

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA  
INDUSTRIAL

**TRABAJO FIN DE GRADO**

***INFLUENCIA DE LOS PARÁMETROS DE  
DISEÑO DE UNA TORRE DE ALTA TENSIÓN  
EN EL CÁLCULO DE LÍNEAS AÉREAS***

**Alumno:** Ortiz, Quintanilla, Ander

**Director:** Valverde, Santiago, Víctor

**Curso:** 2017-2018

**Fecha:** 25, 06, 2018



## DATOS BÁSICOS DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO

- *Alumno/a:* Ortiz Quintanilla, Ander
  - *Director/a:* Valverde Santiago, Víctor
  - *Facultad:* Escuela de Ingeniería de Bilbao (EIB)
  - *Departamento:* Ingeniería Eléctrica
  - *Grado:* Grado en Ingeniería en Tecnología Industrial
- 
- *Título del trabajo:* Influencia de los parámetros de diseño de una torre de alta tensión en el cálculo de líneas aéreas.
  - *Descripción:* El objetivo del presente trabajo es estudiar y analizar la influencia de los parámetros de diseño de las torres de alta tensión (geometría de la línea, conductores en haz,...) en el cálculo de la matriz de impedancias de la línea, observando su evolución ante variaciones de dichos parámetros. Para llevar a cabo el trabajo se utiliza el software comercial Matlab ya que dispone de una aplicación específica para realizar este tipo de cálculos.
  - *Palabras clave:* red eléctrica, sistema eléctrico de potencia, torre de alta tensión, geometría de línea, matriz de impedancias, Matlab, Power\_LineParam
- 
- *Lanaren izenburua:* Goi tentsioko dorre baten diseinu parametroen eragina aireko lineen kalkuluan.
  - *Deskribapena:* Lan honen helburua goi tentsioko dorreen diseinu parametroen (linearen geometria, eroale sorta,...) eragina ikasi eta aztertzea da linearen inpedantzia matrizearen kalkuluan, bere eboluzioa behatuz aipatutako parametroen bariazioen aurrean. Lana burutzeko Matlab software komertziala erabiltzen da mota honetako kalkuluak egiteko berariazko aplikazio bat baitu.
  - *Gako-hitzak:* sare elektrikoa, potentzia sistema elektrikoa, goi tentsioko dorrea, linearen geometria, inpedantzien matrizea, Matlab, Power\_LineParam
- 
- *Title of the paper:* Influence of the design parameters of a high voltage transmission tower in the calculus of overhead power lines.
  - *Description:* The aim of this paper is to study and analyze the influence of the design parameters of an overhead power line (line geometry, bundle conductors,...) on the calculus of the impedance matrix of the line, observing its evolution due to variations of said parameters. The commercial software Matlab is used to carry out the work because it has a specific application to conduct these kind of calculations.
  - *Keywords:* transmission line, electric power system, high voltage transmission tower, line geometry, impedance matrix, Matlab, Power\_LineParam

# I Índice

1	Introducción .....	1
2	Contexto.....	2
2.1	Sistema eléctrico de potencia.....	2
2.2	Transporte y distribución. Tipos de líneas .....	3
2.3	Problemática asociada al cálculo de líneas.....	4
3	Objetivos y alcance del proyecto.....	5
4	Beneficios del proyecto .....	6
4.1	Beneficios técnicos .....	6
4.2	Beneficios económicos .....	6
4.3	Beneficios sociales.....	6
4.4	Beneficios medioambientales .....	7
5	Estado del arte .....	8
5.1	Líneas eléctricas. Tipos y características.....	8
5.1.1	Redes de transporte y distribución. Niveles de tensión.....	8
5.1.2	Líneas aéreas, subterráneas y submarinas .....	11
5.1.3	Conductores .....	13
5.1.4	Distancias de seguridad .....	14
5.1.5	Tipos de torres.....	16
5.1.6	Disposición de los conductores .....	19
5.1.7	Aisladores y herrajes .....	21
5.2	Electricidad.....	23
5.2.1	Conocimientos básicos .....	24
5.2.2	Fasores .....	27
5.2.3	Parámetros RLC .....	28
5.2.4	Impedancia .....	29
5.2.5	Cálculo de líneas. Matriz de impedancias.....	30
5.2.6	Impedancias de secuencia .....	32
6	Análisis de alternativas.....	34
6.1	Métodos de análisis.....	34
6.1.1	Presentación de alternativas .....	34
6.1.2	Criterios de selección.....	34
6.1.3	Selección del método de análisis.....	35
6.2	Selección de la herramienta de software .....	36

6.2.1	Presentación de alternativas .....	36
6.2.2	Criterios de selección.....	36
6.2.3	Selección de la solución .....	37
7	Descripción de la solución .....	39
7.1	Descripción de Power_LineParam .....	39
7.1.1	Interfaz y datos de entrada.....	39
7.1.2	Resultados .....	43
7.1.3	Cálculos y programación.....	43
7.2	Descripción del Modelo de referencia.....	52
8	Metodología.....	53
8.1	Simulación 0: Modelo de referencia.....	53
8.2	Simulación 1: Influencia de la altura media del conductor .....	54
8.3	Simulación 2: Influencia del tipo de armado .....	54
8.3.1	Simulación 2.1: Armado bóveda (B).....	54
8.3.2	Simulación 2.2: Armado tresbolillo (D).....	55
8.3.3	Simulación 2.3: Armado bandera o vertical (V) .....	56
8.4	Simulación 3: Influencia de la distancia entre fases .....	57
8.5	Simulación 4: Influencia del número de conductores por haz .....	57
8.6	Simulación 5: Influencia del tipo de conductor .....	58
8.6.1	Simulación 5.1: Influencia de la resistencia DC del conductor.....	58
8.6.2	Simulación 5.2: Influencia del ratio T/D.....	58
8.7	Simulación 6: Influencia de la resistividad de la tierra.....	58
9	Planificación .....	60
9.1	Descripción de tareas .....	60
9.1.1	Búsqueda de información.....	60
9.1.2	Análisis de alternativas y solución .....	60
9.1.3	Metodología .....	60
9.1.4	Redacción TFG .....	61
9.2	Diagrama de Gantt .....	62
10	Presupuesto .....	63
11	Conclusiones .....	64
12	Referencias.....	66

## II Índice de figuras

<i>Figura 2.1:</i> Sistema eléctrico de potencia .....	2
<i>Figura 2.2:</i> Línea aérea de media tensión con centro de transformación a media tensión .....	3
<i>Figura 5.1:</i> Empresas distribuidoras en España .....	10
<i>Figura 5.2:</i> Redes de transporte en Cantabria, La Rioja y País Vasco .....	11
<i>Figura 5.3:</i> Corte de cable tripolar subterráneo .....	12
<i>Figura 5.4:</i> Maraña de cables con transformador en Barranquilla, Colombia .....	12
<i>Figura 5.5:</i> Línea aérea de doble circuito con armado hexagonal en Escocia .....	12
<i>Figura 5.6:</i> Distintas secciones de conductores ACSR y capas de alambres enrollados .....	13
<i>Figura 5.7:</i> Torre de doble circuito con dos cables de guarda .....	14
<i>Figura 5.8:</i> Arco eléctrico entre bornes de un seccionador .....	15
<i>Figura 5.9:</i> Aisladores en cadenas de suspensión y de amarre .....	17
<i>Figura 5.10:</i> Poste de madera en línea de distribución .....	18
<i>Figura 5.11:</i> Apoyo de hormigón en línea de distribución .....	18
<i>Figura 5.12:</i> Tipos de apoyos según su tensión de funcionamiento y altura .....	20
<i>Figura 5.13:</i> Efecto corona en un anillo descargador .....	21
<i>Figura 5.14:</i> Separador en un haz tríplex .....	21
<i>Figura 5.15:</i> Cadena de aisladores y herrajes en línea de amarre .....	22
<i>Figura 5.16:</i> Fuerzas de atracción o repulsión entre partículas según el signo de su carga .....	23
<i>Figura 5.17:</i> Circuito eléctrico básico .....	24
<i>Figura 5.18:</i> Señal sinusoidal .....	25
<i>Figura 5.19:</i> Tensiones trifásicas .....	26
<i>Figura 5.20:</i> Señal sinusoidal y representación vectorial .....	27
<i>Figura 5.21:</i> Tensiones compuestas y simples .....	28
<i>Figura 5.22:</i> Cálculo matricial de una línea trifásica con dos hilos de guarda y retorno por tierra	31
<i>Figura 5.23:</i> Descomposición en secuencias de terna desequilibrada .....	32
<i>Figura 5.24:</i> Transposición de fases .....	32
<i>Figura 7.1:</i> Ventana principal de Power_LineParam .....	39
<i>Figura 7.2:</i> Geometría de línea .....	41
<i>Figura 7.3:</i> Resultados del ejemplo anterior .....	43
<i>Figura 7.4:</i> Concepto de imagen de conductores .....	46
<i>Figura 7.5:</i> Ratio T/D y parámetros r y q .....	48
<i>Figura 7.6:</i> Armado capa .....	52
<i>Figura 8.1:</i> Armado bóveda .....	55
<i>Figura 8.2:</i> Armado tresbolillo .....	56
<i>Figura 8.3:</i> Armado bandera .....	56
<i>Figura 9.1:</i> Diagrama de Gantt .....	62

### III Índice de tablas

<i>Tabla 5.1:</i> Tensiones nominales normalizadas .....	10
<i>Tabla 5.2:</i> Características físicas del cobre y del aluminio .....	13
<i>Tabla 5.3:</i> Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas .....	15
<i>Tabla 5.4:</i> Longitud de la línea de fuga según nivel de contaminación .....	22
<i>Tabla 6.1:</i> Selección del método de análisis .....	35
<i>Tabla 6.2:</i> Selección de la herramienta de software .....	37
<i>Tabla 7.1:</i> Factores de corrección por efecto skin para la resistencia .....	45
<i>Tabla 7.2:</i> Factores de corrección por efecto skin para la inductancia .....	47
<i>Tabla 10.1:</i> Partida de horas internas .....	63
<i>Tabla 10.2:</i> Partida de amortizaciones .....	63
<i>Tabla 10.3:</i> Partida de gastos .....	63
<i>Tabla 10.4:</i> Resumen del presupuesto .....	63

## IV Índice de abreviaturas

TFG	.....	Trabajo Fin de Grado
DC	.....	Direct Current (Corriente Continua)
AC	.....	Altern Current (Corriente Alterna)
V , kV	.....	Volt , Kilo volt
$\Omega$	.....	Ohm
H	.....	Henry
F	.....	Faraday
RLC	.....	Resistencia, inductancia, capacidad. Parámetros de línea
m , km	.....	Metro , kilómetro

## 1 Introducción

Más del 70% de la población contaba con acceso a la electricidad en el año 1990 y el dato ha seguido aumentando hasta superar el 87% en 2016 [1]. El consumo de electricidad es mucho mayor de lo que los visionarios científicos del siglo XIX jamás se atrevieron a soñar y esa energía se está moviendo ahora, por encima de nuestras cabezas y por los cables debajo del suelo que pisamos, recorriendo países y cruzando fronteras, hasta cargar de electrones cada uno de los millones de hogares, industrias y demás edificios erigidos sobre la Tierra.

La demanda de energía eléctrica es elevada y para abastecerla deben buscarse métodos variados y sostenibles de generación que permitan mantener el ritmo que el desarrollo y el avance de la sociedad exigen. No se trata de una tarea sencilla y, teniendo en cuenta que cada uno de los vatios generados debe cruzar por alguna línea eléctrica antes de ser consumido, es indudable la importancia de intentar reducir las pérdidas que se dan en ellas. Se calcula que la potencia perdida en España por estos motivos puede llegar a alcanzar el 4% [2].

Este documento tiene como objetivo plasmar los resultados del Trabajo de Fin de Grado realizado para estudiar la influencia que los distintos diseños de los apoyos o torres de las líneas aéreas del sistema eléctrico pueden tener sobre el transporte de la energía eléctrica. De esta forma se ha pretendido concluir de qué modo conviene diseñar y construir las torres con el fin de reducir las pérdidas del transporte y la distribución, así como mejorar la calidad de la energía suministrada.

Para la correcta comprensión de los efectos físicos que suceden en las líneas aéreas, han resultado de especial importancia el artículo *Wave Propagation in Overhead Lines with Ground Return* escrito por John R. Carson en 1926 [3] y el manual EMTP del programa del mismo nombre desarrollado en la década de 1960 por Hermann W. Dommel [4]. Junto con la aplicación *Power\_LineParam* de la herramienta de software Matlab se han realizado diversas simulaciones que han permitido discriminar la influencia que cada uno de los distintos parámetros de diseño de las torres tiene sobre el cálculo de líneas.

El trabajo está compuesto por un apartado explicando el contexto del tema de estudio, otro mencionando los objetivos y el alcance del TFG y otro que contiene una breve descripción de los beneficios del proyecto. Además, el desarrollo del estado del arte completa el estudio teórico de las líneas eléctricas y un análisis de alternativas justifica que la solución descrita y la metodología seguida en la realización del trabajo son la mejor forma de cumplir con los objetivos. Finalmente, se incluyen un desglose del presupuesto utilizado junto con un diagrama organizativo del proyecto, así como un apartado con las conclusiones derivadas del estudio realizado. Todas las fuentes se encuentran debidamente clasificadas en el apartado de referencias.

## 2 Contexto

Este documento muestra el desarrollo de un trabajo de fin de grado realizado en la Escuela de ingeniería de Bilbao (EIB) en el Departamento de Ingeniería Eléctrica analizando la forma en la que afectan a la transmisión de energía eléctrica los distintos parámetros de diseño de los apoyos del tendido eléctrico.

### 2.1 Sistema eléctrico de potencia

Los primeros sistemas de generación y distribución de energía eléctrica fueron desarrollados en Estados Unidos a principios de 1880 por la Edison general Electric Company (General Electric Company a partir de 1892), compañía eléctrica fundada por Thomas Alva Edison con el fin de explotar la patente de la bombilla eléctrica adquirida en 1880.

En 1882 Edison construyó la primera central de generación eléctrica, la central de Pearl Street, que producía electricidad en corriente continua para proporcionar luz eléctrica a edificios cercanos. Al utilizar corriente continua, las pérdidas producidas en la fase de distribución provocaban que el transporte de la electricidad dejara de ser viable a partir de unas pocas manzanas de distancia. De esta forma, el sistema eléctrico desarrollado estaba compuesto de pequeños núcleos aislados que combinaban la generación y el consumo, un modelo que se fue extendiendo a lo largo de la costa este de los Estados Unidos de América.

Posteriormente, la Westinghouse Electric Company, dirigida por George Westinghouse, apostó por un modelo de generación, transporte y distribución en corriente alterna que permitiría la centralización y, por lo tanto, una mayor eficiencia del sistema eléctrico. Westinghouse contó con la ayuda y las patentes de Nikola Tesla para desarrollar el sistema alterno polifásico precursor del que hoy utilizamos, pero su instalación a gran escala no fue posible hasta que, ganada la llamada *guerra de las corrientes*, Westinghouse consiguió la colaboración de la General Electric Company (despojada del apellido Edison después de la expulsión de su fundador) [5, 6].

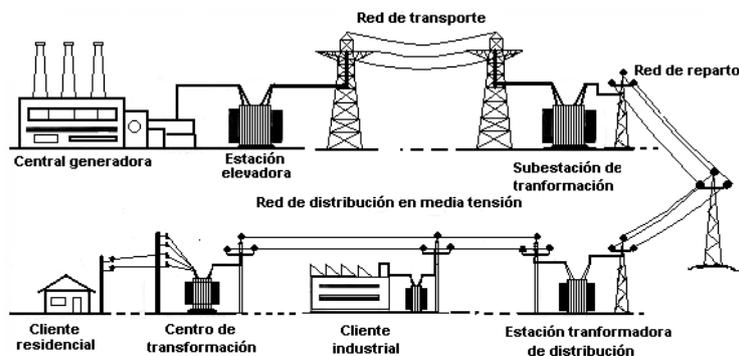


Figura 2.1: Sistema eléctrico de potencia [7].

El sistema eléctrico de potencia es aquel que integra la generación, el transporte, la distribución y la comercialización de la energía eléctrica; las centrales generadoras se

encuentran en un extremo de este mientras que los consumidores se encuentran en el otro. Una de sus características principales es la imposibilidad de almacenar la electricidad en grandes cantidades de forma eficiente, por lo que la generación debe ser igual a la demanda en todo momento [8].

Las centrales de generación producen electricidad de corriente alterna trifásica utilizando generadores eléctricos. Esta electricidad se transforma utilizando transformadores de potencia para subir su nivel de tensión a la denominada tensión de transporte. Una vez en la red de transporte, la energía recorre grandes distancias hasta llegar al área de consumo correspondiente.

Antes de entrar en la red de reparto que rodea las grandes zonas de consumo, la electricidad vuelve a ser transformada para bajar su nivel de tensión. Finalmente, la energía eléctrica se distribuye en media tensión para que llegue a todos los consumidores privados e industriales, que consumen en baja tensión.

La finalidad de aumentar la tensión es evitar el efecto Joule, que provoca pérdidas calóricas en los conductores cuando una corriente circula a través de estos. Las pérdidas de Joule dependen del cuadrado de la intensidad y esta disminuye de forma proporcional al aumento de la tensión.

## 2.2 Transporte y distribución. Tipos de líneas

Como ya se ha explicado, la electricidad pasa por diversas fases antes de llegar a los puntos de consumo. La primera de ellas es el transporte que, utilizando el nivel de tensión más alto del sistema, es capaz de hacer que la electricidad recorra grandes distancias con pérdidas razonablemente pequeñas.

Antes de disminuir la tensión a niveles apropiados para el consumo, la electricidad se distribuye en media tensión (oficialmente alta tensión de categoría tres), cuyos valores se encuentran entre 3 y 30 kV.



Figura 2.2: Línea aérea de media tensión con centro de transformación a baja tensión [9].

La energía eléctrica puede transportarse y distribuirse de distintas maneras: utilizando líneas subterráneas, líneas submarinas o líneas aéreas. En la fase de transporte las líneas aéreas son las más utilizadas, mientras que las líneas subterráneas son más comunes para distribuir la electricidad en núcleos urbanos. Además, aunque la gran mayoría de estas utilizan la corriente alterna, las líneas submarinas funcionan con corriente continua cuando su longitud excede los 25-50 km. La elección del tipo de línea a emplear en cada caso depende de muchos factores que deben analizarse cuidadosamente [10].

### **2.3 Problemática asociada al cálculo de líneas**

Un buen diseño de una línea eléctrica es aquel que reduce las pérdidas al mínimo, consiguiendo así la mayor eficiencia posible, siempre y cuando respete la normativa y cumpla con las exigencias técnicas [4].

Para determinar las pérdidas que va a sufrir una línea, es importante conocer con exactitud sus características eléctricas, es decir, los parámetros que definen la energía eléctrica que circula a través de ella. Estos parámetros pueden clasificarse como activos o pasivos. Los activos corresponden a las tensiones e intensidades, mientras que los pasivos corresponden a las impedancias del circuito.

Las impedancias, que son una parte esencial en el cálculo de la energía perdida, relacionan la tensión con la intensidad y dependen de los parámetros físicos, mecánicos y geométricos del sistema. Es por esto que la consecución de su valor es de gran importancia. Cálculo de líneas es el nombre que recibe el procedimiento de determinación de los parámetros eléctricos de las líneas de transporte y distribución.

El mayor problema del cálculo de líneas es la dificultad de conseguir el valor de estos parámetros. Para ello se utilizan distintas aproximaciones y métodos cuyos resultados no siempre son aceptables. Hasta mediados de 1920 el estudio de las líneas era muy rudimentario y la idea de su optimización no se estableció hasta que el ingeniero eléctrico estadounidense John R. Carson publicó varios estudios al respecto.

### **3 Objetivos y alcance del proyecto**

Este trabajo de fin de grado tiene como objetivo principal la determinación de la forma en la que influyen los distintos parámetros de diseño de los apoyos de los tendidos eléctricos en la distribución de la energía eléctrica.

Con este fin se ha desarrollado un trabajo que abarca los siguientes objetivos secundarios:

- Analizar y estudiar las características de diseño de las líneas aéreas de distribución.
- Estudiar las bases para la modelización de líneas eléctricas.
- Estudiar el papel de las líneas aéreas en el sistema eléctrico de potencia.
- Conocer el reglamento de alta tensión español.
- Comprender los efectos magnéticos y electrostáticos sufridos por los conductores de líneas aéreas.
- Desarrollar un modelo de simulación que permita su aplicación en proyectos que estén relacionados con el campo de estudio del presente documento.

Utilizando la herramienta de software MatLab se realizarán distintas simulaciones que ayudarán a la consecución de los objetivos presentados. De esta forma podrá determinarse la importancia que cada uno de los parámetros de diseño tiene en el transporte de la energía eléctrica y así, aportar otro punto de vista técnico que proporcione asistencia a la hora de diseñar una línea aérea que va a construirse o mejorarse.

La consecuencia directa de esto es el ahorro en recursos humanos y materiales que permitirán una optimización del presupuesto y del tiempo durante el análisis.

Además, podrá lograrse una optimización del transporte y de la distribución de la electricidad al conseguir líneas mejor equilibradas y la reducción de las pérdidas generadas durante este proceso.

La aplicación práctica del proyecto puede considerarse limitada porque las finalidades de este son de investigación y educativas.

## **4 Beneficios del proyecto**

El presente proyecto tiene importantes beneficios que justifican su realización. Estos pueden clasificarse en las siguientes categorías, dependiendo del campo o área al que afectan.

