



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO EVALUACIÓN DEL EFECTO CORONA EN LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN DE 220 Y 400 kV

Autor: Santiago Jerónimo Valbuena Jara

Director: María Inmaculada Blázquez García

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Evaluación del Efecto Corona en líneas de alta tensión de 220 y 400 kV”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2020/2021 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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

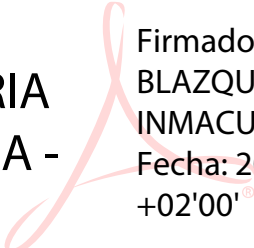


Fdo.: Santiago Jerónimo Valbuena Jara Fecha: 28/06/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

**BLAZQUEZ
GARCIA MARIA
INMACULADA -
46885278P**



Firmado digitalmente por
BLAZQUEZ GARCIA MARIA
INMACULADA - 46885278P
Fecha: 2021.07.01 00:16:07
+02'00'

Fdo.: María Inmaculada Blázquez García Fecha: 28/06/2021

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

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

El autor D. _Santiago Jerónimo Valbuena Jara_____

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Evaluación del Efecto Corona en líneas de alta tensión de 220 y 400 kV, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

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

3º. Condiciones de la cesión y acceso

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

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

4º. Derechos del autor.

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

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

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción

de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

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

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

Madrid, a 28 de Junio de 2021.

ACEPTA

Fdo.....

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



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO EVALUACIÓN DEL EFECTO CORONA EN LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN DE 220 Y 400 kV

Autor: Santiago Jerónimo Valbueno Jara

Director: María Inmaculada Blázquez García

Madrid

EVALUACIÓN DEL EFECTO CORONA EN LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN DE 220 Y 400 KV

Autor: Valbuena Jara, Santiago Jerónimo.

Director: Blázquez García, María Inmaculada.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: Corona, Peek, Peterson, Pérdidas alta tensión

1. Introducción

La elección óptima de la configuración de una línea de alta tensión es crucial para conseguir un sistema más eficiente. Por este motivo es necesario estudiar cuidadosamente aquellas perturbaciones que puedan causar pérdidas de energía en la red eléctrica. En este proyecto se muestra la importancia del efecto corona en líneas de 220 y 400 kV.

2. Definición del Proyecto

El principal objetivo de este proyecto es estudiar como se manifiesta el efecto corona en las líneas de alta tensión de 220 y 400 kV, así como el cálculo de las pérdidas de energía que contrae este en función de las condiciones superficiales y atmosféricas y su relación con el diámetro del conductor, a través de cuatro métodos conocidos (Peek, Peek simplificado, Peterson y Electricité de France)[1]. De la misma forma se analizará la reducción de este efecto al aumentar el número de subconductores por fase.

3. Descripción del Proyecto

En este apartado se describe la metodología seguida en el proyecto.

En primer lugar, se describe la importancia del fenómeno del efecto corona analizando como se manifiesta y donde, las perturbaciones que genera, entre las que podemos encontrar pérdidas de energía, ruido y radio interferencia, los procesos de generación de la descarga (positivo y negativo) y fenómenos que intervienen, como las condición superficial y atmosférica.

A continuación, se presentan y estudian los distintos métodos empíricos conocidos para el cálculo de pérdidas de energía por las descargas corona, entre los que destaca el método de Peek por ser el más utilizado y conocido, y el propuesto por el Reglamento de alta tensión.

Por último, para poder hacer un análisis de los métodos y factores que intervienen en el efecto corona, se han escogido una serie de situaciones genéricas para la condición

superficial y atmosférica, y se han escogido conductores ACSR de distintos diámetros, al igual que distintos apoyos eléctricos en función de si la línea es de 220 o 400 kV.

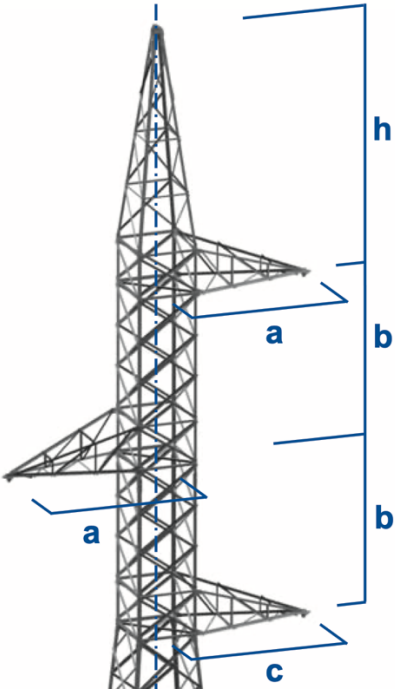


Ilustración 1 Ejemplo apoyo en S para línea de 220 kV

V=400kV r=1,09		HAWK				Peek
Nº subconductores		1	2	3	4	
nuevo	seco	132,91	8,45	0,00	0,00	500 m
	humedo	224,96	65,63	1,45	0,00	
	lluvia	602,23	501,09	409,23	334,06	

