en parte, la producción de energía eléctrica a

través de centrales de ciclo combinado, por ejemplo, que se conectan normalmente para poder satisfacer la demanda en los momentos en los que la generación con tecnologías renovables como la eólica o la solar no alcanza a cubrir. De esta forma se ayudaría a conseguir los objetivos establecidos en el PNIEC de un 74% de generación renovable antes del año 2030.

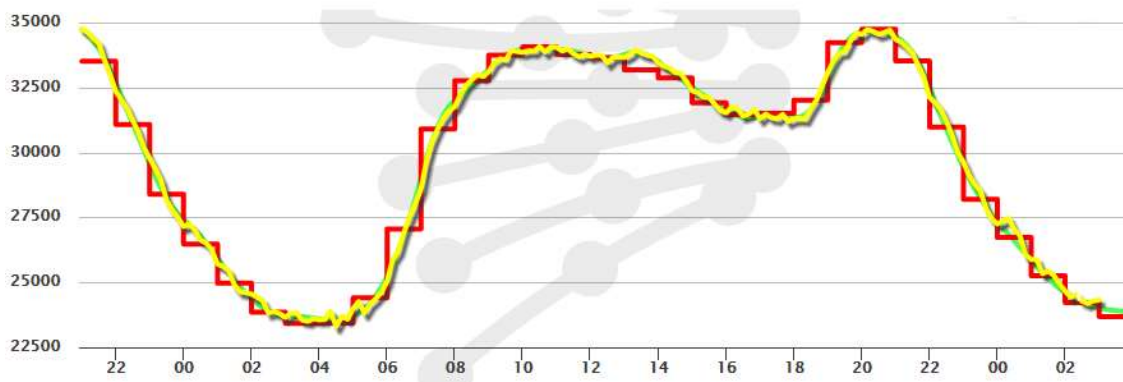


Figura 16. Curva de demanda en España el día 11/02/2021. (22).

6.2 Producción de hidrógeno verde

Otra propuesta para trabajos o ampliaciones en un futuro es la de producir hidrógeno a través de un proceso electrolítico con el excedente de energía solar producida en los periodos de máxima generación. Al igual que en el caso anterior, es necesario instalar un mayor número de módulos fotovoltaicos en las inmediaciones de la planta solar, en las parcelas colindantes, por ejemplo.

Como se ha explicado en el caso anterior, es imprescindible la instalación de más paneles solares, ya que el dimensionado de la planta se ha hecho en función de la potencia concedida en el punto de acceso y conexión, por lo que no se podrá superar en ningún momento la potencia de 4 MW con el número de paneles instalados actualmente.

Una vez se han instalado más módulos solares, junto con los inversores, el cableado y el resto de la aparamenta, se produce energía solar inyectando potencia a la red, igual que en el proyecto Lorenzo Solar. En el caso de que en algún momento se esté generando una cantidad de energía mayor que la concedida, 4 MW pico, que es lo que se espera que suceda normalmente, dependiendo del número de nuevos módulos instalados, se destinará dicho excedente de energía a la producción de hidrógeno verde a través de un proceso de electrólisis del agua. Para, una vez obtenido el hidrógeno, almacenarlo o transportarlo para su posterior combustión en una central térmica para la producción de energía eléctrica.

El proceso electrolítico se basa en hacer circular una corriente eléctrica, introduciendo dos electrodos, un ánodo y un cátodo, en el agua, H_2O . El paso de la corriente eléctrica hace que el agua se disocie en hidrógeno, H_2 , y oxígeno, O , acumulándose el hidrógeno en el cátodo y el oxígeno en el ánodo.

Una vez se ha producido el hidrógeno con el excedente de energía solar, se vende y se lleva, a través de camiones o gaseoductos, a una central térmica donde se pueda quemar para la producción de energía. El emplear hidrógeno como combustible en una central térmica tiene numerosos beneficios, comparados con las tecnologías empleadas en la actualidad, como la combustión de carbón o gas natural. En primer lugar, el hidrógeno tiene un poder calorífico muy superior al carbón o al gas natural, por lo que se necesita mucha menos cantidad para producir la misma energía. En segundo lugar, en su proceso de combustión se libera únicamente vapor del agua, por lo que no se trata de una tecnología contaminante. Esta característica del hidrógeno es la que más importancia tiene para que se convierta en el vector energético, como forma de almacenamiento de energía en el futuro, ya que resulta imprescindible utilizar tecnologías no contaminantes para poder combatir el cambio climático y cumplir con los objetivos establecidos en el PNIEC.

Si además se produce el hidrógeno con medios no contaminantes, como puede ser cualquier tipo de energía renovable, en general, y, la energía solar, en particular, se consigue un proceso de producción y almacenamiento de energía eléctrica limpio en su totalidad. Al hidrógeno producido a través de fuentes renovables se le denomina hidrógeno verde.

Una vez se ha producido el hidrógeno, se decide emplearlo en los momentos donde falte generación renovable para suplir a la demanda. Este caso puede ser, por ejemplo, el mismo que el anterior. Cuando se pone el sol, se pierde toda la producción de energía eléctrica, que justo coincide con el segundo máximo de la curva de demanda, por lo que resulta lógico que se produzca energía eléctrica en ese momento, o en cualquier otro de necesidad, con el hidrógeno verde producido con el excedente de energía solar en las horas de máxima insolación, en las que se genera más potencia de la concedida a la planta solar en el punto de acceso y conexión a la red.

Capítulo 7. Bibliografía

- [1] Red Eléctrica de España. (2021). *Datos del sistema eléctrico. Potencia instalada*. <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*. Madrid.
- [3] Red Eléctrica de España. (2021). *Seguimiento de la demanda y estructura de la generación de energía eléctrica en la península*. <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/acumulada/2021-05-29>.
- [4] Sánchez Mingarro, M., & Díaz Pampín, J. (2020). *Centrales eléctricas*. Universidad Pontificia de Comillas - ICAI, Centrales y subestaciones eléctricas, Madrid.
- [5] Echavarren Cerezo, F., & Díaz Casado, A. (2019). *Parámetros y modelos de líneas eléctricas*. Universidad Pontificia de Comillas - ICAI, Ampliación de sistemas de energía eléctrica, Madrid.
- [6] Sánchez Mingarro, M. J., & Díaz Pampín, J. (2020). *Sistema eléctrico español*. Universidad Pontificia de Comillas - ICAI, Centrales y subestaciones eléctricas, Madrid.
- [7] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*. Madrid, 28 de noviembre de 1997, núm. 285.
- [8] Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*. Madrid, 27 de diciembre de 2000, núm. 310.
- [9] 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. *Boletín Oficial del Estado*. Madrid, 23 de noviembre de 2010, núm. 283.
- [10] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*. Madrid, 27 de diciembre de 2013, núm. 310.
- [11] 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. *Boletín Oficial del Estado*. Madrid, 10 de junio de 2014, núm. 140.
- [12] Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*. Madrid, 30 de

diciembre de 2020, núm. 340.

- [13] Resolución, de 11 de febrero de 2005, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico . *Boletín Oficial del Estado*. Madrid, 1 de marzo de 2005, núm. 51.
- [14] Resolución, de 30 de julio de 1998, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico . *Boletín Oficial del Estado*. Madrid, 18 de agosto de 1998, núm. 197.
- [15] Resolución, de 10 de marzo de 2000, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema (*P.O. – 7.4*) «*Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte*». *Boletín Oficial del Estado*. Madrid, 18 de marzo de 2000, núm. 67.
- [16] Asociación Española de Normalización y Certificación. (2020). *Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*. (UNE – EN 50160).
- [17] Banús Cortés, M. (2021). *Modificación al proyecto Planta Solar Fotovoltaica Lorenzo Solar*. Madrid.
- [18] Camposano Solís, L. (2019). *Plan de negocios para la creación de una empresa dedicada a la importación, instalación y mantenimiento de paneles solares*. Guayaquil.
- [19] Fernández, F., & Sigríst, L. (2015). *Transitorios en máquina síncrona. Ejes dq y cambio de sistemas de referencia*. Universidad Pontificia de Comillas - ICAI, Accionamientos eléctricos, Madrid.
- [20] Fernández, F., & Sigríst, L. (2020). *Vectores espaciales*. Universidad Pontificia de Comillas - ICAI, Accionamientos eléctricos, Madrid.
- [21] Fernández, F., & Sigríst, L. (2020). *Aerogenerador y control del convertidor de red*. Universidad Pontificia de Comillas - ICAI, Accionamientos eléctricos, Madrid.
- [22] Red Eléctrica de España. (2021). *Seguimiento de la demanda y estructura de la generación de energía eléctrica en la península*.
<https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/acumulada/2021-02-11>.

Capítulo 8. Anexos

ANEXO I. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

A continuación, se indican los objetivos de desarrollo sostenible, propuestos por Naciones Unidas para una mejora económica, ambiental y social de carácter global, en los que este trabajo tendrá un impacto mayor.

ODS 7. Este es el objetivo principal del proyecto, en el que se habla de la necesidad de asegurar a todo el mundo el acceso a energía sostenible y asequible. Con la realización de este trabajo se pretende mejorar y facilitar la conexión a la red de energías renovables, pudiendo hacerla más accesible a todos y otorgando fiabilidad a la red.

ODS 8. Al ser este un trabajo tecnológico de aplicación real, se fomentará el crecimiento económico, al estar ligadas la construcción y desarrollo de centrales de generación renovable, creando puestos de empleo y riqueza.

ODS 9. Este trabajo pretende fomentar la innovación, estudiando las formas de mejorar los actuales métodos de acceso a la red. Está ligado al desarrollo de infraestructuras y a la industrialización.

ODS 11. Al basarse en la integración de energía renovable en la red, este trabajo está alineado con el objetivo de que las ciudades sean más sostenibles, eliminando la dependencia de combustibles fósiles que liberan gases nocivos para el ser humano.

ODS 12. En este proyecto, se pretende hacer un estudio de la regulación de la producción y consumo de energía para su conexión a la red, en especial de la producción de energías renovables.

ANEXO II. HOJA DE CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS SOLARES



BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE19

PRODUCT RANGE: 530-555W

555W+

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 555W

- Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

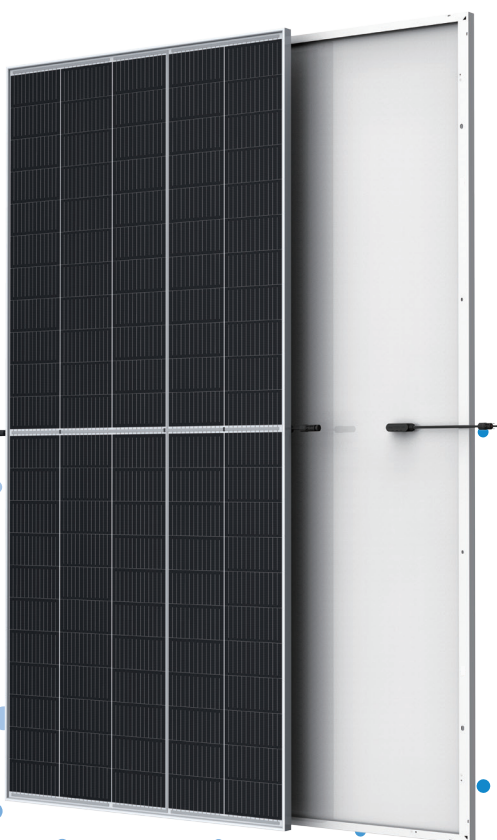
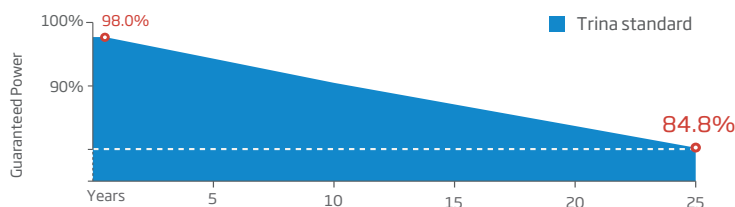
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730

ISO 9001: Quality Management System

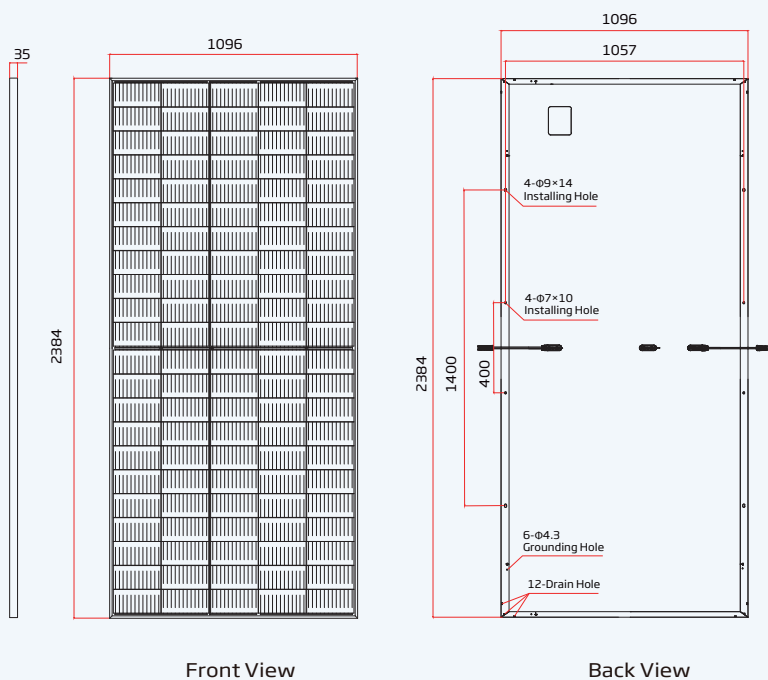
ISO 14001: Environmental Management System

ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

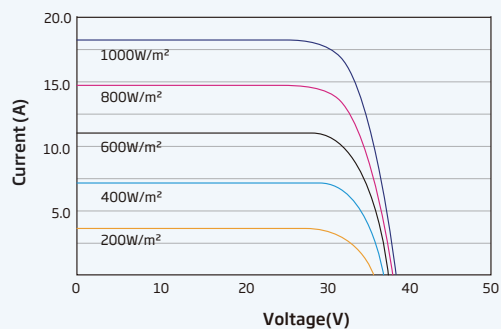
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



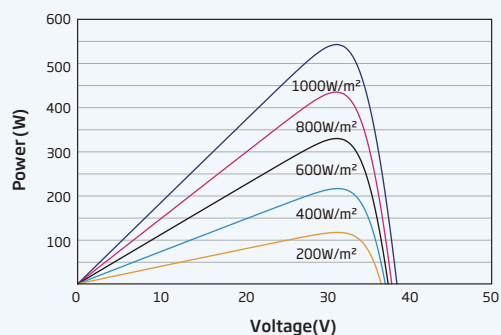
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(545 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(545W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)*	530	535	540	545	550	555
Power Tolerance-P _{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	30.8	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	17.21	17.28	17.33	17.37	17.40	17.45
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	18.31	18.36	18.41	18.47	18.52	18.56
Module Efficiency η_m (%)	20.3	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P _{MAX} (Wp)	401	405	409	413	417	420
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	28.6	28.8	29.0	29.2	29.3	29.5
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	14.01	14.06	14.10	14.15	14.19	14.23
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	35.0	35.1	35.3	35.5	35.7	35.9
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	14.76	14.80	14.84	14.88	14.92	14.96

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	110 cells
Module Dimensions	2384×1096×35 mm (93.86×43.15×1.38 inches)
Weight	28.6 kg (63.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT(Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 620 pieces

ANEXO III. HOJA DE CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES

SUN2000-185KTL-H1

Smart String Inverter



9
MPP Trackers



99.0%
Max. Efficiency



String-level
Management



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



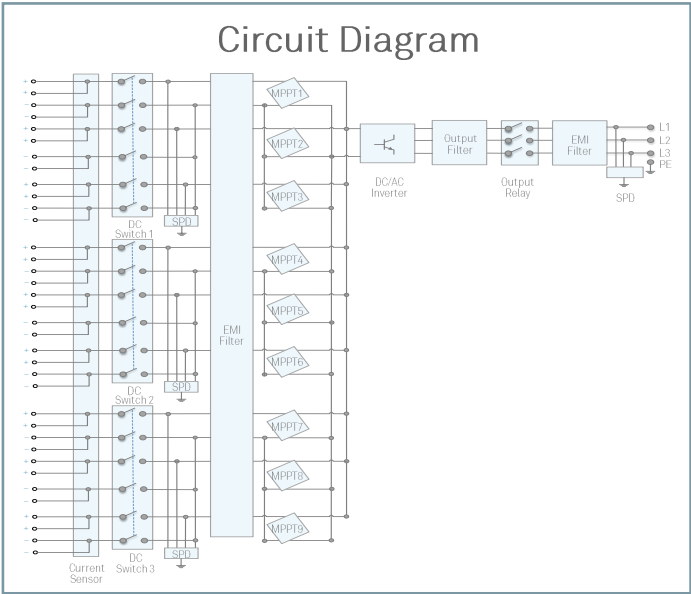
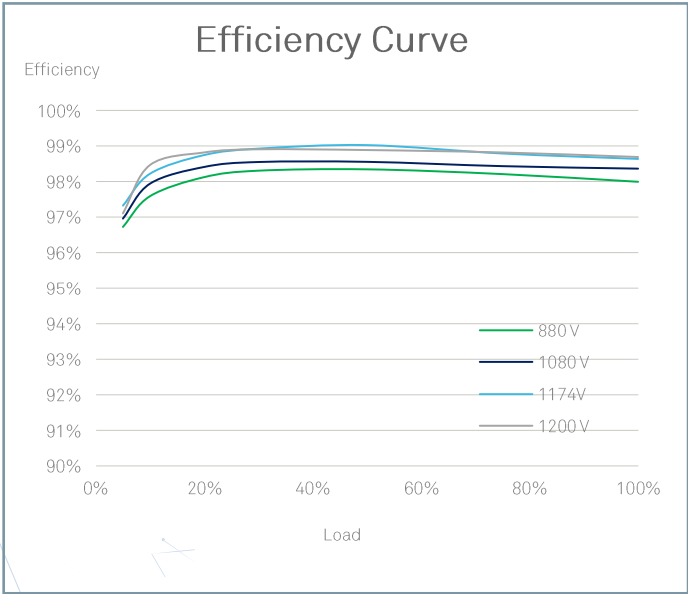
Fuse Free
Design



Surge Arresters
for DC & AC



IP66
Protection



Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 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	185,000 W @25°C, 175,000 W @40°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	134.9A @25°C, 126.3 A @40°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
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, Bluetooth/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)	84 kg (185.2 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
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62920, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006



SUN2000-185KTL-H1 Output Characteristics Curve



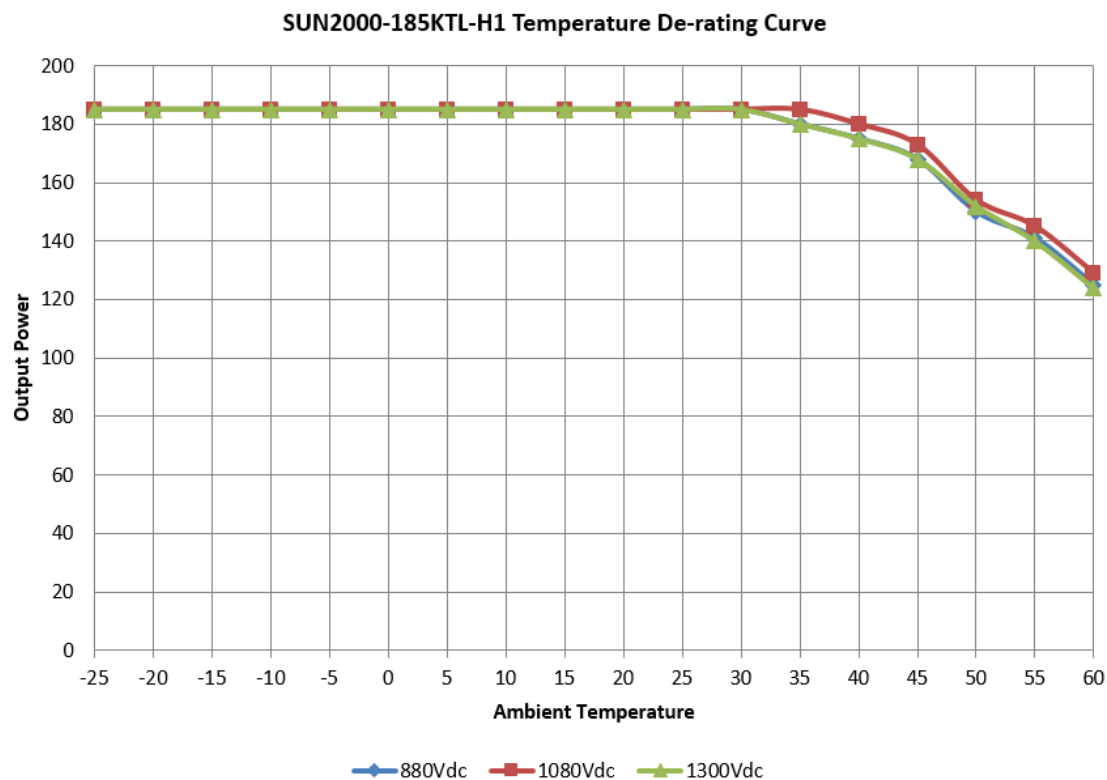
Huawei Technologies Co., Ltd.

Version	Created by	Date	Remarks
01	Huawei	04/15/2019	
02	Huawei	05/05/2019	Output power@35℃ added



Power De-rating Curve VS. Ambient Temperature

Power De-rating Curve VS. Ambient Temperature of SUN2000-185KTL-H1:

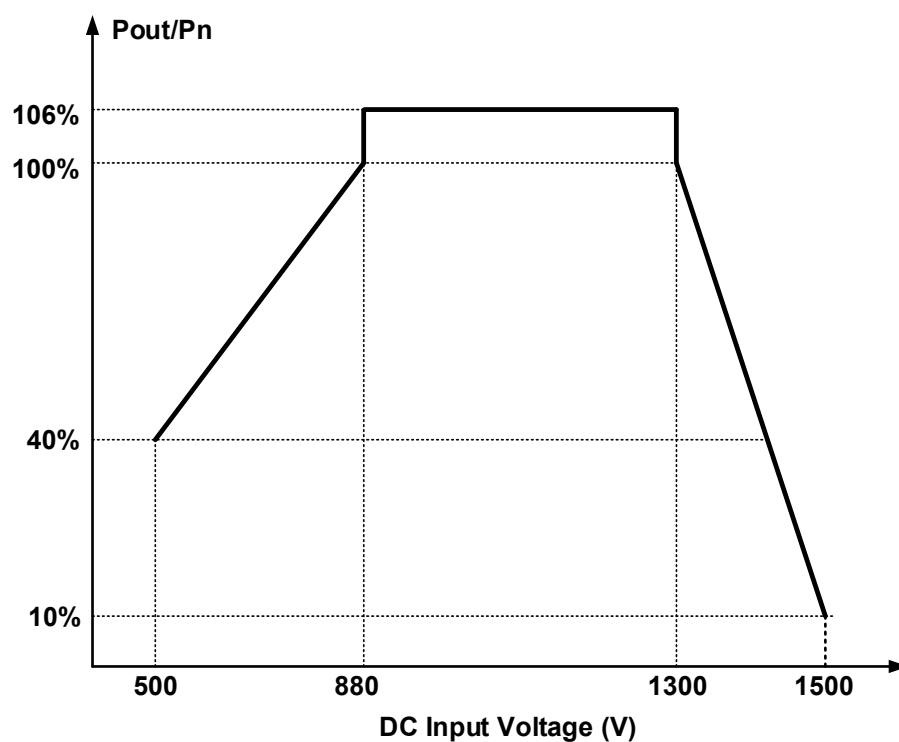


Grid Voltage: 800Vac, PF=1

Model	MPPT Input	-25°C	30°C	35°C	40°C	45°C	50°C	55°C	60°C
SUN2000-185KTL-H1	880 Vdc	185kVA	185kVA	180kVA	175kVA	168kVA	150kVA	141kVA	125kVA
	1080 Vdc	185kVA	185kVA	185kVA	180kVA	173kVA	154kVA	145kVA	129kVA
	1300 Vdc	185kVA	185kVA	180kVA	175kVA	168kVA	152kVA	140kVA	124kVA