### **4.1 Beneficios técnicos**

Mediante el estudio de la influencia de los parámetros de diseño en el cálculo de líneas, se pretende optimizar la elección del diseño de los soportes del tendido eléctrico. Esto supone que las líneas aéreas diseñadas siguiendo los criterios especificados en este trabajo de fin de grado tengan menores pérdidas de Joule. Así se consigue limitar la caída de tensión total en la línea, manteniendo sus valores dentro de los límites exigidos por su aplicación, además de mejorar el rendimiento.

Por otro lado, se pueden reducir los desequilibrios entre las fases de las líneas trifásicas proporcionando así un suministro eléctrico más fiable y de mayor calidad. El equilibrado de las líneas aéreas puede suponer un desafío técnico de importancia a la hora de diseñarlas y toda contribución a estos efectos es necesaria.

Además, la realización de este trabajo facilita la fase de análisis y estudio de las opciones existentes a la hora de realizar un proyecto de construcción o mejora de líneas aéreas.

### **4.2 Beneficios económicos**

Al mejorar el rendimiento de la línea reduciendo las pérdidas de potencia a consecuencia del efecto Joule, se consigue un mayor aprovechamiento de los recursos necesarios para la generación de electricidad. Esto implica que, para satisfacer el mismo consumo, las compañías eléctricas deben generar menos electricidad y, por lo tanto, reducir sus costes de producción.

Un suministro con menos costes, también supone un abaratamiento del kWh en la factura del consumidor, que conseguirá satisfacer sus necesidades de consumo eléctrico con una menor carga económica.

Finalmente, la optimización de recursos de nuevos proyectos supondrá una reducción en la necesidad de financiación de estos lo cual, en muchos casos, puede significar también una bajada de la carga impositiva para los ciudadanos.

### **4.3 Beneficios sociales**

La luz y la energía son, junto con el agua, recursos de necesidad básica, es decir, toda persona debe poder acceder a ellos de forma económicamente sostenible. Como ya se ha indicado, los beneficios técnicos del proyecto suponen un abaratamiento del consumo eléctrico, lo cual contribuye a mejorar la accesibilidad a este recurso.

Por otro lado, con un sistema eléctrico de potencia mejor equilibrado se obtiene un suministro eléctrico de mayor calidad, contribuyendo así a facilitar el desarrollo de las actividades que requieran una energía eléctrica con estas cualidades, además de resultar más seguro.

#### **4.4 Beneficios medioambientales**

Al reducir la energía eléctrica utilizada, se consigue un mejor aprovechamiento de los recursos naturales necesarios para su generación. Así, la explotación de los combustibles fósiles se realiza de una forma más sostenible gracias a la reducción de su consumo y de las emisiones derivadas de este.

## 5 Estado del arte

La base teórica sobre la que se sustenta el presente trabajo es el electromagnetismo, tratado desde el punto de vista de la ingeniería eléctrica. En este apartado se exponen los efectos electromagnéticos a los que es sometido el tendido eléctrico, así como los distintos tipos de líneas existentes y sus características. Aunque el cálculo mecánico es esencial en el diseño de los apoyos de las líneas, el objetivo no es realizar ese tipo de análisis.

### 5.1 Líneas eléctricas. Tipos y características

El término línea eléctrica hace referencia a todo conjunto de conductores que, junto con el resto de la infraestructura necesaria, tiene como objetivo trasladar la energía eléctrica de un punto a otro. Las características que las definen son muchas y varían de una a otra. Además, el papel que juega cada una dentro del sistema eléctrico de potencia también es distinto dada la complejidad de este. Todas ellas deben cumplir con el reglamento fijado por el gobierno correspondiente; en España las líneas eléctricas de alta tensión se rigen por el RD 223/2008 y las instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09 [11].

#### 5.1.1 Redes de transporte y distribución. Niveles de tensión

Las líneas eléctricas trasladan la energía desde la central de generación hasta el punto de consumo de la electricidad. Este traslado puede ser de cientos de kilómetros con las consiguientes pérdidas por Joule. Pérdida por Joule (o pérdidas del cobre) es el nombre que toma la potencia calórica que se desprende de los conductores cuando son atravesados por una corriente eléctrica. A esto se lo denomina efecto Joule (1841) y es capaz de reducir la eficiencia de la línea considerablemente ya que el calor desprendido a la atmósfera no puede aprovecharse. La expresión de las pérdidas por Joule para una línea monofásica aparece en la Ecuación 5.1. [12]

$$P_J = R_l * I^2 \quad (5.1)$$

$R_l$  hace referencia a la resistencia eléctrica de la línea mientras que  $I$  es el valor eficaz de la corriente que circula por ella. Si se considera un valor kilométrico para la resistencia, el valor de la potencia perdida por el efecto Joule aumentará de forma proporcional a la longitud de la línea.

Puede concluirse que hay dos formas para reducir las pérdidas producidas por la circulación de la corriente en una línea eléctrica. Por un lado, conviene reducir el valor de la resistencia de los conductores al mínimo posible. Esto se consigue dimensionando los conductores correctamente, así como escogiendo para su construcción materiales con una alta conductividad eléctrica. Los materiales más utilizados son el cobre y el aluminio reforzado con acero [13, 14].

Por otro lado, se observa cómo la potencia perdida es proporcional al cuadrado de la intensidad. Esto supone que sea de gran importancia reducir el valor eficaz de la corriente. La solución práctica que se ha encontrado para tal fin es aumentar la tensión de la línea. Dado que el objetivo de la red eléctrica es transmitir la potencia de un extremo a otro y, esta es proporcional a la corriente, el aumento de la tensión debe ser contrariamente proporcional a la reducción de la intensidad.

$$P = I * \Delta V \quad (5.2)$$

La Ecuación 5.2 indica el valor de la potencia eléctrica transmitida por una línea monofásica sometida a una diferencia de tensión  $\Delta V$ . La relación entre la resistencia de la línea y la tensión y la intensidad la establece la Ley de Ohm (1827), Ecuación 5.3.

$$\Delta V = R * I \quad (5.3)$$

La Ecuación 5.3 solo es aplicable cuando la corriente que circula a través de las líneas es continua. En caso contrario, debe introducirse el concepto de impedancia, aunque el uso de la resistencia simplifica la explicación sin alterar las conclusiones.

De todos modos, aumentar la tensión acarrea problemas y puede llegar a ser peligroso si no se toman las medidas necesarias. El principal problema es la necesidad de aumentar la distancia de seguridad para los conductores desnudos. Cuanta más alta sea la tensión, mayor es la distancia que debe mantenerse respecto a los elementos sometidos al potencial de tierra para que no se genere un arco eléctrico con su consiguiente descarga. Lo mismo ocurre con el aislamiento de los cables, su grosor aumenta junto con el aumento de la tensión.

Por estas razones, resulta impráctico e inseguro mantener una tensión demasiado elevada en lugares próximos a núcleos urbanos o en las instalaciones donde quiere consumirse la electricidad. El sistema eléctrico de potencia está diseñado para conseguir una mayor eficiencia aumentando la tensión cuando es posible, pero resultando segura y accesible a cualquier usuario disminuyendo la tensión cuando así se requiera. Esto da lugar a una red eléctrica jerarquizada con distintos niveles de tensión predefinidos. Las tensiones nominales normalizadas se muestran en la Tabla 5.1.

Toda tensión mayor que 1kV se considera alta tensión, pero se establece la siguiente clasificación. Las tensiones hasta 30kV pertenecen a la tercera categoría, entre 30kV y hasta 66kV segunda categoría y entre 66kV y hasta 220kV primera categoría. Se considera alta tensión de categoría especial a los niveles de tensión mayores que 220kV. Comúnmente, la alta tensión de tercera categoría se conoce como media tensión, mientras que la de categoría especial es conocida como muy alta tensión.

Por regla general, la alta tensión de primera y segunda categoría, así como la de categoría especial se utilizan en las redes de transporte, mientras que la de tercera categoría se utiliza en las redes de distribución. De todos modos, pueden darse excepciones ya que son las condiciones de diseño de la instalación las que establecen su nivel de tensión.

Tabla 5.1  
*Tensiones nominales normalizadas*

Tensión nominal de la red (kV)	Tensión más elevada de la red (kV)
3	3.6
6	7.2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

\*Tensiones de uso preferente en redes eléctricas de transporte y distribución [11].

Las redes de transporte se utilizan para recorrer grandes distancias y conectan las centrales generadoras con las redes de distribución. A principios de 2018, la red de transporte de España acumula 43.793km de circuito de los cuales el 49,62% está a 400kV y el 44,54% está a 220kV [15]. Red Eléctrica Española es el único gestor de la red de transporte en el país, tal y como lo establece la Ley 17/2007, de 4 de julio [16].

A diferencia de la red de transporte, la comercialización no se explota en régimen de exclusividad, si no que el de las compañías comercializadoras se trata de un mercado regido por la libre competencia. Aun así, las redes de distribución se dividen en grandes zonas en las cuales solo puede haber un único distribuidor. En otras palabras, las líneas eléctricas de las redes de distribución pertenecen a una única compañía eléctrica distribuidora en cada una de las zonas en las que se divide la península y las zonas insulares. En la Figura 5.1 se muestran las áreas de distribución en España.

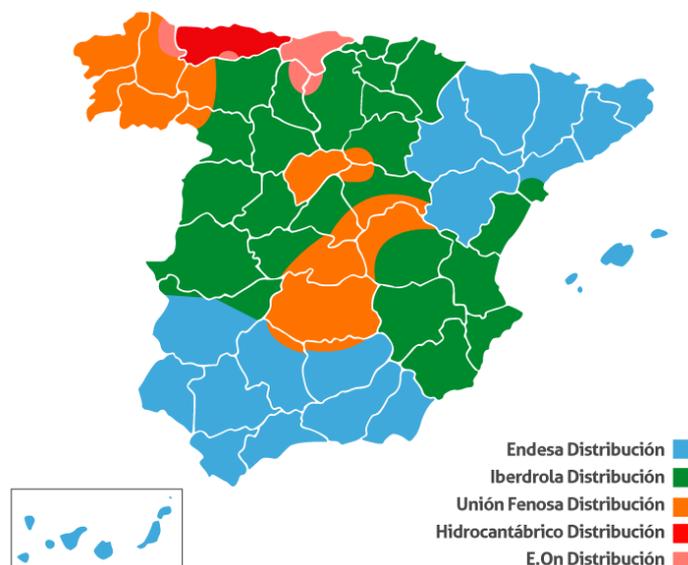


Figura 5.1: Empresas distribuidoras en España [17].

Las redes de distribución se encargan de distribuir la electricidad para que una vez haya salido de las redes de transporte, pueda llegar hasta todos los puntos de consumo. En los tramos inmediatamente posteriores a estos, la tensión se vuelve a reducir hasta baja tensión, como norma general a 230V (o 400V fase-fase), para que pueda ser consumida con total seguridad.

Comúnmente, las redes de transporte tienen un diseño mallado que proporciona mayor seguridad de suministro pese a la complejidad de su operación. Las redes de distribución, sin embargo, siguen una disposición más radial, esto es, desde la red de transporte correspondiente, las líneas se van ramificando para poder alcanzar todos los puntos de consumo. Esto empeora la calidad, puesto que una avería en un punto de la red, supone el corte de suministro a todos los puntos de consumo aguas abajo.

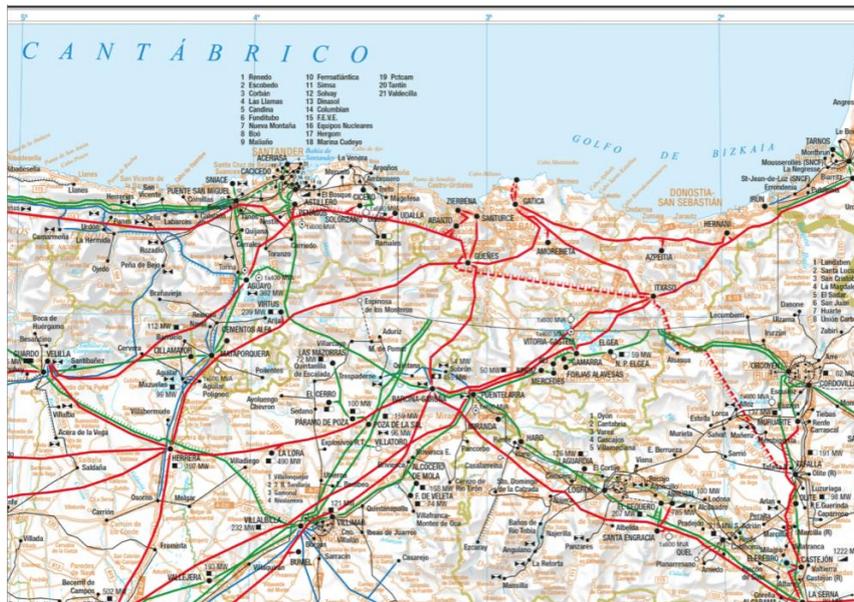


Figura 5.2: Redes de transporte en Cantabria, La Rioja y País Vasco. En rojo las líneas a 400kV, en verde las líneas a 220kV y en azul las líneas a 150kV [18].

### 5.1.2 Líneas aéreas, subterráneas y submarinas

Las líneas eléctricas pueden ser aéreas, subterráneas o submarinas, y el uso de un tipo u otro se elige, generalmente, dependiendo de las zonas que atraviesen y la red a la que pertenecen. Las líneas submarinas se utilizan para cruzar masas de agua de gran tamaño. Están compuestas de cables que se posan o entierran en el fondo y son de especial importancia a la hora de conectar los territorios insulares con los continentales. Este tipo de línea se utiliza en España para conectar las Islas Canarias entre sí, las islas Baleares y Mallorca con Valencia [19].

Las líneas subterráneas se utilizan sobre todo en las redes de distribución que se adentran en núcleos urbanos. Su gran ventaja es que, al tratarse de conductores aislados, los cables pueden enterrarse o colocarse en galerías subterráneas y solo salir a la superficie cuando alcanzan los puntos de consumo. Gracias a este tipo de línea los pueblos y ciudades mantienen una estética más agradable y se reduce la peligrosidad de las instalaciones dada su mayor

dificultad de acceso. En la figura 5.3 se muestra un cable subterráneo y en la Figura 5.4 un nudo de cables del tendido eléctrico y de comunicaciones en Colombia.



Figura 5.3: Corte de cable tripolar subterráneo.



Figura 5.4: Maraña de cables con transformador en Barranquilla, Colombia [20].

Las líneas aéreas son las más comunes de las tres ya que tienen importantes ventajas. Por un lado, la detección de fallos es más sencilla y, muchas veces, pueden ser identificados a simple vista. Esto hace que los arreglos sean más rápidos y baratos. Por otro lado, los costes se reducen sustancialmente porque los precios de la instalación y el mantenimiento son menores. Una de las desventajas que tienen estas redes es el gran impacto visual que generan, así como la interacción, no siempre segura, con las aves [21].

Este tipo de línea es el más extendido de los tres y las subterráneas y submarinas solo se utilizan como alternativa para sustituirlas cuando la instalación de líneas aéreas no es conveniente.



Figura 5.5: Línea aérea de doble circuito con armado hexagonal en Escocia [22].

### 5.1.3 Conductores

El componente principal de las líneas aéreas es el conductor, que se trata del medio por el que circulan los electrones. Se aíslan mediante el aire, que los separa del resto de objetos, y las cadenas de aisladores, que los conectan a los apoyos. En baja tensión, se utilizan también conductores aislados, cables, cuando no es posible instalar torres y las distancias de seguridad no son exigentes.

Como se ha afirmado anteriormente, los conductores utilizados en las líneas son generalmente de cobre o aluminio. La conductividad del aluminio es un 65% menor que la del cobre, lo que significa que para tener una resistividad igual, un conductor de aluminio debe tener una sección un 65% mayor que la de un conductor de cobre. El aumento de sección supone también un aumento del peso pero, como la densidad del aluminio es tres veces menor que la del cobre, el aluminio suele suponer una mejor opción. Cabe destacar que el precio del aluminio es también menor [23].

Tabla 5.2  
Características físicas del cobre y del aluminio.

Características	Cobre	Aluminio
Resistividad ( $m\Omega \cdot cm$ )	1,72	2,83
Densidad ( $g \cdot cm^3$ )	8,91	2,70

Aunque la resistividad del aluminio es mayor, la menor densidad justifica su uso ante el cobre [23].

Para mejorar la resistividad mecánica y la flexibilidad del conductor, este se construye formando capas de alambres enrollados en un sentido cada vez, tal y como se muestra en la Figura 5.7. Los tipos de conductor más utilizados son los siguientes:

- ACSR (Aluminium Conductors Steel Reinforced): Se trata de conductores de aluminio que tienen un alma de acero galvanizado para aumentar los esfuerzos a los que pueden ser sometidos. Cambiando la relación entre la sección del aluminio y la del acero se puede conseguir el conductor óptimo para cada aplicación. En la Figura 5.6 se ven distintas secciones de conductores ACSR con las proporciones entre el aluminio (Al) y el acero (St).

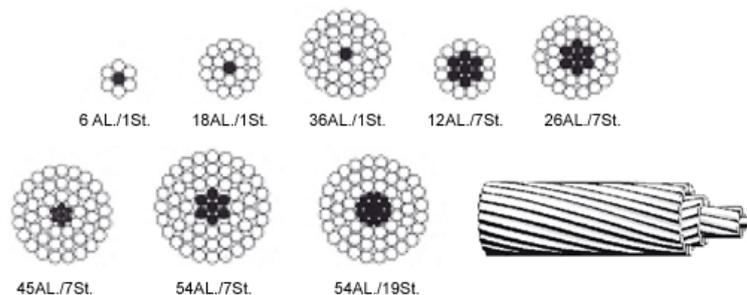


Figura 5.6: Distintas secciones de conductores ACSR y capas de alambres enrollados.

- AAAC (All ALuminium Alloy Conductor): Fabricados a partir de aleaciones de aluminio con magnesio y silicio, tienen menor conductividad eléctrica pero mayor resistencia mecánica. Resisten especialmente bien a la corrosión.

- Conductores especiales (GTACSR, GZTACSR, ZTACIR, XTACIR,...): Su temperatura máxima de funcionamiento es mayor que la de los otros conductores, por lo que pueden soportar intensidades más altas. Se utilizan para aumentar la capacidad de líneas existentes sin necesidad de cambiar los apoyos.

Existe otro tipo de conductor cuyo uso está muy extendido en las líneas aéreas. Se trata de los hilos de guarda y su propósito es proteger la línea de sobretensiones producidas por las tormentas eléctricas. Actúan como protección frente a las descargas atmosféricas, evitando que los rayos alcancen las fases, y están conectados a tierra mediante los cables instalados para tal fin en cada torre. De esta forma la descarga pasa directamente al suelo sin afectar a la transmisión de electricidad. Pueden incluir cables de fibra óptica para comunicaciones y se utilizan, sobre todo, en líneas de alta tensión y doble circuito. En la Figura 5.7 se muestra un diagrama de una torre de doble circuito con armado rectangular y dos cables de guarda [24].

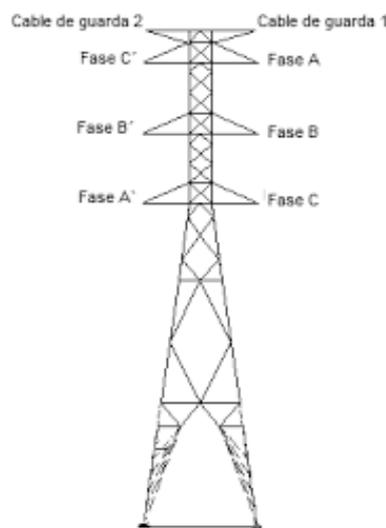


Figura 5.7: Torre de doble circuito con dos cables de guarda.

#### 5.1.4 Distancias de seguridad

La transmisión de electricidad se realiza a alta tensión y, por lo tanto, los conductores deben estar bien aislados de los objetos cercanos para evitar posibles contactos. Si este llega a producirse, la diferencia de tensión entre un conductor activo y un objeto sometido a un potencial distinto provoca una descarga.

Aun así, el contacto físico directo no es el único motivo por el que puede producirse una descarga. El aire, aunque actúa como elemento aislante, también posee una cierta conductividad. Esta disminuye de forma inversamente proporcional al aumento de la distancia entre los dos puntos que debe aislar. Dicho de otra forma, cuanto más grande es la distancia entre dos puntos separados por el aire atmosférico, mayor es la resistencia ejercida al paso de la corriente. Si esta distancia no es lo suficientemente grande, la electricidad es capaz de circular a través del aire produciendo un arco eléctrico. Un arco eléctrico es un efecto físico que sucede cuando la energía eléctrica es capaz de romper el aislamiento del aire y, de esta forma, permitir la circulación de corriente a través de una columna de plasma [25].



Figura 5.8: Arco eléctrico entre bornes de un seccionador.

El valor de la intensidad de defecto puede calcularse utilizando la ley de Ohm (Ecuación 5.3) y puede llegar a ser muy peligroso para la seguridad, además de provocar graves interferencias en el sistema eléctrico. En el caso del arco eléctrico, las temperaturas alcanzadas son tan altas que los objetos involucrados pueden llegar a fundirse, teniendo que ser sustituidos una vez solucionado el fallo.

Con el fin de evitar defectos de tierra y masa, el reglamento de alta tensión [11] impone distancias de seguridad mínimas entre los elementos energizados y todos los elementos de alrededor. Se establecen las siguientes distancias:

- $D_{ei}$ : Distancia entre conductores de fase y objetos puestos a potencial de tierra.
- $D_{pp}$ : Distancia entre dos conductores de fase.
- $a_{som}$ : Distancia en línea recta de los dos extremos de las cadenas de aisladores.
- $D_{add}$ : Distancia cuyo fin es que las personas y los animales no entren dentro del límite establecido por  $D_{ei}$ .