Tabla 1 Ejemplo pérdidas método de Peek, cond. Hawk, 400 kV

V=400kV r=1,09		HAWK				Peek simplificado
Nº subconductores		1	2	3	4	
nuevo	seco	135,53	9,46	0,00	0,00	500 m
	humedo	227,67	67,83	1,91	0,00	
	lluvia	603,62	502,98	411,51	336,58	

Tabla 2 Ejemplo pérdidas método de Peek simplificado, cond. Hawk, 400 kV

4. Resultados

A la vista de los resultados se observa perfectamente la importancia que tiene el efecto corona en líneas de alta tensión.

Se muestra la gran relación existente entre el diámetro del conductor, las condiciones superficiales y atmosféricas y el número de subconductores por fase, y como al variar estos las pérdidas de energía se incrementan o reducen significativamente.

En cuanto a los métodos utilizados, solo el de Peek y Peek simplificado muestran resultados coherentes y similares al mismo tiempo, mientras que el método de Peterson y Electricité de France muestran resultados poco razonables y muy distintos de los del método de Peek y alejados de la realidad, ya que estos dos últimos métodos empíricos se propusieron para unas condiciones muy particulares y sus métodos de cálculos son complicados debido a la precisión de las gráficas que utilizan.

5. Conclusiones

Con este proyecto se muestra la importancia del estudio de los fenómenos y efectos que intervienen en las líneas de alta tensión para así poder reducir las pérdidas de energía asociadas y conseguir una red de transporte mas eficiente y sostenible.

En cuanto a este proyecto, que profundiza en el efecto corona, muestra la dificultad de calcular las pérdidas por dicho efecto a través de métodos empíricos. Descartando dos de los cuatro propuestos debido a su inexactitud en los resultados y su complejo procedimiento, dejando así, al método de Peek y al método de Peek simplificado como los correctos y fiables para dicho cálculo, independientemente de que los resultados de ambos no son estrictamente iguales, pero si parecidos.

6. Referencias

- [1] N. Morales Osorio, “Fenómeno Corona en Líneas de Transmisión y sus Efectos, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 1986.”.
- [2] B. V. M. Arias, “Efecto Corona en Líneas de Transmisión de 500 kV,” p. 189, 2008.

CORONA EFFECT EVALUATION IN 220 AND 400 KV HIGH VOLTAGE LINES

Author: Valbuena Jara, Santiago Jerónimo.

Supervisor: Blázquez García, María Inmaculada.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

Keywords Corona, Peek, Peterson, High voltage losses

1. Introduction

The optimal choice of the configuration of a high-voltage line is crucial to achieve a more efficient system. For this reason, it is necessary to carefully study those disturbances that can cause energy losses in the electrical network. This project shows the importance of the corona effect in 220 and 400 kV lines.

2. Project definition

The main objective of this project is to study how the corona effect manifests itself in 220 and 400 kV high voltage lines, as well as the calculation of the energy losses caused by this effect as a function of surface and atmospheric conditions and its relationship with the conductor diameter, using four known methods (Peek, simplified Peek, Peterson and Electricité de France)[1]. In the same way, the reduction of this effect will be analyzed by increasing the number of subconductors per phase.

3. Project description

This section describes the methodology followed in the project.

First, the importance of the corona effect phenomenon is described, analyzing how and where it manifests itself, the disturbances it generates, among which we can find energy losses, noise and radio interference, the discharge generation processes (positive and negative) and the phenomena involved, such as surface and atmospheric conditions.

Next, the different empirical methods known for the calculation of energy losses due to corona discharges are presented and studied, among which Peek's method stands out for being the most used and well known, and the one proposed by the High Voltage Regulation.

Finally, in order to analyze the methods and factors involved in the corona effect, a series of generic situations have been chosen for surface and atmospheric conditions, and

ACSR conductors of different diameters have been chosen, as well as different electrical supports depending on whether the line is 220 or 400 kV.