Power- DC Input Voltage Curve

Power-DC Input Voltage Curve of SUN2000-185KTL-H1

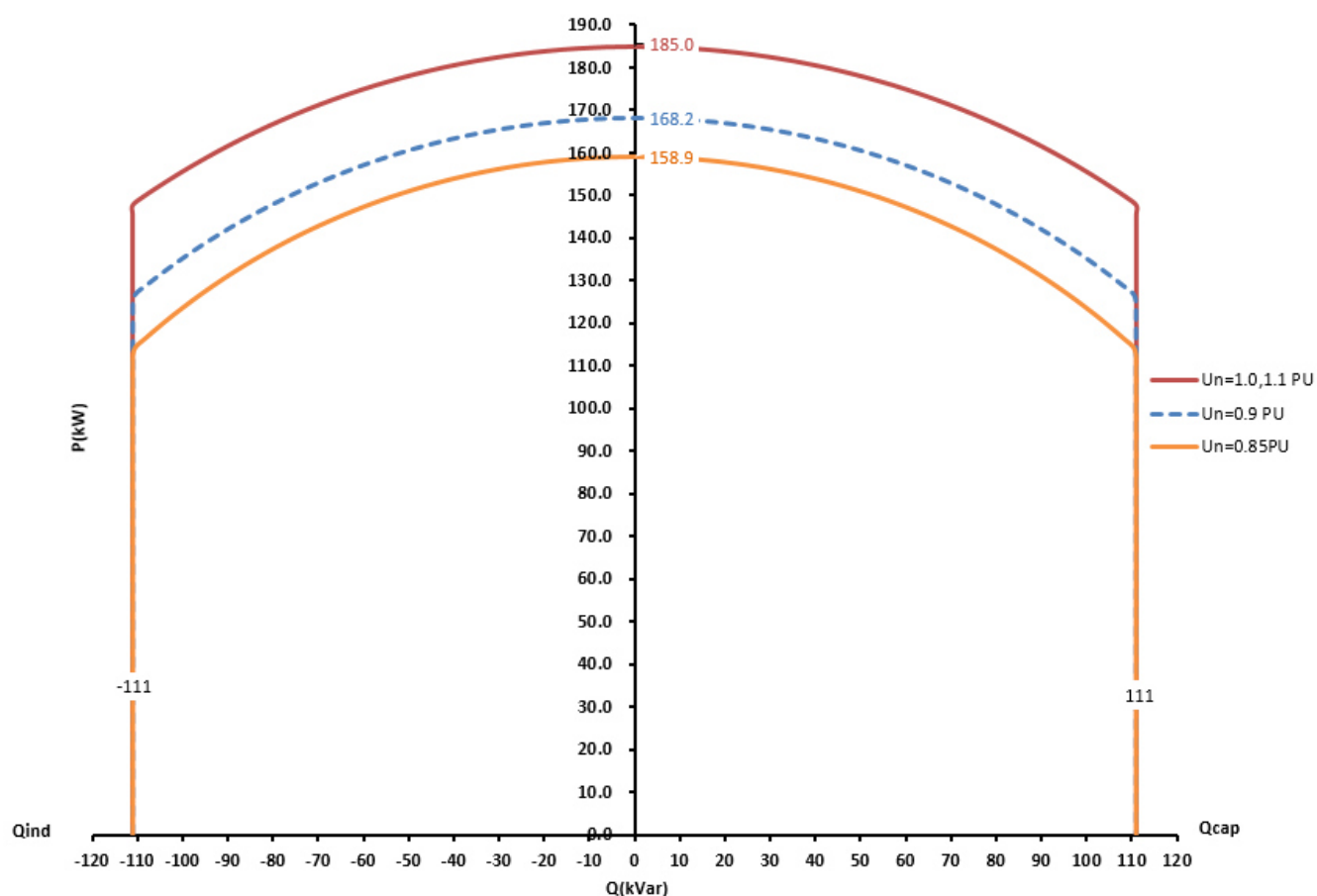


Note: The power-DC input voltage curve is shaped when PF equals 1.0.



PQ Curve

PQ Curve of SUN2000-185KTL-H1



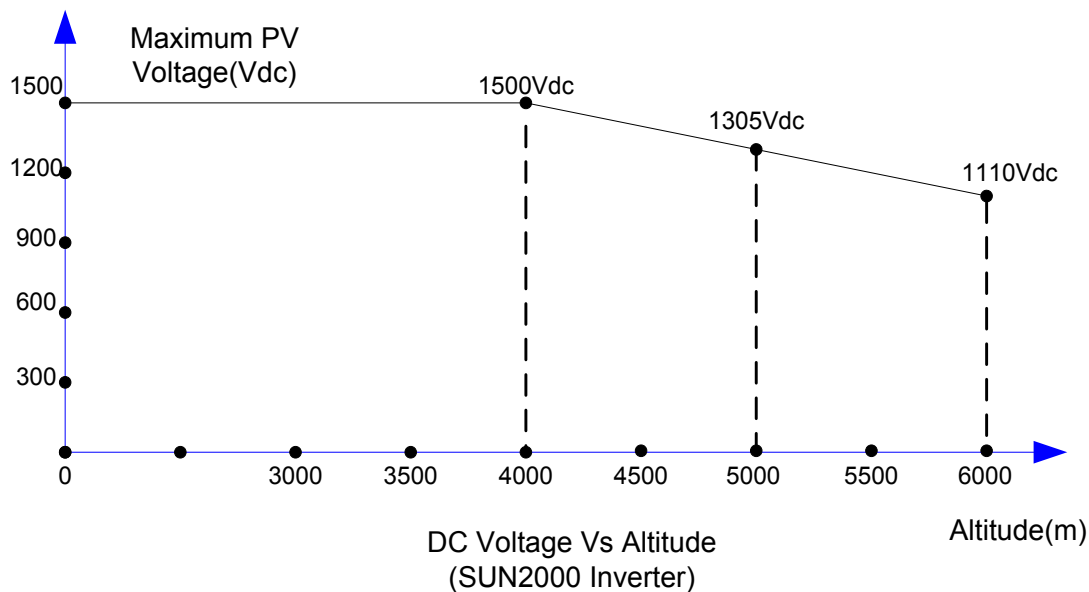
Note: When SUN2000-185KTL-H1 operates at grid voltage 1.0/1.1 p.u., the output power can reach 185kW (when PF=1) or 185kVA.

When SUN2000-185KTL-H1 operates at grid voltage 0.9 p.u., the output power can reach 168.2kW (when PF=1) or 168.2kVA.

When SUN2000-185KTL-H1 operates at grid voltage 0.85 p.u., the output power can reach 158.9kW (when PF=1) or 158.9kVA.

DC Voltage Curve Vs Altitude

DC Voltage Curve of SUN2000-185KTL-H1:



Note:

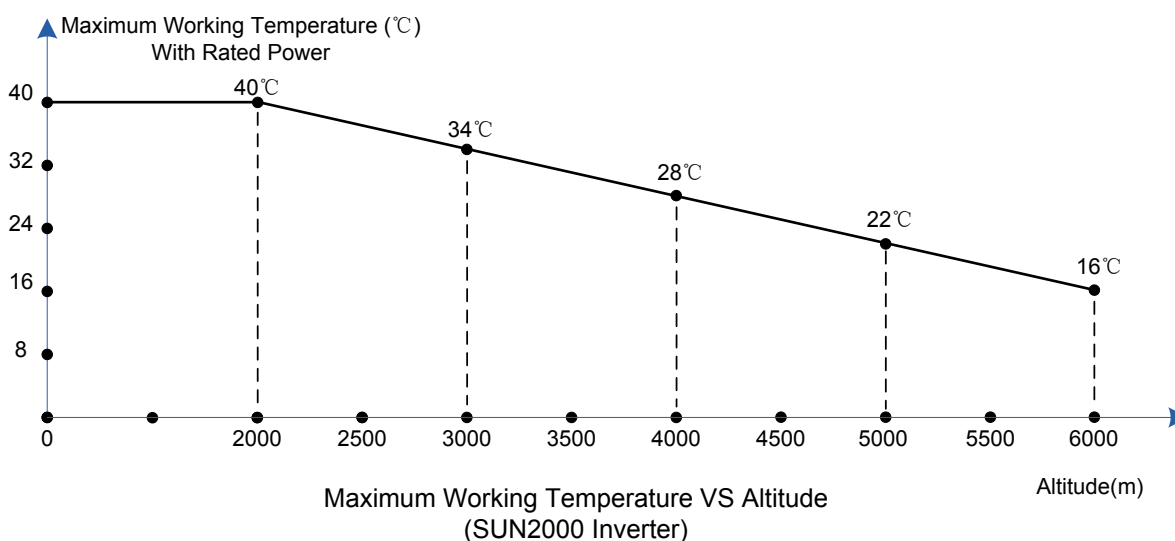
The power of SUN2000 inverter doesn't derate when altitude $\leq 4000\text{m}$.

When altitude $> 4000\text{ m}$, DC voltage derating of SUN2000 inverter should be taken into consideration and DC voltage derates in accordance with $19.5\text{V}/100\text{m}$.

The rated AC voltage (800V) of the SUN2000 inverter doesn't derate when altitude $\leq 5000\text{ m}$.

Maximum Working Temperature Vs Altitude

Maximum Working Temperature Vs Altitude SUN2000-185KTL-H1:



Note:

The maximum working temperature is the ambient temperature below which SUN2000 can output rated power without de-rating.

When the altitude rises, the cooling capacity of the inverters derates. So the internal temperature of inverters in the high altitude area will be higher and severer than that in the low altitude area.

When altitude > 2000m, the maximum working temperature of SUN2000 should derate by altitude, and it derates in accordance with 6°C/1000m.

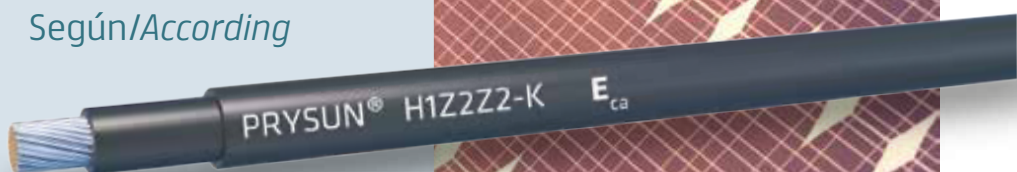
ANEXO IV. HOJA DE CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES

Cables y accesorios para instalaciones fotovoltaicas

*Cables and accessories
for photovoltaic systems*

PRYSUN

Según/According



EN 50618
IEC 62930

Cables de energía para baja tensión |
Low voltage power cables

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

- Cables solares fotovoltaicos / Photovoltaic cables

PRYSUN
H1Z2Z2-K

Tensión asignada / Rated voltage:
Norma diseño / Design standard:
Designación genérica / Generic designation:

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc max.)
EN 50618 / IEC 62930
H1Z2Z2-K



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>
DOWNLOAD
the DoP (Declaration of
Performance) with this QR code.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1009483



L C I E

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | CHARACTERISTICS AND TESTING



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA |
FLAME RETARDANT
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2



LIBRE DE HALÓGENOS |
HALOGEN FREE
IEC 62821-1 Annex B
EN 50525-1 Annex B



BAJA OPACIDAD
DE HUMOS |
LOW SMOKE
OPACITY
EN 61034-2
IEC 61034-2



ALTA RESISTENCIA
AL AGUA (AD7) |
HIGH RESISTANCE
TO WATER (AD7)



RESISTENCIA
AL FRÍO |
COLD
RESISTANT



CABLE FLEXIBLE |
FLEXIBLE CABLE



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA |
RESISTANCE TO
ULTRAVIOLET RAYS



RESISTENCIA
A LOS GOLPES |
IMPACT
RESISTANT



RESISTENCIA
A LOS AGENTES
QUÍMICOS |
RESISTANCE TO
CHEMICAL
AGENTS



RESISTENCIA
AL OZONO |
OZONE
RESISTANCE



RESISTENCIA
AL CALOR HÚMEDO |
RESISTANCE TO
WET HEAT



ENSAYOS ADICIONALES CABLE FV PRYSUN
FV PRYSUN CABLE: ADDITIONAL TESTING & DATA

Vida estimada Estimated service life	25 años 25 years
Certificación Certification	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles Mobile services	SI Yes
Doble aislamiento (clase II) Double insulation (class II)	SI Yes
Tª máxima de conductor Maximum conductor temperature	90°C (120°C 20 000 h)
Resistencia al ozono Ozone resistance	IEC 62930 Tab.3 según as per IEC 60811-403; EN 50618 Tab.2 según as per EN 50396 tipo de prueba type of test B
Resistencia a los rayos UVA UV resistance	IEC 62930 Anexo Annex E; EN 50618 Anexo Annex E
Protección contra el agua Water resistance	AD7 (inmersión immersion)
Resistencia a ácidos y bases Resistance to acids and bases	IEC 62930 y and EN 50618 Anexo B Annex B) 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico 7 days, 23 °C N-Oxalic acid, N-Sodium hydroxide (según as per IEC 60811-404; EN 60811-404).
Prueba de contracción Cold resistance test	IEC 62930 Tab 2 según as per IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según as per EN 60811-503 (máxima contracción maximum shrinkage 2 %)
Resistencia al calor húmedo Resistance to humid heat	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a at 90°C y and 85% de humedad para humidity for IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo Long-term insulation resistance	IEC 62821-2; EN 50395-9 (240h/85°C water/1,8kV DC)
Respetuoso con el medioambiente Environmental protection	Directiva Directive RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea European Union
Ensayo de penetración dinámica Dynamic penetration test	IEC 62930 Anexo Annex D; EN 50618 Anexo Annex D
Doblado a baja temperatura Bending at low temperature	Doblado y alargamiento a Bending and stretching at -40°C según as per IEC 60811-504 y and -505 y EN 50618 Tab.2 según as per N 60811-1-4 y and EN 60811-504 y and -505
Resistencia al impacto en frío Cold impact resistance	Resistencia al impacto a Resistance to impact at -40°C según as per IEC 62930 Anexo Annex C según as per IEC 60811-506 y and EN 50618 Anexo Annex C según as per EN 60811-506
Durabilidad del marcado Marking durability	IEC 62930; EN 50396

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables solares fotovoltaicos / Photovoltaic cables

PRYSUN
H1Z2Z2-K

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20 000 h).
 - Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
 - Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
 - Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
 - Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min.: 6,5 kV.
 - Ensayo de tensión continua durante 5 min.: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado):
4D (D = diámetro exterior del cable máximo).

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca. (secciones desde 1x4 a 1x25).
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos: IEC 62821-1 Anexo B, EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.

- Operating temperature: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20 000 h).
 - Design continuous voltage: 1.5/1.5 kV
 - Maximum continuous voltage: 1.8/1.8 kV
 - Design alternating voltage: 1/1 kV
 - Maximum alternating voltage: 1.2/1.2 kV
 - Alternating voltage test for 5 min.: 6.5 kV
 - Continuous voltage test for 5 min.: 15 kV
- Minimum static bend radius (final installation position):
4D (D = maximum cable outer diameter).