La probabilidad de que la descarga se dé a través de la cadena de aisladores debe ser mayor que la probabilidad de que suceda a través de otro punto. Para cumplir esta condición, la suma de  $D_{ei}$  y  $D_{add}$  tiene que ser mayor que  $1,1 \cdot a_{som}$ .

Tabla 5.3  
Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas.

Tensión más elevada de la red (kV)	$D_{ei}$ (m)	$D_{pp}$ (m)
3,6	0,08	0,10
7,2	0,09	0,10
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,20
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,40
52	0,60	0,70
72,5	0,70	0,80
123	1,00	1,15
145	1,20	1,40
170	1,30	1,50
245	1,70	2,00
420	2,80	3,20

Los valores dados en la tabla están basados en un análisis de los valores usados comúnmente en Europa, los cuales han sido probados que son lo suficientemente seguros para el público en general [11].

Para el diseño de líneas existen restricciones de distancias en los apoyos y en el resto de la red. En los apoyos, la distancia mínima entre fases la establece la Ecuación 5.4 y la distancia mínima entre un conductor activo y las torres la Ecuación 5.5.

$$D_{fase-fase} = K * \sqrt{F + L} + k' * D_{pp} \quad (5.4)$$

Donde,

K: Coeficiente por oscilación debida al viento.  $0,55 < K < 0,70$

F: Flecha máxima.

L: Longitud de la cadena de aisladores de suspensión. Si es de amarre,  $L=0$ .

$K'=0,85$  (si se trata de una línea de categoría especial, si no  $K'=0,75$ )

$$D_{fase-torre} > D_{el} \quad (5.5)$$

Siempre y cuando  $D_{fase-torre}$  sea mayor que 0,2m.

En el resto de la red, las restricciones son muchas y dependen de las condiciones del entorno, como por ejemplo si la línea se cruza con otra línea eléctrica, con la vía de un ferrocarril electrificado, con la de uno sin electrificar, con una carretera, con cursos de agua navegables, etc. En la Ecuación 5.6 se establece la restricción que determina la distancia mínima entre el conductor, cuando su flecha es máxima, y el terreno, caminos, sendas y cursos de agua no navegables. Esta distancia no debe ser menor que 6 metros.

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 (m) + D_{el} \quad (5.6)$$

Por último, conviene destacar que las distancias mínimas deben considerarse siempre en el peor de los casos, es decir, cuando la flecha es máxima. Para cumplir esta condición es indispensable calcular la dilatación sufrida por los conductores debido al aumento de la temperatura, así como la oscilación provocada por el viento.

### 5.1.5 Tipos de torres

Las torres son las estructuras desde las que se suspenden los conductores para formar las líneas aéreas. Gracias a ellas es posible transmitir energía eléctrica en alta tensión utilizando cables desnudos, es decir, sin aislamiento. El aire atmosférico sirve de elemento aislante para los conductores porque las torres los mantienen alejados del suelo.

Las torres, también conocidas como apoyos, se pueden clasificar según la labor que desempeñan en la red. En los apoyos de suspensión, las cadenas de aisladores cuelgan de la torre y, los conductores, de los aisladores. Estas torres no están diseñadas para soportar

esfuerzos laterales por lo que solo pueden instalarse en tramos rectos. En los apoyos de amarre, sin embargo, las cadenas de aisladores no cuelgan si no que se mantienen en un ángulo concreto debido a la tensión transmitida por los conductores [11]. En la Figura 5.9 muestra la forma en la que deben instalarse las cadenas de aisladores según el tipo de torre al que pertenezcan.

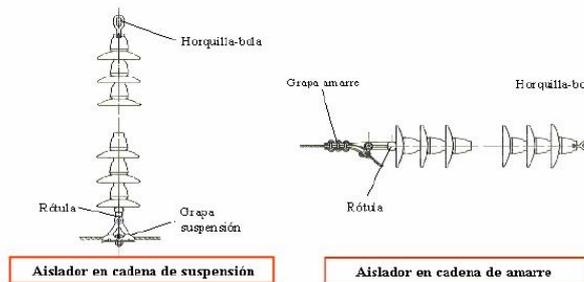


Figura 5.9: Aisladores en cadenas de suspensión y de amarre [26].

También existen los apoyos de anclaje. Su función es evitar la propagación de esfuerzos mecánicos longitudinales de carácter excepcional. Su construcción debe ser más robusta que la de los demás apoyos para cumplir con esta finalidad. Algo similar ocurre con los apoyos de principio o fin de línea. Cuando una línea termina, típicamente porque esta continúa en forma de red subterránea, o por alguna otra razón, las tensiones horizontales provocadas por los conductores a un solo lado de la torre provocan un desequilibrio de esfuerzos que la torre debe compensar. El reglamento de alta tensión establece que las líneas de nueva construcción deben diseñarse sin que sea necesario el uso de tirantes.

Los apoyos también pueden clasificarse como de alineación, cuando pertenecen a un tramo rectilíneo de la línea, o de ángulo, cuando se encuentra en un cambio de dirección de la línea.

Los materiales más utilizados para construir las torres son el hormigón, el metal y la madera. Alternativamente, pueden utilizarse otros materiales siempre que su uso esté debidamente justificado, así como hacer combinaciones de materiales. La adopción del material debe estar principalmente basada en un análisis de esfuerzos mecánicos, siendo el coste económico la segunda de las razones a tener en cuenta.

Los apoyos metálicos se construyen utilizando acero que puede estar galvanizado. En caso contrario, se adoptan otras medidas para que la estructura haga frente a la oxidación. Se evitan diseños que permitan la acumulación de agua de lluvia y, en lugares donde es habitual la presencia de personas, los apoyos cuentan con medias adecuadas para evitar el escalamiento hasta 2,5 metros de altura. Los perfiles metálicos con los que se monta la estructura se unen mediante remaches, tornillos, pernos o soldadura. Los apoyos metálicos más extendidos son los de celosía, aunque también se fabrican de presilla.

Los apoyos de hormigón son del tipo armado vibrado y es importante tomar las medidas necesarias para que no se deterioren en el proceso de transporte e instalación. Los apoyos de madera se construyen con pino de las especies silvestre, laricio y negro. Es de especial importancia la aplicación de tratamientos contra la putrefacción como el creosotado o por sales minerales de disolución acuosa.

La principal ventaja de los postes de madera es su escasa conductividad, lo cual las convierte en un tipo de apoyo con buenas características eléctricas. Además, su poco peso

simplifica el transporte considerablemente. De todos modos, es vulnerable a la putrefacción, lo cual limita su vida útil, y tiene una resistencia mecánica pequeña. Por esto no pueden construirse postes de madera demasiado altos y los vanos (distancia entre postes) deben ser pequeños. Debido a estas razones, su utilización se limita a líneas de baja tensión y se encuentra en desuso.



*Figura 5.10: Poste de madera en línea de distribución.*

Los postes de hormigón pueden fabricarse en el lugar donde van a ser instalados, disminuyendo así los costes económicos y reduciendo el potencial deterioro en el transporte. De esta forma su precio es competitivo y en muchos casos puede tratarse de una alternativa más barata que el metal. Aun así, su capacidad de soportar esfuerzos y su peso limitan la altura máxima de construcción, reduciendo su utilización a baja y media tensión.



*Figura 5.11: Apoyo de hormigón en línea de distribución.*

Los apoyos metálicos son ligeros y resistentes y por este motivo pueden realizarse estructuras de este tipo de gran altura. El acero es el único material utilizado en las redes de transporte y el más utilizado en la distribución, seguido del hormigón.

Todos los poyos deben contar con la señalización pertinente de acuerdo a la normativa. Esta señalización incluye numeración, fabricante, tipo y avisos de peligrosidad visibles desde el suelo.

Por último, para una correcta aplicación de las torres eléctricas, es esencial una buena cimentación que asegure la estabilidad de la estructura. Esta puede realizarse en hormigón, hormigón armado o acero.

### 5.1.6 Disposición de los conductores

Como ya se ha explicado, los conductores deben colocarse manteniendo unas distancias de seguridad mínimas respecto a los otros conductores y respecto a los objetos a potencial de tierra. Estas restricciones no son suficientes para establecer sus posiciones y, por esta razón, su determinación depende de otras cuestiones. Establecer estas razones es uno de los objetivos de este trabajo.

El elemento transversal que se coloca en la parte superior de la torre se denomina cruceta y es la estructura a la que se sujetan las cadenas de aisladores. Suelen ser metálicas y su forma puede ser plana, de bóveda si sufre una ligera deformación hacia arriba en el centro, o de forma de barco si es una estructura de celosía que se asemeja al casco de una embarcación. Los hay también de otros diseños. Dependiendo de las crucetas utilizadas la colocación relativa de los conductores cambia, a este conjunto de posiciones se le conoce como armado.

Cada circuito es capaz de transmitir una potencia máxima determinada sin superar los límites de la corriente de servicio de los conductores o la diferencia de tensión para la que ha sido diseñada la línea. Si la red exige una mayor transmisión de potencia, existen dos opciones. Construir dos líneas aéreas idénticas y paralelas, o construir apoyos de doble circuito, que puedan sustentar dos líneas trifásicas en una misma torre. De forma excepcional, también pueden encontrarse líneas de tres o más circuitos. El armado también depende de esta característica.

Los distintos tipos de armado que hay para líneas de un único circuito son las siguientes:

- Armado capa u horizontal: Los tres conductores se encuentran en un único plano horizontal. La cruceta se coloca con la altura mínima para que los conductores cumplan las restricciones de distancia respecto al suelo.
- Armado bóveda: Es similar al armado capa, pero el conductor central se encuentra ligeramente elevado. Para poder elevar el conductor central la torre tiene que ser algo más alta que la del ejemplo anterior.
- Armado bandera: Los tres conductores se encuentran en un plano vertical, uno encima del otro. El conductor colocado a menor altura debe cumplir con la restricción de distancia respecto al suelo, por lo que la torre tiene que ser más alta que una con armado capa o bóveda. El conductor central puede encontrarse a una distancia horizontal respecto a la torre ligeramente mayor que los otros dos.
- Armado tresbolillo: Es igual que el armado bandera, pero con el conductor central situado en lado opuesto de la torre. También requiere de una torre más alta.
- Triangular: Similar al armado de bóveda, el conductor central se eleva lo suficiente para crear la forma de un triángulo equilátero. Para conseguir la elevación del conductor central se suele extender la longitud de la torre por encima de la cruceta. Por eso los aisladores son rígidos y los conductores se apoyan sobre ellos. Un estudio realizado en el parque Natural de Doñana, en España, establece que este tipo de apoyo es el que más electrocuciones de aves provoca, por lo que las compañías distribuidoras han dejado de utilizarlo [21].

Para líneas de doble circuito existen los siguientes armados:

- Armado horizontal: Todos los conductores se colocan en el mismo plano horizontal a la altura mínima exigida. Para poder cumplir con las restricciones de distancias, las crucetas deben ser de gran longitud por lo que su uso no es muy frecuente.
- Armado rectangular: Los conductores se colocan de tal forma que el conjunto adopta la forma de un rectángulo con el apoyo en el centro. Es una variación del armado bandera o tresbolillo.
- Armado hexagonal: Los conductores se colocan de tal forma que el conjunto adopta la forma de un hexágono con el apoyo en el centro. Es una variación del armado bandera o tresbolillo.
- Doble triangular: Los conductores de cada circuito se disponen de forma triangular, encontrándose la torre entre ambos circuitos.

Por último, resulta necesario explicar el concepto de haz de conductores. Los conductores pueden encontrarse sometidos al efecto corona. Con ciertas condiciones atmosféricas, cuando la tensión es lo suficientemente grande en un conductor, el aire próximo a su superficie puede ionizarse. De esta forma, el gas atmosférico cuya función es el aislamiento eléctrico, adquiere una mayor conductividad que provoca pequeñas descargas alrededor del conductor. Cuando la intensidad es lo suficientemente grande, en el aire y la superficie del conductor se aprecia un halo con una tonalidad que pasa del rojo al azul, que recuerda a una corona, de ahí el nombre [27].

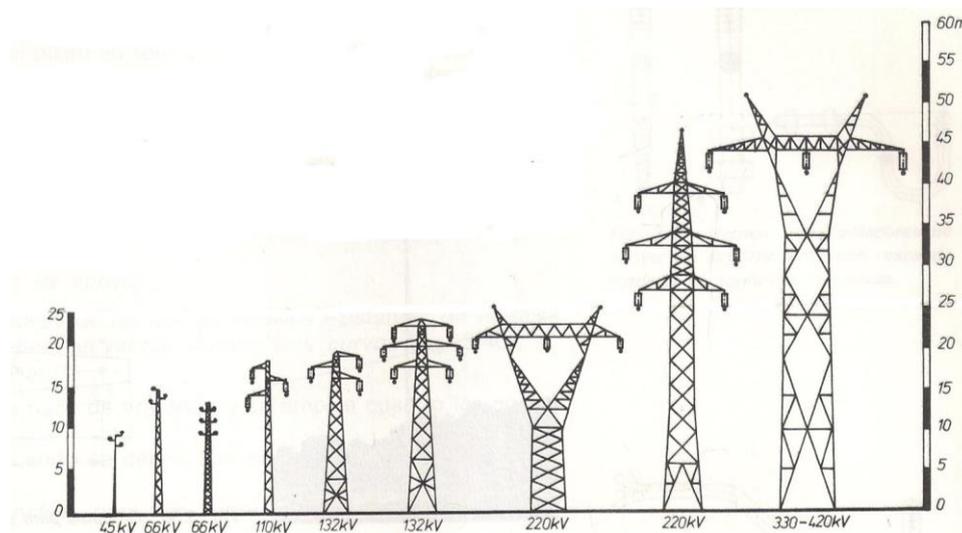


Figura 5.12: Tipos de apoyos según su tensión de funcionamiento y altura. Se muestran armados capa, tresbolillo, hexagonales y rectangulares en simple o doble circuito. Existen muchos otros diseños no representados en esta figura.

El efecto corona genera pérdidas de potencia activa, así como interferencias que pueden afectar a las telecomunicaciones, ozono y óxidos de nitrógeno por lo que es indeseable. Para evitar que ocurra, debe reducirse la sección de los conductores para reducir el gradiente del campo eléctrico. La solución se encuentra en sustituir los conductores de cada fase por varios conductores con secciones menores. Estos conductores deben conectarse en paralelo. Esto se consigue utilizando separadores metálicos que mantienen la distancia entre conductores

constante y la conexión eléctrica. Las distancias entre conductores de una misma fase no se corresponden con las distancias mínimas de separación establecidas por el reglamento de alta tensión.



*Figura 5.13: Efecto corona en un anillo descargador.*

Se dice entonces que los conductores de cada fase constituyen un haz de conductores, que a efectos de todo lo explicado hasta este punto puede considerarse como un único conductor. Los haces de conductores se llaman haces dúplex si los forman dos conductores, tríplex si los forman tres conductores, y así sucesivamente. Fue Frank W. Peek quien, en 1929, desarrolló las fórmulas que se utilizan para determinar el alcance del efecto.



*Figura 5.14: Separador en un haz tríplex [28].*

### **5.1.7 Aisladores y herrajes**

Como ya se ha explicado, los aisladores son los elementos que aíslan eléctricamente los conductores de los apoyos que los sustentan. Generalmente, se hacen de hormigón y vidrio o porcelana y pueden agruparse para formar cadenas de aisladores.

Al crear cadenas de aisladores, aumenta la tensión máxima que pueden aislar, ya que esta aumenta con la distancia de separación. El reglamento de alta tensión [11] establece las líneas de fuga de la Tabla 5.4 según el nivel de contaminación. La línea de fuga es la longitud por la superficie del aislador desde la parte inferior hasta la superior del mismo.

Tabla 5.4

*Longitud de la línea de fuga según nivel de contaminación.*

Nivel de contaminación	Línea de fuga mínima (mm/kV)
Ligero (I)	16,0
Medio (II)	20,0
Fuerte (III)	25,0
Muy fuerte (IV)	31,0

Los niveles de contaminación se establecen según la cantidad de viviendas e industrias alrededor, la proximidad con la costa, las características del terreno y la cantidad de lluvia, entre otros [11].

Los herrajes son los elementos conductores que sirven para unir aisladores, conductores y apoyos, así como realizar diversas funciones de protección. Para unir los distintos elementos se utilizan las grapas y para protección, son muy comunes los anillos o varillas descargadoras, los amortiguadores stockbridge y los contrapesos, además de los mencionados separadores de haz.

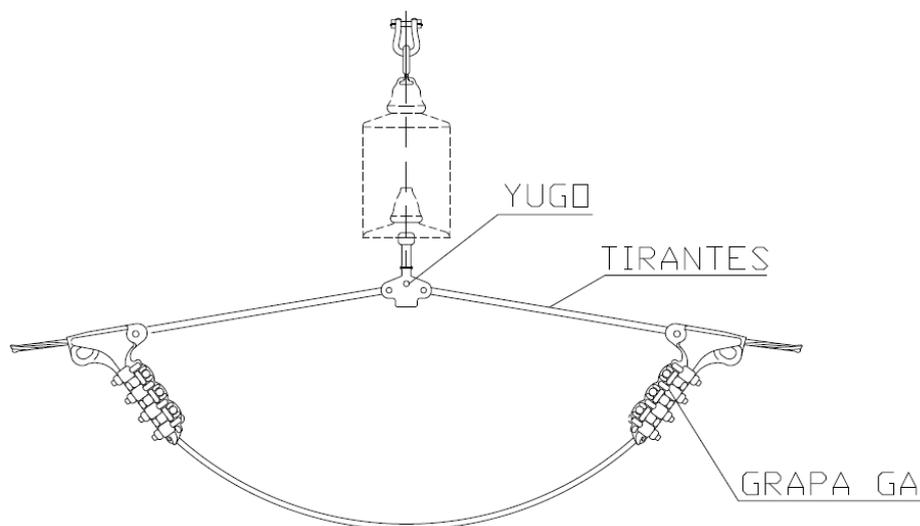


Figura 5.15: Cadena de aisladores y herrajes en línea de amarre [29].

Las líneas eléctricas cuentan con muchos otros elementos de seguridad que proporcionan protección ante funcionamientos erráticos como sobretensiones, sobreintensidades o cortocircuitos. Ejemplos de estos elementos son los fusibles, las autoválvulas, los interruptores, los seccionadores y el diverso aparataje de medición.

Tampoco puede obviarse la importancia de las conexiones de puesta a tierra que se colocan en las torres, cables que permiten la descarga directa a la tierra. Para ello es necesario enterrar, en las proximidades de la cimentación del apoyo, electrodos en forma de varillas o planchas.

## 5.2 Electricidad

Toda la materia está formada de átomos, que a su vez, están formados de partículas: los protones, los neutrones y los electrones. Según la física de partículas, los dos primeros pueden descomponerse en otras partículas elementales llamadas quarks, mientras que el electrón es él mismo una partícula elemental del grupo de leptones. Estas partículas elementales tienen varias cualidades físicas siendo una de ellas la carga eléctrica, que puede tener un valor positivo o negativo [30].

Los bosones son partículas virtuales que se transmiten entre las partículas elementales, siendo los responsables de las interacciones entre estas. El bosón dependiente de la carga eléctrica es el fotón; su transmisión se realiza entre partículas con carga negativa, electrones, y partículas con carga positiva, protones. Los neutrones no tienen carga eléctrica. Esta transmisión de fotones tiene como consecuencia la aparición de fuerzas de atracción, si las partículas entre las que se transmiten tienen cargas con distinto signo, o fuerzas de repulsión en el caso contrario.

Estas fuerzas recién mencionadas forman un campo físico de fuerzas llamado campo electromagnético y es generado por las mismas partículas que se ven afectadas por él, las partículas con carga eléctrica. El campo electromagnético está formado conjuntamente por el campo eléctrico y el campo magnético.

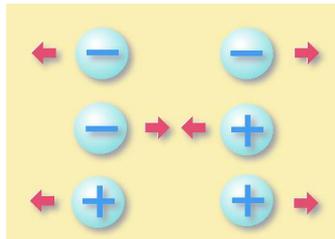


Figura 5.16: Fuerzas de atracción o repulsión entre partículas según el signo de su carga.

Al encontrarse en la corteza del átomo, los electrones pueden moverse libremente incluso siendo capaces de abandonarlo. La materia suele encontrarse en equilibrio eléctrico de forma espontánea, pero el traslado de electrones es capaz de alterar este equilibrio creando puntos con carga eléctrica negativa cuando hay exceso de electrones y viceversa.

La diferencia de carga eléctrica entre dos puntos se denomina diferencia de potencial y, como su propio nombre indica, es la fuente de una energía potencial. Cuando estos dos puntos se unen mediante un material conductor de la electricidad, es decir, que permite el traslado de electrones a través de él, se genera un flujo de electrones. A este flujo se le denomina corriente eléctrica y, junto con la diferencia de potencial (o de voltaje), es la base de la electricidad.

### 5.2.1 Conocimientos básicos

En la Figura 5.17 se muestra un circuito eléctrico compuesto por una fuente de tensión representada por la letra E, una resistencia representada por la letra R, una corriente eléctrica representada por la letra I y los hilos conductores que unen E y R.

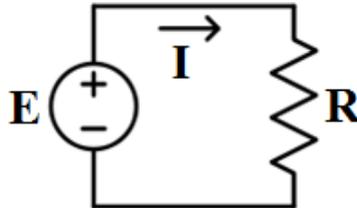


Figura 5.17: Circuito eléctrico básico. Aunque el flujo de electrones empieza en el borne negativo para acabar en el positivo, el sentido en el que se representa la corriente es habitualmente el contrario.

El objetivo de la fuente de tensión es generar una diferencia de potencial entre sus bornes. Las centrales de generación del sistema eléctrico de potencia se encargan de generar este voltaje, que utilizando los transformadores, se irá manipulando a conveniencia a lo largo de la red de transporte y distribución como se ha explicado anteriormente. La resistencia indica la oposición al flujo de electrones y, tal y como se ha explicado en el apartado 5.1, es la razón por la que la energía útil transportada se consume [31,32].

