



# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

## TRABAJO FIN DE GRADO DISEÑO DE LA INTERCONEXIÓN DE UNA SUBESTACIÓN COLECTORA RENOVABLE A LA RED ELÉCTRICA NACIONAL

Autor: Íñigo Olaguíbel Pérez-Juez

Director: Julio Rafael Portillo García

Madrid



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

"DISEÑO DE LA INTERCONEXIÓN

DE UNA SUBESTACIÓN COLECTORA

RENOVABLE A LA RED ELÉCTRICA NACIONAL”

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

curso académico 2020/21 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.

*Íñigo Olaguíbel*

Fdo.: Íñigo Olaguíbel Pérez-Juez

Fecha: 07/07/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Julio Rafael Portillo García

Fecha: 07/07/2021



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

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

El autor D. Íñigo Olaguíbel Pérez-Juez

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: DISEÑO DE LA INTERCONEXIÓN DE UNA SUBESTACIÓN COLECTORA RENOVABLE A LA RED ELÉCTRICA NACIONAL, 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) Reproducir la 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 pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- 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.

**6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.**

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:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 7 de Julio de 2021

**ACEPTA**

*Íñigo Olaguíbel*

Fdo. Íñigo Olaguíbel Pérez-Juez

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

## TRABAJO FIN DE GRADO DISEÑO DE LA INTERCONEXIÓN DE UNA SUBESTACIÓN COLECTORA RENOVABLE A LA RED ELÉCTRICA NACIONAL

Autor: Íñigo Olaguíbel Pérez-Juez

Director: Julio Rafael Portillo García

Madrid





# **Agradecimientos**

A mis padres, mis abuelos y mis hermanas.



# DISEÑO DE LA INTERCONEXIÓN DE UNA SUBESTACIÓN COLECTORA RENOVABLE A LA RED ELÉCTRICA NACIONAL

**Autor:** Olaguíbel Pérez-Juez, Íñigo.

Director: Portillo García, Julio Rafael.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO

### Introducción

El objetivo de este TFG es el diseño eléctrico de la interconexión entre una subestación colectora de generación fotovoltaica distribuida (400 MW) y la red eléctrica nacional en Murcia. El alcance del trabajo será la línea aérea de interconexión en 400 kV entre los pórticos de la subestación colectora y de la subestación El Palmar, propiedad de Red Eléctrica de España, REE. La línea tendrá una longitud total de 500 m y dispondrá de un centro de medidas en alta tensión situado junto a la parcela de la subestación de REE, según lo indicado en la normativa de aplicación.

Por lo tanto, el trabajo se centrará en el diseño eléctrico de la línea, que también incluye el sistema de comunicación mediante cable de guarda con fibras ópticas (OPGW), y en el diseño del centro de medidas. El diseño mecánico del proyecto queda prácticamente fuera del alcance de este. No obstante, para hacer un buen análisis eléctrico, hay variables mecánicas que necesitarán ser fijadas, por lo que es imposible obviar esta parte por completo.

Geográficamente, la línea eléctrica discurrirá desde el término municipal de La Mula hasta la pedanía de El Palmar en Murcia, pasando en su recorrido por terrenos comprendidos entre 0 y 500 metros de altitud sobre el nivel del mar, por lo que según la ITC-LAT-07 [1], a efectos de cálculos, se clasifica como zona “A”. Asimismo, conforme a lo establecido en el artículo 5 del Real Decreto 1955/2000, como la línea supera los 220kV, también se categoriza como “Especial”.

Por último, el trabajo incluirá la justificación de cumplimiento de la normativa de aplicación, y pese a que la instalación no pertenezca a REE, sus Procedimientos Operativos también se respetarán.

### Metodología y Resultados

Se ha dividido el TFG en dos partes fundamentales. En la primera se ha diseñado la línea de interconexión y en la segunda se ha diseñado el centro de medidas asociado. Por último, se ha elaborado un presupuesto de la ejecución del proyecto.

#### Línea aérea

Para empezar, se ha trazado el recorrido de la línea y se han valorado los posibles cruzamientos. En concreto la línea aérea de 500 metros de longitud cruza tres caminos y una

línea en AT. Por lo que se han calculado las distancias de seguridad que marca la normativa en tales casos.

Posteriormente, se han elegido los elementos de la línea, la mayoría de ellos se han escogido porque son los normalizados en los procedimientos operativos de REE, por consiguiente, en la mayoría de situaciones sólo se ha tenido que verificar el cumplimiento de las especificaciones del proyecto. Cuando no existía una guía sobre que elemento utilizar, a mismas prestaciones se escogía siempre la opción más barata.

- *Conductor de fase:* Se emplea el ACSR-LA280 (HAWK), normalizado por REE para instalaciones de este tipo. Además, se instala con una configuración dúplex, pero de un solo circuito. La configuración dúplex escogida evita el efecto corona, que aumentaría las pérdidas en la línea. Existen dos variables importantes a verificar en los conductores de las líneas áreas: los límites eléctricos y mecánicos de operación. Los primeros se verifican en un apartado de cálculos, en cambio los límites mecánicos no se verifican porque no ha sido objeto del trabajo.
- *Cable de guarda y comunicaciones:* Se emplea el OPGW-24G652-ALT-109, un cable con función dual. Por un lado, es el cable de tierra de la línea, por lo que está preparado para absorber cualquier sobretensión, especialmente las producidas por descargas meteorológicas, por eso tiene que estar colocado por encima del tendido; y por otro, está equipado con fibra óptica para la transmisión de información, en concreto con 24 fibras. Este elemento también está normalizado por REE y no se han realizado verificaciones mecánicas, en cambio, sí que se ha verificado que sea capaz de resistir la corriente de cortocircuito durante el tiempo establecido en la norma.
- *Apoyos:* Se han escogido apoyos con geometría plana en la parte superior, ya que era una de las hipótesis de construcción del proyecto. Los apoyos están normalizados por lo que ya cumplen con todos los requisitos descritos en el reglamento. Se emplean los IME-SC-D-400 de simple circuito. La altura de los apoyos es una variable que no se ha detallado dado que depende de la flecha máxima de los diferentes vanos. En el apartado de cálculos eléctricos se dimensiona la puesta a tierra de los apoyos.
- *Cimentaciones:* Se emplean cimentaciones estándar en forma de “pie de elefante” en cada apoyo de las torres.
- *Cadena de aisladores:* Para formar las cadenas de aisladores se emplean unidades de vidrio tipo “U160BS2”. Se elige esta frente a otras porque es la más económica. En el apartado de cálculos se evalúa el número de aisladores individuales necesarios para conformar la cadena, concluyendo que se necesitan 35 unidades por cadena.
- *Herrajes:* Se describen los herrajes a utilizar en la instalación para cada tipo de unión.

- *Accesorios:* Se describen los diferentes accesorios instalados: Amortiguadores, separadores y salvapájaros.

Tras la elección de los diferentes componentes, se han realizado los cálculos eléctricos de la línea. Aparte de los ya mencionados para cada tipo de elemento, se han calculado los parámetros eléctricos de la misma, la caída de tensión máxima y las pérdidas de potencia. La forma de realizar los cálculos, al igual que los rangos de los resultados, viene descrita con detalle en la normativa. Afortunadamente, resulta que todos los valores cumplen con los límites de funcionamiento.

### Centro de medidas

Al considerarse la conexión con REE una frontera, es de obligatorio cumplimiento la instalación de un centro de medidas. En esta segunda parte del TFG se ha diseñado tal centro, pero no sólo el lado de alta tensión, sino que también el de baja. En la estación se han descrito y justificado el uso de los siguientes componentes:

- *Pórtico:* No son construcciones normalizadas, por lo que son construcciones personalizadas en función de las características del proyecto. De manera superficial, se ha descrito el pórtico de entrada y salida de la estación de medidas.
- *Pararrayos autoválvula:* Se emplean los “EXILM P330 EH420” de ABB, que cumplen con las características del proyecto.
- *Transformadores de tensión:* Se emplean los “CAH-420”, encontrados en el catálogo de ARTECHE. El transformador tiene dos secundarios porque el centro de medidas debe estar equipado con un punto de medida redundante, y la normativa impide que se utilicen los mismos elementos para la segunda medida. La potencia nominal del transformador de tensión escogido es mayor que la que se necesita y no había ninguno más pequeño disponible en el catálogo. Como se requiere que el transformador trabaje por encima del 50% de su capacidad, se han calculado e instalado resistencias de lastre para asegurar que los aparatos midan con precisión.
- *Transformadores de intensidad:* Se emplean los “CAH-420”, encontrados en el catálogo de ARTECHE. El transformador tiene dos secundarios porque el centro de medidas debe estar equipado con un punto de medida redundante, y la normativa impide que se utilicen los mismos elementos para la segunda medida.
- *Equipos de medida fiscal:* Se describen los aparatos de medida, lectura y comunicación exigidos por la norma.
- *Sistema de puesta a tierra:* Se ha descrito el sistema de puesta a tierra del centro, que viene dado por una malla enterrada a 0,6 metros de profundidad. Además, se han realizado los cálculos pertinentes para asegurar su buen funcionamiento en caso de falta. Esto es, se ha calculado la sección mínima del conductor y verificado que las

tensiones de contacto y paso sean menores que las máximas admisibles por la norma. Finalmente se ha concluido que es sistema de puesta a tierra es segura y cumple con los requisitos eléctricos mínimos.

### Presupuesto

La cantidad total presupuestada del proyecto completo asciendo a 610.400,00 €.

# **DESIGN OF THE INTERCONNECTION OF A RENEWABLE COLLECTOR SUBSTATION TO THE NATIONAL ELECTRICITY GRID**

**Author: Olaguíbel Pérez-Juez, Íñigo.**

Director: Portillo García, Julio Rafael.

Collaborating Entity: ICAI - Comillas Pontifical University

## **PROJECT SUMMARY**

### **Introduction**

The objective of this TFG is the electrical design of the interconnection between a collector substation for distributed photovoltaic generation (400 MW) and the national grid in Murcia. The scope of the work will be the 400 kV overhead interconnection line between the collector substation and the El Palmar substation, owned by Red Eléctrica de España, REE. The line will have a total length of 500 m and will have a high voltage measurement centre located next to the REE substation site, in accordance with the applicable regulations.

Therefore, the work will focus on the electrical design of the line, which also includes the fibre optic guard wire (OPGW) communication system, and on the design of the measurement centre. The mechanical design of the project is practically outside the scope of this project. However, in order to make a good electrical analysis, there are mechanical variables that will need to be fixed, so it is impossible to completely avoid this part.

Geographically, the power line will run from the municipality of La Mula to the hamlet of El Palmar in Murcia, passing through terrain between 0 and 500 metres above sea level, which according to ITC-LAT-07 [1] for calculation purposes, it is classified as zone "A". Likewise, in accordance with the provisions of article 5 of Royal Decree 1955/2000, as the line exceeds 220kV, it is also categorised as "Special".

Finally, the work will include justification of compliance with the applicable regulations, and although the facility does not belong to REE, its Operating Procedures will also be respected.

### **Methodology and Results**

The TFG has been divided into two main parts. In the first, the interconnection line has been designed and in the second, the associated measurement centre has been designed.

#### Overhead line

To begin with, the route of the line has been traced and the possible crossings have been assessed. Specifically, the 500-metre-long overhead line crosses three roads and a HV line. Therefore, the safety distances established by the regulations in such cases have been calculated.

Subsequently, the elements of the line were chosen, most of them were chosen because they are standardised in REE's operating procedures, and therefore, most of the time, it was only necessary to verify that they complied with the project specifications. When there was no guidance on which element to use, for the same performance, the cheapest option was always chosen.

- Phase conductor: ACSR-LA280 (HAWK), standardised by REE for installations of this type, is used. In addition, it is assembled in a duplex configuration, but with a single circuit. The duplex configuration chosen avoids the corona effect, which would increase line losses. There are two important variables to be verified in the conductors of the overhead lines: the electrical and mechanical operating limits. The former is verified in a section on calculations, while the mechanical limits are not verified because they have not been the object of the work.
- Guard and communications cable: The OPGW-24G652-ALT-109 is used, a cable with a dual function. On the one hand, it is the line's earthing cable, so it is prepared to absorb any overvoltage, especially those produced by meteorological discharges, which is why it has to be laid above the line; and on the other, it is equipped with optical fibre for the transmission of information, specifically with 24 fibres. This element is also standardised by REE and no mechanical verifications have been carried out, but it has been verified that it is capable of withstanding the short-circuit current for the time established in the standard.
- Supports: Supports with flat geometry at the top have been chosen, as this was one of the construction hypotheses of the project. The supports are standardised and therefore comply with all the requirements described in the regulations. IME-SC-D-400 single-circuit IME-SC-D-400s are used. The height of the supports is a variable that has not been detailed as it depends on the maximum deflection of the different spans. The grounding of the supports is dimensioned in the electrical calculations section.
- Foundations: Standard "elephant foot" foundations are used at each tower support.
- Insulator chain: Insulator chains are formed using "U160BS2" type glass units. This is chosen over others because it is the most economical. In the calculation section, the number of individual insulators needed to form the chain is evaluated and it is concluded that 35 units per chain are needed.
- Fittings: The fittings to be used in the installation are described for each type of joint.
- Accessories: The different accessories installed are described: shock absorbers, spacers and bird guards.



After choosing the different components, the electrical calculations for the line were carried out. In addition to those already mentioned for each type of element, the electrical parameters, maximum voltage drop and power losses were calculated. The way the calculations are made, as well as the ranges of the results, are described in detail in the standards. Fortunately, it turns out that all values comply with the operating limits.

### Measurement centre

As the connection with REE is considered a border, the installation of a measurement centre is mandatory. In this second part of the TFG, such a centre has been designed, but not only on the high voltage side, but also on the low voltage side. The use of the following components has been described and justified in the station:

- Gantry: These are not standardised constructions, so they are customised constructions depending on the characteristics of the project. Superficially, the entrance and exit portico of the measuring station has been described.
- Self-valving lightning arresters: ABB's "EXILM P330 EH420" are used, which comply with the characteristics of the project.
- Voltage transformers: "CAH-420" transformers, found in the ARTECHE catalogue, are used. The transformer has two secondaries because the measuring centre must be equipped with a redundant measuring point, and the regulations prevent the same elements from being used for the second measurement. The power rating of the voltage transformer chosen is higher than that required and there was no smaller one available in the catalogue. As the transformer is required to work above 50% of its capacity, ballast resistors have been calculated and installed to ensure that the devices measure accurately.
- Current transformers: "CAH-420" transformers are used, found in the ARTECHE catalogue. The transformer has two secondaries because the measuring centre must be equipped with a redundant measuring point, and the regulations prevent the same elements from being used for the second measurement.
- Fiscal measuring equipment: The measuring, reading and communication equipment required by the standard is described.

### Budget

The total budgeted amount of the entire project amounts to 610.400,00 €.

## *Índice de la memoria*

<b>1. Definición del trabajo.....</b>	<b>6</b>
1.1 Introducción.....	6
1.2 Motivación y justificación del proyecto .....	7
1.3 Estado de la cuestión .....	7
1.3.1 Marco teórico de las centrales de generación renovables.....	7
1.3.2 Marco teórico de las líneas eléctricas.....	8
1.3.3 Marco teórico de las centrales de medida.....	9
1.4 Objetivos .....	10
1.5 estructura de la memoria .....	11
1.6 Normas de aplicación .....	11
<b>2. Línea de interconexión.....</b>	<b>13</b>
2.1 Antecedentes y finalidad .....	13
2.2 Emplazamiento de la línea .....	13
2.2.1 Descripción del trazado de la línea.....	13
2.2.2 Trazado de la línea.....	13
2.2.3 Datos geográficos.....	15
2.3 Descripción general de la línea.....	15
2.4 Conductor de fase.....	17
2.5 Cable tierra .....	18
2.6 Torres de transporte.....	19
2.6.1 Apoyos de suspensión.....	19
2.6.2 Pórticos .....	21
2.7 Cimentaciones .....	21
2.8 Aislamiento .....	22
2.9 Herrajes y accesorios.....	24
2.9.1 Herrajes.....	24
2.9.2 Amortiguadores .....	26
2.9.3 Separadores.....	27
2.9.4 Salvapájaros.....	27
<b>3. Cálculos eléctricos de la línea.....</b>	<b>29</b>

3.1	Capacidad de corriente .....	29
3.1.1	<i>Intensidad por fase prevista en la línea</i> .....	29
3.1.2	<i>Criterio de máxima densidad de corriente admisible</i> .....	30
3.2	Parámetros eléctricos de la línea .....	31
3.2.1	<i>Resistencia</i> .....	32
3.2.2	<i>Reactancia</i> .....	35
3.2.3	<i>Resultados de los parámetros de la línea</i> .....	37
3.3	Caída máxima de tensión .....	37
3.3.1	<i>Línea de transporte de energía eléctrica en carga</i> .....	38
3.3.2	<i>Línea de transporte de energía eléctrica en vacío</i> .....	39
3.4	Potencia máxima de transporte.....	40
3.5	Pérdidas de potencia.....	40
3.5.1	<i>Efecto corona</i> .....	41
3.5.2	<i>Pérdidas por efecto Joule</i> .....	42
3.5.3	<i>Resumen de pérdidas de potencia</i> .....	43
3.6	Cálculos aisladores .....	43
3.7	Puesta a tierra .....	45
<b>4.</b>	<b><i>Diseño del centro de medidas</i></b> .....	<b>47</b>
4.1	Antecedentes y finalidad .....	47
4.2	Emplazamiento.....	47
4.3	Descripción general del centro de medidas .....	48
4.4	Pórticos.....	49
4.5	Equipos de medida fiscal.....	50
4.6	Instrumentos de 400 kV .....	51
4.6.1	<i>Pararrayos Autoválvula</i> .....	51
4.6.2	<i>Transformador de tensión</i> .....	52
4.6.3	<i>Transformador de intensidad</i> .....	54
4.7	Servicios auxiliares.....	56
4.8	Cableado.....	57
4.8.1	<i>Cableado alta tensión</i> .....	57
4.8.2	<i>Cableado baja tensión</i> .....	57
4.9	Resistencias de carga.....	57
4.10	Sistema de puesta a tierra .....	58