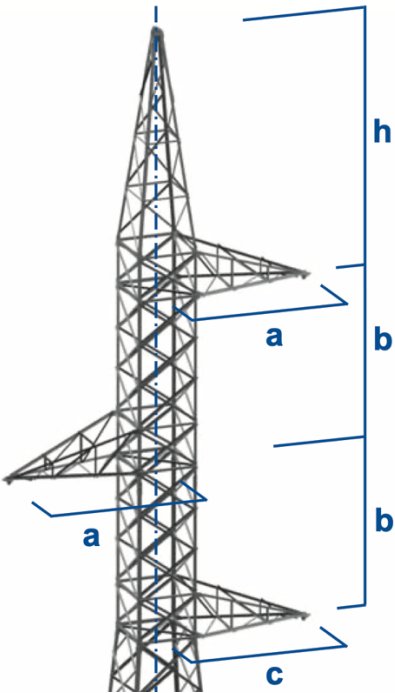


Ilustración 2 Example of S-support for 220 kV line

V=400kV r=1,09		HAWK				Peek
Nº subconductores		1	2	3	4	
nuevo	seco	132,91	8,45	0,00	0,00	500 m
	humedo	224,96	65,63	1,45	0,00	
	lluvia	602,23	501,09	409,23	334,06	

Tabla 3 Example losses Peek method, cond. Hawk, 400 kV

V=400kV r=1,09		HAWK				Peek simplificado
Nº subconductores		1	2	3	4	
nuevo	seco	135,53	9,46	0,00	0,00	500 m
	humedo	227,67	67,83	1,91	0,00	
	lluvia	603,62	502,98	411,51	336,58	

Tabla 4 Example losses simplified Peek method, cond. Hawk, 400 kV

4. Results

In view of the results, the importance of the corona effect in high voltage lines is clearly seen.

It shows the great relationship between conductor diameter, surface and atmospheric conditions and the number of subconductors per phase, and how by varying these the energy losses are significantly increased or reduced.

As for the methods used, only Peek's and simplified Peek show consistent and similar results at the same time, while Peterson's method and Electricité de France show unreasonable results very different from those of Peek's method and far from reality, since these last two empirical methods were proposed for very particular conditions and their calculation methods are complicated due to the precision of the graphs they use.

5. Conclusions

This project shows the importance of studying the phenomena and effects involved in high voltage lines in order to reduce the associated energy losses and achieve a more efficient and sustainable transmission network.

As for this project, which delves into the corona effect, it shows the difficulty of calculating the losses due to this effect through empirical methods. Discarding two of the four proposed methods due to their inaccuracy in the results and their complex procedure, leaving the Peek method and the simplified Peek method as the correct and reliable ones for such calculation, regardless of the fact that the results of both are not strictly equal but similar.

6. Referencias

- [1] N. Morales Osorio, "Fenómeno Corona en Líneas de Transmisión y sus Efectos, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 1986."
- [2] B. V. M. Arias, "Efecto Corona en Líneas de Transmisión de 500 kV," p. 189, 2008.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO
MEMORIA

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	7
1.1 Introducción	7
1.2 Motivación y objetivos	9
Capítulo 2. Efecto Corona.....	11
2.1 Introducción.....	11
2.2 Perturbaciones del efecto corona.....	13
2.2.1 Ruido audible.....	13
2.2.2 Perturbaciones de radio y televisión	14
2.2.3 Generación Ozono	14
2.2.4 Pérdidas de energía.....	15
2.2.5 Viento iónico.....	15
2.3 Generación de Corona	15
2.3.1 Procesos elementales de descarga	16
2.3.2 Proceso de avalancha de Townsend.....	18
2.3.3 Tipos de descargas parciales o coronas.....	22
2.4 Fenómenos que intervienen en el efecto corona.....	25
2.4.1 Gradiente superficial.....	25
2.4.2 Gotas de agua	26
2.4.3 Condición superficial.....	26
2.4.4 Densidad relativa del aire	27
2.4.5 Humedad.....	28
Capítulo 3. Métodos de cálculo	30
3.1 Métodos de calculo del gradiente superficial	30
3.1.1 Método de coeficientes de pontencial.....	30
3.1.2 Método de Markt y Mengele	32
3.2 Métodos de calculo de pérdidas.....	36
3.2.1 Método de Peek:	36
3.2.2 Método Peek Simplificado	39
3.2.3 Método de Peterson:	40
3.2.4 Método de Electricité de France	44

3.3	Ruido audible.....	49
3.3.1	Calculo del ruido audible.	49
3.4	Radio de interferencia.....	50
3.4.1	Métodos de calculo de RI.....	51
Capítulo 4.	Configuración de la línea.....	56
4.1	Conductores	56
4.2	Apoyos eléctricos	59
4.3	Separador de haces de conductores	61
4.3.1	Sistemas de sujeción	61
4.3.2	Tipos de separador	63
4.3.3	Modelos de separadores según su configuración.....	64
Capítulo 5.	Análisis de Resultados.....	68
5.1	Peek y Peek simplificado.....	68
5.2	Peterson y Peek.....	79
5.3	Electricité de France y Peek	81
Capítulo 6.	Comparativa dúplex y simplex.....	83
Capítulo 7.	Conclusiones.....	87
Capítulo 8.	Bibliografía.....	89
ANEXO I	Objetivos de desarrollo sostenible.....	91