Cuando la máquina generadora mantiene constante las cargas en sus bornes, la corriente no varía ni en su valor, intensidad, ni en su sentido, polaridad. A este tipo de corriente se le denomina corriente continua o directa, DC por sus siglas en inglés. Este tipo de corriente es muy poco frecuente en el transporte y la distribución de electricidad.

La mayor parte del sistema eléctrico utiliza la corriente alterna, AC. En este caso, el valor del voltaje en los bornes de los generadores varía en su valor y polaridad respecto al tiempo y tiene un efecto similar en la corriente. Estos parámetros adoptan una forma sinusoidal como la representada en la Figura 5.18. La corriente alterna tiene varias ventajas que se mencionan a continuación:

- Los transformadores de potencia solo funcionan con corriente alterna, lo que supone que en caso de utilizar corriente continua, no puede alterarse fácilmente el valor de la caída de tensión y, por lo tanto, no es posible reducir las pérdidas de Joule como se hace actualmente.
- La conversión de AC a DC es sencilla, mientras que el proceso contrario requiere de una tecnología más compleja.
- La corriente alterna permite el uso de sistemas eléctricos polifásicos que resultan más eficientes que los monofásicos tanto energéticamente como económicamente.

La corriente continua también posee otras ventajas que la convierten en la mejor opción en casos como el transporte submarino de gran longitud.

Las señales sinusoidales como la tensión o la corriente eléctrica en AC tienen ciertas características que conviene señalar. En la Figura 5.18 se muestra una señal que representa estas características.

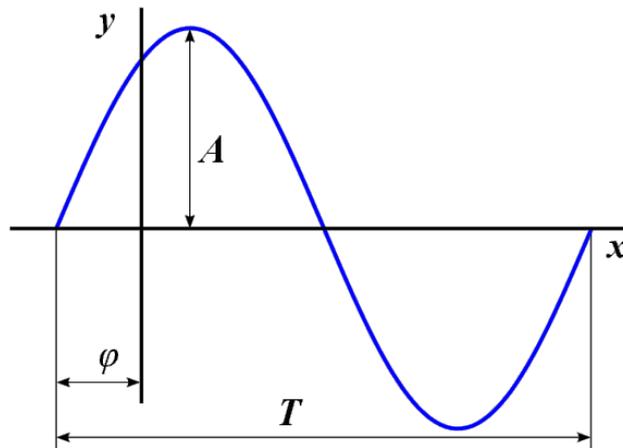


Figura 5.18: Señal sinusoidal [33].

La letra A representa la amplitud de la señal, la letra T el periodo y la letra  $\phi$  el desfase inicial. La expresión matemática que define esta señal es la Ecuación 5.7 [34].

$$y(x) = A * \cos\left(\frac{2\pi}{T} * x - \phi\right) \quad (5.7)$$

Que considerando que representa la tensión entre bornes de una línea monofásica, toma la siguiente forma:

$$v(t) = V_m * \cos(2\pi f * t) \quad (5.8)$$

Se ha sustituido el periodo por su inverso, la frecuencia, y el desfase se ha considerado nulo. La frecuencia utilizada en Europa, entre otros lugares del mundo, es 50 Hercios (Hz) y en América del norte se utilizan 60 Hz. El desfase inicial de la tensión suele considerarse nulo para utilizarlo como referencia.

La frecuencia de la corriente eléctrica es igual, pero su amplitud y desfase varían:

$$i(t) = I_m * \cos(2\pi f * t - \phi) \quad (5.9)$$

Para definir cualquiera de estos parámetros con un único valor numérico, se utiliza su valor eficaz o RMS. Para la tensión, por ejemplo, se define tal y como aparece en la Ecuación 5.10 y es el valor con el que se hace referencia a una línea [35].  $V_m$  es la tensión máxima. A partir de ahora se utiliza el valor RMS para hacer referencia a la tensión y la corriente.

$$V = \frac{V_m}{\sqrt{2}} \quad (5.10)$$

El sistema eléctrico de potencia emplea casi exclusivamente corriente alterna trifásica, que está formada por tres tensiones como la de la Ecuación 5.8, pero con un desfase entre sí de 120°. De esta forma, en el sistema aparecen tres corrientes con el mismo desfase entre sí. La razón por la que todos los apoyos analizados hasta este punto tienen tres conductores, es porque las tres corrientes que forman el sistema trifásico deben mantenerse eléctricamente aisladas.

La forma que adoptan las tensiones de un sistema trifásico se representa en la Figura 5.19. En ella puede observarse cómo la primera fase tiene un desfase inicial nulo, la segunda fase un desfase inicial de 120° y la tercera fase de 240°. Además, todas toman valores tanto positivos como negativos en algún momento del ciclo.

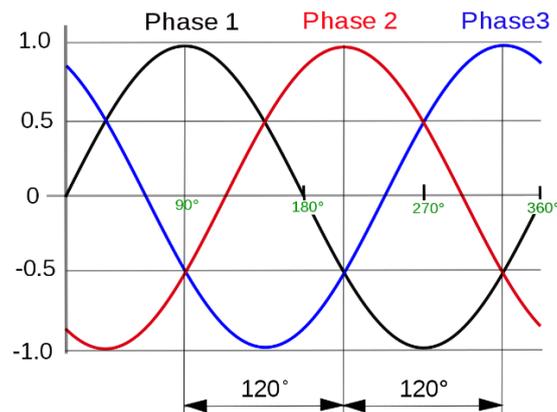


Figura 5.19: Tensiones trifásicas [36].

Las razones más importantes por las cuales están más extendidos los sistemas trifásicos que los monofásicos son las siguientes [37]:

- Un sistema trifásico transporta tres veces más potencia que uno monofásico, pero solo requiere de un conductor más. Las líneas monofásicas se componen de dos conductores y las trifásicas de tres.
- Los generadores trifásicos son, por lo general, más compactos que los monofásicos. Para proporcionar la misma potencia, un generador monofásico requiere un tamaño mayor.
- Un sistema trifásico puede separarse fácilmente en tres monofásicos, mientras que el proceso contrario no es tan sencillo.

En el caso trifásico se pueden considerar dos tipos de tensión. Por un lado la tensión entre una fase y el neutro, conocida como tensión simple y representada con una *v* y un subíndice indicando la fase a la que pertenece:  $V_i$ . Por otro lado, el sistema trifásico ofrece la posibilidad de calcular la tensión entre dos fases, conocida como tensión compuesta y representada con la letra *u* y dos subíndices indicando las fases entre las que se calcula:  $U_{ij}$ . Esta última es la que suele utilizarse para definir el nivel de tensión de una línea. La relación entre los valores eficaces de la tensión simple y la compuesta se muestra en la Ecuación 5.11.

$$U_{ij} = V_i * \sqrt{3} \quad (5.11)$$

En el sistema eléctrico de potencia, el único momento en el que se utilizan sistemas monofásicos es en baja tensión, para llevar la electricidad desde la red de distribución hasta el consumidor final. En el centro de transformación del final de la línea, el transformador reduce la tensión del valor de distribución a 400V de tensión compuesta trifásica. Después, cada una de las fases del secundario del transformador, junto con una derivación del conductor neutro, se envía a puntos de consumo distintos donde se recibe tensión simple de 230V. Puede comprobarse que la relación entre los dos valores es la indicada en la ecuación 5.11.

### 5.2.2 Fasores

Para simplificar el estudio de la electricidad, se utiliza una herramienta matemática llamada fasor. Se basa en utilizar números complejos para representar las señales sinusoidales. Los números complejos tienen un módulo y un argumento. En el caso de los fasores el módulo es el valor eficaz, mientras que el argumento es el desfase inicial de la señal [31].

Gráficamente, los fasores son vectores que rotan alrededor de un punto según su frecuencia y que mantienen los desfases angulares entre sí. Debe considerarse, entonces, que el argumento de los fasores cambia con el tiempo aunque sólo se represente su valor en el momento inicial. En la Figura 5.20 se representa la relación entre una señal sinusoidal y un vector rotatorio.

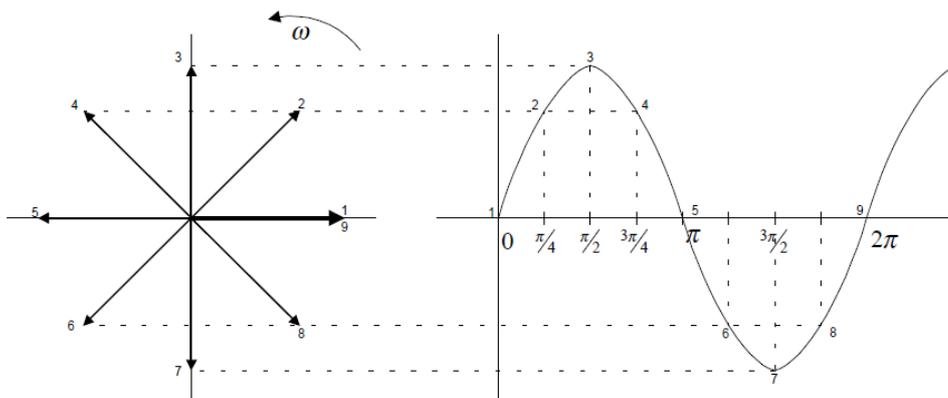


Figura 5.20: Señal sinusoidal y representación vectorial [38].

Para indicar la cualidad de fasor de un parámetro, se coloca una línea recta encima de la letra que lo representa, en mayúscula. En la Ecuación 5.12 aparece la representación fasorial de la corriente. Los fasores que representan tensiones siguen el mismo patrón.

$$\bar{I} = I \langle -\varphi \tag{5.12}$$

En la figura 5.21 se muestra la representación vectorial de las tensiones de un sistema trifásico. Se ha utilizado la letra U también para representar las tensiones simples [39].

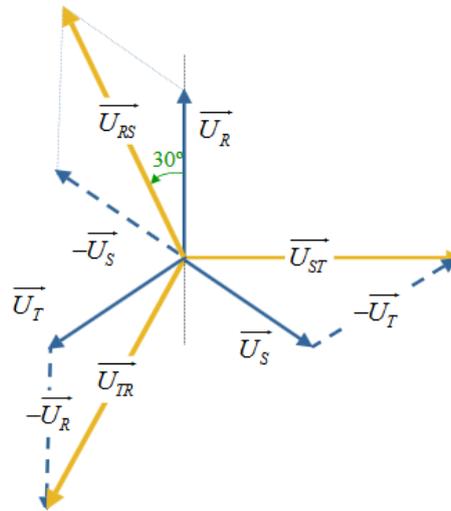


Figura 5.21: Tensiones compuestas y simples.

Además de la Ecuación 5.11, existen otras relaciones entre las tensiones simples y las compuestas. Se aprecia como el desfase angular entre ambas es de 30° y además, puede comprobarse la siguiente ecuación:

$$\overline{U_{ab}} = \overline{V_a} - \overline{V_b} \quad (5.13)$$

### 5.2.3 Parámetros RLC

La tensión y la corriente son los parámetros activos, que definen un sistema eléctrico, y hasta ahora, solo se ha considerado un parámetro pasivo, la resistencia. Aun así, esto solo es cierto en caso de que el sistema utilice corriente continua.

Los parámetros pasivos se llaman así porque su función es consumir potencia. Este consumo puede ser el objetivo por el que se han desarrollado los sistemas eléctricos, como por ejemplo, alimentar un motor eléctrico o iluminar una bombilla. Un ejemplo de consumo de potencia indeseable es el efecto Joule, pero no es el único.

La resistencia es el primero de los parámetros pasivos que se define. Su efecto ya ha sido explicado, se representa con la letra R y su unidad es el ohm ( $\Omega$ ). El ohm relaciona los voltios (V) y los amperios (A) tal y como se establece en la Ley de Ohm (Ecuación 5.3).

Orsted relaciona el campo eléctrico y el magnético en 1820 y las leyes de Biot-Savart (1819) y Ampere (1831) definen posteriormente cómo la corriente eléctrica genera un campo magnético alrededor del conductor. Si la corriente es alterna, el valor de la intensidad magnética también varía [12].

Poco después, Faraday (1831) y Lenz (1834) descubren que los campos magnéticos no constantes inducen fuerzas electromotrices en los conductores que, a su vez, generan corrientes si los conductores forman circuitos cerrados. Estas fuerzas electromotrices tratan de oponerse a la variación del campo magnético.

Para caracterizar los efectos magnéticos explicados, se define la inductancia, que es otro parámetro pasivo del circuito. Se representa con la letra L y su unidad es el Henry (H). Su idealización corresponde a una bobina sin resistencia eléctrica. Esta bobina convierte parte de la energía eléctrica que circula a través de ella en campo magnético y viceversa.

Coulomb y Gauss establecen las bases de la electrostática, que definen el efecto por el cual las cargas eléctricas generan campos eléctricos cuya consecuencia es una diferencia de voltaje. Este efecto electrostático se idealiza con un condensador que consta de dos placas conductoras separadas y aisladas eléctricamente por un material dieléctrico. Se utiliza para almacenar energía eléctrica generando un campo eléctrico. De esta forma, el condensador puede volver a devolver esa energía al circuito más tarde.

El parámetro pasivo que establece la propensión del circuito a generar este efecto es la capacidad. Se representa con la letra C y su unidad es el Faraday (F).

Se definen entonces tres parámetros pasivos que definen completamente el comportamiento del circuito ante los efectos electromagnéticos. Se utiliza el término *RLC* para hacer referencia a ellos de forma compacta. Las ecuaciones de Maxwell (1865) definen completamente todos los efectos electromagnéticos ocurridos en un circuito [40].

La resistencia consume potencia útil, conocida como activa, que es la que se requiere para realizar trabajo y da sentido al sistema eléctrico de potencia. En las resistencias, esta energía se transforma en energía calórica y resulta imposible aprovecharla, se considera perdida. La inductancia y la capacidad, sin embargo, consumen energía del circuito para generar campos magnéticos y eléctricos respectivamente. La potencia que consumen con este fin se conoce como reactiva y no es válida para realizar trabajo. Los efectos inductivos y capacitivos se anulan mutuamente y con un correcto equilibrado de los valores L y C puede anularse la potencia reactiva del circuito. A esto se le conoce como equilibrado del factor de potencia y es de suma importancia en cualquier sistema eléctrico.

#### 5.2.4 Impedancia

Para poder realizar un tratamiento de los parámetros RLC de una línea de una forma sencilla, conviene agruparlos en un solo parámetro. Este adopta el nombre de impedancia, representada con la letra Z y definida con la Ley de Ohm generalizada, Ecuación 5.14 [41].

$$\bar{U} = Z * \bar{I} \quad (5.14)$$

Se observa cómo cumple con la misma relación que la resistencia en la Ecuación 5.3, ya que la Ley de Ohm define los sistemas en DC mientras que la Ley de Ohm generalizada define sistemas que funcionan en AC. Puede deducirse que la unidad de la impedancia es también el ohm ( $\Omega$ ).

Para poder hacer la conversión de unidades desde el Henry al Ohm, en caso de las inductancias, y desde el Faraday al Ohm en caso de las capacidades, se define la reactancia. Este parámetro se representa mediante la letra  $X$ , su unidad es el ohm y se define mediante la siguiente ecuación:

$$X = 2\pi f * L - \frac{1}{2\pi f * C} \quad (5.15)$$

Como para operar con la tensión y la intensidad se utilizan fasores, que son números complejos variables, la impedancia también debe ser un número complejo para cumplir con la Ecuación 5.14. La resistencia es la parte real de la impedancia, mientras que la reactancia es la parte imaginaria de la misma. En la Ecuación 5.16 se representa la forma compleja de la impedancia.

$$Z = R + jX \quad (5.16)$$

La impedancia no es un fasor porque su valor se mantiene constante con el tiempo. La relación entre su parte imaginaria y su parte real coincide con el desfase  $\varphi$  de la corriente respecto a la tensión:

$$\varphi = \arctan\left(\frac{X}{R}\right) \quad (5.17)$$

### 5.2.5 Cálculo de líneas. Matriz de impedancias

Cada conductor de la línea es fuente y receptor de cada uno de los efectos electromagnéticos que se han descrito. Esos efectos pueden hacer que dos conductores interactúen mutuamente y, a la vez, que cada conductor interactúe con él mismo. Además, en este conjunto de interacciones no solo entran en juego los conductores activos, también lo hacen los hilos de guarda y la tierra, como si de otros conductores activos más se trataran [4].

Esto supone que haya varias impedancias por cada tensión existente en la línea. Estas impedancias contienen la información de los parámetros RLC propios y mutuos y definen las líneas completamente, desde el punto de vista del electromagnetismo. Estos parámetros pueden o no mantenerse constantes a lo largo de toda la línea.

Cada conductor tiene parámetros RLC propios que le afectan a sí mismo, así como parámetros RLC del resto de los conductores de la línea que le afectan a él, los parámetros mutuos. De esta forma, es posible calcular la caída de tensión sufrida por un conductor en una longitud infinitesimal de la línea utilizando la Ley de Ohm generalizada (Ecuación 5.14). Si la línea tiene  $n$  conductores, la caída de tensión del conductor  $i$  se calcula mediante la Ecuación 5.18:

$$dV_{ii}/dx = Z_{1i} * I_1 + \dots + Z_{ii} * I_i + \dots + Z_{ni} * I_n \quad \text{donde } \forall i \in [1, n] \quad (5.18)$$

Para interpretar la Ecuación 5.18 es necesario comprender que las impedancias indicadas adquieren valores específicos respecto a la distancia y que, por lo tanto, la unidad utilizada es ohm por longitud, en este caso en kilómetros ( $\Omega/\text{km}$ ).

Según aumenta  $n$ , más se complica el estudio de todos los parámetros y caídas de tensión de la línea. Por esta razón se hace necesario el uso de matrices para realizar los cálculos. En la Figura 5.22 se representa una matriz para el cálculo de una línea trifásica con dos hilos de guarda. R, S y T son los identificadores de las tres fases activas, U y V representan los hilos de guarda y W es el retorno por tierra.

$$\begin{bmatrix} V_R \\ V_S \\ V_T \\ V_U \\ V_V \\ V_W \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z'_{RR} & Z'_{RS} & Z'_{RT} & Z'_{RU} & Z'_{RV} & Z'_{RW} \\ Z'_{SR} & Z'_{SS} & Z'_{ST} & Z'_{SU} & Z'_{SV} & Z'_{SW} \\ Z'_{TR} & Z'_{TS} & Z'_{TT} & Z'_{TU} & Z'_{TV} & Z'_{TW} \\ Z'_{UR} & Z'_{US} & Z'_{UT} & Z'_{UU} & Z'_{UV} & Z'_{UW} \\ Z'_{VR} & Z'_{VS} & Z'_{VT} & Z'_{VU} & Z'_{VV} & Z'_{VW} \\ Z'_{WR} & Z'_{WS} & Z'_{WT} & Z'_{WU} & Z'_{WV} & Z'_{WW} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_R \\ I_S \\ I_T \\ I_U \\ I_V \\ I_W \end{bmatrix}$$

Figura 5.22: Cálculo matricial de una línea trifásica con dos hilos de guarda y retorno por tierra.

La matriz que contiene las impedancias se denomina matriz de impedancias y su cálculo es muy costoso debido a la gran cantidad de cálculos que debe hacerse para ello. Una forma de simplificar esta labor es reducir las dimensiones de la matriz para que solo contenga las impedancias relativas a las fases activas, ya que el cálculo de las caídas de tensión para los hilos de guarda y la tierra no suelen resultar de especial interés. Además, conviene juntar los conductores de cada haz para considerar un único conductor por fase, lo que también simplifica la matriz. Estas reducciones no deben obviar los efectos de los elementos reducidos si se busca una mayor precisión.

$$\begin{pmatrix} Z_{RR} & Z_{RS} & Z_{RT} \\ Z_{SR} & Z_{SS} & Z_{ST} \\ Z_{TR} & Z_{TS} & Z_{TT} \end{pmatrix} \quad (5.19)$$

Debido a la dificultad de realizar estos cálculos, se han desarrollado varios métodos de modelización de líneas que permiten conseguir valores aproximados de los parámetros de las líneas para llevar a cabo su cálculo. De todos modos, existen herramientas de software diseñadas con este fin que hacen más sencillo el cálculo exacto de líneas de cualquier complejidad.

Es habitual el cálculo de matrices que siguen el esquema de la Ecuación 5.19, pero que separan cada uno de los parámetros RLC en matrices independientes. De esta forma la operación con cada uno de los parámetros es sencilla y conseguir la matriz de impedancias conociendo las de cada parámetro tampoco presenta grandes complicaciones.

### 5.2.6 Impedancias de secuencia

Los sistemas trifásicos alimentan cargas trifásicas que pueden considerarse como impedancias, una por cada fase. En el sistema eléctrico de potencia, cuando la electricidad ya ha sido distribuida y se ha bajado el nivel de tensión a baja tensión, las tres fases se separan y cada una de ellas alimenta distintos puntos de consumo de forma monofásica.

En cada uno de los puntos de consumo las cargas conectadas al sistema tienen distintos valores y, por lo tanto, las caídas de tensión en cada fase son distintas. Las impedancias de línea también pueden variar y provocar un efecto similar a lo largo de la línea.

Cuando las cargas de cada fase varían considerablemente de las de las otras fases, se dice que la línea se encuentra desequilibrada. El desequilibrio es un efecto común e indeseable de las líneas trifásicas porque provocan diferencias en el suministro eléctrico que las compañías distribuidoras ofrecen a cada cliente. Estas diferencias pueden hacer que la línea se aleje demasiado de los valores nominales para los que está diseñada, provocando un funcionamiento poco eficiente en las máquinas conectadas.