Fire safety performance in the European Union:

- Fire performance rating (CPR): Eca. (cross-sections between 1x4 & 1x25).
- Fire requirements: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Fire classification: EN 13501-6.
- Application of results: CLC/TS 50576.
- Test methods: EN 60332-1-2.

Fire standards also applicable in countries not in the European Union:

- Flame retardant: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Halogen-free: IEC 62821-1 Annex B, EN 50525-1 Annex B.
- Low smoke opacity: EN 61034-2; IEC 61034-2.

CONSTRUCCIÓN | STRUCTURE

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C (120 °C, por 20 000 h).

Compuesto reticulado libre de halógenos: 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro, rojo o azul.

CONDUCTOR

Metal: tinned copper.

Flexibility: flexible, class 5, as per UNE EN 60228.

Maximum temperature in conductor: 90 °C (120 °C, for 20 000 h).

Cross-linked halogen-free compound: 250 °C in short circuit.

INSULATION

Material: cross-linked halogen-free compound as per table B.1, Annex B, EN 50618.

SHEATH

Material: cross-linked halogen-free compound as per table B.1, Annex B, EN 50618.

Colours: black, red or blue.

APLICACIONES | APPLICATIONS

- Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores...). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

Indicado también el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

- Specially designed for interior, exterior, industrial, agricultural, fixed or mobile (with supports) photovoltaic installations. Can be installed in trays, ducts and equipment.

Also suitable for direct current side in photovoltaic systems for self-consumption.

DATOS TÉCNICOS | TECHNICAL DATA

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm² NUMBER OF CONDUCTORS x CROSS-SECTION mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1) MAXIMUM CONDUCTOR DIAMETER mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm CABLE OUTER DIAMETER (MAX.) mm	RADIO MÍNIMO DE CURVATURA DINÁMICO mm MINIMUM DYNAMIC CURVE RADIUS mm	RADIO MÍNIMO DE CURVATURA ESTÁTICO mm MINIMUM STATIC CURVE RADIUS mm	PESO kg/km (1) WEIGHT kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km CONDUCTOR RESISTANCE AT 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A PERMITTED CURRENT SURFACE- MOUNTED (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3) PERMITTED CURRENT SURFACE- MOUNTED. AMBIENT T 60 °C & CONDUCTOR T 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2) VOLTAGE DROP V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1 x 70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24,0	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C).

Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.

Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

(1) Approximate values.

(2) Single-phase or direct current installation in outdoor perforated tray (40 °C).

Multiply current by 0.85 if exposed directly to sunlight.

→ XLPE2 with type F installation → column 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Conductors installed separately with efficient air renewal throughout their surface (suspended cables).

Ambient temperature 60 °C (in shade) and maximum temperature of 120 °C in the conductor.

Value which cable can withstand: 20,000 h throughout its estimated service life (25 years).

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables solares fotovoltaicos / Photovoltaic cables

TECSUN
H1Z2Z2-K

Tensión asignada / Rated voltage:

Norma diseño / Design standard:

Designación genérica / Generic designation:

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVAc máx.) - 1.5/1.5 kVdc (1.8/1.8 kVdc máx.)

EN 50618 / IEC 62930

H1Z2Z2-K



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP

DOWNLOAD
the DoP (Declaration of
Performance) with this QR code.
www.prysmianclub.es/cprblog/DoP



Nº DoP 1007351



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | CHARACTERISTICS AND TESTING



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA |
FLAME RETARDANT
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2



NO PROPAGACIÓN
DEL INCENDIO |
FIRE RETARDANT
EN 50305-9



LIBRE DE HALÓGENOS |
HALOGEN FREE
EN 50525-1



BAJA OPACIDAD
DE HUMOS |
LOW SMOKE
OPACITY
EN 61034-2
IEC 61034-2



REDUCIDA EMISIÓN
DE GASES TÓXICOS |
LOW TOXIC
GAS EMISSION
EN 50305
(ITC ≤ 3)



MÁXIMA RESISTENCIA
AL AGUA (AD8) |
MAXIMUM RESISTANCE
TO WATER (AD8)



RESISTENCIA
AL FRÍO |
COLD
RESISTANT



CABLE FLEXIBLE |
FLEXIBLE CABLE



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA |
RESISTANCE TO
ULTRAVIOLET RAYS



RESISTENCIA A LOS
AGENTES QUÍMICOS |
RESISTANCE TO
CHEMICAL
AGENTS



RESISTENCIA
AL OZONO |
OZONE
RESISTANCE



RESISTENCIA
AL CALOR HÚMEDO |
RESISTANCE TO
HUMID HEAT



RESISTENCIA
A LAS GRASAS
Y ACEITES |
RESISTANCE TO
OIL AND GREASE



RESISTENCIA
A LOS GOLPES |
IMPACT
RESISTANT



RESISTENCIA
A LA ABRASIÓN |
ABRASION
RESISTANT



APTO PARA
ENTERRAR
DIRECTAMENTE |
SUITABLE FOR
BURYING DIRECTLY
UNDERGROUND



ENSAYOS ADICIONALES CABLE TECSUN H1Z2Z2-K
FV TECSUN H1Z2Z2-K CABLE: ADDITIONAL TESTING & DATA

Vida estimada Estimated service life	30 años 25 years
Certificación Certification	TÜV
Servicios móviles Mobile services	SI Yes
Apto para instalación directamente enterrado Suitable for burying directly	SI Yes
Doble aislamiento (clase II) Double insulation (class II)	SI Yes
Tª máxima de conductor Maximum conductor temperature	120 °C 20 000 h
Resistencia al ozono Ozone resistance	IEC 62930 Tab.3 según as per IEC 60811-403; EN 50618 Tab.2 según as per EN 50396 tipo de prueba type of test B
Resistencia a los rayos UVA UV resistance	IEC 62930 Anexo Annex E; EN 50618 Anexo Annex E; Resistencia a la tracción y elongación a la rotura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA Tensile strength and elongation at break after 720 h (360 cycles) of exposure to UVA según as per EN 50289-4-17, (Método Method A)
Resistencia a la absorción agua Water absorption	DNI EN 60811-402
Protección contra el agua Water resistance	AD8 (sumersión permanente permanent submergence
Resistencia a aceites minerales Resistance to minerals oils	EN 60811-2-1; 24 h; 100 °C
Resistencia a ácidos y bases Resistance to acids and bases	IEC 62930 y and EN 50618 Anexo B Annex B) 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico 7 days, 23 °C Noxalic acid, N-Sodium hydroxide (según as per IEC 60811-404; EN 60811-404)
Resistencia al amoníaco Resistance to ammonia	Ensayo especial de Prysmian: 30 días en atmósfera saturada de amoníaco Special 30-day Prysmian test in ammonia-saturated atmosphere
Prueba de contracción Cold resistance	IEC 62930 Tab.2 según as per IEC 60811-503; EN 50618 Tab.2 según as per EN 60811-503 (máxima contracción maximum shrinkage 2%)
Resistencia al calor húmedo Resistance to humid heat	IEC 62930 Tab.2 y and EN 50618 Tab.2 1000h a at 90 °C y and 85% de humedad para 85% humidity for IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Respetuoso con el medioambiente Environmental protection	Directiva Directive RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea European Union
Penetración dinámica Dynamic penetration	IEC 62930 Anexo Annex D; EN 50618 Anexo Annex D
Doblado a baja temperatura Bending at low temperature	Doblado y alargamiento a Bending and stretching at -40 °C según as per IEC 62930 Tab.2 según as per IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según as per EN 60811-1-4 y and EN 60811-504 y and -505
Resistencia al impacto en frío Cold impact resistance	Resistencia al impacto a Resistance to impact at -40° C según as per IEC 62930 Anexo Annex C según as per IEC 60811-506 y and EN 50618 Anexo Annex C según as per EN 60811-506
Presión a temperatura elevada Pressure at high temperature	< 50% según as per EN 60811-508
Dureza Prysmian Prysmian hardness	Test interno Prysmian: Tipo A Special Prysmian test, Type A: 85 según as per DIN EN ISO 868
Resistencia a la abrasión Abrasion resistance	Ensayo especial Prysmian DIN ISO 4649 contrapapel abrasivo. • Cubierta contra cubierta. • Cubierta contra met. • Cubierta contra plásticos Special Prysmian test as per ISO 4649 against abrasive paper • Sheath against sheath • Sheath against metal • Sheath against plastics
Durabilidad del mercado Marking durability	IEC 62930; EN 50396

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables solares fotovoltaicos / Photovoltaic cables

TECSUN
H1Z2Z2-K

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, por 20 000 h).
 - Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
 - Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
 - Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
 - Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
 - Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado):
3D (D ≤ 12 mm) y 4D > 12 mm). (D = diámetro exterior del cable máximo).

Ensayos de fuego

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- No propagación del incendio: EN 50305-9.
- Libre de halógenos: EN 50525-1.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 50305 (ITC < 3).

- Operating temperature: -40 °C, +90 °C (120 °C, 20 000 h).
 - Design continuous voltage: 1.5/1.5 kV
 - Maximum continuous voltage: 1.8/1.8 kV
 - Design alternating voltage: 1/1 kV
 - Maximum alternating voltage: 1.2/1.2 kV
 - Alternating voltage test for 5 min.: 6.5 kV
 - Continuous voltage test for 5 min.: 15 kV
- Minimum static bend radius (final installation position):
3D (D ≤ 12 mm) & 4D > 12 mm (D = maximum cable outer diameter).

Fire tests

- Flame retardant: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Fire retardant: EN 50305-9.
- Halogen-free: EN 50525-1.
- Low smoke opacity: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Reduced toxic gas emissions: EN 50305 (ITC < 3).

CONSTRUCCIÓN | STRUCTURE

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 120 °C, 20 000 h; 90 °C (30 años).
250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.
Color: negro, rojo o azul.

CONDUCTOR

Metal: tinned copper.
Flexibility: flexible, class 5, as per UNE EN 60228.
Maximum temperature in conductor: 120 °C, 20 000 h; 90 °C (30 years).
250 °C in short circuit.

INSULATION

Material: cross-linked halogen-free compound as per table B.1, Annex B, EN 50618.

SHEATH

Material: cross-linked halogen-free compound as per table B.1, Annex B, EN 50618.
Colours: black, red or blue.

APLICACIONES | APPLICATIONS

- Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores...). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Adecuado para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

Indicado también el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

- Specially designed for interior, exterior, industrial, agricultural, fixed or mobile (with supports) photovoltaic installations. Can be installed in trays, ducts and quipment.

Also suitable for direct current side in photovoltaic systems for self-consumption.

DATOS TÉCNICOS | APPLICATIONS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm² NUMBER OF CONDUCTORS x CROSS-SECTION mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1) MAXIMUM CONDUCTOR DIAMETER mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm CABLE OUTER DIAMETER (MAX.) mm	RADIO MÍNIMO DE CURVATURA DINÁMICO mm MINIMUM DYNAMIC CURVE RADIUS mm	RADIO MÍNIMO DE CURVATURA ESTÁTICO mm MINIMUM STATIC CURVE RADIUS mm	PESO kg/km (1) WEIGHT kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km CONDUCTOR RESISTANCE AT 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A PERMITTED CURRENT SURFACE- MOUNTED (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3) PERMITTED CURRENT SURFACE- MOUNTED. AMBIENT T 60 °C & CONDUCTOR T 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2) VOLTAGE DROP V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,6	4,4	20	15	35	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	1,9	4,8	22	17	46	8,21	34	41	16,42
1 x 4	2,4	5,3	24	18	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	2,9	5,9	26	20	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	4	7,0	30	23	122	1,95	82	98	3,90
1 x 16	5,6	9,0	39	30	200	1,24	110	132	2,48
1 x 25	6,4	10,3	45	34	290	0,795	140	176	1,59
1 x 35	7,5	11,7	63	50	400	0,565	182	218	1,13
1 x 50	9	13,5	73	58	560	0,393	220	276	0,786
1 x 70	10,8	15,5	83	66	750	0,277	282	347	0,554
1 x 95	12,6	17,7	94	75	970	0,210	343	416	0,42
1 x 120	14,2	19,2	122	82	1220	0,164	397	488	0,328
1 x 150	15,8	21,4	136	91	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	17,4	23,7	151	101	1840	0,108	523	644	0,216
1 x 240	20,4	27,1	171	114	2400	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C).

Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.

Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

(1) Approximate values.

(2) Single-phase or direct current installation in outdoor perforated tray (40 °C).

Multiply current by 0.85 if exposed directly to sunlight.

→ XLPE2 with type F installation → column 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Conductors installed separately with efficient air renewal throughout their surface (suspended cables).

Ambient temperature 60 °C (in shade) and maximum temperature of 120 °C in the conductor.

Value which cable can withstand: 20,000 h throughout its estimated service life (25 years).