Índice de figuras

Figura 1 Mapa de líneas eléctricas de 220 y 400 kV en España	8
Figura 2. Relación corriente-voltaje	16
Figura 3 Relación entre la tensión y la descarga antes de una descarga	19
Figura 4 Creación de electrones libres en el proceso de avalancha.....	20
Figura 5 Variación de la corriente en función de distancia entre los electrodos con presión y campo uniforme.....	21
Figura 6 Diferencia visual entre la descarga de corona positiva y negativa.....	23
Figura 7 Variación de campo para descarga negativa	24
Figura 8 Variación de campo para descarga positiva.....	25
Figura 9 Imagen del conductor en el plano de tierra	30
Figura 10 Distancia geométrica entre conductores.....	32
Figura 11 Distribución geométrica de conductor en haz	33
Figura 12 Función de Peterson para el cálculo de pérdidas con razón V/ed entre 0,6 y 2,643	
Figura 13 Función de Peterson para el cálculo de pérdidas con razón V/ed entre 1 y 19 ...	43
Figura 14 Relación gradiente relativo y P_o para conductores secos	46
Figura 15 Cálculo del coeficiente de estado m	48
Figura 16 Pérdidas específica por corona con EDF	48
Figura 17 Apoyo línea de 400 kV	59
Figura 18 Apoyo línea de 220 kV	60
Figura 19 Sujeción grapa abulonada	62
Figura 20 Sujeción mediante varillas performadas	63
Figura 21 Mecanismo de amortiguación de los separadores.....	63
Figura 22 Separador dúplex amortiguado	64
Figura 23 Separador dúplex semirrígido	65
Figura 24 Separador triplex amortiguado.....	65
Figura 25 Separador triplex semirrígido.....	66

Figura 26 Separador cuádruplex amortiguado.....	67
---	----

Índice de tablas

Tabla 1 Factor superficial (m_c) y ambiental (m_i).....	27
Tabla 2 Factor m método de Peterson	42
Tabla 3 Conductores ACSR	58
Tabla 4 Dimensiones separador dúplex.....	64
Tabla 5 Dimensiones separador triplex	66
Tabla 6 Dimensiones separador cuádruplex.....	67
Tabla 7 Pérdidas método Peek, Hawk, 400kV	69
Tabla 8 Pérdidas método Peek Simplificado, Hawk, 400kV	69
Tabla 9 Pérdidas método Peek, Gull, 400kV.....	70
Tabla 10 Pérdidas método Peek Simplificado, Gull, 400kV.....	70
Tabla 11 Pérdidas método Peek, Condor, 400kV.....	71
Tabla 12 Pérdidas método Peek Simplificado, Condor, 400kV	71
Tabla 13 Pérdidas método Peek, Rail, 400kV	72
Tabla 14 Pérdidas método Peek Simplificado, Rail, 400kV	72
Tabla 15 Pérdidas método Peek, Cardinal, 400kV.....	73
Tabla 16 Pérdidas método Peek Simplificado, Cardinal, 400kV	73
Tabla 17 Pérdidas método Peek, Hawk, 220kV	74
Tabla 18 Pérdidas método Peek Simplificado, Hawk, 220kV	74
Tabla 19 Pérdidas método Peek, Gull, 220kV.....	75
Tabla 20 Pérdidas método Peek Simplificado, Gull, 220kV	75
Tabla 21 Pérdidas método Peek, Condor, 220kV.....	76
Tabla 22 Pérdidas método Peek Simplificado, Condor, 220kV	76
Tabla 23 Pérdidas método Peek, Rail, 220kV	77
Tabla 24 Pérdidas método Peek Simplificado, Rail, 220kV	77
Tabla 25 Pérdidas método Peek, Cardinal, 220kV	78
Tabla 26 Pérdidas método Peek Simplificado, Cardinal, 220kV	78

Tabla 27 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Hawk, 400kV	79
Tabla 28 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Gull, 400kV	79
Tabla 29 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Condor, 400kV.....	80
Tabla 30 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Cardinal, 400kV	80
Tabla 31 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Hawk, 220kV	80
Tabla 32 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Gull, 220kV	80
Tabla 33 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Condor, 220kV.....	81
Tabla 34 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Cardinal, 220kV	81
Tabla 35 Comparación pérdidas EDF y Peek, Hawk, 400kV	82
Tabla 36 Comparación aumento de diámetro o número de subconductores a 220 kV con ambiente seco	83
Tabla 37 Comparación aumento de diámetro o número de subconductores a 220 kV con ambiente húmedo.....	83
Tabla 38 Comparación aumento de diámetro o número de subconductores a 220 kV con lluvia	84
Tabla 39 Comparación aumento de diámetro o número de subconductores a 2400 kV con ambiente seco	84

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Actualmente, el consumo de electricidad aumenta rápidamente, esto se debe a la gran electrificación del sistema. La electrificación se puede definir como la transformación de un proceso para que pueda ser realizado por medio de la electricidad o como la creación de nuevos sistemas de transporte y distribución de energía eléctrica.