---

4.10.1 Descripción general .....	58
4.10.2 Sección mínima del conductor.....	59
4.10.3 Verificación de las tensiones de paso y contacto .....	60
<b>5. Esquemas y planos .....</b>	<b>65</b>
5.1 Esquema de la línea.....	65
5.2 Esquema unifilar de la estación de medidas.....	66
<b>6. Elaboración del presupuesto.....</b>	<b>67</b>
<b>7. Referencias .....</b>	<b>69</b>
<b>Anexo A – Alineación con objetivos de desarrollo sostenible.....</b>	<b>71</b>

## *Índice de figuras*

Figura 1 – Potencia instalada nacional 2019 (MW) .....	8
Figura 2 – Trazado de la línea .....	14
Figura 3 – Esquema de la parte superior de la torre de apoyo.....	20
Figura 4 – Esquema cimentación de cada apoyo de las torres .....	21
Figura 5 – Imagen cadena de amarre.....	22
Figura 6 - Imagen cadena de suspensión.....	23
Figura 7 - Esquema herrajes de suspensión para conductor de fase.....	25
Figura 8 - Esquema herrajes de amarre para conductor de fase .....	25
Figura 9 - Esquema herrajes para OPGW .....	26
Figura 10 - Esquema amortiguadores.....	27
Figura 11 - Imagen salvapájaros.....	28
Figura 12 - Esquema equivalente línea.....	31
Figura 13 - Esquema simplificado línea.....	32
Figura 14 - Gráfica resistencia / km .....	34
Figura 15 – Esquema radio equivalente .....	36
Figura 16 - Esquema media geométrica .....	36
Figura 17 - Esquema equivalente bajo carga.....	38
Figura 18 - Gráfica caída de tensión.....	39
Figura 19 - Esquema equivalente en vacío.....	39
Figura 20 - Grafica potencia en función del factor de potencia .....	40
Figura 21 – Gráfica efecto Joule.....	43
Figura 22 – Esquema de puesta a tierra.....	62
Figura 23 – Esquema de la línea.....	65
Figura 24 – Esquema unifilar del centro de medidas .....	66

## *Índice de tablas*

Tabla 1 – Datos geográficos de la línea.....	15
Tabla 2 – Datos genéricos de la línea .....	16
Tabla 3 – Datos conductor fase .....	18
Tabla 4 – Datos cable de tierra .....	19
Tabla 5 – Datos nominales de la torre .....	20
Tabla 6 - Datos nominales aislador .....	23
Tabla 7 - Hipótesis de cálculo .....	30
Tabla 8 – Resumen resistencia .....	34
Tabla 9 - Resumen parámetros de la línea.....	37
Tabla 10 – Densidad relativa del aire en función de la T .....	42
Tabla 11 – Matriz de tensiones críticas .....	42
Tabla 12 – Datos nominales aislador.....	44
Tabla 13 – Dimensiones del centro de medidas .....	48
Tabla 14 – Datos genéricos del centro de medidas .....	49
Tabla 15 – Datos comunes elementos de alta tensión .....	51
Tabla 16 – Datos nominales de los pararrayos autoválvula .....	52
Tabla 17 – Datos nominales de los transformadores de tensión.....	53
Tabla 18 – Datos nominales los transformadores de intensidad .....	55
Tabla 19 – Resumen sección cable de baja .....	57
Tabla 20 – Hipótesis de calculo puesta a tierra .....	59
Tabla 21 – Dimensiones del mallado de puesta a tierra .....	61
Tabla 22 – Resumen de cálculos de tensión de paso y contacto .....	64

# 1. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

## 1.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de este TFG es el diseño eléctrico de la interconexión entre una subestación colectora de generación fotovoltaica distribuida (400 MW) y la red eléctrica nacional en Murcia. El alcance del trabajo será la línea aérea de interconexión en 400 kV entre los pórticos de la subestación colectora y de la subestación El Palmar, propiedad de Red Eléctrica de España, REE. La línea tendrá una longitud total de 500 m y dispondrá de un centro de medidas en alta tensión situado junto a la parcela de la subestación de REE, según lo indicado en la normativa de aplicación.

Por lo tanto, el trabajo se centrará en el diseño eléctrico de la línea, que también incluye el sistema de comunicación mediante cable de guarda con fibras ópticas (OPGW), y en el diseño del centro de medidas. El diseño mecánico del proyecto queda prácticamente fuera del alcance de este. No obstante, para hacer un buen análisis eléctrico, hay variables mecánicas que necesitarán ser fijadas, por lo que es imposible obviar esta parte por completo.

Geográficamente, la línea eléctrica discurrirá desde el término municipal de La Mula hasta la pedanía de El Palmar en Murcia, pasando en su recorrido por terrenos comprendidos entre 0 y 500 metros de altitud sobre el nivel del mar, por lo que según la ITC-LAT-07 [1], a efectos de cálculos, se clasifica como zona “A”. Asimismo, conforme a lo establecido en el artículo 5 del Real Decreto 1955/2000, como la línea supera los 220kV, también se categoriza como “Especial”.

Por último, el trabajo incluirá la justificación de cumplimiento de la normativa de aplicación, y pese a que la instalación no pertenezca a REE, sus Procedimientos Operativos también se respetarán.

## ***1.2 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO***

La construcción de varios parques fotovoltaicos de generación distribuida en La Muela, Murcia, y la necesidad de su conexión con la red eléctrica nacional, han motivado la construcción de la línea objeto de este trabajo conjunto al diseño obligatorio del centro de medidas asociado. A pesar de que pueda parecer una línea área convencional, con este proyecto se pretende facilitar y aumentar la cantidad de energía renovable consumida en España. Contribuyendo así a la transición energética, lo cual es un gran aliciente personal dados mis valores y posición favorable ante la sostenibilidad.

Además, este proyecto consigue poner mis conocimientos en práctica por primera vez, lo cual me acerca un paso más al mundo de la ingeniería real. Es decir, como el marco de conocimientos necesario para el diseño de este tipo de proyectos es tan amplio, puedo decir con orgullo, que he conocido desde la práctica muchos y variados conocimientos ingenieriles que de otra manera nunca hubiera sido posible.

## ***1.3 ESTADO DE LA CUESTIÓN***

Las líneas eléctricas son proyectos muy normalizados dentro del mundo ingenieril, y su función es sencilla, transportar energía, energía que se genera en algún sitio para consumirse en otro. No obstante, la base teórica detrás del funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto es inmensa, y en este apartado se intentará hacer un primer acercamiento.

En concreto, como ya se adelantó en la introducción, el objetivo fundamental de la instalación es complementar un proyecto de generación renovable. La transición energética ha tenido un gran impacto en el sistema eléctrico en los últimos tiempos, por lo que también se introducirá y explicará la situación actual de las renovables.

### **1.3.1 MARCO TEÓRICO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN RENOVABLES**

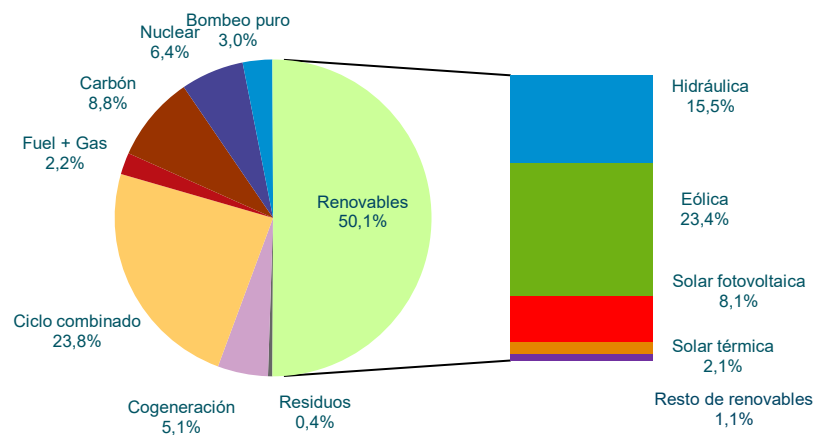
La comunidad científica calcula que la máxima variación de temperatura que el planeta se puede permitir es de 2° centígrados, por lo que en el Acuerdo de París se adquirió el



compromiso de mantener el aumento de temperatura por debajo de 1,5° C. Los esfuerzos por reducir los gases de efecto invernadero afectan de lleno al sector eléctrico, donde mediante la integración de energías renovables en la red eléctrica y la eficiencia de los sistemas de producción, se pretende reducir la huella de carbono.

A raíz del acuerdo de París, REE redactó un “Plan de Acción de Cambio Climático” donde se recogen las medidas concretas a tomar, además de los objetivos a medio y largo plazo que sirven como guía en el sector eléctrico español.

En diez años la capacidad instalada de potencia renovable ha pasado de representar el 41% (39,923 MW) en 2009 a representar el 50,1% (55.425 MW) en 2019, por lo que el panorama eléctrico en España ha cambiado considerablemente, y la línea a diseñar forma parte de esta transición energética, permitiendo la conexión de un nuevo parque fotovoltaico a la red.



*Figura 1 – Potencia instalada nacional 2019 (MW)*

### 1.3.2 MARCO TEÓRICO DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS

El conjunto de todas las líneas eléctricas conforma la red de transporte, que cumple una función indispensable en el sistema eléctrico: por lo general, los puntos de generación no están ubicados cerca de los puntos de consumo; además, la energía generada no se destina a

nadie en concreto, sino que se vierte a la red y es la propia red, gestionada por REE, quien distribuye la electricidad a los consumidores. En resumen, la electricidad tiene que viajar muchos kilómetros antes de ser consumida, de ahí que exista la red de transporte, y más concretamente, la red de alta tensión.

La red de alta tensión sirve exclusivamente para minimizar las pérdidas a la hora de transportar la electricidad, ya que al subir la tensión baja proporcionalmente la intensidad, lo cual hace disminuir también las pérdidas por el efecto Joule.

Las encargadas de cambiar la tensión de la red cuando es necesario son las subestaciones eléctricas. Además, están equipadas con protecciones en caso de cortocircuitos o sobrecargas, por lo que son un buen sistema de control. Existen varios tipos de subestaciones, pero en este TFG la línea partirá desde una subestación colectora y terminará en una subestación de REE. La estación colectora sirve principalmente, para unificar la energía creada en proyectos de generación distribuida, y así disponer de una sola conexión a la red de transporte.

### **1.3.3 MARCO TEÓRICO DE LAS CENTRALES DE MEDIDA**

Teniendo en cuenta que no es eficiente almacenar la electricidad, el control del sistema eléctrico para garantizar un servicio estable es muy complejo, tiene que ser regulado de tal manera que la potencia generada sea igual a la potencia demandada en todo momento. En caso contrario la frecuencia y tensión de la red pueden dispararse o caer de manera descontrolada, y en un mundo electrificado eso no se puede permitir.

El control del sistema eléctrico exige la existencia de puntos de medida donde obtener información a tiempo real de las variables de control. Con esta información, además de conocer el estado de la red en directo, permite el uso de técnicas predictivas para advertir la demanda eléctrica a futuro, lo que favorece un control más profundo y riguroso.

Los centros de medida distribuidos por la red son los agentes de campo capaces de brindar la información necesaria para su buen control, por lo que es imprescindible su instalación. Las ubicaciones de estas estaciones de medias están reguladas por el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, por lo que, en función del proyecto eléctrico

llevado a cabo, se puede exigir el emplazamiento de un centro asociado o no. Además, en el caso de tener que instalar un centro de medidas, el promotor del proyecto, tiene que hacerse cargo de su construcción y mantenimiento.

## **1.4 OBJETIVOS**

El objetivo final del trabajo es muy concreto, el diseño eléctrico de la línea de interconexión y el centro de medidas asociado. La parte de cálculos mecánicos no será en ningún caso objeto del mismo, pero sí la elección de los elementos a emplear en la construcción. De forma esquemática, los objetivos del presente documento son los siguientes:

### **I) Trazado de la línea**

Se intentará hallar la ruta más sencilla, pero siempre se tendrán en cuenta las limitaciones técnicas y las distancias de seguridad obligatorias.

### **II) Elección de los elementos de la línea**

Se seleccionarán y justificarán los diferentes elementos: el conductor de fase, el conductor del cable de guarda, la geometría de la línea, los diferentes tipos de apoyo con sus respectivas cimentaciones, las cadenas de aisladores, el sistema de puesta a tierra, los herrajes y los accesorios tipo salvapájaros, amortiguadores, etc.

### **III) Cálculos eléctricos de la línea**

Se modelará el comportamiento eléctrico de la línea, se hallará el modelo equivalente, la caída de tensión y las pérdidas con el fin de asegurar que cumple con la normativa. Además, para poder justificar muchos de los elementos escogidos, se ha de comprobar que cumplan con los requisitos eléctricos mínimos, por lo que se revisará el comportamiento eléctrico del conductor de fase, el cable OPGW, la cadena de aisladores y el sistema de puesta a tierra.

### **IV) Diseño del centro de medidas**

Se realizará el diseño completo del centro de medidas. Tanto el circuito de alta como el circuito de baja serán descritos y justificados.

Como con la línea, también se escogerán los diferentes elementos necesarios para la construcción de la estación. Por último, se realizarán los cálculos eléctricos pertinentes para verificar la puesta a tierra del centro.

**V) Planos**

Se aportarán planos como material de ayuda visual para comprender mejor los diferentes diseños.

**VI) Elaboración de presupuesto**

Se elaborará un presupuesto factible con el fin de dimensionar económicamente [2]el proyecto en su totalidad.

**VII) Objetivos de desarrollo sostenible**

Por último, se elaborará un anexo donde se justificará la relación del TFG con algunos de los 17 objetivos sostenibles impulsados por Naciones Unidas.

## ***1.5 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA***

El proyecto se divide en dos partes fundamentales, una primera para el diseño de la línea aérea y una segunda para el diseño del centro de medidas. Estas dos partes son prácticamente independientes y se tratarán de manera separada. Al final del trabajo se ha añadido un presupuesto global del proyecto, donde se ha incluido tanto la parte de la línea como la parte de la estación de medidas. La estructura del trabajo se puede visualizar de manera clara a partir del índice propuesto al inicio del mismo.

## ***1.6 NORMAS DE APLICACIÓN***

En este trabajo se ha realizado un análisis exhaustivo en relación a la normativa a emplear, dado que prácticamente todos los elementos, geometrías, límites mecánicos y eléctricos están normalizados en las reglas que apliquen. A continuación, se menciona la normativa empleada:

- Real Decreto 223/2008 de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y

sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. Correcciones de errores del Real Decreto. Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo, por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre.

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, aprobado por Decreto 842/2002 de 2 de agosto e Instrucciones Complementarias a dicho Reglamento (ITC-BT 01 a 52). Correcciones y modificaciones.
- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión
- IEEE 80-2000 - IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding
- Normalización UNE para los elementos que aplique + para los ciertos cálculos señalados en la normativa

En caso de duda, se han empleado los procedimientos de operación de REE, dado que ya cumplen todos los reglamentos mencionados anteriormente.

## **2. LÍNEA DE INTERCONEXIÓN**

### **2.1 ANTECEDENTES Y FINALIDAD**

El objetivo de la línea área de interconexión es evacuar la energía recogida por la subestación colectora “La Mula” y producida de manera distribuida por plantas solares fotovoltaicas. La línea de AT terminará en la subestación “El palmar” propiedad de REE, con el fin último de conectar con la red de transporte eléctrica de España.

### **2.2 EMPLAZAMIENTO DE LA LÍNEA**

#### **2.2.1 DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO DE LA LÍNEA**

La línea de interconexión entre la subestación colectora y el centro de medidas de la subestación El Palmar, tendrá una longitud total de 500 m. Estará compuesta por cuatro apoyos, dos pórticos en cada extremo de la línea, y dos apoyos de suspensión en alineación en el medio. Además, existirán un par de cruzamientos por lo que se tendrá en cuenta el artículo 5 de la ITC-LAT-07 (Real Decreto 223/2008, 2008) para dimensionar las distancias mínimas de seguridad. Asimismo, el terreno no es especialmente escarpado, por lo que todas las estructuras se cimentarán prácticamente a la misma altura.

El número de apoyos se debería deducir a partir de un análisis geotécnico, topográfico y mecánico que queda fuera del alcance de este trabajo, por lo que se ha estimado comparando con proyectos similares. No obstante, sí que se ha verificado el cumplimiento de la normativa en relación con las distancias de seguridad para la distribución empleada.

#### **2.2.2 TRAZADO DE LA LÍNEA**

El trazado de la línea corresponde sólo a la primera parte del proyecto, ya que antes de entrar en la subestación de REE, se dispondrá un centro de medidas detallado en la segunda parte

del TFG. Por lo que, de momento, únicamente se describe el trazado entre la subestación colectora y la entrada al centro de medidas.



*Figura 2 – Trazado de la línea*

Gracias a Google Earth, se han podido examinar los cruzamientos y/o paralelismos existentes, y se han encontrado cuatro:

- 1) Cruce entre el primer pórtico y el primer apoyo de suspensión con la carretera RM-B37.
- 2) Cruce entre el primer pórtico y el primer apoyo de suspensión con un camino.
- 3) Cruce entre los dos apoyos de suspensión con un camino.
- 4) Cruce entre el segundo apoyo de suspensión y el último pórtico con una línea de 30kV.