El teorema de Fortescue establece que todo sistema desequilibrado polifásico puede ser definido con tantos sistemas equilibrados como fases tiene el sistema desequilibrado aplicando el principio de superposición. Para un sistema trifásico, basta con calcular un sistema trifásico equilibrado denominado secuencia positiva (a), otro sistema equilibrado que rota en sentido contrario denominado secuencia inversa (b) y un sistema que oscila y no rota llamado secuencia homopolar (c) [42].

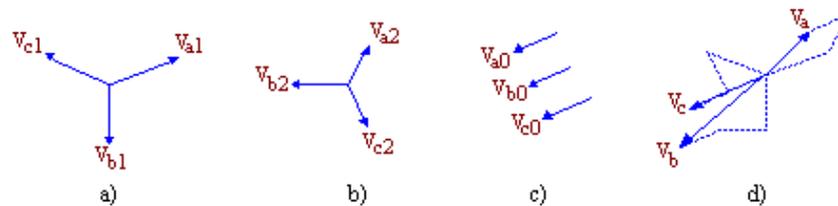


Figura 5.23: Descomposición en secuencias de terna desequilibrada (d).

Para un correcto equilibrio de las líneas es necesario escoger diseños de apoyos que tengan el menor impacto posible en el desequilibrio de las fases. Una medida que es necesario adoptar en líneas de gran longitud es la transposición de fases. Consiste en intercambiar las posiciones de las fases en los apoyos con una cierta frecuencia con el fin de que todas las fases 'sufren' los mismos efectos derivados de la geometría de la línea [43].

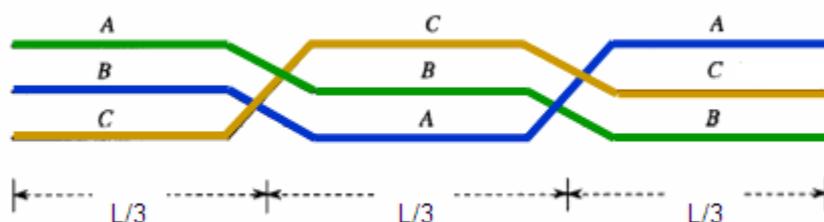


Figura 5.24: Transposición de fases.

Si se consigue equilibrar la línea lo suficiente, la secuencia positiva toma los mismos valores que la secuencia inversa. De esta forma, es suficiente conocer los parámetros RLC de las secuencias positiva y homopolar para definir una línea completamente.

El cálculo de los parámetros RLC de secuencia se lleva a cabo realizando varias transformaciones matriciales a la matriz de impedancias. El uso de los parámetros de secuencia reduce considerablemente la cantidad de parámetros necesarios para analizar una línea y su uso es recomendable.

## **6 Análisis de alternativas**

En este apartado se exponen las distintas alternativas que pueden utilizarse para llevar a cabo el trabajo y cumplimentar los objetivos especificados en el punto número tres. El resultado del análisis debe dar a conocer la alternativa que mejor se adapte a los objetivos del trabajo.

### **6.1 Métodos de análisis**

El método de análisis que mejor se adapte a las condiciones del presente trabajo debe elegirse de acuerdo a unos criterios de selección bien definidos. Las tres opciones predominantes son las pruebas de campo, los modelos físicos a escala y la simulación de software.

#### **6.1.1 Presentación de alternativas**

Los tres métodos distintos que se plantean para llevar a cabo los estudios necesarios para el TFG son los siguientes:

- **Pruebas de campo:** Consiste en realizar el estudio en instalaciones existentes, de modo que los resultados obtenidos sean fiables. Es necesario seleccionar distintas líneas aéreas de media tensión cuyas características difieran notablemente para poder medir las diferencias derivadas de sus correspondientes diseños. Se requiere el uso de aparataje complejo cuya operación necesita de preparación previa.
- **Modelos físicos a escala:** Se trata de construir prototipos a escala de los modelos que se quieren estudiar. Estos modelos son sometidos a unas condiciones de funcionamiento en relación a su escala para así poder conseguir los datos necesarios. Se requiere el uso de aparataje cuya operación es más sencilla que en el caso anterior debido a la menor peligrosidad de los ensayos.
- **Simulación de software:** Utilizando una herramienta de software diseñada con tal propósito, se llevan a cabo distintas simulaciones por ordenador que permitan imitar con fiabilidad los ensayos requeridos. El software procesará los datos de entrada para proporcionar otros de salida. Es necesario conocer el funcionamiento del programa.

#### **6.1.2 Criterios de selección**

A continuación, se presentan los criterios utilizados para seleccionar el mejor de los métodos para la realización del trabajo:

- **Coste económico:** Es preferible seleccionar el método con menor coste económico.
- **Recursos humanos y materiales:** Los recursos disponibles por el autor de este trabajo son limitados y conviene que el método seleccionado requiera los menos posibles.

- Versatilidad: Un método versátil facilita y aumenta el número de ensayos que se pueden realizar sin comprometer los demás criterios de selección.
- Precisión y fiabilidad de resultados: Los resultados obtenidos en los ensayos realizados con cada uno de los métodos deben ser precisos. De lo contrario, el error puede ser demasiado grande y conducir a conclusiones equivocadas. La fiabilidad es la cualidad con la cual determinar si la precisión está asegurada.

### 6.1.3 Selección del método de análisis

Para llevar a cabo la selección se otorgan 0, 5 o 10 puntos a los distintos métodos por cada uno de los criterios de selección, que tienen un peso porcentual predefinido. La opción que más puntos obtiene después de realizar una media ponderada se considera la más apropiada.

El criterio que más peso tiene es el del coste económico, un 35%, puesto que su valor es determinante a la hora de aceptar o no el presupuesto del trabajo de fin de grado. Tanto la variedad de ensayos como la precisión y fiabilidad de estos son criterios esenciales para conseguir un resultado de calidad. Por esta razón se otorga un peso del 25% a cada uno de ellos. El 15% restante es el peso correspondiente a los recursos necesarios.

Tabla 6.1

*Selección del método de análisis*

Criterios de selección	Pruebas de campo	Modelos a escala	Simulación software
Coste económico (35%)	0	5	10
Recursos (15%)	0	5	10
Versatilidad (25%)	0	5	10
Precisión y fiabilidad (25%)	10	5	5
Total	2.5	5	8.75

Asignando una puntuación a cada uno de los métodos y calculando la media ponderada, se deduce que el más adecuado de ellos es la simulación por software.

Como puede comprobarse en la Tabla 6.1 las pruebas de campo no son aconsejables para la realización del presente trabajo. Este método requiere de muchos recursos materiales (como por ejemplo el aparataje de medición y las protecciones necesarias al manipular elementos que se encuentran sometidos a alta tensión) así como humanos (operarios con la preparación necesaria para manipular las líneas de media tensión). Además, para realizar varios ensayos y poder entender la influencia de los parámetros de diseño de las torres, es necesario localizar y desplazarse hasta las líneas que cumplan con determinadas características. Todo esto supone un coste desproporcionadamente alto considerando el presupuesto del trabajo de fin de grado, así como unos recursos que el autor no posee. La gran precisión del método, aunque conveniente, no es una condición obligatoria para llevar a cabo este TFG.

La utilización de modelos de escala no es una mala opción puesto que consigue resultados bastante fiables, pero requiere también de recursos bastante elevados, así como un

coste económico mayor en comparación con las simulaciones por software. Por estas razones queda descartado.

Por último, se aprecia cómo la simulación por software es un método lo suficientemente fiable además de barato y versátil. Es por estas razones que se ha optado por utilizar una herramienta software para llevar a cabo el estudio objeto de este trabajo.

## **6.2 Selección de la herramienta de software**

La variedad de herramientas de software para el análisis y estudio de sistemas eléctricos que hay en el mercado es muy amplia. Todas tienen sus ventajas e inconvenientes y es por esto que se debe elegir el programa que mejor se adapte a las condiciones de estudio. El proceso de elección se presenta en este apartado.

### **6.2.1 Presentación de alternativas**

- ATP: Alternative Transient Program es un software utilizado para hacer simulaciones electromagnéticas y electromecánicas digitales. Su programación está basada en el EMTP, que es un programa desarrollado con tales fines por Hermann W. Dommel, y se utiliza para construir y simular modelos. Es de gran utilidad para calcular los valores de los efectos transitorios y puede adquirirse una licencia gratuita de uso solicitándola [46].
- PSCAD: Power Systems CAD es un programa de computador para el diseño asistido de sistemas de potencia. Sirve para introducir y simular sistemas eléctricos con una interfaz sencilla. El programa destaca por su amplia librería de componentes como resistencias, bobinas y condensadores, transformadores de varios tipos, fuentes de tensión, elementos de electrónica de potencia o líneas aéreas [47].
- MATLAB-Simscape Power Systems: Es una aplicación dentro de la herramienta de software MATLAB que sirve para modelizar y simular sistemas eléctricos de potencia. Las construcciones se realizan utilizando el entorno de programación visual Simulink, lo que facilita la integración en los modelos de sistemas de control entre otros. Incluye diversas interfaces gráficas de usuario con aplicaciones específicas, Power\_LineParam es un ejemplo de ellas. Sirve para modelar líneas aéreas de forma rápida y obtener sus parámetros RLC [44].

### **6.2.2 Criterios de selección**

Los criterios de selección deben definirse correctamente para poder elegir la herramienta de software que mejor se adapte al trabajo.

- Flexibilidad: Es importante que el programa permita modificaciones incluso una vez empezada la simulación. Esto permite agilizar y facilitar la corrección de errores durante el trabajo.
- Complejidad: Si el software tiene una gran cantidad de parámetros de entrada, el modelo de simulación es más preciso y fiable.

- Tiempo de simulación: Conviene que el tiempo empleado para ejecutar y realizar las simulaciones sea corto porque permite un mejor aprovechamiento del tiempo.
- Simplicidad en el uso: Un software intuitivo y fácil de usar reduce tanto el tiempo de aprendizaje necesario como la probabilidad de cometer errores.
- Precisión y fiabilidad: Si la computación de los datos es óptima, los parámetros de salida son más precisos y fiables. De lo contrario, se corre el peligro de llegar a resultados y conclusiones erróneas.
- Coste económico: El coste económico de muchas licencias de uso puede resultar caro, mientras que hay otras baratas o incluso gratuitas.

### 6.2.3 Selección de la solución

Para llevar a cabo la selección se otorgan 0, 5 o 10 puntos a los distintos programas por cada uno de los criterios de selección, que tienen un peso porcentual predefinido. La opción que más puntos obtiene después de realizar una media ponderada se considera la más apropiada. El peso de cada uno de los criterios aparece en la Tabla 6.2 dentro de los paréntesis.

Tabla 6.2

*Selección de la herramienta de software*

Criterios de selección	ATP	PSCAD	MATLAB
Flexibilidad (20%)	10	10	10
Complejidad (20%)	5	10	10
Tiempo de simulación (10%)	0	5	5
Simplicidad en el uso (20%)	0	5	10
Precisión y fiabilidad (15%)	10	10	5
Coste económico (15%)	10	5	5
Total	6	7.75	8

Asignando una puntuación a cada uno de los métodos y calculando la media ponderada, se deduce que el más apropiado es MATLAB.

ATP es un programa muy completo y preciso. El programa EMTP se ha utilizado durante muchos años y está comprobado que los resultados que ofrece son de calidad. Además, el proceso para conseguir una licencia de uso gratuita es muy sencillo. Su mayor problema es la complejidad, puesto que la interfaz no está diseñada para resultar de fácil manejo y requiere un cierto entrenamiento antes de poder aprovechar todo su potencial.

PSCAD y MATLAB son programas con características específicas y por esta razón han obtienen una puntuación similar. La menor precisión por parte de MATLAB se debe a que no está diseñado para calcular los transitorios de la primera parte de la simulación, de todos modos, esta no es una información necesaria para realizar el estudio de los parámetros RLC de la línea.

Se ha optado por la utilización de MATLAB para realizar las simulaciones porque el uso de este programa está más extendido y su uso es, por lo tanto, mejor conocido por el autor. Además, MATLAB incluye una aplicación llamada Power\_LineParam cuya utilidad es la que se

requiere de una herramienta de software para llevar a cabo las simulaciones necesarias para realizar este trabajo de fin de grado.

## 7 Descripción de la solución

Para estudiar la influencia de los distintos parámetros de diseño de las torres en el cálculo de líneas eléctricas, se realiza una serie de simulaciones con distintos modelos para después compararlas con un modelo de referencia. Estas simulaciones se llevan a cabo con la aplicación Power\_LineParam de Matlab que se describe a continuación [44].

### 7.1 Descripción de Power\_LineParam

Power\_LineParam es una interfaz gráfica de usuario (*GUI*, por sus siglas en inglés) integrada en la herramienta de software Matlab. Al ser una aplicación perteneciente a este programa, se abre introduciendo 'power\_lineparam' directamente en la ventana de comandos.

La aplicación calcula los parámetros R, L y C de líneas aéreas utilizando como dato la información insertada por el usuario, que abarca desde los tipos de conductores utilizados hasta la disposición de estos en la torre. Los datos de entrada serán especificados con exactitud más adelante. El programa devuelve los parámetros R, L y C propios y mutuos de todos los conductores en forma de matriz. Además, si se define una línea trifásica, calcula vectores con las componentes directa y homopolar.

#### 7.1.1 Interfaz y datos de entrada

Al ejecutar Power\_LineParam se abre una ventana con varias casillas en las que insertar información, su apariencia puede apreciarse en la Figura 7.1. En esta imagen se han utilizado como ejemplo los datos guardados en el programa por defecto; la información sobre la instalación aparece en la ventana *Comments*.

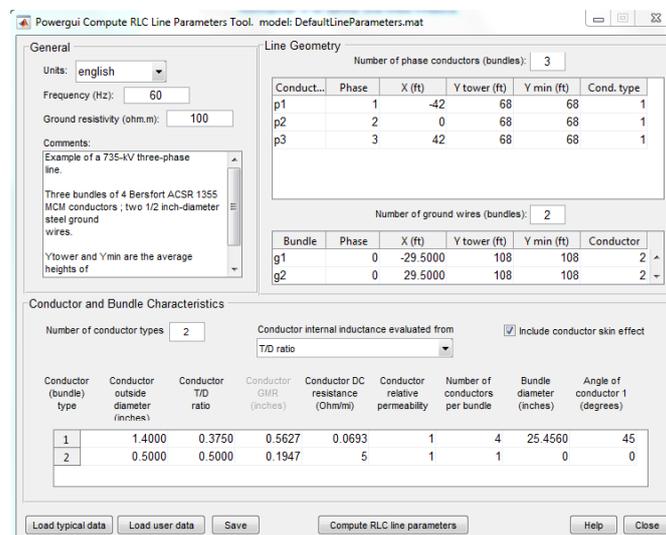


Figura 7.1: Ventana principal de Power\_LineParam

- **General**

La ventana principal está compuesta por tres apartados. El primero de ellos se llama *General* y contiene los siguientes cuadros de entrada:

- *Units*: ofrece las opciones *english* o *metric* para seleccionar el sistema de unidades anglosajón o métrico respectivamente. Las unidades de los datos de salida son kilométricas, independientemente de la opción elegida en esta casilla, que solo afecta a los datos de entrada.
- *Frequency*: frecuencia a la que operará la línea. La unidad es hertz (Hz).
- *Ground resistivity*: resistividad de la tierra. La unidad es ohm metro ( $\Omega\text{m}$ ).
- *Comments*: un cuadro de texto para escribir comentarios; no influye en los cálculos del programa.

- **Line Geometry**

El segundo de los apartados es *Line Geometry* (o Geometría de Línea en castellano) y sirve para especificar la disposición geométrica de los conductores en la torre. La Figura 7.2 muestra varios de estos parámetros de forma gráfica. Consta de dos tablas diferenciadas que se describen a continuación:

- Tabla de conductores de fase: referida a los conductores o haces de conductores de fase, que se ocupan del transporte de la energía eléctrica, es decir, los que no son de guarda u OPGW. Además, hay un apartado llamado *Number of phase conductors (bundles)* (Número de conductores de fase (haces) en castellano) donde especificar la cantidad de haces de conductores que conforman el sistema. El programa añadirá nuevas filas a la tabla dependiendo del valor introducido y estas son las columnas que la componen:
  - *Conductor*: denominación de cada haz de conductores dada por el programa automáticamente. El nombre tiene la siguiente forma: una letra 'p' minúscula seguida del número entero positivo correspondiente, por ejemplo, 'p1'.
  - *Phase*: fase de cada haz de conductores, que tiene que representarse mediante un número entero mayor o igual que cero. Si queremos representar una línea monofásica, las fases deben ser 1 y 2. Un sistema trifásico de un único circuito tiene las fases 1, 2 y 3. Si la línea es trifásica y de doble circuito, entonces tenemos dos opciones:
    - Fases 1, 2 y 3 dobles. Hay tres pares de conductores (o haces de conductores) que comparten fase. El programa interpretará que se ha descrito un único circuito trifásico por lo que el resultado será dado como matrices de dimensiones 3x3. Los datos RLC de cada haz de conductores no se dan de forma explícita; el usuario tiene que adaptar la información de salida para conseguir estos resultados. Esta opción tiene utilidad si el objetivo es conseguir los datos de una línea de único circuito equivalente.

- Fases 1, 2 y 3 para el primer circuito y fases 4, 5 y 6 para el segundo circuito. Los números 4 y 1 representan la misma fase al igual que las fases 5 y 2 y las fases 6 y 3. En este caso los resultados vienen dados en matrices de dimensiones 6x6 por lo cual los parámetros RLC de cada haz de conductores se muestran de forma explícita.
- Estas dos opciones son extrapolables a los ejemplos de líneas con más de dos circuitos. Para ello debe tenerse en cuenta el siguiente esquema, que muestra cómo entiende el programa el número de la fase si A, B y C son cada una de las fases de un sistema trifásico:
  - $\{1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, \dots\} = \{A, B, C, A, B, C, A, B, C, \dots\}$
- *X*: distancia horizontal de los haces de conductores respecto al eje vertical de simetría de la torre, en su punto de unión con el elemento fijo. Los puntos a uno de los lados de dicho eje están a una distancia positiva, mientras que los que se encuentran en el lado opuesto del eje, se considera que están a una distancia negativa. Las unidades de distancia son metros o pies.
- *Y tower*: distancia vertical de los haces de conductores respecto al suelo, en su punto de unión con el elemento fijo. Las unidades de distancia son metros o pies.
- *Y min*: distancia vertical de los haces de conductores respecto al suelo, en su punto de menor altura, es decir, en el punto donde la flecha es mayor. Las unidades de distancia son metros o pies.
- *Cond. type*: en esta columna solo pueden introducirse números enteros mayores que cero y menores o iguales que el número de tipos de conductores, que se introduce en el apartado *Conductor and Bundle Characteristics*. En este apartado posterior se especifican las características de cada tipo de conductor, y a cada haz de conductores hay que asignarle uno de estos tipos.
- Tabla de cables a tierra: referida a los conductores o cables de guarda que están conectados a tierra. Las columnas son iguales que las de la tabla anterior con las excepciones de que el nombre de cada cable tiene la forma 'gi' (donde 'i' es un número entero positivo) y que la fase se indica como 0 y no puede ser modificada.

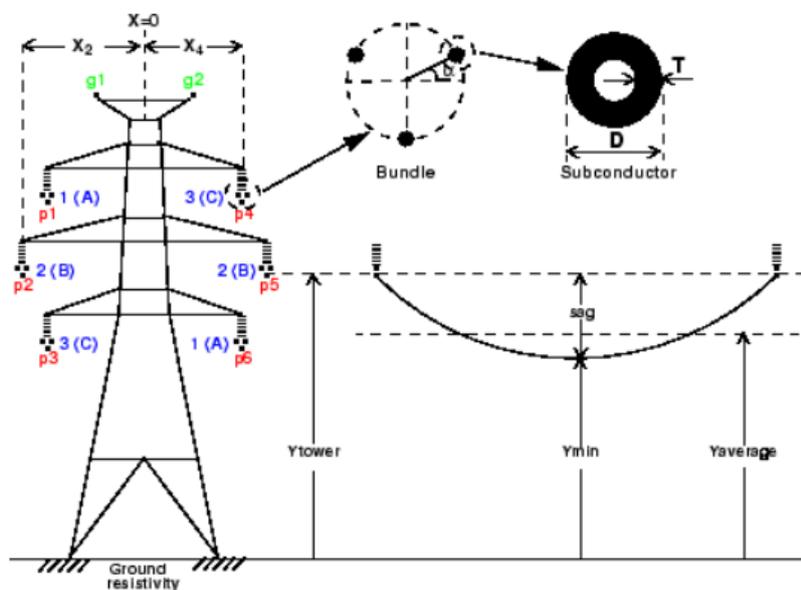


Figura 7.2: Geometría de línea [44].