La electrificación mundial es uno de los grandes objetivos actuales, que irá cobrando más importancia en las próximas décadas. De esta forma se pretende dar acceso al sistema eléctrico a la mayor cantidad de población posible, mejorar la eficiencia energética y reducir la contaminación. Las energías renovables han adquirido un papel muy importante en el objetivo de la descarbonización del sistema eléctrico, reduciendo así, los gases nocivos emitidos a la atmósfera.

España cuenta con la ayuda de su geografía favoreciendo así el uso de energías renovables como la gran hidráulica, eólica y solar consiguiendo que la generación total de las energías renovables sea superior a la energía producida por las centrales convencionales. Durante los últimos años ha destacado el aumento significativo de la potencia instalada de la energía eólica y fotovoltaica. Esta tecnología cuenta con la ventaja de ser ilimitada, pero con la desventaja de que su producción no se puede gestionar.

Por otro lado, se requiere de la renovación y la modernización del sistema eléctrico para conseguir reducir el impacto de la contaminación energética y lograr un sistema más sostenible. Sin embargo, España debe conseguirlo de manera que pueda asegurar la eficiencia energética y sostenibilidad económica.

En cuanto a la red de transporte, España cuenta con varias mallas superpuestas, cada una a una tensión diferente. Coexisten mallas desde 66 kV, siendo esta la primera tensión de

transporte en España, hasta de 400 kV siendo esta la máxima tensión de transporte actualmente en España.

En España nos encontramos con una situación en la que la geografía es irregular y las grandes demandas se encuentran a una gran distancia de la generación. Por ello, para hacer llegar la energía a los consumidores finales, se requiere de una sofisticada red de transporte y distribución.



Figura 1 Mapa de líneas eléctricas de 220 y 400 kV en España

La red de transporte es una red mallada que permite conducir la energía eléctrica desde los sistemas de generación hasta las zonas de consumo con los objetivos de minimizar las pérdidas, asegurar la disponibilidad del servicio y mantener la calidad de onda. Dichas redes de transporte comprenden distintos tipos de configuración, pudiendo categorizarse por número de conductores por fases entre otras, al igual que distintos niveles de tensión de

operación, estableciendo los niveles de 220 kV y 400 kV como los de más alta tensión en España.

La red de transporte se cimienta en la eficiencia energética. Las líneas eléctricas están constantemente sometidas a fenómenos ambientales que provocan pérdidas de energía. De esta forma, es necesario optimizar las redes con el objetivo de reducir pérdidas de energía, así como los efectos nocivos para el medio ambiente y los seres humanos.

Principalmente en estos niveles de alta tensión, 220 kV y 400 kV, se produce el efecto corona. Descarga debida a la ionización del aire alrededor del conductor. Como consecuencia, observamos la generación de ruido, energía electromagnética capaz de interferir en las señales de radio y televisión, generación de ozono y en especial pérdidas de energía de la línea de transporte. Por este motivo, en niveles de alta tensión se requiere de un estudio previo sobre la configuración de los distintos conductores por fase para reducir el efecto corona.

1.2 MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS

La realización de este proyecto surge de la necesidad de optimizar las redes de transporte de más alta tensión y conseguir la mayor eficiencia. Con el aumento de energía demandada, es necesario aumentar los niveles de tensión de tal forma que se puedan conducir grandes cantidades de energía con la mínima corriente, por consecuencia, aumenta también el gradiente de tensión superficial del conductor, responsable del efecto corona.

En este trabajo se analizarán las causas y consecuencias del efecto corona en las líneas 220kV y 400kV y como reducirlo. Se tendrá en cuenta los conductores empleados, condiciones superficiales y físicas de dichos conductores, condiciones atmosféricas y número de subconductores por fase. Para su debido análisis se utilizarán distintos métodos empíricos conocidos a través de los cuales podremos ver la cantidad de pérdidas de energía y como se reducen estas al cambiar la configuración de la línea.

De esta manera, el principal objetivo del proyecto es el estudio del efecto corona y como evitarlo o reducirlo en líneas de alta tensión. Consiguiendo de esta forma un sistema eléctrico más eficiente.

Como objetivos secundarios destacan el estudio de las diversas consecuencias del efecto corona como puede ser el ruido o la radio interferencia y el conocimiento de las posibles configuraciones de líneas, los conductores ACSR y otros mecanismos que intervienen en las redes eléctricas.

Se aplicarán los conocimientos aprendidos a lo largo del grado en un proyecto real, se adquirirán otros nuevos como la organización de un proyecto y se ganará experiencia para proyectos futuros.