Para el cruzamiento con los caminos y la carretera, según el art. 5.7 de la ITC-LAT-07, se ha de mantener una distancia horizontal mínima de 50 metros entre el cruce y el apoyo más cercano. Y la distancia vertical mínima ha de ser de 10,3 metros para líneas de tensión nominal superiores a 30kV.

$$D_{min}^{horizontal} (torre a carretera) = 50 \text{ m}$$

$$D_{min}^{vertical} (fase a carretera) = 10,3 \text{ m}$$

Para el cruzamiento con la otra línea, el artículo 5.6 de la ITC-LAT, estipula que las líneas de mayor tensión deben pasar por encima de las de menor tensión, y además debe haber una distancia horizontal mínima de seguridad entre el apoyo de la línea de alta y el cable de la línea de baja de al menos 7 metros. Por otro lado, la distancia vertical mínima entre el OPGW de la línea de baja con las fases de la línea de alta viene dado por la siguiente ecuación:

$$D_{min} = 1,5 + D_{el} \text{ [eq. 2.1.1]}$$

Donde  $D_{el}$  es la distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido. Que en este caso concreto (a 400kV) vale 2,8 metros. Por lo tanto:

$$D_{min}^{horizontal} (torre alta a cable baja) = 7 \text{ m}$$

$$D_{min}^{vertical} (tierra_{baja} a fase_{alta}) = 4,3 \text{ m}$$

### 2.2.3 DATOS GEOGRÁFICOS

No. De apoyo	Coordenadas	Elevación [msm]	Función del apoyo	Tipo de apoyo
1	38°01'01.5"N 1°19'30.3"W	447	Pórtico	NA
2	38°00'52.1"N 1°19'30.3"W	459	De suspensión	No frecuentado
3	38°00'43.4"N 1°19'29.3"W	463	De suspensión	No frecuentado
4	38°00'36.8"N 1°19'30.8"W	451	Pórtico	NA

Tabla 1 – Datos geográficos de la línea

## 2.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA LÍNEA

Se diseñará la línea con el objetivo de evacuar 400MW a una tensión de 400kV. Adicionalmente, en los procedimientos operativos de REE y en el código de red europeo, se



estipula que los puntos de generación deben respetar un margen de funcionamiento de entre  $\cos \theta = 0,95$  *capacitivo* y  $\cos \theta = 0,95$  *inductivo*, por lo que la línea tendrá la capacidad de trabajar entre ese rango de factores de potencia.

En este apartado también se adjunta un resumen de los datos nominales de la línea. Algunas de las características son intrínsecas del sistema, y son valores que no tienen rango de libertad, son hipótesis de construcción; como la tensión nominal, la tensión pico, la frecuencia, etc. Sin embargo, el tipo de conductor, el tipo de cable de tierra, el número de conductores por fase, las dimensiones de los apoyos, etc. son características que se han podido definir en este proyecto y que necesitan una justificación, por lo que a lo largo del informe se aportará una; por otro lado, muchos de los materiales empleados se han elegido porque son los normalizados en el sistema español, y aunque pudieran existir más opciones, se han elegido por simplificación.

Sistema	Línea de interconexión trifásica
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	400 kV
Tensión más elevada	420 kV
Potencia nominal	400 MW
Longitud	500 m
Tipo de conductor	ACSR-LA280 (HAWK)
Disposición de conductores	Capa
Nº de circuitos	1
Conductores por fase	2
Tipo de cable tierra	OPGW-24G652-ALT-109
Nº de cables tierra	2
Tipo de aislador	U160AB380P
Zona geográfica	A

*Tabla 2 – Datos genéricos de la línea*

## **2.4 CONDUCTOR DE FASE**

Se ha decidido emplear un conductor de aluminio en vez de uno de cobre por varias razones:

1. Para tener la misma resistencia eléctrica, el conductor de aluminio ha de ser de mayor tamaño. Sin embargo, a igualdad de resistencia eléctrica, el conductor de aluminio es menos pesado que el conductor de cobre, aunque tenga más volumen, lo que a nivel mecánico es una gran ventaja.
2. Adicionalmente, para la misma resistencia eléctrica, el conductor de aluminio también es más barato, lo cual vuelve a ser una ventaja clara.
3. Al tener un diámetro más grande es menos susceptible a experimentar el efecto corona, aunque en este proyecto concreto, eso no será un problema.

El problema fundamental del aluminio es que posee muy baja tracción, por lo que no se puede emplear sin añadir alguna estructura adicional capaz de soportar los esfuerzos de tracción. Es pues, que se ha elegido un conductor de aluminio con alma de acero, el ASCR-LA280 (HAWK). El cable escogido, aunque en menor medida, sigue manteniendo las ventajas descritas del aluminio, además es capaz de soportar la tensión mecánica de la línea, ya que ahora el poder de tracción del cable corresponde al alma de acero y no al conductor de aluminio.

El “HAWK” no es el único conductor que cumple las características anteriores, pero es el normalizado por REE en sus procedimientos operativos para instalaciones a 400kV. Además, se ha elegido una configuración dúplex, dos conductores por fase, porque también es la configuración normalizada, ya que ayuda considerablemente a evitar el efecto corona; sin embargo, la corta longitud de la línea a diseñar ya evita tal efecto. En todo caso, en el apartado cálculos, se verificará que el conductor elegido cumpla con los requisitos mínimos del proyecto.

Sistema	ACSR-LA280 (HAWK)
Composición	26 de 3,44 mm (Al) + 7 de 2,68 mm (Ac)
Sección total	281,1 mm <sup>2</sup>
Diámetro aparente	21,8 mm
Módulo de elasticidad	7.500 kg/mm <sup>2</sup>
Coefficiente de dilatación lineal	18,9x10 <sup>-6</sup> C
Carga de rotura	8.450 daN
Peso	0,958 daN/m
Resistencia eléctrica a 20 °C	0,1194 Ω/Km
Densidad de corriente máxima	2,13 A/mm <sup>2</sup>
Intensidad máxima admisible	1197,49 A
Conductores por fase	2

Tabla 3 – Datos conductor fase

## 2.5 CABLE TIERRA

Es el cable de guarda se monta por encima de los conductores y se conecta físicamente a tierra en cada apoyo. Sirve fundamentalmente para proteger a la línea en caso de descargas atmosféricas. Por otro lado, en caso de falta, cierra el circuito y debe poder soportar la intensidad que proceda, por lo que debe estar dimensionado para soportar tales eventos. En este proyecto se instalará un cable del tipo OPGW, que tiene una función dual, por un lado, cumple con los requisitos de un cable de tierra, y por otro contiene fibras ópticas para la transmisión de datos y telecomunicaciones. Se van a emplear dos cables de tierra-ópticos, ambos paralelos colocados en la parte superior de las torres, del tipo OPGW-24G652-ALT-109, ya que es el normalizado por REE para este tipo de proyectos.

Sistema	OPGW
Naturaleza	Al-Ac recubierto de Al y núcleo de tubo de aluminio
Nº de fibras	24
Sección total	108,7 mm <sup>2</sup>
Diámetro exterior	15,10 mm
Peso total del cable	0,650 kg/m
Módulo de elasticidad	134,2 kN/mm <sup>2</sup>
Coefficiente de dilatación lineal	14,1x10 <sup>-6</sup> °C <sup>-1</sup>
Carga de rotura	98,8 kN

Tabla 4 – Datos cable de tierra

Al ser un elemento normalizado por los procedimientos operativos de REE, ya cumple con toda la normativa descrita en la ITC-LAT-07, por lo que se presume que también cumple con los requisitos de sección, conductividad y tracción. No obstante, a nivel montaje, se verificará el cumplimiento del artículo 2.1.7 de la ITC-LAT-07, donde se establece que, para mantener el cable de tierra a tensión nula, los herrajes del OPGW se deben conectar al cable de conexión a tierra en cada apoyo.

## 2.6 TORRES DE TRANSPORTE

### 2.6.1 APOYOS DE SUSPENSIÓN

Los apoyos de línea aéreas son elementos normalizados y se pueden encontrar sus parámetros bien definidos en el catálogo de los fabricantes. Se suelen dividir en dos partes, en la parte superior, donde viene dada la configuración de los conductores, y la parte inferior, donde se define la altura de la torre.

Los apoyos contemplados son capaces de soportar vientos de hasta 140 km/h. Serán de celosía metálica y sección cuadrada a partir de perfiles angulares de lados iguales y chapas fabricados en acero laminado y galvanizado en caliente en calidades S355j0 y S275JR según norma UNE-EN 10025. La altura útil de las torres en cada uno de los puntos del reparto se

adaptará para conseguir las distancias mínimas reglamentarias, reguladas en el apartado 5 de la ITC-LAT 07. No obstante, no se va a calcular la flecha exacta de cada tramo por lo que la altura mínima de las torres será aproximada. Por último, todos los apoyos dispondrán de una doble cúpula en la parte superior del apoyo para poder instalar los dos cables de tierra por encima de los conductores.

Como criterio de elección, se han buscado las más baratas disponibles en el catálogo de Imedexsa, normalizadas para las condiciones del proyecto. En definitiva, se han elegido las torres “IME-SC-D-400” de simple circuito. Por último, como son apoyos de catálogo normalizados para alta tensión, ya cumplen con muchas de las condiciones de operación, como la distancia mínima entre fases o la distancia entre cable de tierra y fases, por lo que no habrá que calcular las geometrías.

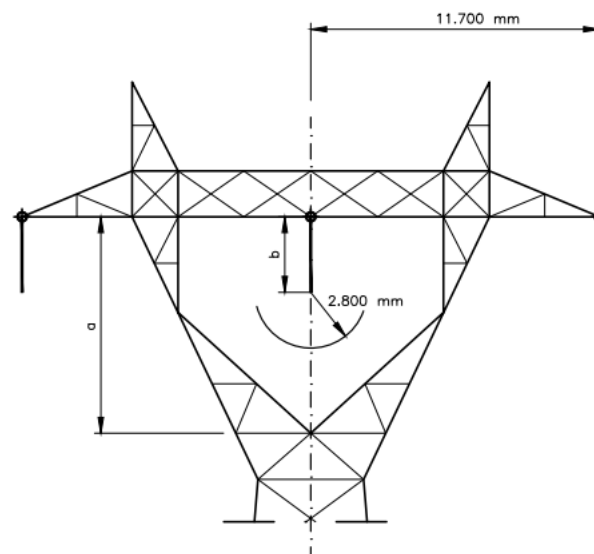


Figura 3 – Esquema de la parte superior de la torre de apoyo

Tipo de torre	Ángulo desvío línea	Distancia "a"	Distancia "b"	Tense máximo horizontal fase considerado en replanteo	Tense máximo horizontal protección considerado en replanteo
IME-SC-D-400	Suspensión 0°	14.000 mm	5.000 mm	4000 kg	2200 kg

Tabla 5 – Datos nominales de la torre

## 2.6.2 PÓRTICOS

Los pórticos no están normalizados, y cada uno tiene que ser dimensionado individualmente. Tanto el diseño del pórtico de salida como el de llegada de la línea de evacuación no forman parte del alcance del trabajo. No obstante, toda la aparenta eléctrica apoyada sobre los pórticos sí entra dentro del ámbito del proyecto, por lo que se analizará.

## 2.7 CIMENTACIONES

Las cimentaciones de los apoyos cumplen con la normativa descrita en el apartado 3.6 de la ITC-LAT 07. No obstante, la mayoría de las consideraciones a cumplir son meramente mecánicas.

Para dimensionar las cimentaciones completamente habría que calcular cuáles son los esfuerzos máximos admisibles de las torres, y diseñar las cimentaciones acorde a los resultados obtenidos, pero ya se mencionó, la parte mecánica no será objeto de este TFG.

Los apoyos estarán cimentados mediante cuatro macizos independientes, uno por pata. Cada cimentación estará construida por un cilindro de hormigón con un ensanchamiento del cilindro en la parte final, conocido como “pata de elefante”.

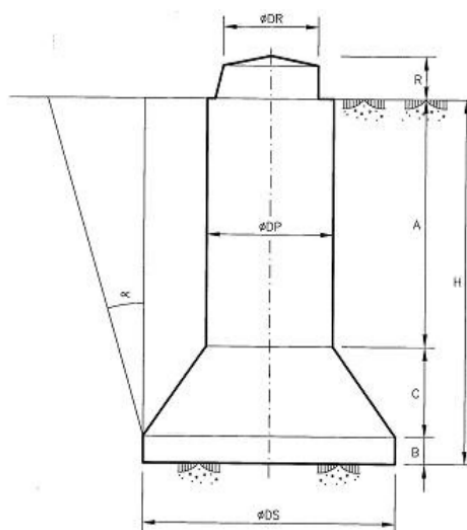


Figura 4 – Esquema cimentación de cada apoyo de las torres

## **2.8 AISLAMIENTO**

Por un lado, los aislantes son un medio físico para proporcionar un espacio no conductor capaz de mantener la diferencia de potencial. Y, por otro lado, los aisladores son necesarios para proporcionar un medio mecánico para sostener los conductores de línea. Al conjunto de aisladores que sujetan cada fase en cada apoyo se denomina cadena de aisladores. A su vez, la distancia más corta que debería recorrer un electrón por la cadena de aisladores entre las dos partes conductoras se denomina “línea de fuga”.



*Figura 5 – Imagen cadena de amarre*

En la instalación habrá cadenas de suspensión en las torres intermedias y cadenas de amarre en los pórticos de los extremos. Las cadenas aisladoras de suspensión suelen oscilar libremente en torno a sus puntos de fijación a la estructura. La cantidad de oscilación es una función de la tensión mecánica del conductor, la velocidad del viento, el peso del aislador, el ángulo de la línea, etc. Por lo tanto, es necesario asegurarse de que cuando los cables aislantes se balanceen, se mantengan las distancias mínimas a las superficies de la estructura y a los cables de sujeción. Como esto es un tema mecánico, simplemente se va a asumir que la geometría de los apoyos ya tiene en cuenta estas oscilaciones.

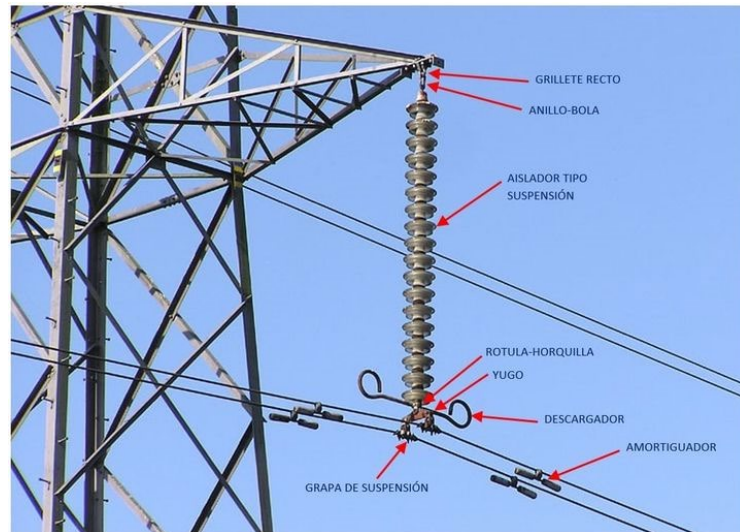


Figura 6 - Imagen cadena de suspensión

La cadena de aisladores estará unida a la línea por un lado y al apoyo por el otro mediante herrajes, cuyas características se definirán más adelante.

Fundamentalmente, existen sólo dos materiales extendidos para la fabricación de aisladores, vidrio y porcelana. La porcelana tiene límites mecánicos más exigentes, pero en este proyecto se utilizará el aislador de vidrio “U160BS2” para formar la cadena de aisladores, ya que, a mismas prestaciones, el aislador de vidrio es más económico. En el apartado de cálculos eléctricos se verificará da idoneidad del material.

Sistema	Aislador
Denominación	U160BS
Paso	146 mm
Diámetro	280 mm
Línes de fuga unitaria	380 mm
Carga mecánica	16.000 daN
Unión normalizada IEC-60120	5,9
Tensión soportada a 50 Hz bajo lluvia	20 kV
Tensión soportada imlpuso tipo rayo en seco	110 kV
Peso neto aproximado	5,9 kg

Tabla 6 - Datos nominales aislador



## **2.9 HERRAJES Y ACCESORIOS**

### **2.9.1 HERRAJES**

Herrajes es un término genérico para toda pieza metálica utilizada para unir partes, pero aquí se refiere a los elementos necesarios para fijar los conductores a los aisladores y estos a sus respectivos apoyos. Sirven como puntos de fijación tanto para los conductores como para el cable de guarda. Se estudiará su comportamiento frente al efecto corona, ya que es un punto probable para su aparición.

En función del aislador y de la configuración de los cables se utiliza un tipo de herraje u otro, pero la variable fundamental a analizar es la tensión de tracción a la que se verá sometido. Cumpliendo con el apartado 3.3 y 3.4 de la ITC-LAT 07 el coeficiente de seguridad mecánico mínimo de los herrajes es de 2,5 veces la tracción mecánica del cable. Los herrajes se fabrican según la norma UNE-EN 61284.

Además, se ha de diferenciar entre herrajes destinados para cables OPGW, donde no existen cadenas de aisladores, y para conductores estándar, donde hay cadenas de aisladores. A su vez, para las fijaciones de los conductores hay herrajes para cadenas de suspensión y herrajes para cadenas de amarre. Se han escogido los diferentes tipos de herrajes a partir del catálogo de MADE, como la tensión mecánica de servicio es una variable fundamental para su elección, simplemente se han escogido herrajes representativos, que habría que verificar en la parte de cálculos mecánicos.