- **Conductor and Bundle Characteristics**

El último de los apartados es Conductor and Bundle Characteristics (o Características de Conductores y Haces en castellano) y se utiliza para definir los parámetros de diseño de los distintos tipos de conductores y haces. Los datos se introducen en las siguientes categorías:

- *Number of conductor types*: número entero positivo que indica la cantidad de tipos distintos de haces de conductores. El número de filas de la tabla viene determinado por este valor.
- *Conductor internal inductance evaluated from*: (o Inductancia interna del conductor calculada de en castellano) ofrece tres opciones con las cuales indicar qué dato debe utilizar el programa para calcular la inductancia interna. Las tres opciones son: *ratio T/D*, *Geometric Mean Radius (GMR)* y *Reactancia  $X_a$  con espaciamento de 1m*.
- *Include conductor skin effect*: Activando esta opción el programa tiene en cuenta el efecto Skin (o efecto pelicular) a la hora de hacer los cálculos.
- Tabla de características de conductor. A continuación, se especifica cada una de las columnas de la tabla:
  - *Conductor (bundle) type*: solo pueden introducirse números enteros mayores que cero y menores o iguales que el número de tipos de conductores, que se introduce en Number of conductor types.
  - *Conductor outside diameter*: diámetro exterior del conductor. No debe confundirse con el diámetro del haz, que se especificará en otra columna. Las unidades son centímetros o pulgadas.
  - *Conductor T/D ratio*: relación entre el grosor del material conductor y el diámetro exterior del conductor en caso de que este sea del tipo ACSR (con alma de acero). En caso contrario, si el material conductor ocupa toda la sección, la relación es 0.5, que es el valor máximo que este parámetro puede adquirir. Se representa en la Figura 7.2. Esta columna se desactiva si las opciones ratio T/D e Include conductor skin effect no están escogidas.
  - *Conductor GMR*: se activa si se ha elegido esta opción más arriba. El valor GMR se introduce en centímetros o pulgadas.
  - *Conductor  $X_a$  1-m spacing*: se activa si se ha elegido esta opción más arriba. El valor de  $X_a$  se introduce en ohms por kilómetro ( $\Omega/\text{km}$ ) u ohms por millas ( $\Omega/\text{mi}$ ).
  - *Conductor DC resistance*: valor de la resistencia en corriente continua del conductor en ohm/km u ohm/millas.
  - *Conductor relative permeability*: aparece si se ha activado la opción para tener en cuenta el efecto Skin. Se utiliza para incluir el valor de la permeabilidad relativa.
  - *Number of conductors per bundle*: número de conductores que conforman el haz. Es un número entero mayor o igual que uno.
  - *Bundle diameter*: diámetro del haz; los conductores de un mismo haz suelen distribuirse de forma equilibrada a lo largo de una circunferencia como aparece en la Figura 7.2. Las unidades son centímetros o pulgadas.
  - *Angle of conductor 1*: posición de uno de los conductores del haz. La posición se determina definiendo un ángulo  $\alpha$  (en grados) como el indicado en la Figura X.2. Teniendo en cuenta el número de conductores por haz y que el espaciado es igual entre cualquier par de estos, el programa es capaz de determinar la

posición de cada uno. Este parámetro no es accesible si el número de conductores en el haz es 1.

- **Operaciones con los resultados**

Finalmente, el programa ofrece varias opciones antes de mostrar los resultados: bien cargar datos predeterminados del sistema o bien cargar datos introducidos y almacenados anteriormente por el usuario. Para ello, también se ofrece la opción de guardar los datos.

Además de esto, pulsando en *Compute RLC parameters* el programa hace los cálculos pertinentes y muestra los resultados en la pantalla en una nueva ventana. Los resultados del ejemplo utilizado en la Figura 7.1 se pueden ver en la Figura 7.3.

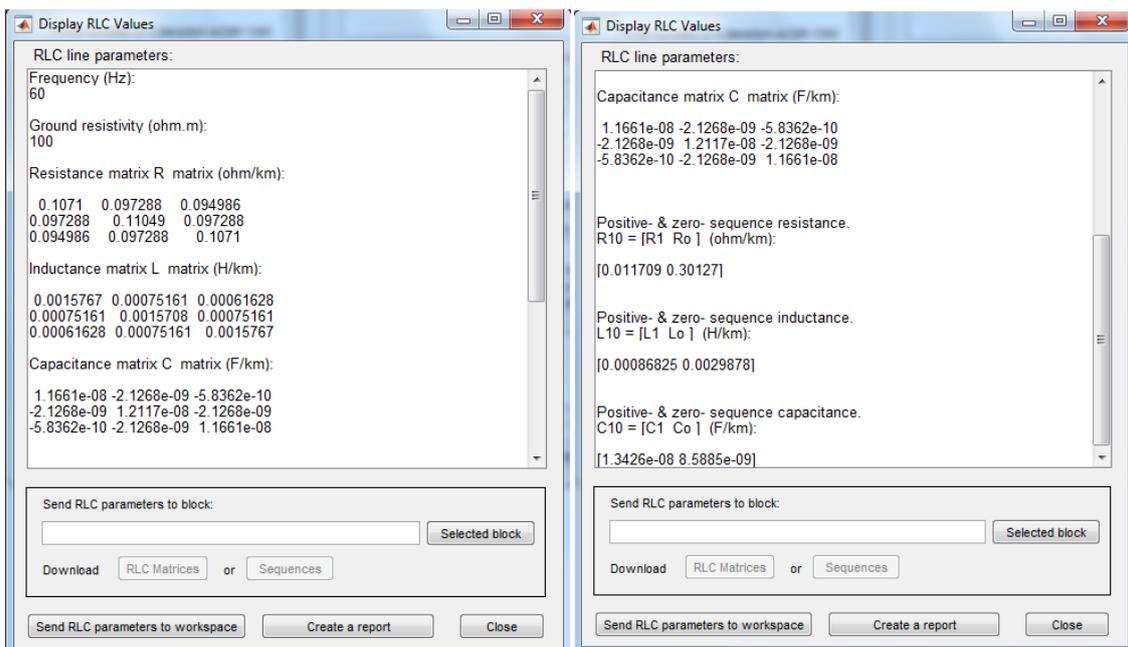


Figura 7.3: Resultados del ejemplo anterior

### 7.1.2 Resultados

*Display RLC values* es el nombre de la ventana de resultados que muestra los valores asignados por el usuario a la frecuencia y a la resistencia de tierra, junto con los valores RLC de la línea en forma de matrices y vectores.

### 7.1.3 Cálculos y programación

Los cálculos realizados por el programa no son accesibles para el usuario. Aun así, la página de ayuda de Matlab para Power\_LineParam [44] indica que el programa utiliza los métodos para cálculos de líneas expresados en el manual *EMTP* de Hermann W. Dommel [4]. El

procedimiento tiene como objetivo integrar el efecto de retorno de la tierra en el diseño de líneas aéreas, así como la simplificación de las matrices de impedancias y *shunt* mediante métodos matriciales y los efectos transitorios ocasionados por la interacción de los distintos conductores.

Las hipótesis a considerar son las siguientes:

- a) Conductores horizontales respecto al suelo y líneas lo suficientemente largas para reducir el problema a uno bidimensional.
- b) Aire homogéneo con permeabilidad y permitividad constantes.
- c) Tierra homogénea con resistividad constante.
- d) Distancia entre conductores un orden de magnitud mayor que los diámetros de estos.

- **Resistencia**

El cálculo de las resistencias se realiza mediante las fórmulas derivadas de las integrales desarrolladas por John R. Carson en el artículo *Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return* en 1926 [3]. Se describen las siguientes fórmulas para las resistencias propias (Ecuación 7.1) y para las resistencias mutuas (Ecuación 7.2).

$$R_{ii} = R_{ii \text{ interna AC}} + \Delta R_{ii} \quad (7.1)$$

$$R_{ik} = \Delta R_{ik} \quad (7.2)$$

Donde,

$R_{ii \text{ interna AC}}$ : resistencia interna del conductor 'i' en corriente alterna.

$\Delta R_{ii}$ : coeficiente de corrección de Carson para la resistencia propia del conductor 'i'.

$\Delta R_{ik}$ : coeficiente de corrección de Carson para la resistencia mutua entre los conductores 'i' y 'k'.

La resistencia kilométrica interna del conductor 'i' en corriente alterna se calcula utilizando los datos de la resistencia kilométrica en corriente continua. A su vez, esta se deriva del dato de resistencia kilométrica en corriente continua dado por el fabricante. Power\_LineParam pide este último dato en la tabla de características del conductor. Cuando los conductores forman un haz, la resistencia kilométrica en corriente continua del haz se calcula considerando su conexión en paralelo (Ecuación 7.3).

$$\frac{1}{R_{Haz i}} = \sum_{l=1}^m \frac{1}{R_l} \quad (7.3)$$

Donde,

$l = 1, 2, \dots, m$ .

$m$  : número de conductores por haz.

$R_i$  : resistencia kilométrica en corriente continua del conductor  $i$ .

$R_{\text{Hazi}}$  : resistencia kilométrica en corriente continua del haz de conductores  $i$ .

La resistencia kilométrica en corriente continua puede utilizarse como una aproximación si se decide obviar el efecto pelicular. Si se activa la opción *Include conductor skin effect* el programa utilizará los factores de la Tabla 7.1 para conseguir un valor más preciso. Como el efecto pelicular solo se da en corriente alterna (aumenta junto con la frecuencia), a la resistencia corregida también se le llama resistencia de corriente alterna (AC).

Tabla 7.1  
*Factores de corrección por efecto skin para la resistencia*

$f$ (Hz)	$R_{AC} / R_{DC}$
50	1,09895
60	1,13470

Los coeficientes de corrección de Carson son series infinitas, de las cuales los primeros términos son los más significativos. Para una aplicación práctica de estas fórmulas, es suficiente conocer el valor de los dos primeros sumandos (Ecuación 7.4 y Ecuación 7.5).

$$\Delta R_{ii} = \mu_0 * \omega * \left[ \frac{\pi}{8} - \frac{2 * \sqrt{10} * 10^{-4}}{3} * 2h_i * \sqrt{\frac{f}{\rho}} \right] \quad (7.4)$$

$$\Delta R_{ik} = \mu_0 * \omega * \left[ \frac{\pi}{8} - \frac{2 * \sqrt{10} * 10^{-4}}{3} * D_{ik} * \sqrt{\frac{f}{\rho}} * \cos \varphi_{ik} \right] \quad (7.5)$$

Donde,

$\mu_0$ : permeabilidad magnética del vacío =  $4\pi * 10^{-4}$  (H/km)

$\omega$ : frecuencia angular =  $2\pi * f$  (rad/s)

$h_i$ : altura del conductor 'i' (m).

$D_{ik}$ : distancia entre conductor 'i' y la imagen del conductor 'k' (m).

$f$ : frecuencia (Hz).

$\rho$ : resistividad de la tierra ( $\Omega$ m).

$\varphi_{ik}$  : ángulo formado entre  $h_i$  y  $D_{ik}$ .

Carson desarrolló estas series basándose en el concepto de imagen de conductores, que considera un esquema eléctrico simétrico al existente respecto a la línea de tierra, para representar el retorno de las corrientes por tierra tal y como se expresa en la Figura 7.4 de forma genérica.

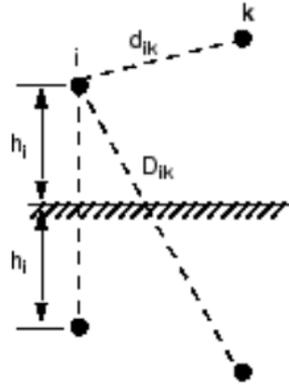


Figura 7.4: Concepto de imagen de conductores [44].

Para calcular la altura de los conductores el programa utiliza la altura media del conductor (Ecuación 7.6), cumpliendo así con la primera hipótesis establecida en el EMTP.

$$h_i = \frac{2 * Y_{min} + Y_{tower}}{3} \quad (7.6)$$

Los subíndices 'i' y 'k' no solo indican los conductores activos si no también los cables de guarda, esto supone que las matrices formadas son de mayor magnitud que las definidas anteriormente. En los cables no-activos los efectos transitorios no son de importancia a la hora de diseñar una línea (sí lo son, sin embargo, los efectos que estos cables producen en los conductores activos). Las matrices se reducen tal y como se especifica posteriormente.

- **Inductancia**

Para el cálculo de las inductancias de línea se utilizan los mismos conceptos y fuentes que en el apartado anterior, ya que Carson desarrolló las fórmulas para calcular la impedancia, que incluye la resistencia y la inductancia kilométrica (Las capacitancias de la línea se calculan de forma independiente.)

Las inductancias propias (Ecuación 7.7) y las inductancias mutuas (Ecuación 7.8) kilométricas se calculan según las siguientes fórmulas:

$$L_{ii} = \frac{\mu_0}{2\pi} * \ln\left(\frac{2h_i}{r_i}\right) + L_{ii \text{ interna AC}} + \Delta L_{ii} \quad (7.7)$$

$$L_{ik} = \frac{\mu_0}{2\pi} * \ln\left(\frac{D_{ik}}{d_{ik}}\right) + \Delta L_{ik} \quad (7.8)$$

Donde,

$L_{ii \text{ interna AC}}$  : inductancia interna del conductor 'i' en corriente alterna.

$\Delta L_{ii}$  : coeficiente de corrección de Carson para la inductancia propia del conductor 'i'.

$\Delta L_{ik}$  : coeficiente de corrección de Carson para la inductancia mutua entre los conductores 'i' y 'k'.

$\mu_0$  : permeabilidad magnética del vacío =  $2\pi * 10^{-4}$  (H / km).

$h_i$  : altura del conductor 'i' (m).

$D_{ik}$  : distancia entre conductor 'i' y la imagen del conductor 'k' (m).

$d_{ik}$  : distancia entre conductor 'i' y el conductor 'k' (m).

$r_i$  : Radio del conductor 'i'.

Para el cálculo de la inductancia interna en corriente alterna, el programa ofrece la opción de insertar el ratio T/D, el dato GMR o el valor de la inductancia  $X_a$ . El cálculo mediante el ratio T/D es el más exacto puesto que los otros dos no tienen en cuenta el efecto pelicular. Por esta razón el estudio en este trabajo se realiza utilizando el ratio T/D cuyos parámetros son especificados gráficamente en la Figura 7.2.

Para el cálculo de la inductancia interna en corriente alterna, se utiliza la ecuación de corriente continua (Ecuación 7.9), para después aplicar un factor de corrección (Tabla 7.2) dependiente de la frecuencia del sistema. De esta forma, el valor final corresponde al de la inductancia interna en corriente alterna, que al igual que con la resistencia, toma en consideración el efecto pelicular.

$$L_{ii \text{ interna DC}} = 2 * 10^{-4} * \left[ \frac{q^4}{(r^2 - q^2)^2} * \ln\left(\frac{r}{q}\right) - \frac{3q^2 - r^2}{4 * (r^2 - q^2)} \right] \quad (7.9)$$

Tabla 7.2  
Factores de corrección por efecto skin para la inductancia

f (Hz)	$L_{AC} / L_{DC}$
50	0,9551155
60	0,93898

Los parámetros 'r' y 'q' pertenecen al conductor 'i' y se calculan a partir del valor T/D y el radio del conductor. La Figura 7.5 muestra su significado geométrico.

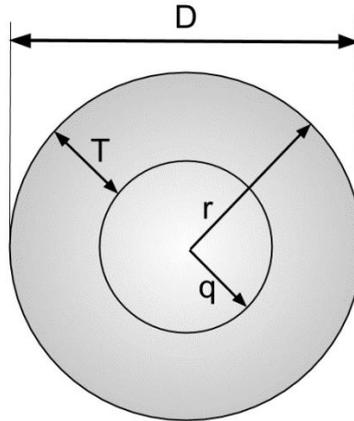


Figura 7.5: Ratio T/D y parámetros r y q

Los factores de corrección de Carson para la inductancia (Ecuación 7.10 y Ecuación 7.11), al igual que los de la resistencia, tienen la forma de series infinitas basadas en el concepto de imagen de conductores representado en la Figura 7.4.

$$\Delta L_{ii} = 4 * \left\{ 0,5 \left[ 0,6159315 - \ln \left( 4\pi\sqrt{5} * 10^{-4} * h_i * \sqrt{\frac{f}{\rho}} \right) \right] + \frac{2\pi\sqrt{10} * 10^{-4}}{3} * h_i * \sqrt{\frac{f}{\rho}} \right\} \quad (7.10)$$

$$\Delta L_{ik} = 4 * \left\{ 0,5 \left[ 0,6159315 - \ln \left( 4\pi\sqrt{5} * 10^{-4} * D_{ik} * \sqrt{\frac{f}{\rho}} \right) \right] + \frac{2\pi\sqrt{10} * 10^{-4}}{3} * D_{ik} * \sqrt{\frac{f}{\rho}} * \cos \varphi_{ik} \right\} \quad (7.11)$$

- **Capacidad**

El cálculo de la Matriz de capacidades no está basado en el trabajo de Carson, si no en la definición física de la capacitancia, tal y como se explica en el EMTP. Para conseguir esta matriz es necesario calcular primero la *matriz de coeficientes de potencial de Maxwell* que es simétrica y real. Los coeficientes que la conforman son resultado de la división entre tensión y carga, que es la inversa de la capacitancia, y se calculan de la siguiente forma (Ecuación 7.12 y Ecuación 7.13):

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * \ln \left( \frac{2h_i}{r_i} \right) \quad (7.12)$$

$$P_{ik} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} * \ln \left( \frac{D_{ik}}{d_{ik}} \right) \quad (7.13)$$

Donde,

$P_{ii}$  : coeficiente de potencial de Maxwell propio del conductor 'i'.

$P_{ik}$  : coeficiente de potencial de Maxwell mutuo entre el conductor 'i' y el conductor 'k'.

$\epsilon_0$  : permitividad del vacío =  $8,854 \cdot 10^{-9}$  (F/km)

A la hora de aplicar las anteriores ecuaciones, deben tenerse en cuenta las siguientes hipótesis:

- a) Aire homogéneo con permeabilidad y permitividad constantes.
- b) Tierra en potencial cero uniforme.
- c) Distancia entre conductores contiguos un orden de magnitud mayor que los radios de estos.

Para conseguir la matriz de capacidades es necesario calcular la matriz inversa a la de coeficientes de potencial de Maxwell tal y como se indica en la Ecuación matricial 7.14:

$$[C] = [P]^{-1} \quad (7.14)$$

Donde,

[C] : matriz de capacidades cuyo resultado es calculado por Power\_LineParam.

[P] : matriz de coeficientes de potencial de Maxwell.

- **Conductores en haz y cables de guarda. Reducción de matrices**

Como se ha explicado, las matrices calculadas utilizando estas fórmulas son de magnitud mayor que las matrices que calcula Power\_LineParam. Esto se debe a que los parámetros R, L y C de todos los conductores o cables no son de interés a la hora de analizar efectos como los transitorios de las líneas aéreas, aunque son la combinación y el conjunto de todos los conductores los que definen en su totalidad el sistema que es objeto de análisis. Deben, por lo tanto, calcularse los parámetros de cada uno de los conductores aunque no se muestren explícitamente en el resultado final. De esta forma se simplifican los resultados y las matrices se convierten en herramientas más sencillas y cómodas de utilizar.

El primero de los criterios que se utiliza para reducir las matrices es el de la eliminación de los cables de guarda o a tierra. Estos cables no se ocupan de transportar o distribuir la energía eléctrica y su análisis desde el punto de vista del cálculo de líneas aéreas no es esencial.

La segunda condición se da cuando en vez de haber un único conductor por fase, se conforman haces de más de un conductor para cada una. Se hace para reducir la corriente por cada conductor, lo que consigue que la línea sea menos propensa a sufrir el efecto corona. Sin embargo, estos haces de conductores 'trabajan' como un único conductor y no es necesario conocer los parámetros de cada uno de ellos, basta con estudiar los de cada haz.

Estas dos condiciones hacen que el orden de las matrices venga determinado por el número de fases del sistema, aunque existe una tercera condición opcional que es capaz de alterar las dimensiones de las matrices y es el usuario quien decide si aplicarla o no. Tal y como se explica en el apartado 7.1.1, la numeración de las fases puede expresarse de dos formas distintas cuando hay más de un circuito en la misma línea:

- Si las fases se numeran como 1, 2 y 3 independientemente del circuito al que pertenezcan, Matlab unirá todos los circuitos en uno equivalente trifásico. En este caso el orden de las matrices es tres.
- Si las fases se numeran como enteros consecutivos, el programa interpreta como de la fase 'A' a todos los enteros que cumplan con la expresión  $1+(n-1)*3$ , como de la fase 'B' a todos los enteros que cumplan con  $2+(n-1)*3$  y como de la fase 'C' a todos los enteros que cumplan con  $3+(n-1)*3$  (en estas expresiones 'n' hace referencia al número del circuito al que pertenecen los conductores). En este caso Matlab construye matrices de orden mayor.

Para conseguir reducir las matrices, Power\_LineParam realiza diversas operaciones matriciales aprovechando la capacidad de Matlab para esta labor. Debido a que se trata de operaciones de cierta complejidad matemática y con un interés reducido desde el punto de vista de la ingeniería eléctrica, se ha optado por no explicarlas en este trabajo. Aun así el proceso se encuentra debidamente definido en el manual EMTP [4].

De todos modos, es importante fijar las condiciones que permiten llevar a cabo las transformaciones matriciales necesarias:

- a) Los cables de guarda han de estar conectados a tierra en cada torre, y estas no pueden estar distanciadas más de 250-350 metros.
- b) La frecuencia debe ser menor que 250 kHz.