Capítulo 2. EFECTO CORONA

2.1 INTRODUCCIÓN

El efecto corona es una descarga luminosa debida a la ionización del aire que rodea a un conductor por la aparición un gradiente de tensión en la superficie que sobrepasa a un cierto valor crítico[2].

El efecto corona afecta principalmente a líneas de alta y muy alta tensión, esto es debido a que, por su elevado potencial, es capaz de generar campos eléctricos máximos en la superficie del conductor. Cuando el campo generado en la superficie adquiere un valor de mayor magnitud que la rigidez dieléctrica del aire, tiene lugar la ionización del aire alrededor del conductor. La ionización del aire consiste en que algunos electrones libres procedentes del conductor colisionan con las moléculas del aire provocando que estas ganen o pierdan electrones de tal forma que se transformen en cargas eléctricas no neutras. Esto no significa la pérdida completa de las propiedades aislantes del gas, ya que el resto del aire conserva sus propiedades dieléctricas originales. Además, esto produce que se forme un haz de luz de forma local en los puntos de descarga[3].

La intensidad del efecto corona es función del campo eléctrico en la superficie del conductor, por tanto, se ve afectado por el nivel de tensión de la línea, condiciones superficiales y atmosféricas, el diámetro y la configuración de la línea. El campo eléctrico se concentra en la superficie de los conductores, por ello cuanto mayor diámetro tenga el conductor, las pérdidas por efecto corona serán menores que en conductores de menor diámetro. Las irregularidades, zonas envejecidas o zonas sucias crean puntos óptimos para la generación de descargas corona[4].

Las líneas eléctricas se diseñan con el objetivo de que el efecto corona sea mínimo, ya que supone una pérdida de capacidad de transporte significativa en líneas de alta tensión. Dicho efecto varía según los siguientes aspectos:

- Tensión de la línea: cuanta mayor tensión de trabajo de la línea eléctrica, mayor será el gradiente de tensión en la superficie del conductor, aumentando así el efecto corona.
- Humedad relativa del aire: Cuento mayor sea la humedad, en especial en caso de lluvia, nieve o niebla, el efecto corona aumenta de forma significativa.
- El estado de la superficie del conductor: Rugosidades, defectos, irregularidades, impurezas adheridas, desgaste del material, etc., aumenta la probabilidad y la intensidad del efecto corona.
- Número de subconductores: A media que se incrementa el número de subconductores por fase, el efecto corona se reduce.

El proceso del efecto corona comienza cuando los electrones que viajan a través de un conductor metálico rodeado de un gas aislante, en este caso aire. Estos electrones debido al exceso de tensión saltan al aire viéndose frenados, desde grandes velocidades, en cuestión de centímetros. El rozamiento asociado a este frenado provoca que el electrón aumente su temperatura llegando a un estado incandescente.

La aparición de un anillo luminoso alrededor del conductor se debe a la unión de millones de estos electrones libres, que adoptaran la forma del conductor, siendo esta generalmente cilíndrica[2].

Las descargas corona son de muy corta duración, de entre 10^{-7} y 10^{-8} segundos y su intensidad se puede determinar según su color. Mostrándose de color rojizo cuando el efecto no es muy importante y de color blanco o azul cuando el efecto es significativo

2.2 PERTURBACIONES DEL EFECTO CORONA

Como ya se ha mencionado, el efecto corona se manifiesta como una fuente visible de luz con un rango de colores que van desde el rojizo hasta el azulado o blanco. No obstante, también se manifiesta a través de ruido en distintas frecuencias llegando a afectar a las frecuencias de radio. De esta forma se han determinado los principales efectos derivados de este fenómeno, que son[3]:

- Ruido audible
- Perturbaciones a frecuencia de radio y televisión
- Generación de Ozono
- Pérdidas de energía
- Viento iónico

2.2.1 RUIDO AUDIBLE

El ruido audible provocado por el efecto corona se manifiesta como un zumbido persistente de baja frecuencia, como consecuencia del chisporroteo de las descargas. Este efecto es despreciable en sistemas secos bajo los 400kV con conductores bien diseñados, siendo mayor y significativo bajo malas condiciones de lluvia intensa o neblina.

2.2.2 PERTURBACIONES DE RADIO Y TELEVISIÓN

Las descargas coronas generan impulsos eléctricos que se propagan a través del conductor, que a su vez provocan corrientes de alta frecuencia creando campos electromagnéticos también de alta frecuencia que son capaces de alcanzar receptores de radio y televisión que se encuentre en la cercanía de la línea, dando lugar a las perturbaciones de radio interferencia.

Este tipo de perturbación depende mucho de una serie de factores:

- Frecuencia
- Dimensión de la línea
- Posición/distancia de la línea con respecto a los receptores
- Estado superficial del conductor
- Condiciones climáticas

2.2.3 GENERACIÓN OZONO

El Ozono es un alotrópico del oxígeno, O_3 . Se produce constantemente de forma natural a través de la influencia de la radiación ultravioleta o la descomposición de productos naturales entre otros[2].