En el caso concreto de este proyecto, para el conductor se utilizarán herrajes de suspensión en los dos apoyos intermedios y para la conexión con los pórticos se utilizarán herrajes de amarre. A continuación, se adjuntarán planos de herrajes duales, no serán los empleados en el proyecto, ya que se pretende utilizar una configuración individual, pero son representativos del montaje:

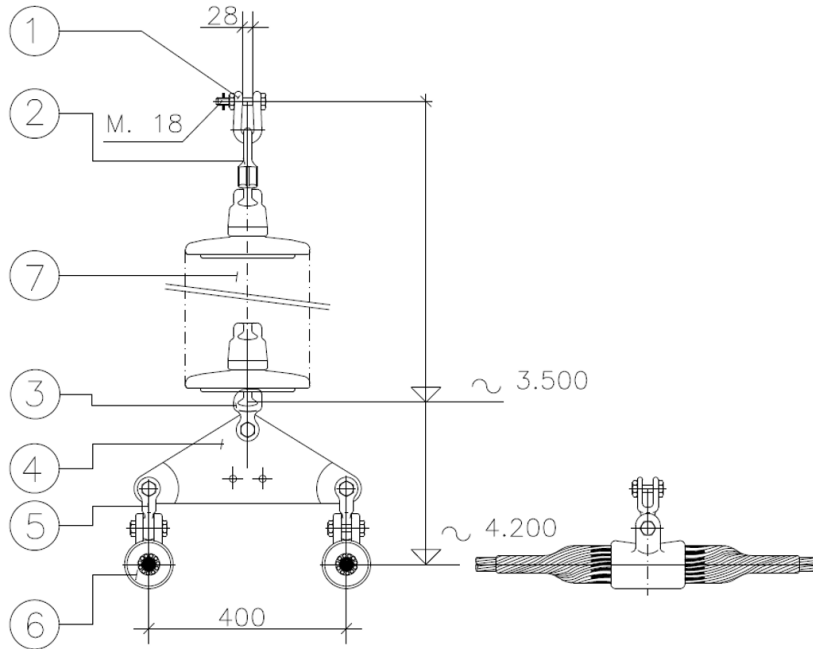


Figura 7 - Esquema herrajes de suspensión para conductor de fase

7	AISLADOR DE CADENA	24	VIDRIO	U160BSP
6	GRAPA SUSPENSION ARMADA AE	2	ALEACION AL.	GSA-AE
5	HORQUILLA REVIRADA N16 AE	2	ACERO	HR16AE
4	YUGO TRIANGULAR N20	1	ACERO	YT20-400
3	ROTULA HORQUILLA N20 AE	1	ACERO	RH20AE
2	ANILLA BOLA DE PROTECCION N20	1	ACERO	AB20P
1	GRILLETE NORMAL N20	1	ACERO	GN20
POS.	DENOMINACION	CANT	MATERIAL	DESG.

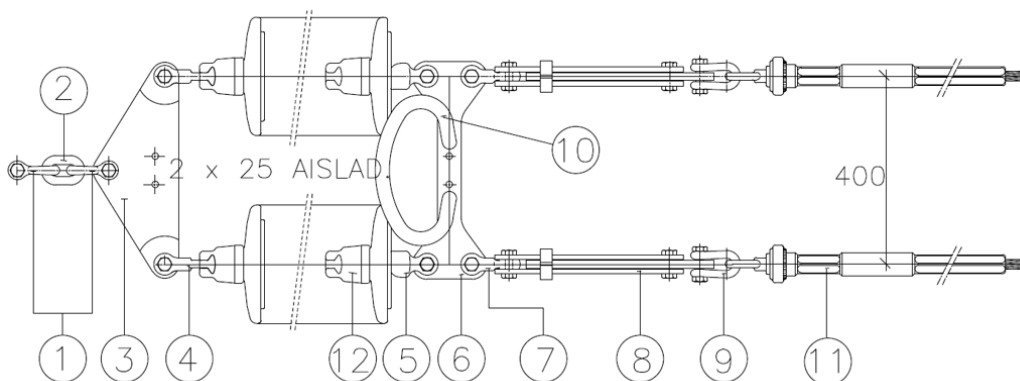


Figura 8 - Esquema herrajes de amarre para conductor de fase

12	AISLADOR CADENA DE VIDRIO	2 x 25	VIDRIO	U160BSP
11	GRAPA DE AMARRE A COMPRESION AE	2	ALEACION AL.	GACAE
10	RAQUETA DE PROTECCION	1	ACERO	RAP
9	GRILLETE NORMAL N20 AE	2	ACERO	GN20AE
8	TENSOR DE CORREDERA N20	2	ACERO	TC20
7	HORQUILLA REVIRADA N20 AE	2	ACERO	HR20AE
6	YUGO SEPARADOR N20	1	ACERO	YS20-400
5	ROTULA HORQUILLA N20 AE	2	ACERO	RH20AE
4	HORQUILLA BOLA DE PROTECCION N20	2	ACERO	HBP20P
3	YUGO TRIANGULAR N36	1	ACERO	YT36-400
2	ESLABON N36	1	ACERO	ES36
1	GRILLETE NORMAL N36	2	ACERO	GN36
POS.	DENOMINACION	CANT	MATERIAL	DESG.

Para el cable OPGW se utilizarán herrajes de amarre con derivaciones a tierra en todos los apoyos:

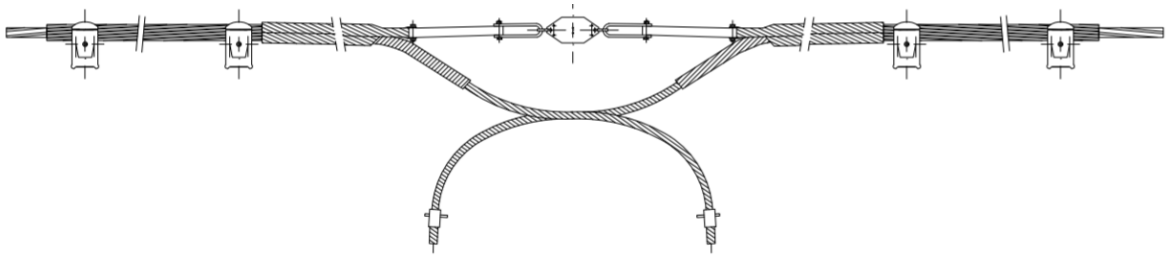


Figura 9 - Esquema herrajes para OPGW

## 2.9.2 AMORTIGUADORES

Los amortiguadores están reglados en la norma UNE-EN 61897. Se han instalado amortiguadores Stockbridge LA-280. Se ha implementado uno por vano y por conductor para disminuir los fenómenos vibratorios que podrían acortar la vida útil de la instalación, como viene descrito en el apartado 2.2 de la ITC-LAT 07.

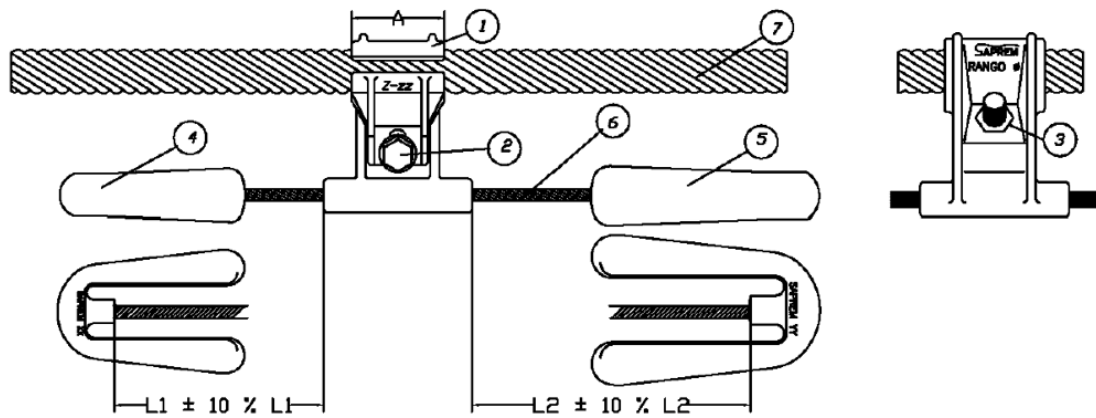


Figura 10 - Esquema amortiguadores

7	CONDUCTOR/ CABLE + PROTECCIÓN			
6	CABLE PORTOR	1	∅ CABLE	ACERO GALVAN.
5	CONTRAPESO	1	C-YY	AC. FORJ. GALV.
4	CONTRAPESO	1	C-XX	AC. FORJ. GALV.
3	TUERCA	1	M-	ACERO GALVAN.
2	TOR.HEX. + PLANA + GROVER	1	M- 88.	ACERO GALVAN.
1	CUERPO GRAPA	1	G-ZZ	ALEAC. ALUMIN.
POS	DENOMINACIÓN	CTD	REFERENCIA	MATERIAL

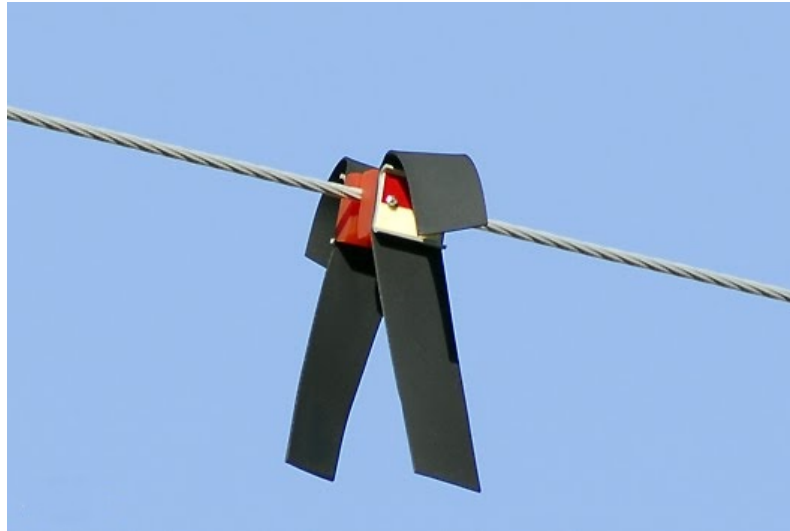
### 2.9.3 SEPARADORES

Al mantener los conductores una disposición dúplex, se instalarán separadores entre cables para mantener organizada la geometría. Se han elegido los separadores E42428 del catálogo de MADE.

### 2.9.4 SALVAPÁJAROS

Cumpliendo con el artículo 7 del Real Decreto 1432/2008, se instalarán los Salvapájaros en el cable de guarda para proteger la avifauna de la instalación eléctrica de AT. Como el cable de tierra es doble, se debe instalar un Salvapájaros por cada 20 metros.

A partir del catálogo de Wigeva, se ha decidido escoger Salvapájaros con silueta de aves, minimizando el impacto visual, “Baliza P/LA-280 Salvapájaros”. Son resistentes a condiciones extremas además de resistentes a la corrosión.



*Figura 11 - Imagen salvapájaros*

## 3. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA

### 3.1 CAPACIDAD DE CORRIENTE

La idea principal de este apartado es verificar que el conductor cumple con los requisitos eléctricos:

El conductor escogido debe poder soportar la máxima corriente admisible propia del proyecto. Según la ITC-LAT 07 [1] existen dos maneras de verificar estas condiciones, la primera mediante el cálculo de la densidad de corriente del material, normalmente tabulada en bases de datos, y la segunda mediante límites térmicos del conductor en condiciones de servicio. Ambos caminos son válidos, y mediante el cálculo de uno se puede evitar el del otro. En este caso se va a emplear el criterio de máxima densidad de corriente admisible porque es el más sencillo.

#### 3.1.1 INTENSIDAD POR FASE PREVISTA EN LA LÍNEA

La intensidad máxima por fase en condiciones nominales es:

$$S_{max} = \frac{p_{nominal}}{\cos \theta} = 421,05 \text{ MVA} \rightarrow \cos \theta = 0,95 \text{ [eq 3.1.1]}$$

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{U_n \cdot \sqrt{3}} = 607,73 \text{ A [eq 3.1.2]}$$

Por lo que ahora hay que verificar que la máxima admisible siempre está por encima de la máxima nominal.

### 3.1.2 CRITERIO DE MÁXIMA DENSIDAD DE CORRIENTE ADMISIBLE

Hipótesis de cálculo	
Frecuencia	50 Hz
Temperatura	20 °C
Tipo de conductor	ACSR-LA280 (HAWK)
Sección nominal	281,1 mm
Composición conductor	26+7
Coefficiente de reducción (k)	0,95

Tabla 7 - Hipótesis de cálculo

El procedimiento para calcular la densidad de corriente máxima admisible en régimen permanente viene definido en el artículo 4.2.1 de la ITC-LAT 07 [1].

Los valores vienen tabulados para diferentes secciones, pero como justo la sección utilizada no está, hay que interpolar el valor:

$$\sigma_{LA280} = \frac{\sigma_I - \sigma_{II}}{S_{II} - S_I} \cdot (S_{LA280} - S_I) + \sigma_{II} \quad [eq\ 3.1.1]$$

$\sigma_{LA280} \equiv$  Máxima densidad de corriente del conductor a utilizar

$\sigma_I \equiv$  [...] con sección inmediatamente inferior al utilizado

$\sigma_{II} \equiv$  [...] con sección inmediatamente superior al utilizado

$S_{LA280} \equiv$  Sección del conductor a utilizar

$S_{II} \equiv$  Sección del conductor inmediatamente superior al utilizado

$S_I \equiv$  Sección del conductor inmediatamente inferior al utilizado

$$\sigma_{LA280} = \frac{2,30 - 2,15}{300 - 250} \cdot (281,1 - 250) + 2,15 = 2,24 \frac{A}{mm^2}$$

Como dicta la norma, en el caso de cables de aluminio con corazón de acero, hay que ajustar el resultado con un coeficiente de reducción.

$$\sigma_{LA280}^{actualizado} = \sigma_{LA280} \cdot k = 2,13 \frac{A}{mm^2}$$

Por lo tanto, teniendo en cuenta que es un conductor dúplex, con dos cables por fase, la corriente máxima que puede soportar es:

$$I_{max} = \sigma_{LA280} \cdot S_{LA280} \cdot n = 1.197,49 A$$

$n \equiv$  Número de cables por fase

Para afinar todavía más los cálculos se podría calcular la  $I_{max}$  teniendo en cuenta la temperatura de servicio, que la resistividad varía con la temperatura, pero la variación es tan pequeña que se puede obviar.

En conclusión, la corriente máxima admisible del material es mayor que la corriente máxima nominal de la línea, por lo que el conductor cumple con el primer requisito eléctrico estudiado.

### 3.2 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA

A continuación, se procede a calcular los parámetros de la línea, ya que serán de gran utilidad para calcular la caída de tensión y las pérdidas de esta. Para modelizar la línea se va a emplear el modelo en “ $\pi$ ”. Se considera que los parámetros calculados están distribuidos uniformemente a lo largo de la línea.

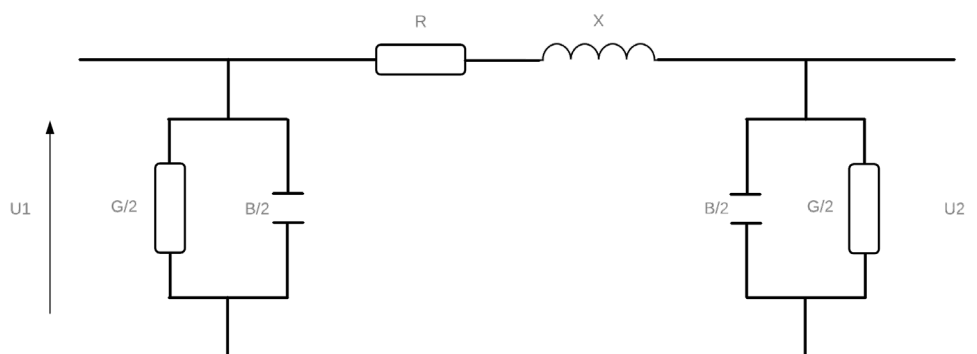
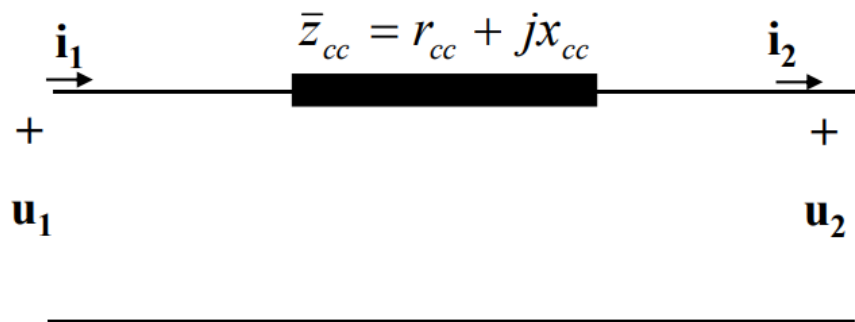


Figura 12 - Esquema equivalente línea



La impedancia viene dada por la rama en serie, compuesta por la resistencia y la reactancia. Las ramas transversales representan la admitancia, que a su vez está compuesta por la conductancia y la susceptancia. La conductancia aparece por las pequeñas corrientes de fuga que circulan por los aisladores, mientras que la susceptancia aparece por la diferencia de potencial entre los elementos en tierra y los elementos en tensión; además, la susceptancia es la responsable del consumo de aparente de la línea. No obstante, en líneas inferiores a 50km, los valores obtenidos para estos parámetros son despreciables en comparación con la impedancia [3]. Al despreciar la conductancia, desaparece el efecto corona y el efecto aislador, por lo que las líneas serán un poco más eficientes en la teoría que en la realidad.

Por lo que el circuito simplificado quedaría de la siguiente manera:



*Figura 13 - Esquema simplificado línea*

En otras palabras, ahora los cálculos se han simplificado en hallar la resistencia y reactancia del circuito.

### 3.2.1 RESISTENCIA

La resistencia representa la oposición al flujo de carga eléctrica dentro del conductor. La energía que la resistencia absorbe la libera posteriormente como calor, efecto Joule. Es importante destacar que la resistencia al paso de corriente de un material es función de múltiples variables, pero la más importante es la temperatura del conductor, por lo que se puede aproximar a que la resistencia es sólo función de la temperatura, comportamiento lineal.