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) AL XZ1 (S)

Tensión asignada / Rated voltage:

0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx. / 1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño / Design standard:

UNE-HD 603-5X-1

Designación genérica / Generic designation:

AL XZ1 (S)



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>

DOWNLOAD
the DoP (Declaration of
Performance) with this QR code.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1003862



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS | TECHNICAL DATA



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA |
FLAME RETARDANT
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



LIBRE DE
HALÓGENOS |
HALOGEN FREE
EN 60754-2
EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1



REDUCIDA EMISIÓN
DE GASES TÓXICOS |
LOW TOXIC
GAS EMISSION
EN 60754-2
NFC 20454
DEF-STAN 02-713



RESISTENCIA
AL AGUA (AD7) |
RESISTANCE
TO WATER (AD7)



RESISTENCIA
AL FRÍO |
COLD
RESISTANT



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA |
RESISTANCE
TO ULTRAVIOLET
RAYS



BAJA OPACIDAD
DE HUMOS |
LOW SMOKE
OPACITY
EN 61034-2
IEC 61034-2



NULLA EMISIÓN
DE GASES CORROSIVOS |
NO EMISSION OF
CORROSIVE GASES
EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



RESISTENCIA
A LOS AGENTES
QUÍMICOS |
RESISTANCE TO
CHEMICAL
AGENTS



RESISTENCIA
A LAS GRASAS
Y ACEITES |
RESISTANT TO
OIL AND GREASE



RESISTENCIA
A LOS GOLPES |
IMPACT
RESISTANT



RESISTENCIA
AL OZONO |
OZONE
RESISTANCE



ENSAYOS DE TENSIÓN SOPORTADA ELEVADA | HIGHER
VOLTAGE TEST. 6,5 kVac y | and 15 kVdc, 5 minutos | minutes (EN 50618).

RESISTENCIA A LOS RAYOS UVA MEJORADA | IMPROVED
RESISTANCE TO UV RAYS. (EN 50618 y | and UNE-HD 605 S2).

COMPORTAMIENTO FRENTE AL FUEGO MEJORADO | IMPROVED
FIRE BEHAVIOUR.

MAYOR RESISTENCIA MECÁNICA | HIGHER MECHANICAL
RESISTANCE.

NORMALIZADO POR LAS PRINCIPALES COMPAÑÍAS
ELÉCTRICAS | APPROVED FOR USE BY LEADING ELECTRICITY
COMPANIES.

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S) AL XZ1 (S)

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Nivel de prestación: Eca
- Requerimientos de fuego: EN 50575.2014/A1:2016
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: IEC 60332-1-2
- Opacidad humos: IEC 61034-1/-2
- Libre de halógenos: IEC 60754-1
- Emisión gases corrosivos: IEC 60754-2

Fire safety performance in the European Union:

- Level of performance: Eca
- Fire requirements: EN 50575.2014/A1:2016
- Fire classification: EN 13501-6
- Test result application: CLC/TS 50576
- Test methods: EN 60332-1-2

Fire standards also applicable in countries not in the European Union:

- Flame retardant: IEC 60332-1-2
- Smoke opacity: IEC 61034-1/-2
- Halogen-free: IEC 60754-1
- Corrosive gas emission: IEC 60754-2

CONSTRUCCIÓN | STRUCTURE

CONDUCTOR

Metal: aluminio clase 2 de acuerdo a IEC 60228.

AISLAMIENTO

Material: mezcla polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603-1.

CUBIERTA EXTERNA

Material: mezcla LSOH tipo flamex DMO 1, según UNE HD 603-5.

Color: negro.

CONDUCTOR

Metal: aluminium, class 2 as per IEC 60228.

INSULATION

Material: cross-linked polyethylene (XLPE) mix, type DIX 3, as per HD 603-1.

EXTERNAL SHEATH

Material: LSOH mix, type flamex DMO 1, as per UNE HD 603-5.

Colour: black.

APLICACIONES | APPLICATIONS

Cable de baja tensión libre de halógenos apto para instalaciones subterráneas e instalaciones al aire. Apto para aplicaciones en campos solares.

Apto para instalación en sistemas fotovoltaicos cuya tensión entre conductores o entre conductor y tierra no supere los 1800 Vdc. Incluidos sistemas en isla (IT).

Permitido para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

Low voltage halogen free cable. Ideal for underground and surface-mounted installations. Suitable for applications on solar farms.

Suitable for installation in photovoltaic systems whose voltage between conductors or between conductor and earth does not exceed 1800 Vdc. Including off-grid systems (IT).

Suitable for direct burial (without duct or conduit).

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS | TECHNICAL DATA

Norma de referencia: UNE HD 603-5X-1

Temperatura de servicio (Inst. fija): -25 + 90 °C

Temperatura máx. en régimen de cc: 250 °C

Radio mín. de curvatura: 5D (D = diámetro exterior)

Máximo esfuerzo de tracción: 30 N/mm²

Carga mínima de rotura (cubierta): 12,5 N/mm²

Alargamiento mínimo hasta la rotura (cubierta): 300%

Resistencia al desgarró (cubierta): 9 N/mm² (UNE HD 605-1)

Tensión asignada c.a.: 0,6/1 kV

Tensión asignada en c.c.: U₀/U = 1,5/1,5 kVdc

Tensión máxima en c.a. - c.c.: 1,2/1,2 kV - 1,8/1,8 kVdc; EN 50618, IEC 60502-1

Ensayo de tensión durante 5 min (EN 50618): 6,5 kVac y 15 kVdc

Ensayo de tensión durante 5 min. (HD 603-5X): 3,5 kV

Posibilidad intermitente parcial o total de estar cubierto en agua: AD7

Ensayo de abrasión: HD 603-1 Tabla 4C DMO 1

Resistencia a la abrasión: / Abrasion resistance:

Masa aplicada: 18 kg

Nº de desplazamientos: 8

Resistencia UV: UNE HD 605 S2

Resistencia al ozono: EN 50618

Resistencia de aislamiento a 90 °C conductor: 10¹² Ω·cm

Constante de resistencia aislamiento Ki: 3,67 MΩ·cm

Resistencia a la penetración de la humedad por la unión entre aislamiento y cubierta.

Menor impacto ambiental por la eliminación de estabilizantes con plomo y plastificantes.

Standard: UNE HD 603-5X-1

Operating temperature (fixed inst.): -25 + 90 °C

Max. Temperature during short .circuit: 250 °C

Min. bend radius: 5D (D = outer diameter)

Maximum pulling tension: 30 N/mm²

Tensile strength (outer sheath): 12,5 N/mm²

Elongation at break (outer sheath): 300%

Tear resistance (outer sheath): 9 N/mm² (UNE HD 605-1)

AC Rated Voltage: 0,6/1 kV

DC Rated Voltage: U₀/U = 1,5/1,5 kVdc

Maximum rated voltage in AC-DC: 1,2/1,2 kV - 1,8/1,8 kVdc; EN 50618, IEC 60502-1

Voltage test during 5 min. (EN 50618): 6,5 kVac y 15 kVdc

Voltage test during 5 min. (HD 603-5X): 3,5 kV

Option of intermittent partial or total covering by water

Abrasion test: HD 603-1 Tabla 4C DMO 1

Abrasion resistance:

Applied mass: 18 kg

Number of displacements: 8

UV resistance: UNE HD 605 S2

Ozone resistance: EN 50618

Conductor insulation resistance at 90 °C: 10¹² Ω·cm

Insulation resistance constant Ki: 3,67 MΩ·cm

Moisture penetration resistance through join between insulation and sheath.

Lower environmental impact due to the elimination of lead stabilizers and plasticizers.

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)

AL XZ1 (S)

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS | TECHNICAL DATA

SECCIÓN CROSS-SECTION	DIÁMETRO CONDUCTOR* CONDUCTOR DIAMETER*	ESPESOR DE AISLAM. INSULATION THICKNESS	Ø NOM. AISLAM. INSULATION	DIÁMETRO EXTERIOR* OUTER DIAMETER*	RADIO DE CURVATURA BENDING RADIUS	PESO APROX. WEIGHT APPROX.	INTENSIDAD DE CORRIENTE AL AIRE** (2) PERMISSIBLE CURRENT** IN AIR (2)		INTENSIDAD DE CORRIENTE DIRECTAMENTE ENTERRADO** (2) PERMISSIBLE CURRENT DIRECT BURIAL** (2)		INTENSIDAD DE CORRIENTE BAJO TUBO Y ENTERRADO** (3) PERMISSIBLE CURRENT IN CONDUIT AND BURIED** (3)		RESISTENCIA DEL COND. COND. RESISTANCE	MÁXIMA CAÍDA DE TENSIÓN cc MÁS MAX. VOLTAGE DROP dc (90 °C)
							2 CABLES [A]	3 CABLES [A]	2 CABLES [A]	3 CABLES [A]	2 CABLES [A]	3 CABLES [A]		
[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[kg/km]							[Ω/km]	[V/(A.km)]
1 x 16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,910	3,82
1 x 25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1 x 35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1 x 50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1 x 70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1 x 300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1 x 400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1 x 500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1 x 630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

* Valores sujetos a tolerancias de fabricación.

** Intensidad máxima admisible según UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52).

(1) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto al aire a temperatura ambiente de 30 °C. Instalación tipo F, tabla B.52.13 de UNE-HD 60364-5-52 y IEC 60364-5-52.

(2) Considerando 2 o 3 conductores cargados tendidos en contacto y directamente enterrados a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K-m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D2. Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.

(3) Considerando 2 o 3 conductores unipolares cargados tendidos en contacto y enterrados bajo tubo a una profundidad de 0,7 m, temperatura del terreno 20 °C y resistividad térmica del suelo de 2,5 K-m/W según tabla B.52.3 y tabla B.52.5 de UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52). Instalación tipo D1. Secciones superiores a 300 mm² calculadas según IEC 60287.

* Values subject to manufacturing tolerances.

** Maximum permitted current in accordance with UNE-HD 60364-5-52, (IEC 60364-5-52).

(1) Refers to two or three single-core cables laid in contact with one another, surface-mounted with ambient temperature of 30°C. Installation F, T B.52.13 (UNE-HD 60364-5-52 and IEC 60364-5-52).

(2) Refers to two or three single-core cables laid in contact with one another, buried directly at a depth of 0.7m, ground temperature of 20°C and ground resistivity of 2.5 K-m/W as per table B.52.3 and table B.52.5, installation D2. Cross-sections over 300 mm² calculated as per IEC 60287.

(3) Refers to two or three single-core cables laid in contact with one another and buried in a tube at a depth of 0.7 m, ground temperature of 20 °C and ground thermal resistivity of 2.5 K-m/W as per table B.52.3 and table B.52.5, UNE-HD 60364- 60364-52 (IEC 60364-5-52). Installation type D1. Cross-sections over 300 mm2 calculated as per IEC 60287.

TENSIONES MÁXIMAS ADMISIBLES | MAXIMUM PERMITTED VOLTAGE

Según se recoge en las características técnicas de esta ficha el cable Al Voltalene Flamex CPRO (S) soporta las siguientes tensiones máximas:

As stated in the technical characteristics on this sheet, the Al Voltalene Flamex CPRO (S) cable can withstand the following maximum voltages:

Tensión máxima permanente permitida para el cable Al Voltalene Flamex CPRO (S) (kV) | Maximum permitted permanent voltage for the Al Voltalene Flamex CPRO (S) (kV)

Corriente alterna Alternating current		Corriente continua Continuous current	
Conductor / tierra Conductor / earth	Conductor / conductor Conductor / conductor	Conductor / tierra Conductor / earth	Conductor / conductor Conductor / conductor
1,2	1,2	1,8	1,8

La tensión asignada del Al Voltalene Flamex CPRO (S) es 0,6/1 kV. Su aislamiento cumple las especificaciones de IEC 60502-1. En el punto 4.1. de dicha norma encontramos la siguiente tabla:

The rated voltage for Al Voltalene Flamex CPRO (S) is 0.6/1 kV. Its insulation complies with the specifications in IEC 60502-1. You can see the following table under Point 4.1. of this standard:

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables para red de baja tensión / Low voltage networks cables

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)
AL XZ1 (S)

Tensión más elevada del sistema (Um) kV Highest voltage in the system (Um) kV	Tensión asignada (Uo) kV Rated voltage (Uo) kV	
	Categorías A y B Categories A & B	Categoría C Category C
1,2	0,6	0,6
3,6	1,8	3,6*
*Esta categoría está cubierta por los cables 3,6/6 (7,2) kV según norma IEC 60502-2 Inglés		

Podemos ver qué para el caso de cables de 0,6/1 kV de acuerdo con esta norma, los valores asignados de tensión Uo/U (Um) [0,6/1 (1,2) kV] son correctos tanto entre conductores como entre conductor y tierra (ver que para categorías A, B o C se admite Uo = 0,6 kV).

Las redes de categoría C pueden funcionar, en caso de defecto, con un conductor a tierra por tiempo prolongado, de ahí que se exija normalmente un nivel de tensión superior al cable. Ver por ejemplo caso de sistemas de hasta 3,6 kV en tabla, se exige Uo = 3,6 kV para categoría C, mientras que para A y B se permite Uo = 1,8 kV. Pero en el caso de sistemas de hasta 1,2 kV Uo es 0,6 para redes de categoría A, B o C.

El Al Voltalene Flamex CPRO (S) soporta los exigentes ensayos de tensión reflejados en la norma EN 50618 de cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos (5 minutos a 6,5 kVac y 15 kVdc).