El ozono es un gas oxidante muy activo que en grandes concentraciones es tóxico para los seres vivos. Sin embargo, se ha determinado que la producción de este gas por las descargas coronas es muy baja incluso en malas condiciones de lluvia, considerándose un incremento insignificante a la concentración natural. Siendo esta generación generalmente 20 veces menor al admitido por la norma.

2.2.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

El principal problema que se quiere afrontar con este fenómeno es la reducción de pérdidas de energía de la línea, consiguiendo de esta forma un sistema más eficiente. Con las soluciones actuales, las pérdidas anuales por efecto corona son considerablemente bajas. Es bajo condiciones de mal tiempo cuando se vuelven importantes, llegando a pasar de unas pérdidas de varios kW/km en condiciones secas o escasa humedad a varios cientos de kW/km en condiciones de lluvia.

2.2.5 VIENTO IÓNICO

El viento iónico es consecuencia del movimiento de los electrones por la colisión de los iones acelerados por el campo eléctrico. Cuando se aplica un campo eléctrico en un gas, los electrones libres son desplazados en dirección contraria al campo. Este aumento de velocidad provoca dichas colisiones a la vez que los electrones aumentan su energía cinética. Esta acumulación de energía cinética es la responsable de la ionización por impacto entre electrones y moléculas.

2.3 GENERACIÓN DE CORONA

El aire es considerado uno de los principales aislamientos entre conductores y estructuras metálicas en líneas de alta tensión. Por este motivo, es imprescindible conocer las características del aire, en especial las condiciones a las cuales sus propiedades dieléctricas se alteran.

La ionización es el resultado de los procesos de descarga corona que resultan en el aire que se encuentra alrededor del conductor energizado. Esto sucede cuando la tensión aplicada es superior a el valor de tensión crítica. Si se supera dicho valor, la corriente estará presente en el aire, como se muestra en la Figura 2. De esta forma, cuando el gradiente de

potencial alcanza la rigidez dieléctrica del aire, que resulta aproximadamente 30 kV/cm en condiciones normales, el aire se ioniza volviéndose conductor y produciendo una descarga local [2],[3], [4].

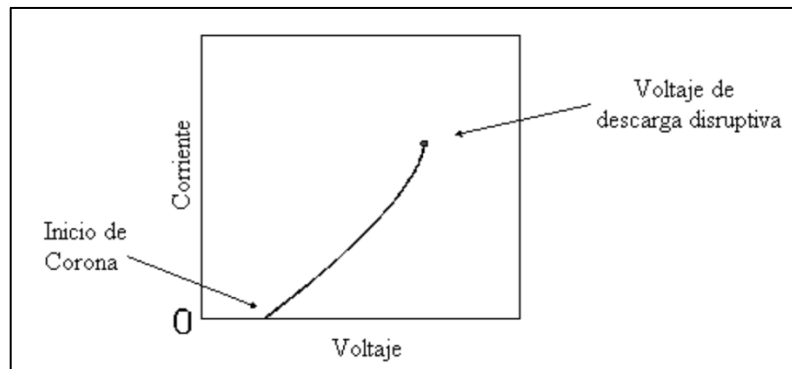


Figura 2. Relación corriente-voltaje

Las descargas por corona son descargas parciales en un gas, que se localizan en un espacio limitado y que no supone la pérdida completa de las propiedades aislantes del gas, por lo que el resto del gas conserva sus propiedades. Suele manifestarse en puntos donde con campo no uniforme, con grandes intensidades de campo o si la dimensión de los conductores es mucho menor a la distancia entre los mismos.

Existen una serie de procesos clasificados entre favorables y desfavorables según si contribuyen, detienen o retardan la generación de cargas eléctricas el aire.

2.3.1 PROCESOS ELEMENTALES DE DESCARGA [1], [5]

2.3.1.1 Procesos favorables para la descarga

I. Fotoionización

Los distintos tipos de radiación pueden influir en la ionización de los átomos de un gas si la energía del fotón es igual o superior a la energía de ionización de las partículas gaseosas. Lo que resulta en la liberación de un electrón y en la obtención un ion positivo.

$$\text{Fotón} + A = A^+ + e^-$$

II. Ionización por choque

Los electrones libres se desplazan según:

$$\vec{F} = Q * \vec{E}$$

Donde:

F: Fuerza del movimiento.

Q: Carga.

E: Campo eléctrico.

Como observamos, su movimiento varía según la acción del campo eléctrico, como sucede alrededor de las líneas de transporte eléctrico. Durante el movimiento, los electrones se encuentran con moléculas y átomos con los que producen choques. Estos se diferencian en elásticos e inelásticos.