La temperatura de servicio de un conductor fluctúa según las condiciones de funcionamiento y del entorno, por lo que es interesante señalar que el aumento de temperatura de servicio del conductor y el aumento de la resistencia eléctrica del mismo es un bucle con realimentación positiva, lo único que frena este bucle es el ambiente, que refrigera al conductor; afortunadamente, los metales tienen una gran capacidad de conducción térmica, por lo que se pueden enfriar fácilmente.

Existen varias maneras de calcular la resistividad de un conductor; la más exacta es hallarla mediante un proceso experimental, también hay valores tabulados, que fue el método utilizado en el punto 3.1.1 para hallar la máxima densidad de corriente siguiendo las indicaciones de la ITC-LAT 07, y la última opción, que será la empleada, es utilizar el valor de resistencia facilitado por el fabricante a 20°C con corriente continua.

Al valor facilitado por el fabricante, hay que realizarle dos ajustes, uno por temperatura, ya que como se ha explicado antes, la resistencia es función de la temperatura; y otro por alterna, ya que la línea funciona en corriente alterna, por lo que aparece el efecto pelicular.

### ***3.2.1.1 Ajuste por temperatura***

$$R_{servicio}' = R_{20^{\circ}C}' \cdot [1 + \alpha(T_{servicio} - 20^{\circ}C)] \frac{\Omega \cdot mm^2}{km} \quad [eq\ 3.2.1]^1$$

$R \equiv$  resistencia eléctrica por unidad de longitud

$\alpha \equiv$  coeficiente de variación a 20°C de la resistividad

En todo momento se va a utilizar ohmios por unidad de longitud. Además, se va a asumir que coeficiente de variación es cte. pese a la temperatura. Por último, la temperatura de servicio estará en torno a los 70°C de media, nunca superará los 85°C límite que marca la normativa, pero tiene gran dispersión, por lo que se calculará la resistencia para varias temperaturas:

---

<sup>1</sup> (Sapiensman)

### Resistencia eléctrica por km

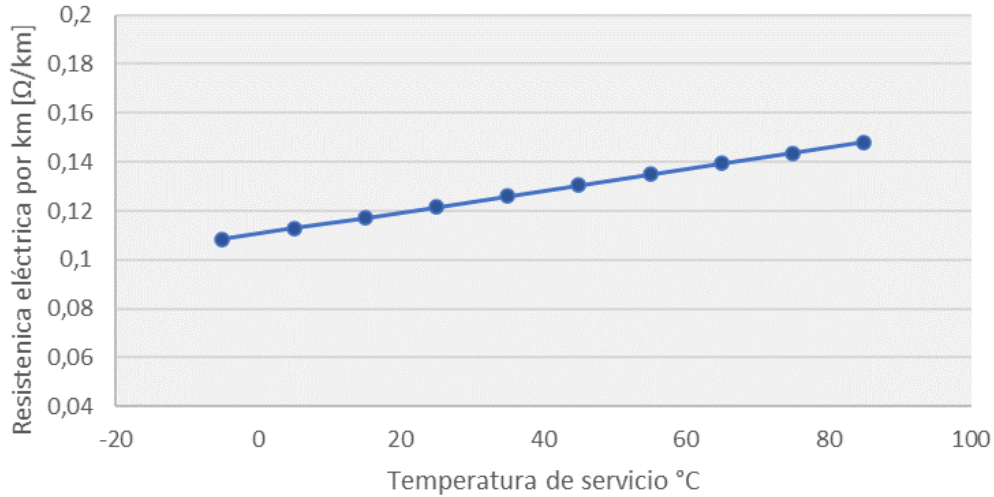


Figura 14 - Gráfica resistencia / km

#### 3.2.1.2 Efecto pelicular

El efecto pelicular se da por la variación del campo magnético, dichos campos son más fuertes en el centro del conductor que en la periferia; cuanto más grande es el conductor y cuanto más rápido varíen los campos magnéticos, más fuerte es el efecto pelicular. Es decir, el efecto pelicular da lugar a una reactancia inductiva mayor en el centro que en la periferia, que además es proporcional a  $\partial\Phi/\partial t$ .

$$R_{AC}' = R_{DC}' \cdot (1 + y_s) \quad [eq\ 3.2.2]$$

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8 \cdot x_s^4} \quad [eq\ 3.2.3]$$

$$x_s^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-7}}{R_{DC}'} \quad [eq\ 3.2.4]$$

Temperatura [°C]	Resistencia DC [Ω/km]	Factor Ys	Resistencia AC [Ω/km]
-5	0,1084	7,01E-09	0,1084
85	0,1481	3,75E-09	0,1481

Tabla 8 – Resumen resistencia

Se ha llegado a la conclusión de que el efecto pelicular es muy pequeño y apenas afecta al valor de la resistencia.

Por último, hay que mencionar que los valores calculados son la densidad de resistencia por cable, y existen tres fases dúplex, por lo que si se quiere calcular la resistencia total por línea hay que multiplicar por la longitud y el número de cables por fases.

### 3.2.2 REACTANCIA

La variación del campo magnético de las otras fases, se oponen al cambio de dirección del flujo de electrones de sus adyacentes, creando un efecto “bobina” que se opone al paso de corriente. A nivel industrial interesa calcular la reactancia inductiva para conocer la impedancia equivalente del circuito.

$$X_L' = \omega \cdot L' = 2\pi \cdot f \cdot L' \quad [eq \ 3.2.5]$$

$$L' = \left[ \frac{\mu}{2 \cdot n} + 2 \cdot \ln \left( \frac{D_e}{r_e} \right) \right] \cdot 10^{-4} \frac{H}{km} \quad [eq \ 3.2.6]^2$$

$n \equiv$  Número de cables por fase

$D_e \equiv$  Distancia media geométrica entre fases (mm)

$D_e \equiv$  Radio equivalente (mm)

$\mu \equiv$  Permeabilidad

La reactancia sólo depende de la configuración geométrica de la línea, de la distancia geométrica entre fases y el radio equivalente, ambos dados por las características de la torre de transporte.

Radio equivalente para un solo circuito dúplex:

$$r_e = \sqrt{r \cdot 2 \cdot R} \quad [eq \ 3.2.7]$$

---

<sup>2</sup> [3]

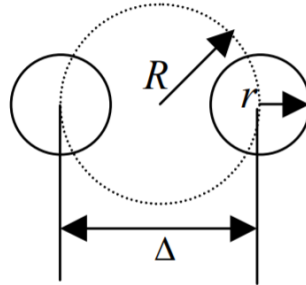


Figura 15 – Esquema radio equivalente

Distancia media geométrica entre fases para un solo circuito dúplex:

$$D_e = \sqrt[3]{d_{SR} \cdot d_{ST} \cdot d_{RT}} \text{ m [eq 3.2.8]}$$

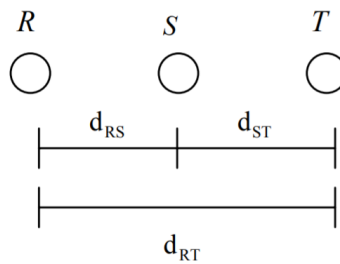


Figura 16 - Esquema media geométrica

Por lo tanto, la ecuación queda simplificada a:

$$L' = \left( 0,25 + 4,6 \cdot \log \left( \frac{D_e}{r_e} \right) \right) \cdot 10^{-4} \frac{H}{km} \text{ [eq 3.2.9]}$$

$$d_{RS} = \sqrt{b^2 + 4a^2} = 10,89 \text{ m}$$

$$d_{ST} = \sqrt{b^2 + (a + c)^2} = 11,68 \text{ m}$$

$$d_{TR} = \sqrt{4b^2 + (c - a)^2} = 11,04 \text{ m}$$

$$D_e = 11.198 \text{ mm}$$

Para calcular el radio equivalente, se necesita conocer la distancia entre conductores de la misma fase. A partir de la memoria de una línea eléctrica publicada por REE [4], se asume

que, entre conductores de una misma fase para conductores desnudos en alta tensión, debe haber una separación aproximada de 45 cm. Por lo tanto:

$$r_e = 70,036 \text{ mm}$$

$$L' = 10,399 \cdot 10^{-4} \frac{H}{km}$$

$$X_L' = 0,32668 \frac{\Omega}{km} \text{ por fase}$$

En teoría, la permeabilidad del material cambia con las condiciones del entorno, al igual que el del aire, pero dado que afecta muy poco al resultado final, vamos a suponer que la reactancia se mantiene constante. Por último, mencionar que el resultado obtenido es por fase, y que ya tiene en cuenta la disposición dúplex.

### 3.2.3 RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS DE LA LÍNEA

Temperatura [°C]	Resistencia [ $\Omega$ /km]	Reactancia [ $\Omega$ /km]
-5	0,1084	0,3267
85	0,1481	0,3267

*Tabla 9 - Resumen parámetros de la línea*

### 3.3 CAÍDA MÁXIMA DE TENSIÓN

Según la normativa, una línea de alta tensión no debería exceder una caída de tensión mayor del 5%. Por lo que se van a explorar los límites de operación que es capaz de absorber la línea.

### 3.3.1 LÍNEA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CARGA

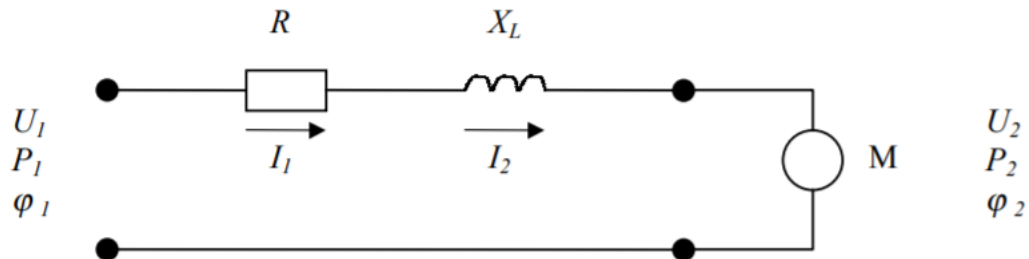


Figura 17 - Esquema equivalente bajo carga

En condiciones de funcionamiento, la carga que se conecte al final de la línea definirá el módulo y el ángulo de la intensidad, pudiendo ser esta de carácter óhmico, capacitivo o inductivo. Como no se conoce el factor de potencia, se va a calcular la caída de tensión en función del  $\cos \theta$ . Además, la caída de tensión también es función del valor de la resistencia, que varía según las condiciones de uso.

$$\Delta U_{\%} = \frac{P \cdot L}{10 \cdot U^2} \cdot (R'_{fase} + n \cdot X'_{cable} \cdot \tan \theta) \quad [eq \ 3.3.1]$$

$$\frac{I_{max} \cdot \sqrt{3}}{10 \cdot U} \cdot (R'_{fase} \cdot \cos \theta + n \cdot X'_{cable} \cdot \sin \theta) \quad [eq \ 3.3.2]$$

$P \equiv$  Potencia máxima que es capaz de transportar la línea [kW]

$\theta \equiv$  Ángulo entre tensión y corriente [°]

$L \equiv$  Longitud de la línea [km]

$U \equiv$  Tensión de la línea [kV]

$I \equiv$  Intensidad máxima en condiciones nominales [A]

Como se va a estudiar casos límites, se va a utilizar la máxima corriente en condiciones nominales:

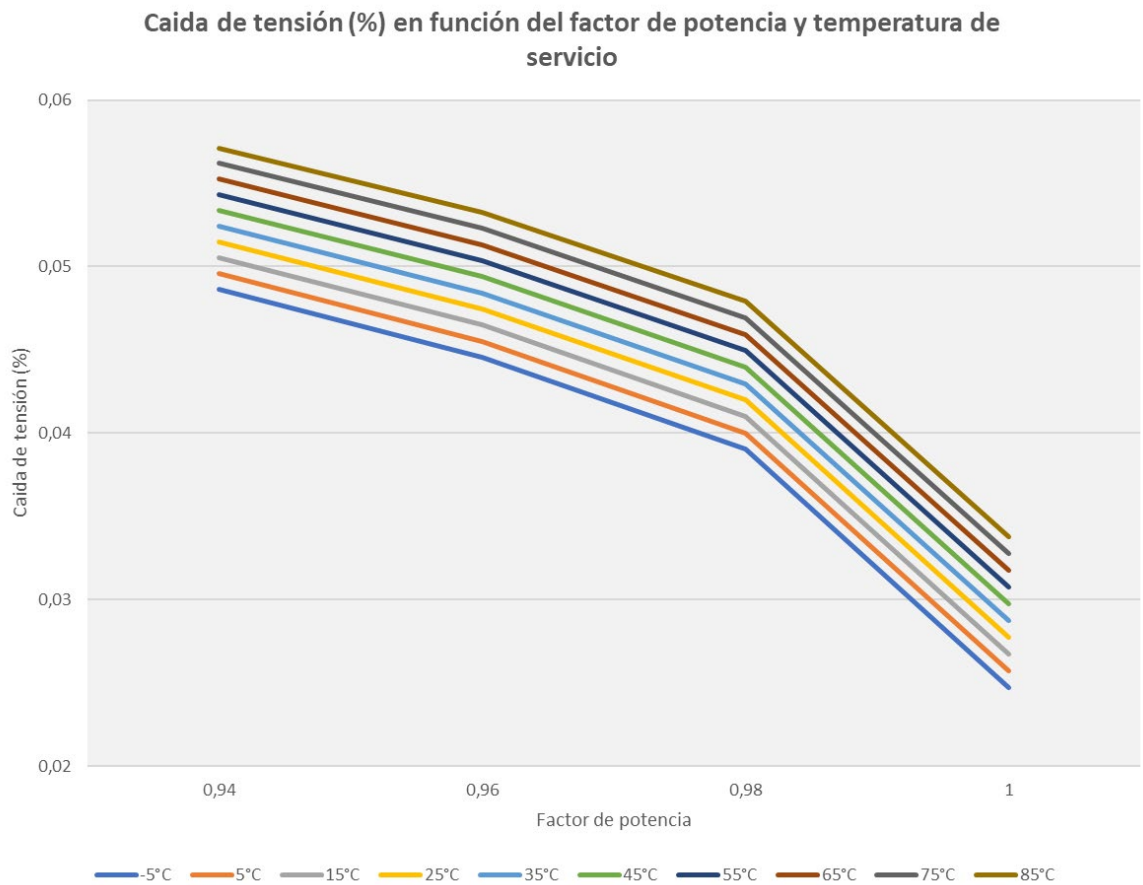


Figura 18 - Gráfica caída de tensión

Como se puede observar, al ser una línea tan corta, las caídas de tensión son casi despreciables. Por lo tanto, no hay límite en el factor de potencia aplicable para evitar que la caída supere el 5%.

### 3.3.2 LÍNEA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN VACÍO

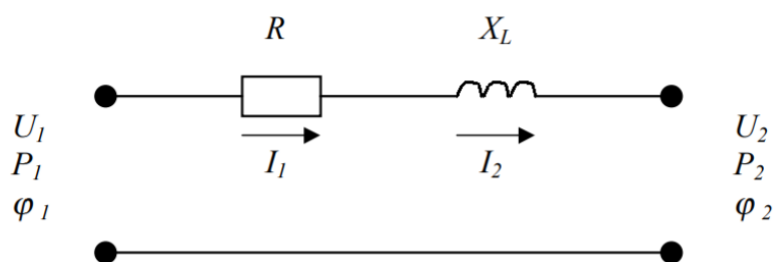


Figura 19 - Esquema equivalente en vacío

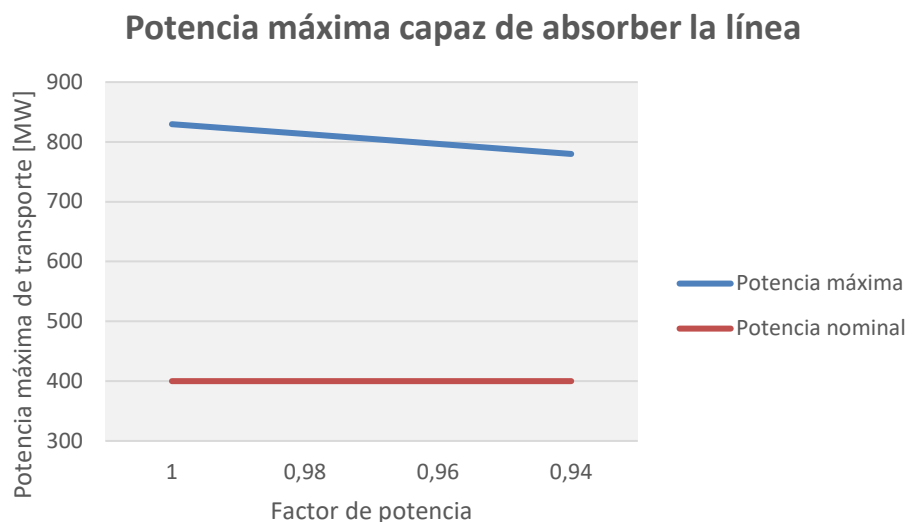


En vacío, la línea no presentaría caída de tensión alguna, ya que, aunque tuviera una fuente de generación, como se han despreciado las ramas transversales, no fluye corriente, por lo que no puede existir caída de tensión.

### 3.4 POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE

La potencia máxima de transporte ha de ser capaz de absorber la potencia aportada desde la subestación colectora.

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot I_{max} \cdot U \cdot \cos \theta \text{ kW [eq 3.4.1]}$$



*Figura 20 - Gráfica potencia en función del factor de potencia*

Dentro del margen del factor de potencia asignado, la línea no tiene ningún problema en desalojar la potencia de la subestación colectora, está más que sobredimensionada.

### 3.5 PÉRDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas, según procedimiento de operación de REE, no deben superar nunca el 3%, por lo que se tiene que verificar dicha condición. Existen varias causas que generan pérdidas, pero las dos más relevantes son el efecto Joule y el efecto Corona.