You can see that this standard states that in the case of 0.6/1 kV cables, the rated voltage values Uo/U (Um) [0.6/1 (1.2) kV] are correct for both between conductors and between a conductor and earth (note that Uo = 0.6 kV is allowed for categories A, B or C).

In the event of a fault, Category C networks can operate with a conductor to earth for a prolonged period. That is why a higher voltage level than the cable is normally required. If you look at systems up to 3.6 kV in the table, for example, Uo = 3.6 kV is required for Category C while Uo = 1.8 kV is required for A and B. However, Uo is 0.6 for Category A, B or C networks in systems up to 1.2 kV.

The Al Voltalene Flamex CPRO (S) withstands the rigorous voltage tests required in the EN 50618 standard for electrical cables for photovoltaic systems (5 minutes at 6.5 kVac and 15 kVdc).

INTENSIDADES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO | CURRENT INTENSITIES FOR SHORT CIRCUITS

El valor límite de corriente de cortocircuito para un conductor aislado se obtiene según la siguiente fórmula deducible de UNE 21192 (IEC 949):

$$\frac{I}{S} = \frac{K}{\sqrt{t}} \text{ [A/mm}^2\text{]}$$

The short circuit current limit value for an insulated conductor is calculated according to the following formula found in UNE 21192 (IEC 949):

Siendo:

I: intensidad de cortocircuito [A].

K = 94 (conductor de aluminio y aislamiento de XLPE) [A·s^{1/2}/mm²].

S: sección del conductor [mm²].

t: duración del cortocircuito [s] (tiempos de duración entre 0,1 y 5 segundos).

Where:

I: short circuit current [A].

K = 94 (aluminium conductor & XLPE insulation) [A·s^{1/2}/mm²].

S: conductor cross-section [mm²].

t: duration of the short circuit [s] (duration between 0.1 and 5 seconds).

Con la fórmula, podemos obtener valores de la densidad de cortocircuito I/S para diferentes valores de duración del mismo y para aplicar a cada caso sólo es necesario multiplicar el valor de tabla por la sección de conductor.

You can use the formula to calculate short circuit density values I/S for different duration values. You merely need multiply the table value by the conductor cross-section in each case.

Duración del cortocircuito (s) Duration of short circuit (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
Densidad de corriente (A/mm ²) Current density (A/mm ²)	297	210	172	133	94	77	66	59	54

FACTORES DE CORRECCIÓN | INGLÉS

Cuando en nuestros cálculos de líneas nos encontramos condiciones distintas a las de referencia es necesario aplicar coeficientes de corrección.

La norma de referencia UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52) contempla las siguientes condiciones estándar:

- **Instalaciones al aire:**
Temperatura ambiente: 30 °C
- **Instalaciones enterradas:**
Temperatura del terreno: 20 °C
Resistividad térmica del terreno: 2,5 K·m/W
Profundidad de soterramiento: 0,7 m

Si las condiciones del circuito que estudiamos son distintas es necesario aplicar coeficientes de corrección.

Para instalaciones al aire, el factor de corrección por temperatura ambiente se obtiene de la tabla B.52.14 de UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52):

When you have different conditions in your line calculations to the reference conditions, you need to apply correction coefficients.

The reference standard UNE-HD 60364-5-52 (IEC 60364-5-52) includes the following standard conditions:

- **Outdoor installations:**
Ambient temperature: 30 °C
- **Buried installations:**
Ground temperature: 20 °C
Ground thermal resistivity: 2.5 K·m/W
Burial depth: 0.7 m

If the conditions for the circuit you are looking at are different, correction coefficients need to be applied.

For exposed installations, the correction factor for room temperature is obtained from table B.52.14 in IEC 60364-5-52:

Temperatura ambiente al aire (°C) Ambient temperature for surface mounted (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Factor de corrección Correction factor	1,15	1,12	1,08	1,04	1	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71	0,65	0,58	0,5	0,41

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)

AL XZ1 (S)

En la tabla B.52.15 de la citada norma tenemos los valores para diferentes temperaturas del terreno para el caso de tendidos enterrados ya sean directamente o bajo tubo:

Temperatura del terreno (°C) Ground temperature (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
Factor de corrección Correction factor	1,07	1,04	1	0,96	0,93	0,89	0,85	0,8	0,76	0,71	0,65	0,6	0,53

Y en la tabla B.52.16 figuran los factores de corrección para diferentes valores de resistividad térmica del terreno, dependiendo estos de si los cables van enterrados en conductos o directamente:

Resistividad térmica (K·m/W) Thermal resistivity (K·m/W)	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Cables en conductos enterrados (D1) Cables in underground conduits (D1)	1,28	1,2	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Cables enterrados directamente (D2) Cables buried directly	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,9

La norma no contempla factores de corrección para diferentes profundidades de enterramiento.

En caso de influencia térmica de otros circuitos cercanos, se debe considerar en los cálculos coeficiente de corrección por agrupamiento. Existen muchas tablas en la UNE-HD 60364-5-52 que recogen gran parte de las posibilidades de agrupamientos.

Si los cables son instalados bajo tubo enterrado (sistema de referencia D1) la tabla B.52.19 nos da los coeficientes de corrección por agrupamiento:

NÚMERO DE CIRCUITOS BAJO TUBO Y ENTERRADOS (D1) NUMBER OF CIRCUITS IN CONDUITS & BURIED (D1)	DISTANCIA ENTRE TUBOS (a) DISTANCE BETWEEN CONDUITS (a)			
	Nula (a=0)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90
7	0,57	0,76	0,80	0,88
8	0,54	0,74	0,80	0,88
9	0,52	0,73	0,78	0,87
10	0,49	0,72	0,77	0,86
11	0,47	0,70	0,76	0,86
12	0,45	0,69	0,75	0,85
13	0,44	0,68	0,74	0,85
14	0,42	0,68	0,73	0,84
15	0,41	0,67	0,72	0,84
16	0,39	0,66	0,72	0,83
17	0,38	0,65	0,71	0,83
18	0,37	0,65	0,70	0,83
19	0,35	0,64	0,69	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82

In table B.52.15 in the aforementioned standard, you have the values for different ground temperatures for underground cables, whether they are buried directly or in conduits:

Table B.52.16 shows the correction factors for different values of ground thermal resistivity, depending on whether the cables are buried directly or in conduits:

The standard does not include correction factors for different burial depths.

A correction coefficient for grouping should be included in calculations if there is thermal influence from other, nearby circuits. There are many tables in IEC 60364-5-52 that include most grouping options.

Table B.52.19 gives the correction coefficients for groupings if the cables are installed in underground conduits (reference system D1):

Para el caso de agrupamiento de circuitos de cable soterrados directamente (sistema de referencia D2) que se recogen en la tabla B.52.18:

Groupings for cable circuits buried directly underground (reference system D2) are shown in table B.52.18:

NÚMERO DE CIRCUITOS (DIRECTAMENTE ENTERRADOS, D2) NUMBER OF CIRCUITS (DIRECTLY BURIED, D2)	DISTANCIA ENTRE CIRCUITOS (a) DISTANCE BETWEEN CIRCUITS (a)				
	Nula (a=0)	D (= Φ circuito)	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

AL VOLTALENE FLAMEX CPRO (S)

AL XZ1 (S)

EJEMPLO DE USO DE DATOS DE TABLAS | INGLÉS

Calcular la sección, caída de tensión y cortocircuito máximo en 0,1 segundo para un circuito de corriente continua (c1) de 224 A que une una "combiner box" de un parque fotovoltaico con un inversor y está enterrado directamente (sin tubo) y con otros dos circuitos similares en contacto (c2 y c3).

Datos | Inglés:

Cable Al Valtalene Flamex CPRO (S)

Longitud | Length: 360 m

Temperatura del terreno | Ground temperature: 25 °C

Tensión | Voltage: 837 V

- Sección por intensidad admisible (siguiendo los códigos de colores de las tablas encontramos los valores fácilmente).

Coefficiente de corrección por agrupamiento (3 circuitos en contacto):

0,65 (tabla B.52.18).

Coefficiente de corrección por temperatura del terreno (25 °C):

0,96 (tabla B.52.15).

De forma sencilla, si dividimos el valor de la intensidad de corriente por los coeficientes de corrección obtenemos un valor de intensidad para obtener en la tabla inicial la sección del conductor a emplear:

$$224 \text{ A} / (0,65 \times 0,96) = 359 \text{ A} \rightarrow \text{sección } 1 \times 300 \text{ mm}^2$$

Otra forma igualmente válida es tomar el valor de intensidad de tablas y multiplicarla por los coeficientes de corrección hasta obtener un valor de intensidad superior al necesario:

$$343 \text{ A} \times 0,65 \times 0,96 = 214 \text{ A} < 224 \text{ A} \text{ (no vale la sección de } 240 \text{ mm}^2 \text{)}$$

$$386 \text{ A} \times 0,65 \times 0,96 = 241 \text{ A} > 224 \text{ A} \text{ (la sección de } 300 \text{ mm}^2 \text{ es correcta*)}$$

- Caída de tensión

En la tabla inicial tenemos que la caída de tensión máxima para cable de 300 mm² tipo Al Valtalene Flamex CPRO es 0,200 V/(A·km). Multiplicando este valor por la intensidad en A y la longitud de la línea en km obtenemos la caída de tensión en V.

$$\Delta U = 0,200 \text{ V/(A·km)} \times 224 \text{ A} \times 0,36 \text{ km} = 16,13 \text{ V}$$

Porcentualmente:

$$\Delta U = 16,13/837 \times 100 = 1,93 \%$$

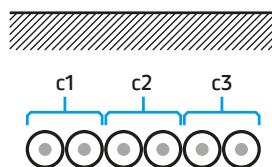
Si pretendemos reducir la caída de tensión debemos aumentar la sección de conductor (o emplear varios conductores por polo).

- Cortocircuito

Para t = 0,1 s vemos que la densidad de corriente máxima es de 297 A/mm²:

$$I_{cc} = 297 \text{ A/mm}^2 \times 300 \text{ mm}^2 = 89,1 \text{ kA}$$

Calculate the cross-section, voltage drop and maximum short circuit in 0.1 seconds for a 224 A direct current circuit (c1) connecting a "combiner box" in a solar park with an inverter and is directly buried (without conduit) and with two other similar circuits in contact (c2 and c3).



- Cross-section by permitted current (you can find the values easily using the colour codes in the tables).

Correction coefficient for group (3 circuits in contact):

0.65 (table B.52.18).

Correction coefficient for ground temperature (25 °C):

0.96 (table B.52.15).

One simple method is to divide the current intensity value by the correction coefficients to obtain a current intensity value to determine the conductor cross-section to be used in the initial table:

$$224 \text{ A} / (0.65 \times 0.96) = 359 \text{ A} \rightarrow \text{3 cross-section } 1 \times 300 \text{ mm}^2$$

Another equally valid way is to take the current intensity value from tables and multiply it by the correction coefficients until a higher current intensity value than necessary is obtained:

$$343 \text{ A} \times 0.65 \times 0.96 = 214 \text{ A} < 224 \text{ A} \text{ (the } 240 \text{ mm}^2 \text{ cross-section is not valid)}$$

$$386 \text{ A} \times 0.65 \times 0.96 = 241 \text{ A} > 224 \text{ A} \text{ (the } 300 \text{ mm}^2 \text{ cross-section is correct*)}$$

- Voltage drop

In the first table, the maximum voltage drop for the 300 mm² cable type Al Valtalene Flamex CPRO is 0.200 V/(A·km). If you multiply this value by the current in A and the length of the line in km, you obtain the voltage drop in V.

$$\Delta U = 0.200 \text{ V/(A·km)} \times 224 \text{ A} \times 0.36 \text{ km} = 16.13 \text{ V}$$

As a percentage:

$$\Delta U = 16.13/837 \times 100 = 1.93 \%$$

If you wish to reduce the voltage drop, you need to increase the conductor cross-section (or use various conductors per pole).

- Short circuit

For t = 0.1 s, you can see that the maximum current density is 297 A/mm²:

$$I_{cc} = 297 \text{ A/mm}^2 \times 300 \text{ mm}^2 = 89.1 \text{ kA}$$

* Siempre será necesario poder intercalar una protección entre la intensidad máxima de funcionamiento del circuito (224 A) y la máxima admisible del cable en ese circuito (241 A), de no ser posible hay que incrementar la sección.

*It is always necessary to be able to intercalate between the maximum operating current for the circuit (224 A) and the maximum permitted current for the cable in this circuit (241 A). If not, the cross-section needs to be increased.