- **Secuencias positiva y cero**

Para calcular los vectores de secuencia positiva y secuencia cero, es necesario suponer una línea equilibrada, es decir, una línea con las mismas impedancias propias y mutuas para todos los conductores y preferiblemente traspuesta para repartir los efectos transitorios de manera equitativa entre las tres fases. Una línea que cumpla con estas condiciones se representa mediante la matriz de impedancias conocida como matriz 'sm' y se expone a continuación para una línea trifásica de circuito único (Ecuación 7.15):

$$[Z_{sm}] = \begin{pmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{pmatrix} \quad (7.15)$$

Donde,

$$Z_s = \frac{1}{3} * (Z_{ii} + Z_{jj} + Z_{kk})$$

$$Z_m = \frac{1}{3} * (Z_{ij} + Z_{jk} + Z_{ki})$$

El cambio entre el modelo de fase actual y el modelo de secuencias se realiza mediante la matriz de transferencia T definida a continuación (Ecuación 7.16):

$$[T] = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{pmatrix} 1 & \sqrt{2} & 0 \\ 1 & \frac{-1}{\sqrt{2}} & \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \\ 1 & \frac{-1}{\sqrt{2}} & \frac{-\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \end{pmatrix} \quad (7.16)$$

La matriz de impedancias de secuencia (Ecuación 7.18) se consigue aplicando la Ecuación 7.17 a la matriz 'sm':

$$[Z_{sec}] = [T]^{-1} \cdot [Z_{sm}] \cdot [T] \text{ donde } [T]^{-1} = [T]^t \quad (7.17)$$

$$[Z_{sec}] = \begin{pmatrix} Z_s + 2Z_m & 0 & 0 \\ 0 & Z_s - Z_m & 0 \\ 0 & 0 & Z_s - Z_m \end{pmatrix} \quad (7.18)$$

Se observa que esta matriz es diagonal y del mismo orden que la matriz 'sm'. Los términos de esta diagonal representan la secuencia cero, la positiva y la negativa respectivamente (Ecuación 7.19):

$$\begin{aligned} Z_{cero} &= Z_s + 2Z_m \\ Z_{pos} &= Z_s - Z_m \\ Z_{neg} &= Z_s - Z_m \end{aligned} \quad (7.19)$$

Nótese que los términos de la secuencia positiva y de la secuencia negativa son iguales. Esto se debe a que las suposiciones iniciales tienen como resultado los datos de una línea perfectamente traspuesta y equilibrada, algo que en la práctica es imposible.

Es necesario tener en cuenta que Power\_LineParam descompone las impedancias en resistencias e inductancias y, por lo tanto, las matrices de impedancias no se calculan en el programa en ningún momento. Para conseguir los valores de secuencia de la capacitancia, que no se encuentra dentro de estas impedancias, es necesario seguir un proceso análogo a este. En la Ecuación 7.20 se define la composición de las secuencias cero y positiva de las capacitancias:

$$\begin{aligned} C_{cero} &= C_s + 2C_m \\ C_{pos} &= C_s - C_m \end{aligned} \quad (7.20)$$

Los componentes Cs y Cm se definen de la misma forma que las impedancias 's' y 'm' de la Ecuación 7.15.

## 7.2 Descripción del Modelo de referencia

El modelo de referencia es el diseño preliminar de una torre cuyos parámetros se alteran uno a uno al realizar las simulaciones. De esta forma se pueden comparar los resultados obtenidos en cada simulación con los del modelo de referencia, con el objetivo de determinar la influencia de los parámetros que han variado.

En todo caso, hay dos parámetros que no varían en ningún momento. Se trata de la frecuencia, que se ha mantenido en 50 Hz, y del tipo de apoyo, que es una torre metálica de celosía. Los demás parámetros de diseño de la torre de referencia se especifican a continuación:

- La tierra se ha considerado ideal, lo cual supone que su resistencia lineal es 0 ( $\Omega\cdot\text{m}$ ).
- Un único circuito trifásico, es decir, tres haces de conductores (Fases): A, B, C
- Armado capa u horizontal H150 (Figura 7.6).
- Distancias horizontales de los conductores (X): -1,5m, 0m, 1,5m
- Tanto el dato de la altura del conductor en la torre como en el lugar de flecha máxima tienen el mismo valor en todas las simulaciones, representando así la altura media del conductor. En este caso (Y): 11m, 11m, 11m
- Sin cables de guarda.
- No se incluye el efecto skin.
- La inductancia interna del conductor se calcula utilizando el ratio T/D.
- Tipo de conductores: 242-AL1/39-ST1A (HAWK)
  - o Diámetro exterior: 2,18 cm
  - o Ratio T/D: 0,3156
  - o Resistencia DC del conductor: 0,1195  $\Omega/\text{km}$
- Número de conductores por haz: Uno, haz simple.

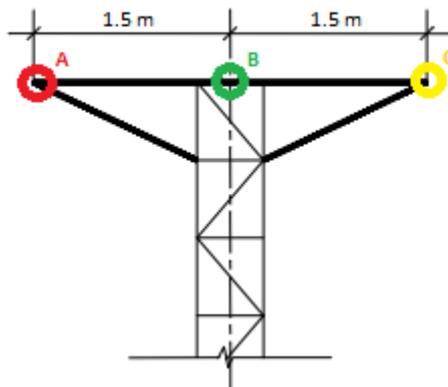


Figura 7.6: Armado capa [45].

## 8 Metodología

En este apartado se definen las simulaciones y se muestran los resultados obtenidos que, ofrecidos por Power\_LineParam, son de dos tipos: las matrices RLC, que contienen los valores de los parámetros propios y mutuos de cada elemento, y los vectores RLC, que contienen los valores de las secuencias positiva y homopolar de cada parámetro.

Para realizar el estudio, se han elegido varios parámetros cuya influencia quiere conocerse y se ha realizado una simulación por cada uno de ellos. Al variar los parámetros de diseño uno a uno, pueden compararse los resultados obtenidos con los del modelo de referencia, que se muestran en la simulación 0. La frecuencia de funcionamiento es 50Hz.

Las unidades en las que se muestran los resultados son  $\Omega/\text{km}$ ,  $\text{H}/\text{km}$  y  $\text{F}/\text{km}$  para las resistencias, inductancias y capacidades respectivamente. Cabe destacar que las capacidades deben multiplicarse por el factor  $10^{-7}$  para conseguir su valor real. Se ha optado por separar este factor en los resultados para poder simplificar la información mostrada.

### 8.1 Simulación 0: Modelo de referencia

Tal y como se explica en el apartado 5 (estado del arte), la matriz de resistencias es diagonal porque la resistencia de la tierra se considera nula. La consecuencia de esto es que los dos términos del vector de resistencias sean iguales. No ocurre lo mismo con la matriz de inductancias ya que cada uno de los conductores genera un campo magnético que induce tensiones en los conductores próximos, haciendo que sus coeficientes mutuos sean positivos y, por lo tanto,  $L_0$  mayor que  $L_1$ .

Igual que en la matriz de inductancias, los coeficientes fuera de la diagonal de la matriz de capacidades no son nulos. Al ser negativos,  $C_0$  es menor que  $C_1$ , fenómeno que sucede siempre. Los valores de inductancia y capacidad para la fase B difieren con los de las fases A y C teniendo como resultado una línea desequilibrada. Todo lo explicado puede comprobarse a continuación en los resultados ofrecidos por Power\_LineParam.

- Matrices

$$\begin{array}{ccc}
 \text{R\_matrix} = & \text{L\_matrix} = & \text{C\_matrix} = 10^{-7} \times \\
 \begin{array}{ccc} 0.1195 & -0.0000 & -0.0000 \\ -0.0000 & 0.1195 & -0.0000 \\ -0.0000 & -0.0000 & 0.1195 \end{array} & \begin{array}{ccc} 0.0016 & 0.0005 & 0.0004 \\ 0.0005 & 0.0016 & 0.0005 \\ 0.0004 & 0.0005 & 0.0016 \end{array} & \begin{array}{ccc} 0.08566 & -0.02548 & -0.01353 \\ -0.02548 & 0.09110 & -0.02548 \\ -0.01353 & -0.02548 & 0.08566 \end{array}
 \end{array} \quad (8.1)$$

- Vectores

$$\begin{array}{ccc}
 \text{R10} = & \text{L10} = & \text{C10} = 10^{-7} \times \\
 \begin{array}{cc} 0.1195 & 0.1195 \end{array} & \begin{array}{cc} 0.0011 & 0.0025 \end{array} & \begin{array}{cc} 0.1090 & 0.0445 \end{array}
 \end{array} \quad (8.2)$$

## 8.2 Simulación 1: Influencia de la altura media del conductor

Manteniendo el resto de parámetros constantes, se reduce a la mitad la altura media de los conductores pasando a ser 5.5 metros. Como se deduce de la Ecuación 7.6, al introducir el valor medio tanto en Y tower como en Y min, conseguimos que Power\_LineParam interprete el dato correctamente. Disminuir la altura, siempre que el reglamento lo permita, supone una reducción en el coste económico de la línea.

- Altura media de los conductores (Y): 5,5m, 5,5m, 5,5m

La altura de los conductores es un parámetro que se utiliza tanto en el cálculo de las inductancias como en el de las capacidades. En ambos casos influyen principalmente en la secuencia homopolar, ya que la altura de los conductores se calcula respecto a la tierra. Al reducir la altura a la mitad, L0 disminuye su valor en un 16% mientras que el de C0 aumenta un 19.55% y se mantiene el desequilibrio entre fases.

- Matrices

$$\begin{array}{ccc}
 \text{R\_matrix} = & \text{L\_matrix} = & \text{C\_matrix} = 10^{-7} \times \\
 \begin{array}{ccc} 0.1195 & -0.0000 & -0.0000 \\ -0.0000 & 0.1195 & -0.0000 \\ -0.0000 & -0.0000 & 0.1195 \end{array} & \begin{array}{ccc} 0.0014 & 0.0004 & 0.0003 \\ 0.0004 & 0.0014 & 0.0004 \\ 0.0003 & 0.0004 & 0.0014 \end{array} & \begin{array}{ccc} 0.08905 & -0.02270 & -0.01062 \\ -0.02270 & 0.09357 & -0.02270 \\ -0.01062 & -0.02270 & 0.08905 \end{array}
 \end{array} \quad (8.3)$$

- Vectores

$$\begin{array}{ccc}
 \text{R10} = & \text{L10} = & \text{C10} = 10^{-7} \times \\
 \begin{array}{cc} 0.1195 & 0.1195 \end{array} & \begin{array}{cc} 0.0011 & 0.0021 \end{array} & \begin{array}{cc} 0.1092 & 0.0532 \end{array}
 \end{array} \quad (8.4)$$

## 8.3 Simulación 2: Influencia del tipo de armado

Se prueba a intercambiar el tipo de armado con los de bóveda (B), tresbolillo (D) y bandera o vertical (V). Como la variación del armado influye en toda la geometría de la línea, se utilizan cumpliendo con las siguientes condiciones:

- Las distancias de las fases A y C respecto a la fase B deben mantenerse constantes.
- La media de las alturas medias de las tres fases debe mantenerse constante.

### 8.3.1 Simulación 2.1: Armado bóveda (B)

Los valores de las inductancias y capacidades apenas varían porque se han respetado las hipótesis mediante las cuales se mantienen las alturas medias y las distancias entre conductores.

- Distancias horizontales de los conductores (X): -1,3m, 0m, 1,3m
- Alturas medias de los conductores (Y): 10,75m, 11,5m, 10,75m

A esto se le debe añadir que la disposición de los conductores en un armado bóveda no difiere demasiado al de un armado capa. De aquí puede deducirse que, mientras se respeten las dos condiciones iniciales de altura y distancias, la decisión de construir las torres con armado bóveda en lugar de con armado capa estribará en razones de construcción principalmente. Generalmente, la cruceta de los armados bóveda facilita la sujeción de la fase central al apoyo.

- Vectores

$$\begin{array}{ccc}
 R_{10} = & L_{10} = & C_{10} = 10^{-7} \times \\
 \begin{matrix} 0.1195 & 0.1195 \\ 0.1195 & 0.1195 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.0011 & 0.0026 \\ 0.0011 & 0.0026 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.1096 & 0.0442 \\ 0.1096 & 0.0442 \end{matrix}
 \end{array} \quad (8.5)$$

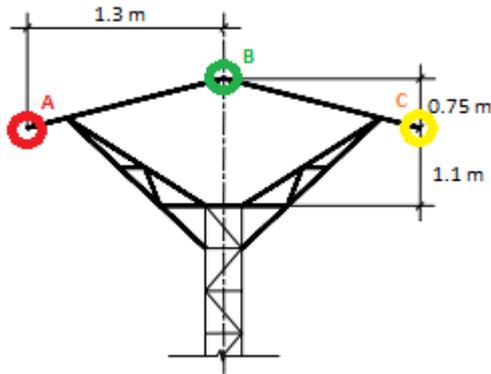


Figura 8.1: Armado bóveda [45].

### 8.3.2 Simulación 2.2: Armado tresbolillo (D)

- Distancias horizontales de los conductores (X): -0,65m, 0,65m, -0,65m
- Alturas medias de los conductores (Y): 11,75m, 11m, 10,25m

En este caso puede apreciarse cómo los cambios realizados han conseguido que tanto las inductancias y capacidades propias como las mutuas se asemejen entre sí o, dicho de otra forma, que las tres fases estén sometidas a los mismos efectos resistivos, inductivos y capacitivos.

Queda probado el uso práctico del armado tresbolillo que tiene como ventaja principal la consecución de una línea más equilibrada. La desventaja es que la fase inferior debe cumplir con las restricciones impuestas por el reglamento. De esta forma, la altura de la torre aumenta considerablemente para poder sustentar las dos fases superiores.

- Matrices

$$\begin{array}{ccc}
 R_{\text{matrix}} = & L_{\text{matrix}} = & C_{\text{matrix}} = 10^{-7} \times \\
 \begin{matrix} 0.1195 & -0.0000 & -0.0000 \\ -0.0000 & 0.1195 & -0.0000 \\ -0.0000 & -0.0000 & 0.1195 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.0016 & 0.0005 & 0.0005 \\ 0.0005 & 0.0016 & 0.0005 \\ 0.0005 & 0.0005 & 0.0015 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.08905 & -0.02368 & -0.02339 \\ -0.02368 & 0.08962 & -0.02309 \\ -0.02339 & -0.02309 & 0.09024 \end{matrix}
 \end{array} \quad (8.6)$$

- Vectores

$$\begin{array}{ccc}
 R_{10} = & L_{10} = & C_{10} = 10^{-7} \times \\
 \begin{matrix} 0.1195 & 0.1195 \\ 0.1195 & 0.1195 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.0010 & 0.0026 \\ 0.0010 & 0.0026 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.1130 & 0.0429 \\ 0.1130 & 0.0429 \end{matrix}
 \end{array} \quad (8.7)$$

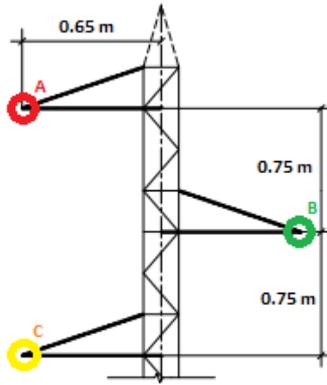


Figura 8.2: Armado tresbolillo [45].

### 8.3.3 Simulación 2.3: Armado bandera o vertical (V)

- Distancias horizontales de los conductores (X): 1,5m, 1,5m, 1,5m
- Alturas medias de los conductores (Y): 12,5m, 11m, 9,5m

Los vectores de secuencia devuelven valores prácticamente idénticos a los de la torre de referencia y las matrices prueban el mantenimiento del desequilibrio. Puede deducirse que la utilización del armado bandera sustituye al de capa por motivos puramente espaciales, ya que la distancia horizontal mínima exigida por el reglamento convierte este diseño en menos restrictivo. Aun así tiene el mismo problema de altura que el armado tresbolillo.

- Matrices

$$\begin{array}{ccc}
 R\_matrix = & L\_matrix = & C\_matrix = 10^{-7} \times \\
 \begin{array}{ccc}
 0.1195 & -0.0000 & -0.0000 \\
 -0.0000 & 0.1195 & -0.0000 \\
 -0.0000 & -0.0000 & 0.1195
 \end{array} & \begin{array}{ccc}
 0.0016 & 0.0006 & 0.0004 \\
 0.0006 & 0.0016 & 0.0005 \\
 0.0004 & 0.0005 & 0.0015
 \end{array} & \begin{array}{ccc}
 0.08460 & -0.02595 & -0.01349 \\
 -0.02595 & 0.09107 & -0.02498 \\
 -0.01349 & -0.02498 & 0.08689
 \end{array}
 \end{array} \quad (8.8)$$

- Vectores

$$\begin{array}{ccc}
 R10 = & L10 = & C10 = 10^{-7} \times \\
 \begin{array}{cc}
 0.1195 & 0.1195
 \end{array} & \begin{array}{cc}
 0.0011 & 0.0025
 \end{array} & \begin{array}{cc}
 0.1090 & 0.0446
 \end{array}
 \end{array} \quad (8.9)$$

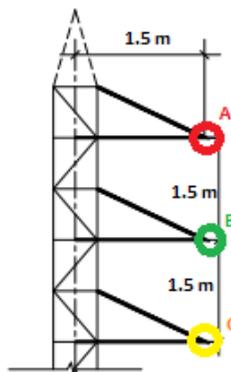


Figura 8.3: Armado bandera [45].

### 8.4 Simulación 3: Influencia de la distancia entre fases

Se mantiene el armado capa, pero se duplica su distancia respecto a las fases A y C:

- Distancias horizontales de los conductores (X): -3m, 0m, 3m

Se observa cómo los valores de la inductancia se mantienen bastante similares respecto a los de la torre de referencia, mientras que en las capacidades los valores disminuyen considerablemente. Las inductancias mutuas también disminuyen algo por reducirse el módulo del campo magnético al aumentar la distancia. La cruceta tendrá que soportar mayores esfuerzos al aumentar esta distancia.

- Matrices

$$\begin{array}{ccc}
 R\_matrix = & L\_matrix = & C\_matrix = 10^{-7} \times \\
 \begin{matrix} 0.1195 & -0.0000 & -0.0000 \\ -0.0000 & 0.1195 & -0.0000 \\ -0.0000 & -0.0000 & 0.1195 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.0016 & 0.0004 & 0.0003 \\ 0.0004 & 0.0016 & 0.0004 \\ 0.0003 & 0.0004 & 0.0016 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.07957 & -0.01854 & -0.00908 \\ -0.01854 & 0.08286 & -0.01854 \\ -0.00908 & -0.01854 & 0.07957 \end{matrix}
 \end{array} \quad (8.10)$$

- Vectores

$$\begin{array}{ccc}
 R10 = & L10 = & C10 = 10^{-7} \times \\
 \begin{matrix} 0.1195 & 0.1195 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.0012 & 0.0023 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.09606 & 0.04989 \end{matrix}
 \end{array} \quad (8.11)$$

### 8.5 Simulación 4: Influencia del número de conductores por haz

Manteniendo el mismo tipo de conductor, se utilizan dos por cada fase formando así lo que se conoce como un haz dúplex:

- Diámetro del haz: 40 cm
- Ambos conductores separados por 180°. Ángulo del primer conductor: 0°

El haz dúplex cambia por primera vez los valores en la matriz de resistencias puesto que, al utilizar dos conductores iguales para cada fase conectados mediante un elemento conductor, ambos conductores se encuentran en paralelo. Además, el efecto de la inductancia disminuye porque la densidad de corriente en cada uno de los conductores se reduce a la mitad.

Por último, hay un aumento considerable de la capacidad. Esto se debe a que entre los dos conductores de una misma fase también se genera un campo eléctrico.

Aumentar la cantidad de conductores supone mayores costes de instalación y mantenimiento, pero puede resultar necesario para evitar el efecto corona.

- Vectores

$$\begin{array}{ccc}
 R10 = & L10 = & C10 = 10^{-7} \times \\
 \begin{matrix} 0.0601 & 0.0601 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.0007 & 0.0022 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.1711 & 0.0520 \end{matrix}
 \end{array} \quad (8.12)$$

## 8.6 Simulación 5: Influencia del tipo de conductor

Los conductores están normalizados y no se diseñan expresamente para un diseño de línea concreto. Además, sus características vienen determinadas por el material utilizado, de lo cual depende la conductividad eléctrica y la resistencia mecánica del mismo. Debe buscarse el conductor que mejor se adapte a las exigencias del diseño dentro de los tipos de conductor normalizados.

### 8.6.1 Simulación 5.1: Influencia de la resistencia DC del conductor

- Se duplica la resistencia en corriente continua: 0,2390  $\Omega$ /km

El incremento de la resistencia DC del conductor, supone un aumento en los valores de las resistencias de las secuencias positivas y homopolar en la misma proporción, de todos modos, no tiene ningún efecto ni en la inductancia ni en la capacidad.

- Vectores

$$\begin{array}{ccc} R10 = & L10 = & C10 = 10^{-7} \times \\ 0.2390 & 0.0011 & 0.1090 \end{array} \quad \begin{array}{ccc} 0.2390 & 0.0025 & 0.0445 \end{array} \quad (8.13)$$

### 8.6.2 Simulación 5.2: Influencia del ratio T/D

- Se aumenta el valor del ratio T/D hasta su máximo, situación que se corresponde con un conductor sin alma de acero: 0,5

El ratio T/D es un parámetro que influye únicamente en el cálculo de la inductancia interna de cada conductor, como puede comprobarse en la Ecuación 7.9. De todos modos, su efecto es tan pequeño que apenas varía ningún valor RLC.

- Vectores

$$\begin{array}{ccc} R10 = & L10 = & C10 = 10^{-7} \times \\ 0.1195 & 0.0011 & 0.1090 \end{array} \quad \begin{array}{ccc} 0.1195 & 0.0026 & 0.0445 \end{array} \quad (8.14)$$

## 8.7 Simulación 6: Influencia de la resistividad de la tierra

Puesto que una resistencia de la tierra nula es una situación ideal que no se da en la práctica, se cambia su valor para adecuarse a una situación más realista.

- Resistividad de la tierra: 100  $\Omega \cdot m$

Al utilizar una resistividad real para el suelo, se debe tener en cuenta el retorno por tierra. Este efecto provoca un aumento considerable en las impedancias de la línea, tal y como puede comprobarse en las matrices de resistencias e inductancias.

Es interesante mencionar que la resistencia de la tierra de ningún modo afecta a los valores de la capacidad.