### 3.5.1 EFECTO CORONA

Aparece cuando el campo eléctrico del cable es capaz de romper la rigidez dieléctrica del aire, creando corrientes desde el conductor al ambiente. Por lo general, el efecto sólo suele darse con condiciones atmosféricas adversas y con un gradiente elevado de tensiones en la superficie del conductor. En teoría, al haber despreciado la conductancia, no podría existir efecto corona, pero aun así se va a calcular la tensión crítica dieléctrica mediante la fórmula de PEEK:

$$U_c = 84 \cdot r \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot \log \frac{DMG}{RMG} \quad [3.5.1]$$

$m_c \equiv$  Coeficiente de rugosidad (1 para conductores nuevos)

$m_t \equiv$  Coeficiente meteorológico (0,8 con tiempo húmedo y 1 con tiempo seco)

$RMG \equiv$  Radio equivalente del conductor

$DMG \equiv$  Distancia equivalente del conductor

$R \equiv$  Radio del círculo que contiene a los tres conductores

$\delta \equiv$  Densidad relativa del aire

Notar que el número de conductores ya se tiene en cuenta en el DMG y el RMG, calculados en el apartado 3.2.2, y también notar que ayuda a disminuir el efecto Corona. El factor de corrección del aire depende tanto de la temperatura como de la densidad de este:

$$\delta = \frac{3,921 \cdot h}{T + 273} \quad [3.5.2]$$

$h \equiv$  Presión barométrica en cm. de columna de mercurio

$T \equiv$  Temperatura del aire

Tanto la presión barométrica del aire y la temperatura cambian con el tiempo atmosférico, por lo que la densidad relativa del aire no es constante. Se han calculado los dos valores más extremos que se podrían dar:

Temperatura [°C]	$\delta$
-10	1,08
50	0,97

*Tabla 10 – Densidad relativa del aire en función de la T*

A partir de las condiciones del ambiente: temperatura, presión y densidad del aire; se han calculado as posibles tensiones críticas.

	mt max	mt min
$\delta$ max	675,37	540,10
$\delta$ min	606,37	485,09

*Tabla 11 – Matriz de tensiones críticas*

Aún en el caso más desfavorable, con calor y ambiente húmedo, la tensión crítica dieléctrica sigue siendo mayor que la tensión más alta de la línea, por lo que nunca llegaría a tener fugas por efecto corona.

### 3.5.2 PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE

Las pérdidas de potencia de este tipo son consecuencia de la resistencia real de la línea, y se manifiestan como calor.

$$P_{joule} = I^2 \cdot R \cdot 3 \cdot n \quad [3.5.3]$$

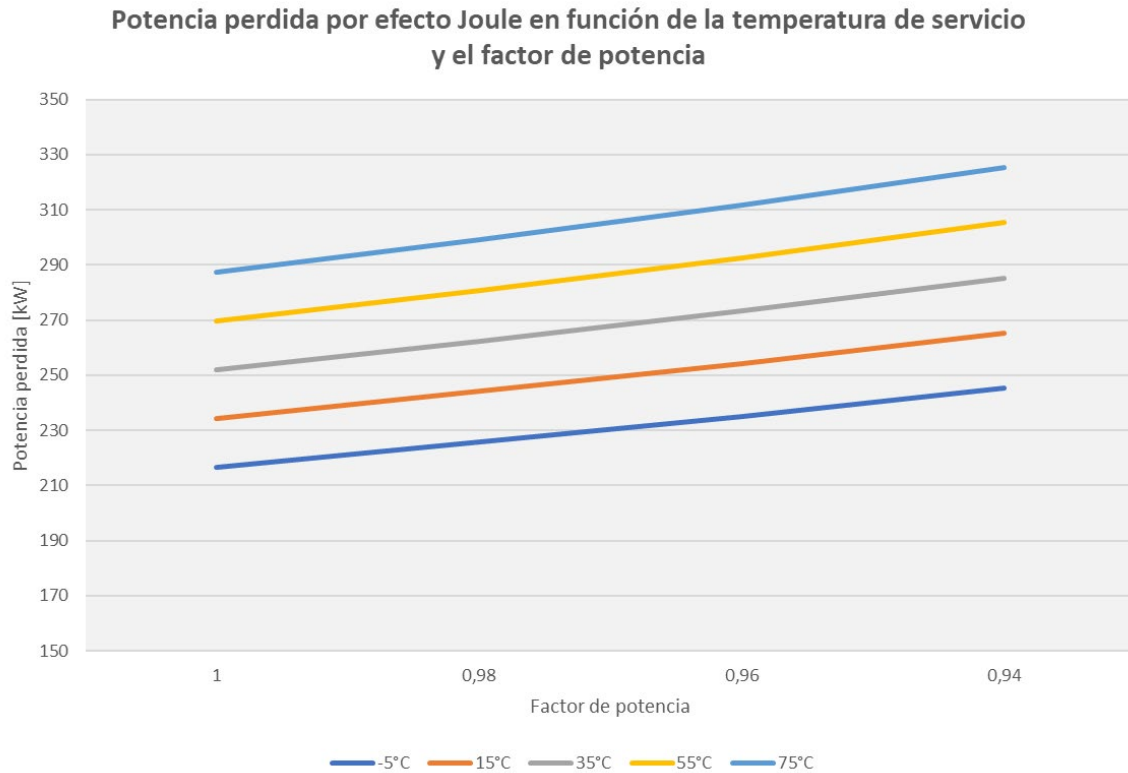


Figura 21 – Gráfica efecto Joule

Se han representado las pérdidas por el efecto Joule en función del rango posible de factores de potencia donde podría trabajar la línea y la temperatura de servicio.

### 3.5.3 RESUMEN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

En el peor de los casos, las pérdidas de la línea serían de 335,26 kW, que sólo representan el 0,8% de la energía transportada por la misma. Es verdad que no se han incluido todas las posibles pérdidas, pero son irrelevantes en comparación con las que produce el efecto Joule. Como están por debajo del 3%, la interconexión cumple con la normativa de límites de potencia.

## 3.6 CÁLCULOS AISLADORES

Por el emplazamiento la línea, la zona tiene un nivel de contaminación IV, ver tabla 14 de la ITC-LAT-07, lo que define la mínima línea de fuga admisible. Además, según la tabla 13

de la misma normativa, la cadena de aisladores debe poder soportar la tensión más elevada (420 kV) en régimen permanente y una tensión normalizada a los impulsos de tipo rayo de 1.425kV.

Sistema	Condiciones aislador
Tensión más elevada	420 kV
Tensión soportada a los implusos tipo rayo	1.425 kV
Nivel de contaminación	IV
Línea de fuga específica nominal mínima	31,0 mm/kV

*Tabla 12 – Datos nominales aislador*

En este apartado se va a calcular el número mínimo de aisladores necesarios para cumplir con la línea de fuga específica nominal mínima.

$$L_{fuga\ min} = U_{alta} \cdot L_{fuga\ específica\ nominal\ min} \text{ mm} \quad [eq\ 3.6.1]$$

$$N^{\circ}_{aisladores} = \frac{L_{fuga\ min}}{L_{fuga\ min\ aislador}} \quad [eq\ 3.6.2]$$

A partir de los datos nominales del aislador y las condiciones del proyecto:

$$L_{fuga\ min} = 13,020 \text{ mm}$$

$$N^{\circ}_{aisladores} = 34,26 = 35$$

El número de aisladores en la cadena ha de ser el número entero por encima más próximo al obtenido en los cálculos. 35 aisladores por cadena pueden parecer excesivos, pero hay que tener en cuenta que la línea es de A.T. y que el nivel de contaminación del ambiente es muy alto debido a la localización geográfica de la línea.

### **3.7 PUESTA A TIERRA**

Para prevenir un accidente ocasionado por sobretensiones, el sistema de puesta a tierra ofrece una ruta alternativa de baja resistencia para que el exceso de electricidad fluya hacia ella, un inmenso sumidero de energía. Una vez cableado correctamente, esto evita que los equipos eléctricos sufran daños. Por otro lado, verifica que los elementos que no deben estar en tensión, no lo estén, lo que a su vez evita que se produzcan descargas no deseadas.

Las conexiones a tierra de instalaciones en alta tensión vienen legisladas en el artículo 7 de la ITC-LAT-07. Para poder definir el aislante necesario para cada apoyo, se ha de clasificar cada torre según su ubicación en frecuentado o no frecuentado. En la tabla 1 ya se hizo tal cosa, y los dos apoyos de suspensión se consideran no frecuentados.

**Apoyos no frecuentados:** son los situados en lugares que no son de acceso público o donde el acceso de personas es poco frecuente.

Según la normativa, la puesta a tierra debe garantizar los siguientes criterios:

- 1) Resistencia a los esfuerzos mecánicos y a la corrosión
- 2) Resistencia desde un punto de vista térmico
- 3) Garantizar la seguridad de las personas con respecto a tensiones que aparezcan durante una falta a tierra
- 4) Proteger de daños a propiedades y equipos y garantizar la fiabilidad de la línea

A nivel de construcción, la puesta a tierra de los apoyos tiene dos sistemas de difusión de corriente. El primero mediante un anillo situado alrededor de cada apoyo y el segundo mediante un electrodo enterrado.

Anillo difusor: el anillo estará constituido por una zanja alrededor de cada apoyo de 0,40 metros de ancho y 0,60 metros de profundidad. En el caso de estar situado sobre zona agrícola, la profundidad será de 0,80 metros y en caso de estar situado sobre roca, la profundidad será de 0,4 metros.

Electrodo difusor: Son varillas de acero descarbonadas de 50 mm<sup>2</sup> de sección de 2 metros de longitud unidas mediante grapas de fijación y cable de cobre desnudo al montante del apoyo. Según indica el artículo 3 de la ITC-RAT 13.

## **4. DISEÑO DEL CENTRO DE MEDIDAS**

### **4.1 ANTECEDENTES Y FINALIDAD**

Como dicta el Real Decreto 110/2007 por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, es de obligado cumplimiento instalar un centro de medidas en fronteras entre generación, transporte y distribución; entre otros casos. Además, la orden TEC/1281/2019, con instrucciones técnicas complementarias al reglamento mencionado, establece en su apartado 3.1 que la estación de medidas debe ubicarse en la misma frontera, considerando como frontera una ubicación comprendida a menos de 500 metros de la subestación de REE si la línea tiene una tensión mayor de 132 kV. No obstante, en este proyecto estará contiguo a la parcela de la subestación “El Palmar”. Conforme a la tabla I recogida en el mismo real decreto, la frontera es de tipo I dado que por la línea circulan más de 12MVA en condiciones nominales.

La estación tiene como cometido conocer el estado de la red en el punto de medida. No sólo el nivel de tensión, intensidad, potencia activa, reactiva y frecuencia, pero también se busca conocer la “calidad” de la electricidad mediante el control de armónicos de la señal eléctrica. Indiferentemente de quien sea el responsable de la construcción y mantenimiento del centro, las medidas obtenidas se han de enviar a través de un sistema de comunicaciones a REE para que tengan la información necesaria para poder conocer y controlar el estado de la red.

### **4.2 EMPLAZAMIENTO**

El centro de medidas se situará en la parcela adyacente a la subestación de interconexión de REE, salvando las distancias de seguridad que procedan. Estará situada en una zona rústica en la pedanía “El Palmar”, por lo que se deberá tener en cuenta el impacto visual y medioambiental sobre el terreno cumpliendo con las recomendaciones del Ministerio de



Medioambiente; sin embargo, este tema se desarrollará más a fondo en el punto de alineaciones con objetivos sostenibles.

Dimensiones	
Largo	30 metros
Ancho	17 metros
Área	510 metros <sup>2</sup>
Perímetro	94 metros

*Tabla 13 – Dimensiones del centro de medidas*

### **4.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CENTRO DE MEDIDAS**

El centro de medidas constará de pararrayos para evitar sobretensiones, uno tipo autoválvula y otro de punta Franklin en el pórtico de entrada, un transformador de tensión y otro de intensidad por fase. La línea bajará del pórtico de entrada al centro de medidas, antes de llegar al transformador de tensión, se instalarán las autoválvulas, posteriormente saldrá una derivación al transformador de tensión, y a continuación la línea principal atravesará el transformador de intensidad. Por último, la línea subirá de nuevo para conectar con la subestación “El Palmar” a través de un pórtico situado a la salida de la estación de medidas. Ver plano de planta y perfil del centro para tener una mejor visión de este.

El circuito del secundario de tanto el transformador de tensión como el de intensidad acabará en la caseta de control, equipado con un armario de medidas y comunicaciones. La caseta de control sólo será una pequeña instalación prefabricada y cimentada dentro de la estación de medidas.

Según el artículo 3 de la orden TEC/1281/2019, en fronteras tipo I, es necesario obtener también una medida redundante o comprobante. Además, la normativa también impide que tal medida se realice con la misma aparenta que la medida principal. De tal manera, los transformadores estarán equipados de secundarios adicionales para alimentar la medida redundante.

Se dispondrá de un cierre perimetral formado por una valla metálica y una puerta para el acceso peatonal desde el exterior. Además, todo elemento ubicado a la intemperie deberá estar correctamente cimentado. Dichos elementos son: el pórtico de entrada y salida, los pararrayos, los transformadores de tensión, los transformadores de intensidad y la caseta de medidas.

Condiciones	Estación de medida
Altitud	432 m.s.n.m.
Zona a efectos de diseño	A
Temperaturas extremas	45°C / -20°C
Velocidad de viento de diseño	140 Km/h
Contaminación ambiental	Muy alto
Nivel de niebla	Medio
Corriente de corto	50 kA
Tiempo de corto	1 s
Sistema	Trifásico alterna
Frecuencia	50 Hz
Tipo de frontera	Tipo I

*Tabla 14 – Datos genéricos del centro de medidas*

El tiempo de corto es superior a los límites de la subestación colectora, por lo que es una doble medida de seguridad ante sobretensiones.

#### **4.4 PÓRTICOS**

Los pórticos, como se mencionó en el apartado 2.6.2, no son estructuras normalizadas en catálogos, sino que se dimensionan para cada proyecto a partir de perfiles normalizados. El diseño de tal estructura no es objeto de este TFG.

Tanto el pórtico de entrada como el de salida estará equipado con cadenas de aisladores a ambos lados. En el lado de la línea las cadenas serán de amarre, por lo que deberán tener un mayor poder de tracción que las utilizadas en los apoyos de suspensión; sin embargo, no se van a calcular los nuevos valores de tensión mecánica mínima admisible. Por el contrario, en el lado de la estación de medidas, las cadenas de aisladores tendrán las mismas

características que las empleadas en la línea, ya que no soportarán tensión mecánica adicional. Ver plano del pórtico para una mayor aclaración.

Los pórticos, al igual que los apoyos normalizados, deberán tener una correcta evacuación a tierra de posibles sobretensiones.

#### **4.5 EQUIPOS DE MEDIDA FISCAL**

Los equipos de medida fiscal se incluirán dentro de un armario alojado en la caseta de control. Conforme a la normativa mencionada más arriba, dado que es una frontera de tipo I, el sistema estará dotado de los siguientes elementos (cito directamente):

- I) Bloques de pruebas precintables homologados por REE a fin de que se puedan aislar y precintar independientemente cada aparato, sin afectar al resto del circuito de medida.
- II) Contador-registrador para medida a cuatro cuadrantes en trifásica desequilibrada a cuatro hilos clase 0,5 para reactiva y 0,2s para activa, homologados por REE.
- III) Módem telefónico GSM multipunto para acceso telefónico del SIMEL.
- IV) Analizador de redes.
- V) Switch de comunicaciones para salida en Modbus TCP hacia la unidad de control de subestación.

Gracias al módem GSM, la comunicación desde centro de medida está garantizada, ya que así el equipo de medida principal es capaz de enviar los datos recogidos a donde sea necesario. En el apartado de planos se adjunta el monofásico equivalente del sistema de medida, donde se podrá apreciar la colocación de los elementos.

Antiguamente, para valorar la calidad de la electricidad, era común instalar un analizador de redes por separado, pero en este proyecto el analizador de redes va incorporado directamente en el módulo de medidas principal y redundante.

## 4.6 INSTRUMENTOS DE 400 kV

A continuación, se listan las características comunes de la instalación:

Características eléctricas	
Instalación	<i>Exterior</i>
Frecuencia nominal	<i>50 Hz</i>
Tensión nominal	<i>400 kV</i>
Tensión mas elevada	<i>420 kV</i>
Intensidad nominal de la línea	<i>641,5 A</i>
Tensión de impulso tipo rayo	<i>1.425 kV</i>
Tensión de impulso maniobra	<i>1.050 kV</i>
Línea de fuga mínima	<i>31,00 mm/kV</i>

*Tabla 15 – Datos comunes elementos de alta tensión*

### 4.6.1 PARARRAYOS AUTOVÁLVULA

Son elementos destinados a absorber las sobretensiones producidas por rayos u otras causas que de otra manera descargarían sobre los aisladores, rompiendo el aislamiento y seguramente causando daños sobre el equipo. Los pararrayos tipo autoválvula están siempre conectados a tierra mediante una resistencia variable con la tensión, de tal manera que cuando se trabaja a tensión nominal actúan como un circuito abierto y cuando la tensión supera los rangos de seguridad, el circuito equivalente actúa como un corto, descargando la diferencia de potencial hacia tierra. La ruptura dieléctrica del material está calibrada para que se dé cuando la tensión supera los valores normales de funcionamiento de los elementos. A grandes rasgos, sólo existen dos tipos de autoválvulas según el material del que este compuesta la resistencia, las de óxidos de metales y las de carbono de silicio, en este caso se utilizará óxido de zinc.

En el catálogo de ABB se ha encontrado un tipo de pararrayo normalizado para las condiciones de funcionamiento del proyecto, el “EXILM P330 EH420”, por lo que será el instalado.