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables para red de baja tensión / Low voltage networks cables



AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada / Rated voltage:

0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx. / 1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño / Design standard:

UNE 21123-4

Designación genérica / Generic designation:

RZ1-K (AS)



Cca-s1b,d1,a1

DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>

DOWNLOAD
the DoP (Declaration of
Performance) with this QR code.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1003875



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | CHARACTERISTICS AND TESTING



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA |
FLAME RETARDANT
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2



NO PROPAGACIÓN
DEL INCENDIO |
FIRE RETARDANT
EN 50399
EN 60332-3-24
IEC 60332-3-24



LIBRE DE
HALÓGENOS |
HALOGEN FREE
EN 60754-2
EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1



RESISTENCIA
A LA ABSORCIÓN
DEL AGUA |
RESISTANT TO WATER
ABSORPTION



RESISTENCIA
AL FRÍO |
COLD
RESISTANT



CABLE FLEXIBLE |
FLEXIBLE
CABLE



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA |
RESISTANCE TO
ULTRAVIOLET
RAYS



ALTA
SEGURIDAD |
HIGH
SAFETY



REDUCIDA EMISIÓN
DE GASES TÓXICOS |
LOW TOXIC
GASE EMISSION
EN 60754-2
NFC 20454
DEF-STAN 02-715



BAJA EMISIÓN
DE HUMOS |
LOW SMOKE
EMISSION
EN 50399



BAJA OPACIDAD
DE HUMOS |
LOW SMOKE
OPACITY
EN 61034-2
IEC 61034-2



NULA EMISIÓN
DE GASES CORROSIVOS |
NO EMISSION OF
CORROSIVE GASES
EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



BAJA EMISIÓN
DE CALOR |
LOW HEAT
EMISSION
EN 50399



REDUCIDO
DESPRENDIMIENTO
DE GOTAS / PARTICULAS
INFLAMADAS |
REDUCED OCCURRENCE
OF FLAMING
DROPLETS/PARTICLES
EN 50399



MÁXIMA PELABILIDAD | MAXIMUM PELABILITY

Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente.
Un importante ahorro de tiempo de instalación | Thanks to its special non-stick layer, the sheath can be removed quickly and easily, reducing installation times significantly.



LIMPIO Y ECOLÓGICO | CLEAN AND ECOLOGICAL

La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes | The absence of talc and silicone oils ensures a cleaner working environment with fewer contaminating particles.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable) | Inglés
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V | Inglés

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

- Operating temperature: -40 °C, +90 °C (thermally stable cable).
- Alternating voltage test for 5 min.: 3500 V

Fire safety performance in the European Union:

- Fire performance rating (CPR): Cca-s1b,d1,a1
- Fire requirements: 50575:2014 + A1:2016.
- Fire classification: EN 13501-6.
- Application of results: CLC/TS 50576.
- Test methods: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la [Unión Europea](#):

- No propagación de la llama: [EN 60332-1-2](#); IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: [EN 50399](#); EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: [EN 60754-2](#); EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: [EN 60754-2](#); NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: [EN 50399](#).
- Baja opacidad de humos: [EN 61034-2](#); IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: [EN 60754-2](#); IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: [EN 50399](#).
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: [EN 50399](#).

Fire standards also applicable in countries not in the [European Union](#):

- Flame retardant: [EN 60332-1-2](#); IEC 60332-1-2.
- Fire retardant: [EN 50399](#); EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Halogen-free: [EN 60754-2](#); EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reduced toxic gas emissions: [EN 60754-2](#); NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Low smoke emission: [EN 50399](#).
- Low smoke opacity: [EN 61034-2](#); IEC 61034-2.
- Zero corrosive gas emission: [EN 60754-2](#); IEC 60754-2; NFC 20453.
- Low heat emission: [EN 50399](#).
- Reduced occurrence of flaming droplets/particles: [EN 50399](#).

CONSTRUCCIÓN | STRUCTURE

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

ELEMENTO SEPARADOR

Capa especial antiadherente.

RELLENO

Material: mezcla LSOH libre de halógenos.

CUBIERTA

Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

Color: verde.

CONDUCTOR

Metal: annealed electrolytic copper.

Flexibility: flexible, class 5, as per UNE EN 60228.

Maximum temperature in conductor: 90 °C in permanent use, 250 °C, in short circuit.

INSULATION

Material: cross-linked polyethylene mix (XLPE), type DIX3 as per UNE HD 603-1.

Colours: brown, black, grey, blue, yellow/green as per UNE 21089-1.

SEPARATING ELEMENT

Special anti-stick layer.

FILLING

Material: halogen-free, LSOH mix.

SHEATH

Material: special halogen-free mix, type AFUMEX UNE 21123-4.

Colour: green.

APLICACIONES | APPLICATIONS

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

Indicado también el lado de corriente alterna en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (adecuadamente canalizado) (ITC-BT 29). • Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004. • Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

- Easy-to-skin cable, particularly suitable for installations on premises used by the public: entertainment venues, shopping centres, schools, hospitals, office buildings, sports centres and similar.
- In IT centres, airports, factory buildings, parking facilities, road and rail tunnels, premises difficult to ventilate and/or evacuate, and similar.
- In any installation where the risk of fire is not inconsiderable: Installations mounted on surfaces, vertical ducts in buildings, on trays or similar; or where optimum fire safety and/or environmentally friendly characteristics are required for products in buildings or on trays and similar; or where optimum fire safety and/or environmentally friendly characteristics are required in construction products.

Also suitable for alternating current side in photovoltaic systems for self-consumption.

- General supply lines (ITC-BT 14). • Individual branches ITC-BT 15). • Indoor or receiving installations (ITC-BT 20). • Premises used by the public (ITC-BT 28). • Premises at risk from fire or explosion (suitably ducted) (ITC-BT 29). • Industrial (Spanish regulations on protection against fire in industrial buildings R.D. 2267/2004.) • Buildings in general (Spanish Technical Building Code, R.D. 314/2006, Art. 11).

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

DATOS TÉCNICOS | TECHNICAL DATA

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm NUMBER OF CONDUCTORS x CROSS-SECTION mm	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1) THICKNESS OF INSULATION mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1) OUTER DIAMETER mm (1)	PESO kg/km (1) WEIGHT kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km RESISTANCE IN CONDUCTOR at 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A PERMITTED CURRENT SURFACE-MOUNTED (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A PERMITTED CURRENT BURIED (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2) VOLTAGE DROP V/(A·km) (2)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1 x 400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2 x 1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

(1) Approximate values.

(2) Surface-mounted in tray (40 °C).

- XLPE3 with type F installation → column 11 (1x three-phase).
- XLPE2 with type E installation → column 12 (2x 3G single-phase).
- XLPE3 with type E installation → column 10b (3x 4G, 4x 5G three-phase).

(3) Buried installation directly in ground or in a conduit with standard ground thermal resistivity of 2.5 K.m/W.

- XLPE3 with D1/D2 method type installation (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G three-phase.
- XLPE2 with D1/D2 type installation (Cu) → 2x, 3G single-phase.

As per UNE-HD 60364-5-52 and IEC 60364-5-52.

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

DATOS TÉCNICOS | inglés

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm NUMBER OF CONDUCTORS x CROSS-SECTION mm	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1) THICKNESS OF INSULATION mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1) CUTER DIAMETER mm (1)	PESO kg/km (1) WEIGHT kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km RESISTANCE IN CONDUCTOR at 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A PERMITTED CURRENT SURFACE-MOUNTED (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A PERMITTED CURRENT BURIED (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2) VOLTAGE DROP V/(A·km) (2)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
3 x 25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/1,21	115	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/1,21	143	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1,6/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,0801/0,161	489	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,0641/0,129	549	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4 G 4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4 G 16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	64,4	10642	0,08	489	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5 G 4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5 G 50	1	35,2	2969	0,38	174	138	-	-

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

(1) Approximate values.

(2) Surface-mounted in tray (40 °C).

- XLPE3 with type F installation → column 11 (1x three-phase).
- XLPE2 with type E installation → column 12 (2x 3G single-phase).
- XLPE3 with type E installation → column 10b (3x 4G, 4x 5G three-phase).

(3) Buried installation directly in ground or in a conduit with standard ground thermal resistivity of 2.5 K.m/W.

- XLPE3 with D1/D2 method type installation (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G three-phase.
- XLPE2 with D1/D2 type installation (Cu) → 2x, 3G single-phase.

As per UNE-HD 60364-5-52 and IEC 60364-5-52.

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

- Cables para red de baja tensión / Low voltage networks cables



BLINDEX PROTECH 1000 V (AS) Z1C4Z1-K (AS)

Tensión asignada / Rated voltage:

0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx. / 1,8/1,8 kVdc máx.)

Norma diseño / Design standard:

IEC 60502-1

Designación genérica / Generic designation:

Z1C4Z1-K (AS)



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>

DOWNLOAD
the DoP (Declaration of
Performance) with this QR code.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1006990

CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | CHARACTERISTICS AND TESTING



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA |
FLAME RETARDANT
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



NO PROPAGACIÓN
DEL INCENDIO |
FIRE RETARDANT
EN 50399
EN 60332-3-24
IEC 60332-3-24



LIBRE DE
HALÓGENOS |
HALOGEN FREE
EN 60754-2
EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1



RESISTENCIA
A LA ABSORCIÓN
DEL AGUA |
RESISTANCE
TO WATER
ABSORPTION



RESISTENCIA
AL FRÍO |
COLD
RESISTANT



CABLE FLEXIBLE |
FLEXIBLE
CABLE



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA |
RESISTANCE TO
ULTRAVIOLET
RAYS



ALTA
SEGURIDAD |
HIGH
SAFETY



REDUCIDA EMISIÓN
DE GASES TÓXICOS |
LOW TOXIC
GASE EMISSION
EN 60754-2
NFC 20454
DEF-STAN 02-715



BAJA EMISIÓN
DE HUMOS |
LOW SMOKE
EMISSION
EN 50399



BAJA OPACIDAD
DE HUMOS |
LOW SMOKE
OPACITY
EN 61034-2
IEC 61034-2



NULA EMISIÓN
DE GASES CORROSIVOS |
NO EMISSION OF
CORROSIVE GASES
EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



BAJA EMISIÓN
DE CALOR |
LOW HEAT
EMISSION
EN 50399



REDUCIDO
DESPRENDIMIENTO
DE GOTAS / PARTICULAS
INFLAMADAS |
REDUCED OCCURRENCE
OF FLAMING
DROPLETS / PARTICLES
EN 50399



ALTA PROTECCIÓN ELECTROMAGNÉTICA | HIGH ELECTROMAGNETIC PROTECTION

Gracias a su pantalla de trenza de cobre al 60% de cobertura, muy por encima de las versiones que se pueden encontrar en el mercado, nuestra gama de apantallados proporciona una alta inmunidad a las interferencias.

Lo cual supone una óptima calidad en la transmisión de las señales, así como mayor seguridad y vida útil para los equipos.

Los cables con pantallas de trenza de cobre, con coberturas inferiores al 60%, incumplen la normativa |

Thanks to its stranded copper shield providing 60% coverage, far more than other cables on the market, our range of shielded cables provides effective immunity to interference.

This results in optimum signal transmission quality, not to mention enhanced equipment safety and useful life.

Cables with stranded copper shields providing coverage of less than 60% do not comply with regulations.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +70 °C. (Cable termoplástico).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Cca-s1b,d1,a1
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

- Operating temperature: -40 °C, +70 °C (thermoplastic cable).
- Alternating voltage test for 5 min.: 3500 V.

Fire safety performance in the European Union:

- Fire performance rating (CPR): Cca-s1b,d1,a1
- Fire requirements: 50575:2014 + A1:2016.
- Fire classification: EN 13501-6.
- Application of results: CLC/TS 50576.
- Test methods: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

BLINDEX PROTECH 1000 V (AS) Z1C4Z1-K (AS)

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la [Unión Europea](#):

- No propagación de la llama: [EN 60332-1-2](#); IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: [EN 50399](#); EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: [EN 60754-2](#); EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: [EN 60754-2](#); NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: [EN 50399](#).
- Baja opacidad de humos: [EN 61034-2](#); IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: [EN 60754-2](#); IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: [EN 50399](#).
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: [EN 50399](#).

Fire standards also applicable in countries not in the [European Union](#):

- Flame retardant: [EN 60332-1-2](#); IEC 60332-1-2.
- Fire retardant: [EN 50399](#); EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Halogen-free: [EN 60754-2](#); EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reduced toxic gas emissions: [EN 60754-2](#); NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Low smoke emission: [EN 50399](#).
- Low smoke opacity: [EN 61034-2](#); IEC 61034-2.
- Zero corrosive gas emission: [EN 60754-2](#); IEC 60754-2; NFC 20453.
- Low heat emission: [EN 50399](#).
- Reduced occurrence of flaming droplets/particles: [EN 50399](#).

CONSTRUCCIÓN | STRUCTURE

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico recocido

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 70 °C en servicio permanente, 160 °C en cortocircuito

AISLAMIENTO

Material: poliolefinas Z1.

Colores: arrón, negro, gris, azul y amarillo/verde (para cables hasta 5 conductores), en el resto de los casos un conductor amarillo verde y el resto negros numerados.

PANTALLA

- Trenza de hilos de cobre pulido ($\varnothing=0,125$ mm) con una cobertura del 60 %.
- Cinta de poliéster (bajo trenza).

CUBIERTA

Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

Color: verde.

CONDUCTOR

Metal: annealed electrolytic copper.

Flexibility: flexible, class 5, as per UNE EN 60228.

Maximum temperature in conductor: 70 °C in permanent use, 160 °C, in short circuit.

INSULATION

Material: Z1 polyolefins.

Colours: brown, black, grey, blue, yellow/green (for cables with up to 5 conductors); in other cases, a green-yellow conductor and the rest numbered black conductors.

SHIELD

- Stranded cable with polished copper wires ($\varnothing=0.125$ mm) with a covering greater than 60%.
- Polyester tape (beneath strand).