- Matrices

$$\begin{array}{rcc}
 \text{R\_matrix} = & \text{L\_matrix} = & \text{C\_matrix} = 10^{-7} \times \\
 \begin{array}{ccc}
 0.1676 & 0.0481 & 0.0481 \\
 0.0481 & 0.1676 & 0.0481 \\
 0.0481 & 0.0481 & 0.1676
 \end{array} & \begin{array}{ccc}
 0.0023 & 0.0013 & 0.0012 \\
 0.0013 & 0.0023 & 0.0013 \\
 0.0012 & 0.0013 & 0.0023
 \end{array} & \begin{array}{ccc}
 0.08566 & -0.02548 & -0.01353 \\
 -0.02548 & 0.09110 & -0.02548 \\
 -0.01353 & -0.02548 & 0.08566
 \end{array}
 \end{array} \quad (8.15)$$

- Vectores

$$\begin{array}{rcc}
 \text{R10} = & \text{L10} = & \text{C10} = 10^{-7} \times \\
 \begin{array}{cc}
 0.1195 & 0.2639
 \end{array} & \begin{array}{cc}
 0.0011 & 0.0048
 \end{array} & \begin{array}{cc}
 0.1090 & 0.0445
 \end{array}
 \end{array} \quad (8.16)$$

## 9 Planificación

Para un mejor aprovechamiento del tiempo, se ha desarrollado una planificación de las tareas que deben llevarse a cabo para completar el trabajo. Para definir las tareas, se han ordenado siguiendo una consecuencia lógica y se ha determinado una fecha de inicio y otra de finalización para cada una de ellas.

En este apartado se detalla el plan explicando cada tarea junto con las horas de trabajo que suponen. Las tareas se han agrupado en apartados y los hitos señalan el cumplimiento de estos. Al final del apartado se representa un diagrama de Gantt, en la Figura 9.1, que muestra la planificación de forma esquemática.

### 9.1 Descripción de tareas

- H0: El hito 0 marca el comienzo del TFG. Esta fecha es el 13 de noviembre de 2017.

#### 9.1.1 Búsqueda de información

Este apartado empieza el 14 de noviembre de 2017 y termina el 5 de febrero de 2018. El objetivo principal de esta tarea es recopilar la información suficiente para poder adquirir los conocimientos necesarios con los que realizar el TFG. Su duración total es de 50 horas y se divide en dos partes. La primera es la búsqueda bibliográfica en la biblioteca de la universidad y distintas páginas especializadas de internet, que termina el 15 de enero. La segunda es el planteamiento del estado del arte, que termina el 5 de febrero.

- H1: El primer hito indica que la información necesaria ya ha sido adquirida.

#### 9.1.2 Análisis de alternativas y solución

Para poder conseguir los resultados es necesario conocer el método óptimo con el que hacerlo. Este apartado empieza el 6 de febrero de 2018, terminando el 12 de marzo, y supone 40 horas de trabajo. La primera de las dos partes es el análisis de alternativas que termina el día 26 de febrero. La segunda es el planteamiento de la solución que especifica la forma en la que van a plantearse las simulaciones.

- H2: El segundo hito marca que la solución ya ha sido planteada.

#### 9.1.3 Metodología

Este apartado abarca desde el 13 de marzo de 2018 hasta el 30 de abril del mismo año e incluye las simulaciones que se llevan a cabo hasta el día 9 de abril y el análisis de resultados que finaliza junto con el apartado. Conlleva una carga de trabajo de 50 horas.

- H3: Este hito especifica la fecha en la que todos los resultados son conocidos.

#### **9.1.4 Redacción TFG**

Comenzando el 31 de abril de 2018, se redacta el presente documento que supone la memoria del trabajo de fin de grado. El 7 de junio se presenta al director un primer borrador y, tras estudiarlo, indica al alumno cuáles son las correcciones necesarias. Este apartado requiere 60 horas de trabajo y concluye el día 22 de junio.

- H4: Este es el último hito, que indica la finalización del trabajo de fin de grado. Tras esto solo falta la presentación para darlo por concluido.

## 9.2 Diagrama de Gantt

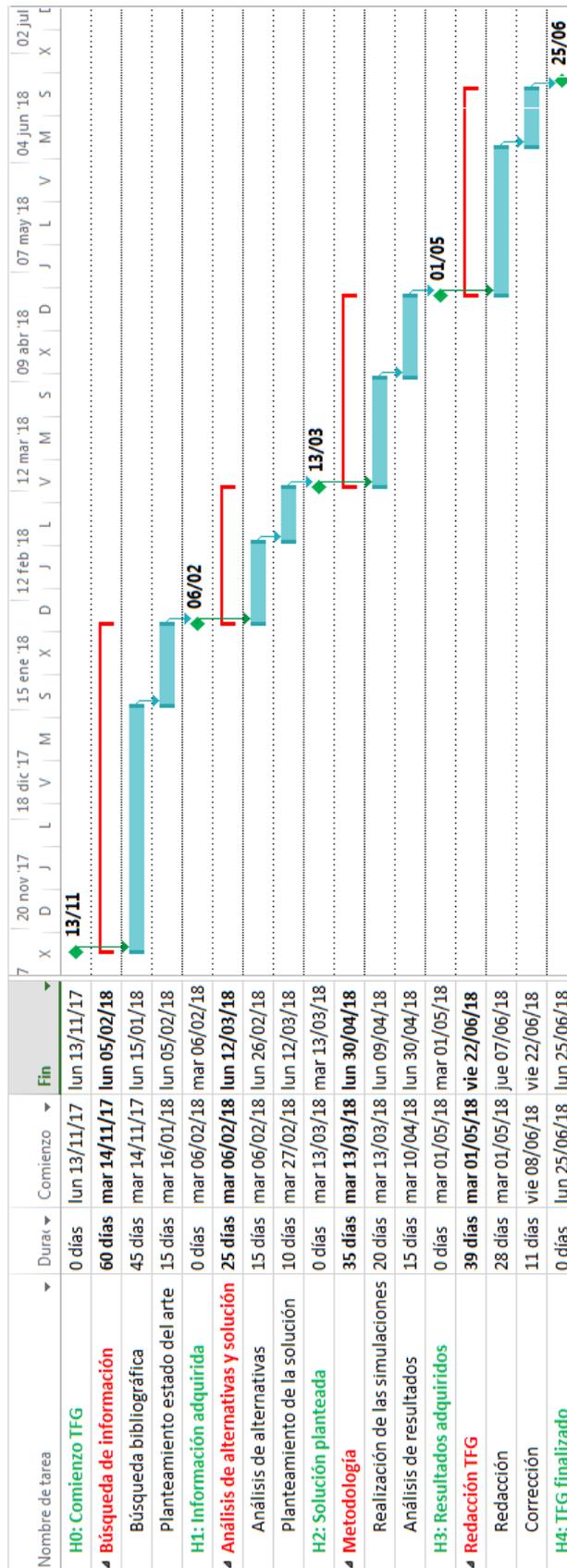


Figura 9.1: Diagrama de Gantt. Los hitos se representan en color verde, los apartados en rojo y las tareas en azul.

## 10 Presupuesto

En este apartado se realiza un desglose completo de los gastos derivados de la realización del trabajo de fin de grado.

Tabla 10.1  
*Partida de horas internas*

Concepto	Horas	€/ Hora	Total (€)
Ingeniero Superior	40	60	2400
Ingeniero Graduado	200	30	6000
<b>Subtotal</b>			<b>8400</b>

Horas de trabajo de los trabajadores implicados, así como el coste económico que ese tiempo conlleva.

Tabla 10.2  
*Partida de amortizaciones*

Concepto	Precio adquisición (€)	Vida útil (años)	Horas	Total (€)
Ordenador	1100	4	200	34.38
Licencia software	1140	1	50	35.63
Licencia Office	69	1	50	2.16
<b>Subtotal</b>				<b>72.17</b>

Coste de las amortizaciones de los productos empleados en el trabajo, relativo a las horas empleadas en la realización del mismo.

Tabla 10.3  
*Partida de gastos*

Concepto	Total (€)
Material	10
Material Bibliográfico	50
<b>Subtotal</b>	<b>60</b>

Coste económico de los distintos materiales utilizados en la realización del trabajo.

Tabla 10.4  
*Resumen del presupuesto*

Resumen	Total (€)
Horas internas	8400
Amortizaciones	72.17
Gastos	60
<b>Subtotal</b>	<b>8532.17</b>
Costes indirectos (5%)	426.61
<b>Total</b>	<b>8958.78</b>

Resumen de los totales de las partidas y cálculo del presupuesto final considerando los costes indirectos.

## 11 Conclusiones

Las líneas aéreas son un componente fundamental en el sistema eléctrico de potencia, y como tal, forman parte y determinan las distintas cualidades del sistema. Así, la eficiencia energética de la línea influye directamente en la eficiencia del suministro eléctrico y además, la calidad de la energía trasladada varía según lo equilibrada que sea la red de transporte y distribución.

Para optimizar las cualidades de una línea, el cálculo eléctrico de esta es indispensable, ya que permite guiar al diseñador en su tarea de elegir entre diferentes opciones. Aun así, para realizar este trabajo es necesario llevar a cabo cálculos mecánicos que también determinan la viabilidad de un diseño. Finalmente, deben combinarse ambos criterios para lograr la línea aérea más eficiente tanto energética como económicamente.

Mediante ensayos se ha demostrado que el armado que mejores condiciones eléctricas consigue es el de tresbolillo porque los desequilibrios derivados de su utilización son menores. De todos modos, la altura de los apoyos debe aumentarse para cumplir con las condiciones impuestas por el reglamento. Esta razón puede inclinar la balanza hacia armados como el de capa o el de bóveda. El diseño de bandera puede utilizarse cuando la distancia horizontal ocupada por el apoyo deba minimizarse.

Para reducir las pérdidas de potencia activa, dos métodos se han demostrado muy eficaces. Por un lado, y como es evidente, utilizar conductores cuya resistividad sea lo más baja posible. Por otro lado, el uso de haces de varios conductores aumenta su eficiencia energética al disminuir las pérdidas por efecto corona y conectarse los conductores en paralelo.

Tan importante como disminuir la resistencia de una línea puede ser hacer lo propio con su característica reactiva. Para reducir la reactancia inductiva de una línea conviene disminuir la altura de los apoyos, así como aumentar el número de conductores por fase mediante el uso de haces dúplex, tríplex, etc. Al contrario, para reducir la reactancia capacitiva aumentar la distancia con el suelo y las distancias entre fases se ha demostrado eficaz.

La resistividad de la tierra es un parámetro que apenas puede manipularse, ya que viene impuesto por el trazado de la línea, que muchas veces es inalterable. Cuanto mayor es la resistividad de la tierra, peores son los resultados de la resistencia y la inductancia, mientras que la capacidad no se ve afectada. Si esta característica tiene un valor demasiado alto, puede suponer un problema de seguridad para la línea, ya que las tomas de tierra resultan peores conductoras de la electricidad. Deberán adoptarse, entonces, las medidas oportunas especificadas en el reglamento de alta tensión.

Por último, el ratio T/D de los conductores resulta determinante a la hora de elegir un conductor por razones de peso y de resistencia mecánica, pero la influencia que tiene en la inductancia es muy pequeña en los casos analizados.

Los parámetros de diseño de una torre de alta tensión son más que los que se han analizado en este trabajo. Pueden realizarse ensayos aumentando el número de circuitos en el apoyo o añadiendo hilos de guarda en la parte superior, por ejemplo. De todas formas, las líneas de distribución no suelen necesitar de tales cualidades, que resultan más apropiadas en las redes de transporte.

Además, se han realizado todos los ensayos a 50Hz, que es la frecuencia de funcionamiento en la mayoría de lugares del planeta, incluida Europa. Si estos resultados quieren ampliarse para hacer uso de ellos en otros países, debe establecerse la frecuencia en 60Hz, lo cual alterará los valores de las inductancias y las capacidades no demasiado significativamente.

Varios de los diseños utilizados en los ensayos no están permitidos por el reglamento de alta tensión y, algún otro, no sería eficiente teniendo en cuenta la estructura desde un punto de vista de la construcción y la resistencia de materiales. Por estas razones el diseño de las líneas no puede basarse únicamente en los criterios establecidos en este trabajo de fin de grado, cuyo objetivo no es otro que conocer las características eléctricas genéricas de distintos parámetros de diseño de torres de alta tensión.

## 12 Referencias

1. Datos.bancomundial.org. (2018). *Acceso a la electricidad (% de población)*. [online] Disponible en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?end=2012&start=1990> [Acceso 26 Diciembre 2018].
2. 8 de cada 100 kilovatios de electricidad se pierden o se roban en España | Energía | Empresas | Accesible | expansion.com [Internet]. Expansion.com. 2018 [Acceso 26 Diciembre 2017]. Disponible en : <http://www.expansion.com/accesible/2012/12/14/empresasenergia/1355500914.html>
3. John R. Carson. (1926). Wave Propagation in Overhead Lines with Ground Return. Bell System Technical Journal, 5, 539-554.
4. Dommel, H., et al., Electromagnetic Transients Program Reference Manual (EMTP Theory Book), 1986.
5. 'War of the Currents' Had Profound Impact [Internet]. Nytimes.com. 2018 [citado 26 December 2017]. Disponible en: <https://www.nytimes.com/1979/02/06/archives/war-of-the-currents-had-profound-impact-the-war-of-the-currents-had.html>
6. Graham Moore. La Luz de la Noche. Barcelona. Lumen. 2017.
7. Anon, (2018). [online] Disponible en: <https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons> [Acceso 7 enero 2018].)
8. Operación del sistema eléctrico | Red Eléctrica de España [Internet]. Ree.es. 2018 [citado 1 December 2017]. Disponible en: <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>
9. MV Energía – Ingeniería Energética » Trabajos [Internet]. Mvenergia.com. 2018 [Acceso 12 enero 2018]. Disponible en: <http://mvenergia.com/trabajos/>
10. Red Eléctrica de España. Operación de sistemas HVDC. Particularidades [Internet]. 2007 [citado 30 November 2017]. Disponible en: <http://electrica.uc3m.es/geste/HVDC1-UC3M.pdf>
11. Reglamento AT. CORRECCIÓN de errores del Real Decreto 1722/2007, de 21 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 56/2003, de 16 de diciembre, de Empleo, en materia de órganos, instrumentos de coordinación y evaluación del Sistema Nacional de Empleo. Boletín oficial del estado, Madrid, España. 19 de Marzo 2018.
12. Apiñaniz, E., Aramburu, I., Azkargorta, J., Elejalde, M. J., García-Adeva, A., Hueso, R., . . . Salazar, A. (2010). *Fisika aurreratua* (2ª ed.). Bilbao, España: Kopiaingintza saila - Ingeniarien Goi Eskola Teknikoa.
13. Iberdrola. Conductores desnudos de cobre para líneas eléctricas aéreas y subestaciones de alta tensión. Norma Iberdrola 54.10.01. Edición 5. P.3-5.
14. Iberdrola. Conductores desnudos de aluminio-acero para líneas eléctricas aéreas de alta tensión. Norma Iberdrola 54.63.01. Edición 6. P.2-13
15. Gestor de la red y transportista | Red Eléctrica de España [Internet]. Ree.es. 2018 [Acceso 8 enero 2018]. Disponible en: <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista>

16. LEY 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Boletín oficial del estado, Madrid, España. 5 Julio 2007.
17. Blog de HolaLuz.com. (2018). *Distribuidoras eléctricas por zonas | Blog de Holaluz*. [online] Disponible en: <https://blog.holaluz.com/cual-es-la-distribuidora-de-mi-zona/> [Acceso 7 Enero 2018].
18. Ree.es. (2018). *Mapas de la red | Red Eléctrica de España*. [online] Disponible en: <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/mapas-de-la-red> [Acceso 7 Enero 2018].
19. Ree.es. (2018). *Proyectos singulares | Red Eléctrica de España*. [online] Disponible en: <http://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares> [Acceso 8 Enero 2018].
20. Elheraldo.co. (2018). *Nada que se desenreda nudo de postes*. [online] Disponible en: <https://www.elheraldo.co/local/nada-que-se-desenreda-nudo-de-postes-53215> [Acceso 8 Enero 2018].
21. Miguel Ferrer. Aves y tendidos eléctricos del conflicto a la solución. Fundación MIGRES. Endesa. Sevilla. P.34-35
22. Denny, B. (2018). *Beaully-Denny*. [online] Ssen-transmission.co.uk. Disponible en: <https://www.ssen-transmission.co.uk/projects/beaully-denny/> [Accesed 10 Enero 2018].
23. Agurtzane Etxegarai Madina, Zigor Larrabe Uribe. *Teknologia elektrjkoa*. Leioa: Universidad del País Vasco.
24. Bruno, L., Bruno, L. and perfil, V. (2018). *El cable de guardia con fibras ópticas (OPGW)*. [online] Ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com. Disponible en: <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2009/12/el-cable-de-guardia-con-fibras-opticas.html> [Acceso 10 Enero. 2018].
25. Encyclopedia Britannica. (2018). *Electric arc | physics*. [online] Disponible en: <https://www.britannica.com/science/electric-arc> [Acceso 23 Dec. 2017].
26. Sectorelectricidad.com. (2018). [online] Disponible en: <http://www.sectorelectricidad.com/wp-content/uploads/2015/03/8.jpg?2681d8> [Acceso 30 Nov. 2017].
27. Huamaní, M. (2017). *Efecto corona sobre líneas de transmisión*. [pdf] Lima. Disponible en: <http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2016/09/paper-efecto-corona.pdf> [Acceso 20 Nov. 2017].
28. Upload.wikimedia.org. (2018). [online] Disponible en: [https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/9/94/Cable\\_spacer-damper\\_on\\_power\\_lines\\_-\\_geograph.org.uk\\_-\\_970517.jpg](https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/9/94/Cable_spacer-damper_on_power_lines_-_geograph.org.uk_-_970517.jpg) [Acceso 12 Dec. 2017].
29. Hidrocatábico Distribución ELéctrica, S.A.U. (n.d.). *Herrajes para formación de cadenas en líneas aéreas AT*. 4ª ed. p.31.
30. Moreira, M. A. *El modelo estándar de la física de partículas*. Revista Brasileña de Enseñanza de Física, 31(1): 1306, 2009.
31. Kuznetsov, M. (1988). *Fundamentos de electrotecnia*. Moscú: Mir.
32. Mujal Rosas, R. (2002). *Electrotecnia*. Barcelona: Universitat Politècnica de Catalunya.

33. Commons.wikimedia.org. (2018). *File:Alg senoide.png - Wikimedia Commons*. [online] Disponible en: <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=17830538> [Accesed 21 Nov. 2017].
34. Apiñaniz, E., Aramburu, I., Azkargorta, J., Elejalde, M. J., García-Adeva, A., Hueso, R., . . . Salazar, A. (2010). *Fisika* (2ª ed.). Bilbao, España: Kopiagintza saila - Ingeniarrien Goi Eskola Teknikoa.
35. H. A. Smolleck, "A simple revolving-field demonstrator for the personal computer," in *IEEE Transactions on Education*, vol. 31, no. 2, pp. 119-123, May 1988.
36. Commons.wikimedia.org. (2018). *File:3 phase AC waveform.svg - Wikimedia Commons*. [online] Disponible en: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:3\\_phase\\_AC\\_waveform.svg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:3_phase_AC_waveform.svg) [Acceso 11 Dec. 2017].
37. Solutions, S. and perfil, V. (2018). *Ventajas de los sistemas Trifásicos*. [online] Securepowersolutions.blogspot.com. Disponible en: <http://securepowersolutions.blogspot.com/2017/06/ventajas-de-los-sistemas-trifasicos.html> [Acceso 19 Dec. 2017].
38. Uco.es. (2018). [online] Disponible en: [http://www.uco.es/grupos/giie/cirweb/teoria/tema\\_02/tema\\_02\\_04.pdf](http://www.uco.es/grupos/giie/cirweb/teoria/tema_02/tema_02_04.pdf) [Acceso 3 Jan. 2018].
39. Fundamentos De Tecnología Eléctrica (2º It (2018). *Tema 3 Sistemas Trifásicos*. [online] Disponible en: [http://dfs.uib.es/GTE/education/industrial/con\\_maq\\_electricues/teoria/Transparencias%20\(Univ.%20Pontificia%20Comillas\)/trifasica.pdf](http://dfs.uib.es/GTE/education/industrial/con_maq_electricues/teoria/Transparencias%20(Univ.%20Pontificia%20Comillas)/trifasica.pdf) [Acceso 11 Dec. 2017].
40. Maxwell, J. C. (1865). *A dynamical theory of the electromagnetic field* (PDF). Philosophical Transactions of the Royal Society of London. 155: 459–512.
41. Mujal Rosas, R. (2013). *Cálculo de líneas y redes eléctricas*. Barcelona: Universitat Politècnica de Catalunya, Iniciativa Digital Politècnica.
42. C. L. Fortescue, "Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks," in *Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 37, no. 6, pp. 629-716, June 1918.
43. *Electrical transmission and distribution reference book*. (1964). East Pittsburgh: Westinghouse Electric Corporation.
44. Mathworks.com. (2018). *Compute RLC parameters of overhead transmission line from its conductor characteristics and tower geometry - MATLAB power\_lineparam*. [online] Disponible en: [https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/power\\_lineparam.html](https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/power_lineparam.html) [Acceso 22 Nov. 2017].
45. HidroCantábrico Distribución Eléctrica (n.d.). *Apoyos y armados para líneas de distribución AT*. 2nd ed. pp.17-19.
46. Eeug-test.hostingkunde.de. (2017). *Home*. [online] Disponible en: <http://eeug-test.hostingkunde.de/> [Acceso 3 Dic. 2017]
47. Carrillo, C. (2004). *Introducción al PSCAD*. [pdf] Vigo: Dpto. de Enxeería Eléctrica. Universidade de Vigo. Disponible en: <http://carrillo.webs.uvigo.es/publicaciones/IntroduccionPSCAD.pdf> [Acceso 3 Dic. 2017].