Pararrayos autoválvula	EXILM P330 EH420
Tensión más elevada	420 kV
Tensión máxima residual	823 kV
Corriente de clasificación	20 KA pico
Capacidad de cortocircuito	65 KA
Resistencia mecánica estática	2.500 Nm
Frecuencia	50 Hz
Revestimiento	330 kV
Distancia de fuga	XH420

*Tabla 16 – Datos nominales de los pararrayos autoválvula*

#### 4.6.2 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

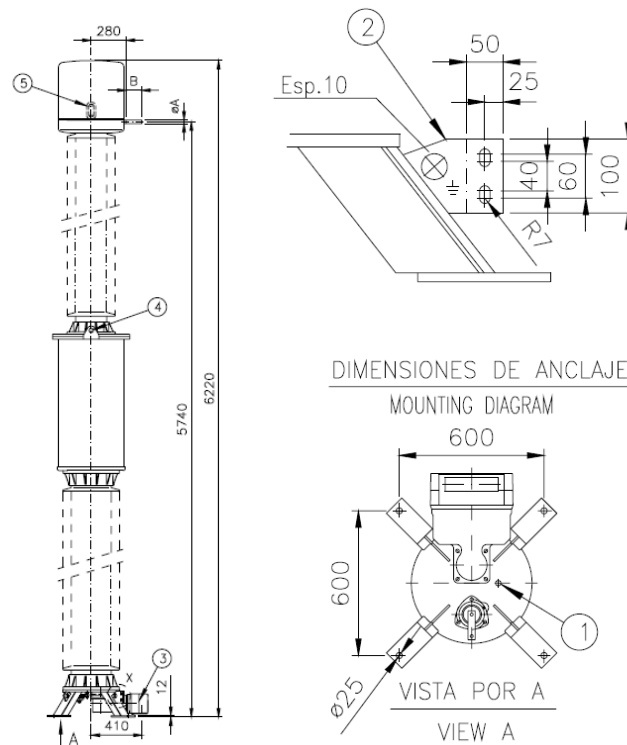
Los transformadores de tensión se emplean para cambiar la tensión de la línea gracias a los principios de inducción electromagnética. En función de la relación del bobinado, se obtiene una relación de transformación u otra. La tensión obtenida en el secundario es exactamente proporcional a dicha relación de transformación. En este caso se emplean para poder conectar los apartados de medida a BT, para la que están diseñados.

Los transformadores de tensión estarán ubicados al final de la línea tomando como referencia el punto de interconexión. Además, serán de tipo inductivo, cumpliendo con la norma UNE-EN 60044-2. Cumpliendo también con la normativa, el secundario tendrá una tensión nominal de 110:V3 voltios con una precisión mínima de 0,2 definida por el tipo de frontera. A partir de estas condiciones de diseño mínimas se ha encontrado en el catálogo de Artech un transformador compatible:

Transformador de tensión	
Modelo	CAH-420
Cantidad	3
Tensión de ensayo a frecuencia industrial primario	630 KV
Tensión de ensayo a frecuencia industrial secundario	3 KV
Norma	IEC 61869-3
Relación de transformación	396000/V3 voltios
Secundario 1	110/V3 20 VA CL 0,2
Factor de tensión	1,2 Un 1,5 uN 30 s
Aislador	Porcelana marrón
Terminal primario	AL Ø30*80
Borne secundario	Latón M8
Terminal de tierra	Ver plano

*Tabla 17 – Datos nominales de los transformadores de tensión*

Hágase notar el secundario puede tener varias tomas extras para fines diferentes a la medida fiscal obligatoria, por ejemplo, para medidas internas, calidad de suministro, protecciones, etc. Pero en este proyecto sólo se utilizarán para alimentar el centro de medidas principal y el redundante.



DESCRIPCION  
DESCRIPTION

- 1.- Toma de muestras de aceite  
Oil sampling valve/Oil filling plug
- 2.- Toma de tierra  
Earthing terminal
- 3.- Caja de bornes secundarios  
Secondary terminal box
- 4.- Canchamo de elevaci?n ø30  
Elevation eyebolt
- 5.- Indicador de nivel

#### **4.6.3 TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD**

Al igual que los transformadores de tensión, los transformadores de intensidad se basan en el principio de inducción electromagnética, se emplean para cambiar la corriente que circula por el secundario del transformador. No obstante, el diseño ingenieril no es el mismo que con los transformadores de tensión.

La intensidad obtenida en el secundario es exactamente proporcional a relación de transformación dada por la relación de bobinado entre primario y secundario. En este caso se emplean para poder conectar los apartados de medida a BT, para la que están diseñados.

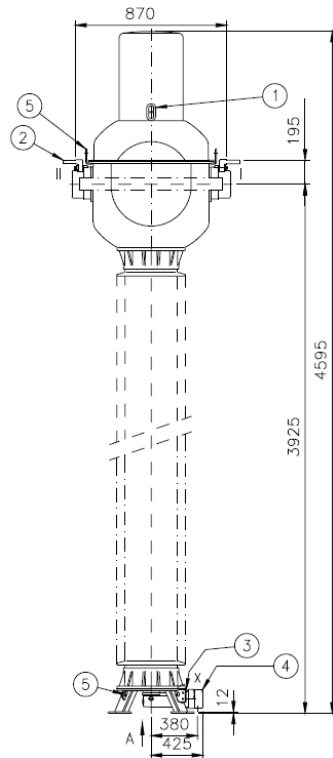
Los transformadores de intensidad estarán ubicados al principio de la línea tomando como referencia el punto de interconexión. Cumpliendo con la normativa, el secundario tendrá una intensidad nominal de 5 amperios con una precisión mínima de 0,2S definida por el tipo de frontera. Por último, los transformadores se dimensionarán a partir de la UNE-EN 60044-1. Definidas las condiciones de diseño mínimas se ha encontrado en el catálogo de Artech un transformador compatible:

<b>Transformador de intensidad</b>	
Modelo	CAH-420
Cantidad	3
Tensión de ensayo a frecuencia industrial primario	630 KV
Tensión de ensayo a frecuencia industrial secundario	3 KV
Norma	IEC 61869-2
Relación de transformación	1000-2000/5 A
Secundario 1	5A 20 VA cl 0,2s Fs 5
Gama extendida	120%
Intensidad térmica	50/1 s
Intensidad dinámica	125 KA
Aislador	Porcelana marrón
Terminal primario	Cobre plateado 125*125
Borne secundario	Carril din Phenix UT-10
Toma tg delta	Sí
Toma capacitiva de tensión	No
Terminal de tierra	Ver plano

*Tabla 18 – Datos nominales los transformadores de intensidad*

Hágase notar que al igual que con el transformador de tensión, el secundario puede tener varias tomas extras para fines diferentes a la medida fiscal obligatoria, por ejemplo, para medidas internas, calidad de suministro, protecciones, etc. Pero en este proyecto sólo se utilizarán para alimentar el centro de medidas principal y el redundante.

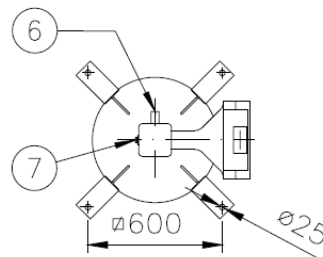




DESCRIPTION

- 1.- Indicador de nivel  
Oil level indicator
- 2.- Borne primario  
Primary terminal
- 3.- Toma de tierra  
Earthing terminal
- 4.- Caja de bornes secundarios  
Secondary terminal box
- 5.- Cancamo de elevaci?n  
Elevation eyebolt
- 6.- Toma de muestras de aceite  
Oil sampling valve/Oil filling plug
- 7.- Toma tang.Ø

VISTA POR A / VIEW A



#### **4.7 SERVICIOS AUXILIARES**

Se solicitará a REE una toma de corriente para alimentar los aparatos de medida directamente desde la subestación “El Palmar”, situada a escasos metros de la estación. Si no se concediera dicho permiso, se tendría que dotar la instalación de otro secundario adicional compatible con la alimentación de BT de los aparatos.

## 4.8 CABLEADO

### 4.8.1 CABLEADO ALTA TENSIÓN

La línea de alta tensión dentro de la estación de medidas seguirá utilizando el mismo conductor que se definió para la línea de interconexión, el ASCR-LA 280. Descrito en el apartado 2.4.

### 4.8.2 CABLEADO BAJA TENSIÓN

Para las conexiones en BT se utilizará un conductor cobre. La sección del conductor tendrá que ser la adecuada para aguantar los flujos de corriente durante el servicio. Los criterios de diseño serán los mismos que para el cable de alta tensión: Intensidad máxima admisible, intensidad de cortocircuito y caída de tensión máxima admisible.

En las instrucciones técnicas complementarias TEC/1281/2019, se definen ya las secciones mínimas a emplear en función de para que esté destinado el cable en cuestión:

Cableado de control	Circuitos de fuerza y alumbrado	Circuitos de tensión	Circuitos de corriente
1,5 mm <sup>2</sup>	2,5 mm <sup>2</sup>	2,5 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup>

*Tabla 19 – Resumen sección cable de baja*

## 4.9 RESISTENCIAS DE CARGA

Los transformadores están normalizados, de tal manera que se ha escogido el transformador con menor potencia nominal del catálogo, pero, aun así, la capacidad de flujo de potencia del transformador elegido es mucho mayor que la consumida por el centro de medidas. Para asegurar una correcta precisión de los aparatos conectados al secundario de los transformadores de tensión, este debe trabajar por encima de su carga de precisión, como mínimo el transformador debe trabajar por encima del 50% de su capacidad, por lo que se deben conectar resistencias de carga para consumir la potencia necesaria para trabajar por encima del valor crítico mencionado.

En condiciones de funcionamiento normales, la propia línea del secundario consume potencia, hoy en día, mediante programas especializados, es muy fácil calcular la potencia exacta que consume el secundario en función de los parámetros del conductor y las características de los aparatos de medida. Para simplificar el proceso, ya que no se tiene acceso a ese tipo de programas, se va a asumir que la potencia máxima que se consume en el lado de baja es de 10 VA.

Por lo tanto, se van a dimensionar las resistencias para otros 10VA, que asegura que siempre se trabaje por encima del 50% de la potencia nominal del transformador. La carga que se quiere añadir al TT viene dada por la ley de Ohm (hay que tener en cuenta que es potencia trifásica):

$$VA = \frac{V^2}{R}$$

$VA \equiv$  Potencia consumida por las cargas

$V \equiv$  Tensión del secundario

$R \equiv$  Valor de las resistencias

$$R = 404,29 \Omega$$

Se conectará una resistencia comercial de lastre de 404,29  $\Omega$ . La resistencia se colocará de manera que compense el sistema trifásico, por lo que se conectarán 135,76  $\Omega$  por fase, de manera simétrica.

## **4.10 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

### **4.10.1 DESCRIPCIÓN GENERAL**

Se enterrará una malla difusora a una profundidad aproximada de 0,6 metros por debajo de todo el recinto de la estación de medidas para aumentar la capacidad de propagación. De hecho, el mallado acabará un metro por delante de la valla que encierra al centro. El conductor de tierra del circuito, incluyendo la tierra de la autoválvula, además de todos los

elementos metálicos: las carcasas de los elementos, la puerta metálica de la caseta, la valla, etc. se conectarán al mallado.

A continuación, se procederá a dimensionar la red de tierras inferiores considerando que los valores máximos de tensión de contacto y de paso calculados no deben sobrepasar los valores máximos admisibles que establece la norma. También se comprueba que la sección del cable soporta la intensidad de cortocircuito a disipar por la malla

#### 4.10.2 SECCIÓN MÍNIMA DEL CONDUCTOR

Datos de partida	
Intensidad de falta	12.228 A
Tiempo de falta	1 segundo
Resistividad monocapa del terreno	200 $\Omega m$
Espesor de capa de grava uniforme	0,1 m
Resistividad superficial de grava uniforme	3.500 $\Omega m$

*Tabla 20 – Hipótesis de calculo puesta a tierra*

Los datos del terreno se han modelado según lo indicado en “IEEE Guide for Instrumentation Control Equipment Grounding in Generating Stations” [5]. La intensidad de falta monofásica viene dada en el “Informe anual de cortocircuito en la red de transporte del sistema eléctrico peninsular”, donde todos los años REE publica la intensidad de falta en cada nudo del sistema eléctrico peninsular, concretamente se ha cogido como referencia el dato del último informe disponible, 2019. Por último, el tiempo de cortocircuito se ha aumentado a 1 segundo, más alto que el tiempo de falta de la subestación de interconexión de REE según el apartado 5 de la ITC-RAT 13. Por lo tanto, los valores están del lado de la seguridad.

El apartado 3.1 de la ITC-RAT 13 estipula que, con una duración de fallo de 1 segundo, no se podrán superar los 160 A/mm<sup>2</sup> para tampoco superar el límite térmico de 200°. Además, en un mallado, la corriente siempre tiene al menos dos caminos para propagar la corriente, por lo que se puede asumir que la corriente de falta es la mitad. En tal caso, se puede deducir que la sección mínima del conductor del mayado es:

$$S_{min} = \frac{12228}{\frac{2}{160}} = 38,21 \text{ mm}^2$$

Por último, también se establece en la norma, que en los casos donde no hay riesgo de incendio, se puede relajar la norma, dividiendo el resultado obtenido por 1,2:

$$S_{min} = 31,84 \text{ mm}^2$$

No obstante, para mantener un mayor nivel de seguridad, se ha escogido una sección de **50 mm<sup>2</sup>** para el conductor de las líneas de tierra. Superando el límite fijado por el apartado 3.4 de la ITC-RAT que obliga a tener una sección mínima de 50 mm<sup>2</sup> en las líneas de tierra.

### 4.10.3 VERIFICACIÓN DE LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO

#### 4.10.3.1 Tensiones de paso y contacto máximas admisibles

El MIE-RAT 13, estipula que las tensiones de paso y contacto máximas admisibles son:

$$U_p = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left( 1 + \frac{2 \cdot Ra1 + 6 \cdot \rho'}{1000} \right) = 34.486,28 \text{ V}$$

$$U_c = U_{ca} \cdot \left( 1 + \frac{\frac{Ra1}{2} + 1,5 \cdot \rho'}{1000} \right) = 1.015,16 \text{ V}$$

$U_{ca} \equiv$  Tensión de contacto aplicada admisible

$Ra1 \equiv$  Resistencia equivalente del calzado de un pie

$\rho' \equiv$  Resistencia aparente corregida con el factor  $C_s$

$\rho \equiv$  Resistividad del terreno

$h_s \equiv$  Grosor de la gravilla

$$\rho' = \rho \cdot C_s$$

$$C_s = 1 - 0,106 \cdot \left( \frac{1 - \frac{\rho}{\rho'}}{2 \cdot h_s + 0,106} \right) = 0,66$$

#### 4.10.3.2 Cálculo de la resistencia equivalente de puesta a tierra

Para el cálculo de la resistencia equivalente de puesta a tierra de la malla, se utiliza la fórmula de Sverak, definida en la IEEE 80/2000.

$$R_g = \rho \cdot \left( \frac{1}{LM} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot A}} \cdot \left( 1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right)$$

$\rho \equiv$  Resistividad del terreno natural

$LM \equiv$  Longitud del conductor de malla

$A \equiv$  Área cubierta por la red

$h \equiv$  Profundidad del enterramiento

Para poder continuar, se ha de definir la geometría del mallado, como hipótesis de construcción se va a tomar:

Geometría del mallado	
Ancho	19 metros
Largo	32 metros
Distancia media entre conductores	4 metros
Longitud total del conductor de malla	355 metros
Profundidad del enterramiento	0,6 metros

Tabla 21 – Dimensiones del mallado de puesta a tierra

Por lo tanto:

$$R_g = 1,13 \Omega$$

#### 4.10.3.3 Determinación de las corrientes de defecto para el cálculo de las tensiones de paso y contacto

Para calcular las tensiones de paso y contacto no se va a emplear la corriente de defecto calculada anteriormente para hallar la sección mínima del cable de tierra, sino que se va a volver a calcular la corriente de defecto por el mallado según se indica en el artículo 5 de la ITC-RAT 13, ya que la primera corriente de falta calculada tomaba muchas simplificaciones del lado de la seguridad, por lo que si se utilizara dicho valor podría hacer pensar que el sistema de puesta a tierra no está correctamente dimensionado. La normalización de IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) también ofrece otro método de cálculo posible, pero en este caso se seguirán los procedimientos españoles.

La normativa mencionada permite considerar que sólo parte de la corriente de falta se disipa por el electrodo de la estación de medidas, ya que el resto desaparece hacia ambos lados del cable de tierra.