SHEATH

Material: special halogen-free mix, type AFUMEX UNE 21123-4.

Colour: green.

APLICACIONES | APPLICATIONS

Cable flexible de alta seguridad y apantallado con trenza de hilos de cobre para suministro de energía en entornos donde se quieran evitar las influencias electromagnéticas y sea obligatorio instalar cables de alta seguridad (AS) o el riesgo de incendio no sea despreciable. Adecuado para alimentación de motores con variadores de frecuencia hasta 10 mm² (consultar fabricante de variadores). Para secciones superiores consultar Afumex Class Varinet VFD RC4Z1-K 1000 V (AS).

- Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20).
- Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R. D. 2267/2004.
- Edificios en general (Código técnico de la Edificación R. D. 314/2006, art.11).

High-safety flexible cable, shielded with copper wire strand to supply power to environments where there is a need to prevent electromagnetic influences, where it is mandatory to install high-safety cables or where the risk of fire is not inconsiderable. Suitable for supplying motors with variable frequency drive up to 10 mm² (consult VFD manufacturer). Ask about Retenax Varinet/Afumex Class Varinet (AS) for larger cross-sections.

- Indoor or receiving installations (ITC-BT 20).
- Industrial (Spanish regulations on protection against fire in industrial buildings R.D. 2267/2004.
- Buildings in general (Technical Building Code R.D. 314/2006, Art. 11).

BLINDEX PROTECH 1000 V (AS)

Z1C4Z1-K (AS)

DATOS TÉCNICOS | TECHNICAL DATA

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm NUMBER OF CONDUCTORS x CROSS-SECTION mm	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1) THICKNESS OF INSULATION mm (1)	PESO kg/km (1) WEIGHT kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km RESISTANCE IN CONDUCTOR at 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A PERMITTED CURRENT SURFACE-MOUNTED (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A PERMITTED CURRENT BURIED (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2) VOLTAGE DROP V/(A·km) (2)	
						cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
2 x 1,5	10,1	126	13,3	19	20	28,83	23,22
2 x 2,5	11	159	7,98	26	27	17,66	14,25
2 x 16	18,5	508	1,21	81	76	2,74	2,29
3 G 1,5	10,6	150	13,3	19	20	28,83	23,22
3 G 2,5	11,5	189	7,98	26	27	17,66	14,25
4 G 1,5	11,4	180	13,3	16	17	25,07	20,19
4 G 2,5	12,5	232	7,98	21	22	15,36	12,39
4 G 4	14,9	329	4,95	29	29	9,55	7,48
4 G 6	16,2	419	3,3	37	37	6,38	5,2
4 G 10	18,4	596	1,91	52	49	3,79	3,12
5 G 1,5	12,3	216	13,3	16	17	25,07	21,67
6 G 1,5	13,2	246	13,3	12	10	28,83	23,22
12 G 1,5	16,9	409	13,3	8	7,5	28,83	23,22

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).
→ PVC2 con instalación tipo E → columna 9a (2x y 3G, monofásica).
→ PVC3 con instalación tipo E → columna 7a (4G y 5G, trifásica).

(3) Instalación enterrada directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.
→ PVC2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → (2x, 3G, monofásica).
→ PVC3 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → (4G y 5G, trifásica).

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

Valores de Prysmian para cables de más de 5 conductores. Considerados todos 100 % cargados.

Valores de caídas de tensión para cables de más de 5 conductores, medidos entre conductor activo y conductor de protección (amarillo/verde).

(1) Approximate values.

(2) Surface-mounted in tray (40 °C).
→ PVC2 with type E installation → column 9a (3G 2x, single-phase).
→ PVC3 with type E installation → column 7a (4G and 5G, it 5G, three-phase).

(3) Buried installation directly in ground or in a conduit with standard ground thermal resistivity of 2.5 K.m/W.
→ PVC2 with D1/D2 type installation (Cu) → (2x 3G, single-phase).
→ PVC3 with D1/D2 type installation (Cu) → (4G & 5G three-phase).

As per UNE-HD 60364-5-52 and IEC 60364-5-52.

Prysmian values for cables with more than 5 conductors. All considered 100% live.

Voltage drop values for cables with more than 5 conductors, measured between active conductor and protective conductor (yellow/green).

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables para red de baja tensión / Low voltage networks cables



AFUMEX XZ1FA3Z-K
XZ1FA3Z-K

Tensión asignada / Rated voltage:
Norma diseño / Design standard:
Designación genérica / Generic designation:

0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx. / 1,8/1,8 kVdc máx.)
EA 0038 (AENOR)
XZ1FA3Z-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS | CHARACTERISTICS AND TESTING



NO PROPAGACIÓN
DE LA LLAMA |
FLAME RETARDANT
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2



NO PROPAGACIÓN
DEL INCENDIO |
FIRE RETARDANT
EN 60332-3-24
IEC 60332-3-24



LIBRE DE
HALÓGENOS |
HALOGEN FREE
EN 60754-2
EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1



RESISTENCIA
A LA ABSORCIÓN
DEL AGUA |
RESISTANT
TO WATER
ABSORPTION



RESISTENCIA
AL FRÍO |
COLD
RESISTANT



RESISTENCIA
A LOS RAYOS
ULTRAVIOLETA |
RESISTANT TO THE
ULTRAVIOLET RAYS



RESISTENCIA
A LOS GOLPES |
IMPACT
RESISTANT



RESISTENCIA
A LOS ROEDORES |
RODENT
RESISTANT



REDUCIDA EMISIÓN
DE GASES TÓXICOS |
LOW TOXIC GAS
EMISSION
EN 60754-2
NFC 20454
DEF-STAN 02-713



BAJA OPACIDAD
DE HUMOS |
LOW SMOKE
OPACITY
EN 61034-2
IEC 61034-2



NULA EMISIÓN
DE GASES CORROSIVOS |
NO EMISSION OF
CORROSIVE GASES
EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



ENSAYOS ADICIONALES | ADDITIONAL TESTING
AFUMEX CLASS XZ1FA3Z-K

Alta protección mecánica |
High mechanical protection

Resistencia a golpes, roedores,
aplastamiento... | Resistant to impact,
rodents, crushing, etc.

Resistencia a temperaturas extremas |
Resistant to extreme temperatures

IEC 60811-1-4, -40 °C

Resistencia a los rayos ultravioleta |
Resistant to ultraviolet rays

HD 605-2-4

Resistencia al ozono |
Ozone resistance

IEC 60811-2-1

Resistencia a la absorción del agua |
Resistant to water absorption

IEC 60811-1-3

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C.
- Tracción máxima: 5 kg/mm² Cu.
- Radio mínimo de curvatura: 10 x Ø (diámetro exterior del cable).

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): Eca.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2.

- Operating temperature: -40 °C, +90 °C
- Maximum traction: 5 kg/mm² Cu
- Minimum bend radius: 10 x Ø (cable outer diameter).

Fire safety performance in the European Union:

- Fire performance rating (CPR): Eca
- Fire requirements: 50575:2014 + A1:2016.
- Fire classification: EN 13501-6.
- Application of results: CLC/TS 50576.
- Test methods: EN 60332-1-2.

Cables de energía para baja tensión / Low voltage power cables

• Cables para red de baja tensión / Low voltage networks cables

AFUMEX XZ1FA3Z-K
XZ1FA3Z-K

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja opacidad de humos: IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.

Fire standards also applicable in countries not in the European Union:

- Flame retardant: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- Fire retardant: EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Halogen-free: EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reduced toxic gas emissions: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Low smoke opacity: IEC 61034-2.
- Zero corrosive gas emission: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.

CONSTRUCCIÓN | STRUCTURE

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico recocido

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito

AISLAMIENTO

Material: XLPE termoestable tipo DIX 3 según la norma UNE-HD 603-1.

CUBIERTA DE SEPARACIÓN

Libre de halógenos

ARMADURA

Fleje corrugado de aluminio.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: mezcla especial libre de halógenos Afumex.

Color: negro

CONDUCTOR

Metal: annealed electrolytic copper.

Flexibility: flexible, class 5, as per UNE EN 60228.

Maximum temperature in conductor: 90 °C in permanent use, 250 °C, in short circuit.

INSULATION

Material: thermally stable XLPE, DIX 3 type, as per the standard UNE-HD 603-1.

SEPARATION SHEATH

Halogen-free

ARMOUR

Corrugated aluminium strip.

EXTERIOR SHEATH

Material: Afumex special halogen-free mix.

Colour: black.

APLICACIONES | APPLICATIONS

Cable eléctrico con armadura de fleje corrugado para la utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos (vida estimada 25 años). Indicado para instalar en bandeja, sobre paredes o directamente enterrado entre caja de conexiones e inversor y, en general, donde se requiera una protección mecánica adicional (roedores, golpes...).

Electrical cable with corrugated strip armour for use in circuits in photovoltaic systems (estimated service life of 25 years). Suitable for installation in trays, on walls or buried directly between junction box and inverter and, in general, where extra mechanical protection is required (against rodents, impact and similar).

DATOS TÉCNICOS | TECHNICAL DATA

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm NUMBER OF CONDUCTORS x CROSS-SECTION mm	DIÁMETRO DE AISLAMIENTO mm (1) DIAMETER OF INSULATION mm (1)	DIÁMETRO DE CABLE mm (1) DIAMETER OF CABLE mm (1)	PESO kg/km (1) WEIGHT kg/km (1)	RESISTENCIA a 20 °C Ω /km RESISTANCE at 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE PERMITTED CURRENT	
					AL AIRE (2) SURFACE-MOUNTED (2)	ENTERRADO (3) BURIED (3)
1 x 16	6,7	14,0	290	1,21	110	91
1 x 25	8,5	16,2	405	0,78	142	116
1 x 35	9,6	17,2	510	0,554	177	135
1 x 50	11,2	18,3	650	0,386	216	161
1 x 70	13,0	20,5	865	0,272	268	199
1 x 95	14,9	23,8	1115	0,206	322	231
1 x 120	17,0	25,2	1360	0,161	373	266
1 x 150	19,1	28,5	1680	0,129	428	297
1 x 185	21,3	30,1	2000	0,106	484	329
1 x 240	23,3	31,0	2560	0,0801	561	366

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).
(Valores corregidos por ser cable armado unipolar).

(3) Instalación monofásica o corriente continua, directamente enterrada o bajo tubo y enterrada → XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(Valores corregidos por ser cable armado unipolar).

(1) Approximate values.

(2) Single-phase or direct current installation in exposed perforated tray (40 °C). Multiply the current by 0.85 when directly exposed to the sun.

→ XLPE2 with type F installation → column 13. (UNE HD 60364-5-52 & IEC 60364-5-52).
(Corrected values as single-core armoured cable).

(3) Single-phase or direct current installation, buried directly or in a conduit and underground. → 3XLPE2 with D1/D2 type installation (UNE-HD 60364-5-52 and IEC 60364-5-52).

(Corrected values as single-conductor armoured cable).

ANEXO V. TABLA C-52- bis – UNE-HD 60364-5-52

TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia

Instalación de referencia		Tabla y columna			
		Intensidad admisible para los circuitos simples			
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR	
		2	3	2	3
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	Cable multic conductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 5b
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 8b
	Cable multic conductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 7b
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 9b
	Cable multic conductor en conductos enterrados	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 6
	Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 6
	Cable multic conductor al aire libre	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 10b
	Cables unipolares en contacto al aire libre	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 11
	Cables unipolares espaciados al aire libre	G	Ver UNE-HD 60364-5-52		

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

Cobre: $p_{20} = 1/56 \text{ Qmm}^2/\text{m}$; Aluminio: $p_{20} = 1/35 \text{ Qmm}^2/\text{m}$

Para el cobre y el aluminio: $\theta = 70^\circ\text{C} \rightarrow K_\theta = 1,20$; $\theta = 90^\circ\text{C} \rightarrow K_\theta = 1,28$

POTENCIAS NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES (EN KVA):

5, 10, 15, 20, 30, 50, 75, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000

FACTORES DE MAYORACIÓN K_G : 1,25 para motores y 1,8 para lámparas de descarga

TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)
Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento												
	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3
A1													
A2													
B1													
B2													
C													
E													
F													
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b
Sección mm²	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b
Cobre	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108
35	—	—	—	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133
50	—	—	—	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162
70	—	—	—	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208
95	—	—	—	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252
120	—	—	—	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293
150	—	—	—	—	—	247	259	276	289	299	313	322	337
185	—	—	—	—	—	281	294	314	329	341	356	368	385
240	—	—	—	—	—	330	345	368	385	401	419	435	455
Alu- minio	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49
16	35	37	41	46	49	50	52	53	55	57	60	63	66
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81
35	—	—	—	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101
50	—	—	—	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123
70	—	—	—	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158
95	—	—	—	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192
120	—	—	—	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222
150	—	—	—	—	—	196	205	213	222	227	237	246	257
185	—	—	—	—	—	222	232	243	254	259	271	281	293
240	—	—	—	—	—	261	273	287	300	306	320	332	347
Aislamientos termoeestables (90°C)													
Aislamientos termoplásticos (70°C)													
XLPE: Polietileno reticulado EPR: Etileno-propileno PVC: Policloruro de vinilo													