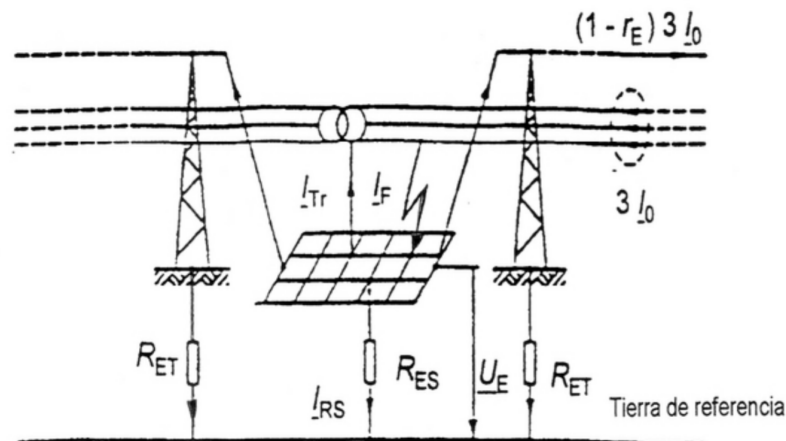


Figura 22 – Esquema de puesta a tierra

$$I_{RS} = I_f \cdot S_f$$

El coeficiente  $S_f$  viene dado por el número de líneas que salen de la estación, que en este caso son solamente dos, por la resistencia equivalente de la malla, calculada en el apartado anterior, y, por último, la impedancia equivalente de puesta a tierra, que se va a sumir la

misma a ambos lados de  $15\Omega$ , que es el valor más habitual. En las gráficas adjuntas en el manual, se puede obtener el valor sin ningún cálculo para las condiciones de nuestra estación.

$$S_f \approx 20\%$$

Por lo que se puede asumir que la corriente disipada por la malla de tierra es:

$$I_{RS} \approx 2.445,6 \text{ A}$$

#### 4.10.3.4 Cálculo de tensiones de paso y contacto

Para el cálculo de tensiones de paso y contacto se va a emplear la norma IEEE-80-2000, donde se dan las fórmulas a emplear:

$$E_p = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_{RS}}{0.75 \cdot LM}$$

$$E_c = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_{RS}}{LM}$$

$K_m$  y  $K_i$  son pasos intermedios que se obtienen mediante otras ecuaciones descritas en la norma:

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \text{Ln} \left( \frac{E_{medio}^2}{16h \cdot d} + \frac{(E_{medio} + 2h)^2}{8 \cdot E_{medio} \cdot d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \text{Ln} \left( \frac{8}{\pi \cdot (2n - 1)} \right) \right]$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{n}{2}}}$$

$$K_h = \sqrt{1 + h}$$

$E_{medio} \equiv$  Distancia media entre conductores

$d \equiv$  Diámetro del conductor ( $50\text{mm}^2$ )

$h \equiv$  Profundidad del enterramiento

$$K_i = 2,04$$



$$K_m = 0,68$$

$$K_{ii} = 0,62$$

$$K_h = 1,26$$

Por lo tanto, teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el apartado anterior, las tensiones de paso y contacto que se obtienen valen:

$$E_p = 633,08 \text{ V}$$

$$E_c = 895,53 \text{ V}$$

#### ***4.10.3.5 Conclusión puesta a tierra***

	Calculada	Admisible
Paso	633,08 V	34.486,28 V
Contacto	895,53 V	1.015,16 V

*Tabla 22 – Resumen de cálculos de tensión de paso y contacto*

Las tensiones de paso y contacto para el diseño de puesta a tierra del centro de medidas cumplen con los límites de operación, por lo que es un dimensionamiento factible. En otras palabras, la malla es capaz de disipar la intensidad de falta cumpliendo los criterios de protección definidos en la IEEE y la ITC-RAT 13.

## 5. ESQUEMAS Y PLANOS

En este apartado se adjuntan planos como material de apoyo para conseguir una mejor comprensión del trabajo. Muchos de los planos aquí presentados no reflejan con total exactitud la instalación, pero sirven para representar la obra a hacer. De hecho, ya que no es un documento vinculante, solo se ha cuidado el aspecto ingenieril, no la formalidad de los planos.

### 5.1 ESQUEMA DE LA LÍNEA

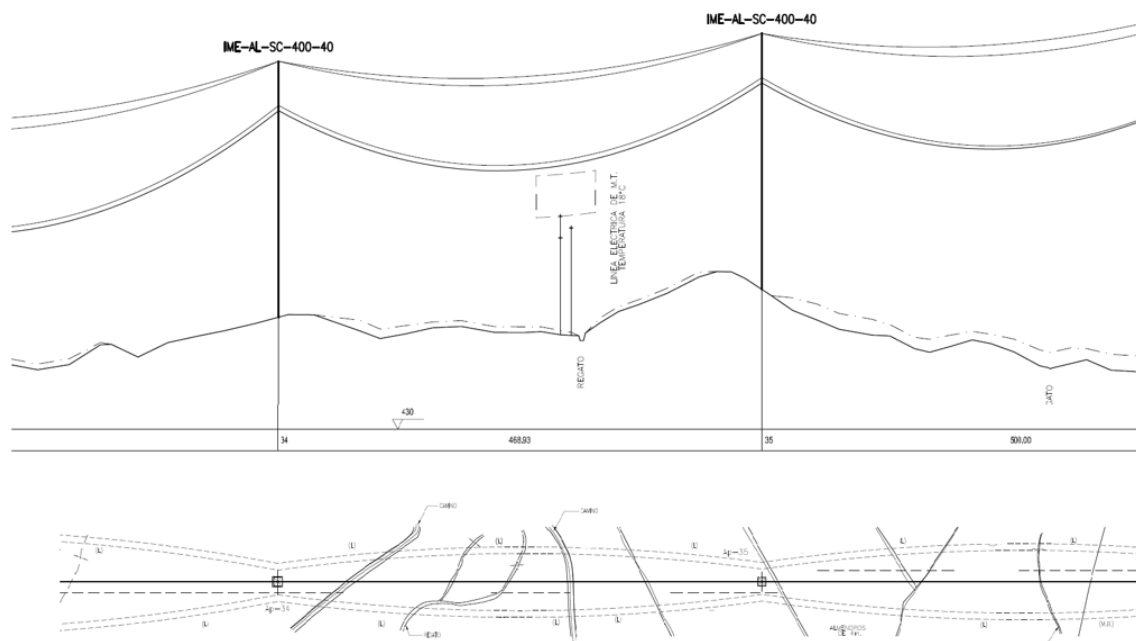


Figura 23 – Esquema de la línea

## 5.2 ESQUEMA UNIFILAR DE LA ESTACIÓN DE MEDIDAS

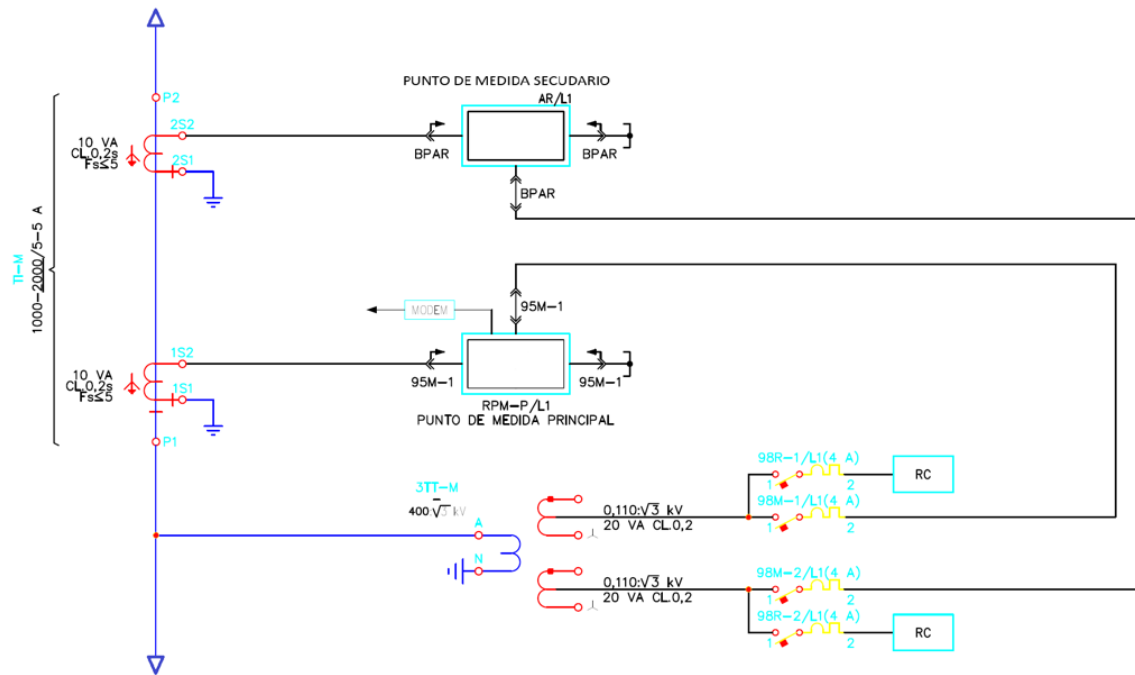


Figura 24 – Esquema unifilar del centro de medidas

## 6. ELABORACIÓN DEL PRESUPUESTO

En este apartado se elaborará un presupuesto aproximado del proyecto. Se ha de tener en cuenta que no se puede realizar un presupuesto con precisión sin que las compañías faciliten los precios de los diferentes materiales y servicios. Por lo que este análisis económico tendrá como base otros similares:

Código	Descripción	Cantidad	Precio aprox.	Importe aprox.
1	Apoyo metálico de celosía IME-SC-D-400 Suministro de apoyo metálico galvanizado de celoía para L.A.A.T 400 kV. Incluido material de peusta a tierra de apoyo y placa de peligro	2,00	25.000,00	50.000,00
2	Conductor aluminio acero LA-280 (Hawk) fase dúplex Conductor de aluminio-acero, tipo LA-280 (HAWK) en fase dúplex, incluso p.p. de amortiguadores tipo stockbridge, separadores de fase semi-rígidos con elátomeros, tendido y conexionado. Precio por metro.	3.000,00	7,00	21.000,00
3	Conductor fibra óptica OPGW Conductor de fibra optica, tipo OPGW-15 de 80 fibras, incluso p.p. de amortiguadores tipo stockbrigde, p.p. de cajas de empalmes, tendido y conexionado. Precio por metro.	1.000,00	4,00	4.000,00
4	Cadena de amarre para fase duplex, completamente instalada 4 grilletes rectos; 1 eslabóm plano; 1 yugo triangular dúplex; 1 descargador DI-37/24/20; 2 aisladores de composite U160AB380P; descargador RA-50/28; 2 rótulas horquilla; 1 yugo rectangular separador dúplex; 2 horquillas reviradas; 2 alargaderas / tensor de corredera; 2 grapas de compresión.	9,00	600,00	5.400,00
5	Cadena de suspensión para fase duplex Completamente instalado: 6 grilletes rectos; 2 alargaderas planas; 2 rótulas horquilla; 1 yugo doble dúplex; 2 horquillas reviradas; 2 grapas de suspensión armada; 2 aisladores de composite U160AB380P;	6,00	600,00	3.600,00
6	Conjunto de amarre cable tierra-óptico Completamente instalado: 2 grilletes normales; 2 eslabones revirados; 2 tensores de corredera; 2 horquillas guardacabos; 2 retenciones preformadas de amarre; 2 empalmes de protección; 2 grapas de conexión paralela; 1 grapa de conexión sencilla;	10,00	600,00	6.000,00

7	Cruzamiento con LAAT existente Cruzamiento con línea aérea de alta tensión existente, realizado con gruas todoterreno, incluido protecciones, mano de obra y medios auxiliares.	1,00	2.300,00	2.300,00
8	Mano de obra montaje de apoyos y accesorios Tendido de conductores y conexionado de LAAT	1,00	70.000,00	70.000,00
9	Baliza P/LA-280 (Salvapájaros) Dispositivos anticolidión. Totalmente instalado	100,00	11,00	1.100,00
10	Parque intemperie para medida principal Aparamente electrica de Parque de 400 kV para medida principal de la Central Solar, de tipo intemperie, contemplando los siguientes elementos: botellas terminales de exterior, pararrayos autovalvulares, aisladores de apoyo, transformadores de intensidad y transformadores de tensión, i/pp de sistema de puesta a tierra, aparamenta eléctrica, estructuras metálicas y pórticos.	1,00	280.000,00	280.000,00
11	Mano de obra montaje equipos medida principal Mano de obra para montaje y conexionado de equipos eléctricos para medida principal	1,00	70.000,00	70.000,00
12	Obra civil: Excavación apoyo metálico de celosía Excavación con medios mecánicos de apoyo metálico galvanizado de celosía para L.A.A.T. 400 kV., incluido cimentación con hormigón HM-20 y ejecución de accesos.	2,00	3.500,00	7.000,00
13	Obra civil: Instalación de medida principal Obra civil para instalación de medida principal de central solar comprendiendo los siguientes trabajos: Ejecución de movimiento de tierra para construir la plataforma de la instalación sobre la que se montarán todos los equipos; Ejecución de cimentaciones para edificios prefabricados y aparamentas de exterior tales como interruptores seccionadores, trafos de tensión, trafos de intensidad, soportes de barras, etc...; Ejecución de galerías/atargeas subterráneas; Ejecución de viales de circulación y vallado perimetral de instalación	1,00	90.000,00	90.000,00
<b>Total ejecución proyecto</b>				<b>610.400,00 €</b>

## 7. REFERENCIAS

- Energy Development and Power Generation Committee of the IEEE Power Engineering Society. (1996). *IEEE Guide for Instrumentation Control Equipment Grounding in Generating Stations*. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- ICAI. (s.f.). Apuntes de la carrera, sobre todo de máquinas eléctricas y sistemas de la energía eléctrica.
- Ministerio de ciencia y tecnología. (2003). *Cálculo de caídas de tensión*. Obtenido de [http://www.construmecum.com/docsnormativa/2716\\_121.pdf](http://www.construmecum.com/docsnormativa/2716_121.pdf)
- Ministerio de industria, energía y turismo. (2014). *Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC RAT 01 a 23*. BOE.
- Real Decreto 223/2008. (2008). *Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09*. BOE. Recuperado el 2021, de <https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/lineas-alta-tension/Documents/guia-itc-lat-07-rev-2.pdf>
- REE. (2006). *ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL DE LA LINEA ELECTRICA A 400 kV MORELLA - LA PLANA 2*. Obtenido de [https://www.ree.es/sites/default/files/04\\_SOSTENIBILIDAD/Documentos/tramitacion\\_ambiental/EIA/Documento%20Inicial%20Ampliacion%20Subestacion%20La%20Plana%20400%20kV.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/04_SOSTENIBILIDAD/Documentos/tramitacion_ambiental/EIA/Documento%20Inicial%20Ampliacion%20Subestacion%20La%20Plana%20400%20kV.pdf)

- REE. (2019). *Informe Anual de la Corriente de Cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular*.
- Rosas, R. M. (2002). *Cálculo de líneas y redes eléctricas*. Barcelona: Ediciones UPC.  
Obtenido de <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.3/36744/9788498800340.pdf>
- Sapiensman. (s.f.). *Conceptos de electrotecnia para aplicaicones industriales*. Obtenido de <http://www.sapiensman.com/electrotecnia/problemas3.htm>
- Structuralia. (s.f.). *Aisladores en líneas eléctricas: materiales, tipos y características principales*. Recuperado el 2021, de <https://blog.structuralia.com/aisladores-en-lineas-electricas-materiales-tipos-y-caracteristicas-principales>
- Unión Fenosa. (2013). *Norma de Medidas AT Unión Fenosa Distribución Especificación particular*. Obtenido de <https://www.ufd.es/wp-content/uploads/2018/08/NORMADEMEDIDASATUFD-v1.pdf>
- Wikipedia. (s.f.). *Skin effect*. Recuperado el 2021, de [https://en.wikipedia.org/wiki/Skin\\_effect](https://en.wikipedia.org/wiki/Skin_effect)
- Yenumula, S. K. (2017). *Design of Electrical Transmission Lines: Structures and Foundations*. Londres: CRC Press.

## ANEXO A – ALINEACIÓN CON OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El proyecto no sólo persigue los objetivos formales propuestos al inicio del mismo, sino que se ha intentado cumplir de manera paralela con algunos de los objetivos de desarrollo sostenible desarrollados por Naciones Unidas.



Producido en colaboración con TROLLBACK + COMPANY | TheGlobalGoals@trollback.com | +1212.529.1010  
Para cualquier duda sobre la utilización, por favor comuníquese con: dpicampaigns@un.org

En concreto, el 25 de septiembre de 2015, los líderes mundiales aprobaron 17 objetivos con el fin de convertir el planeta en un mundo sostenible y viable a largo plazo. El plan de acción desarrollado por los estados miembro de Naciones Unidas se compromete mediante la colaboración de organismos públicos y entidades privadas a satisfacer el total de 169 metas definidas antes de 2030.



La ejecución de este proyecto no ha sido ajena a los ODS de la ONU, por lo que los objetivos ingenieriles se han alineado con los objetivos sostenibles:

**Energía asequible y no contaminante:** Es más que evidente la aportación de este TFG en el largo camino de convertir a la electricidad en energía limpia, sostenible y asequible para todo el mundo. Por un lado, la energía fotovoltaica es verde, sostenible a largo plazo, se limita a recoger la radiación emitida por el sol, por otro, es una inversión muy económica con apenas gastos en mantenimiento durante la vida útil del parque. De hecho, aunque la ubicación y demás variables influyen, en términos generales es la fuente de generación de energía más barata por kW instalado.

**Vida de ecosistemas terrestres:** En concreto en este proyecto, se han instalado Salvapájaros para evitar que estos choquen con las líneas aéreas.

**Igualdad de Género:** Las investigaciones han demostrado que las mujeres quieren marcar la diferencia en el mundo. Por ejemplo, la Asociación Americana de Mujeres Universitarias realizó un estudio en el que se constató que las mujeres valoran más las carreras que implican ayudar y trabajar con otras personas. En Harvey Mudd College de California se puso en práctica creando cursos de informática e ingeniería que hacían hincapié en la colaboración y la resolución de problemas. Funcionó; desde entonces, la universidad ha graduado clases de ingeniería e informática con mayoría de mujeres. En Dartmouth College tuvo un éxito similar gracias a un programa de ingeniería que hace hincapié en la resolución de problemas, la colaboración y el apoyo a los estudiantes. El enfoque histórico de los cursos de entrada a la ciencia, las matemáticas y la ingeniería de "eliminar" a los estudiantes ahuyentó a las mujeres; ahora tenemos que centrarnos en cómo incluir a todos.

**Producción y consumo responsable:** A la hora de elegir los fabricantes de los diferentes componentes se ha tenido en cuenta que cumplan con códigos sostenibles: Reciclaje, Reutilizar y Reducir la cantidad de material.

**Acción por el clima:** El proyecto descrito en el presente documento promueve el uso de energías renovables, por lo que se alinea con las metas definidas por el acuerdo de Paris. Es decir, cumple las expectativas del objetivo de acción por el clima propuesto por la ONU.