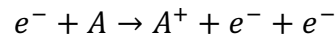
En el choque elástico, no se altera ni la energía interna ni la estructura, exclusivamente el electrón pierde una cantidad de energía insignificante.

En el choque inelástico suceden cambios en la energía interna y se diferencian en:

- **Excitación:** El átomo adquiere un estado de mayor energía debido al desplazamiento de sus electrones. Al ser este un estado inestable, el electrón recupera su órbita liberando la energía excedente mediante la emisión de un fotón.

$$e^- + A \rightarrow A^* + e^- \rightarrow A + e^- + \text{Fotón}$$

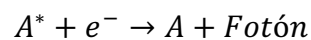
- **Ionización:** El choque tiene como consecuencia el desprendimiento de un electrón, dejando al átomo neutro con un electrón menos, adquiriendo de esta forma carga positiva y convirtiéndose en un ion positivo.



2.3.1.2 Procesos desfavorables para la descarga

I. Recombinación

Este proceso se da para el caso en el que un ión positivo y un electrón chocan, pero carecen de la energía suficiente para reproducir uno de los casos descritos anteriormente. Neutralizando de esta forma ambas cargas y produciendo una liberación de energía en forma de fotón.



II. Enlace con moléculas neutras

Los electrones libres pueden ligarse a un átomo neutro formando así un ión negativo. Sin embargo, este ión tendrá una menor movilidad, por ello, a pesar de conservar la carga, tenderá a neutralizarse.

2.3.2 PROCESO DE AVALANCHA DE TOWNSEND

Siempre existe un número de electrones libres que proceden de los distintos tipos de ionización que son los responsables de iniciar los procesos de descargas. Si un electrón impacta contra un átomo provocando la liberación de un nuevo electrón, ambos serán acelerados por el campo, y si este precisa de la intensidad suficiente, desprenderán nuevos electrones de otros átomos creando así una reacción en cadena que forma una avalancha aumentando rápidamente el número de iones y electrones.

Para que este proceso tenga lugar, el número de electrones libres por ionización debe ser superior a las pérdidas por ligazón. Se transformará en una descarga si se alcanza un gradiente crítico de voltaje, que depende de la polaridad del conductor.

Townsend determinó el número de electrones que se forman durante el proceso de avalancha a través de una serie de experimentos de descarga en gases.

Townsend describió que para las descargas eléctricas, existe una gran relación entre la corriente que atraviesa el espacio entre dos conductores y la diferencia de tensión entre ambos, diferenciando tres zonas claras que se muestran en la Figura 3[6].

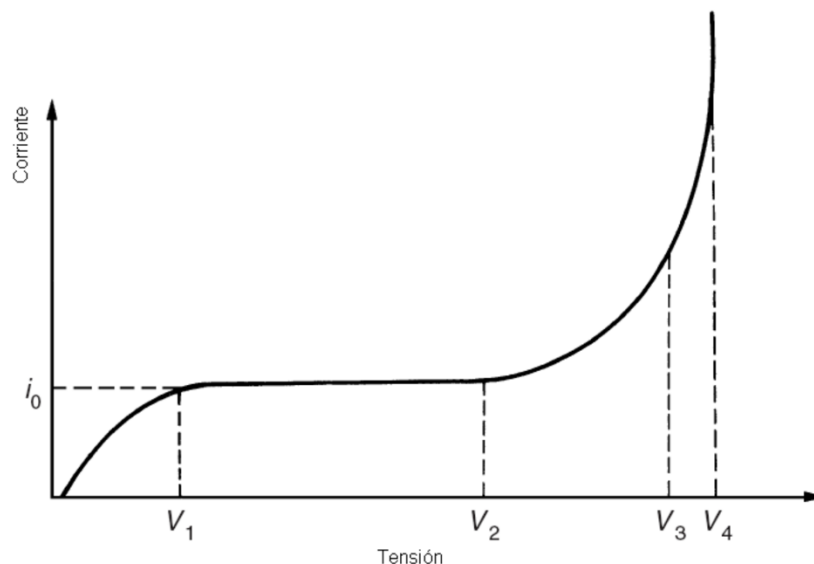


Figura 3 Relación entre la tensión y la descarga antes de una descarga

Tal y como se observa en la Figura 3, el primer tramo de $0-V_1$ la corriente es casi directamente proporcional a la tensión (por consecuencia de la formación de iones libres en el aire de manera natural). En el segundo tramo se alcanza el valor de saturación representado por i_0 , donde la corriente permanece prácticamente constante para valores de tensión entre V_1-V_2 . Por último, para valores mayores de V_2 la corriente aumenta exponencialmente. Este aumento tan drástico de corriente fue atribuido por Townsend a la ionización del gas por la colisión de electrones. De este modo, al aumentar la tensión y el campo eléctrico, los

electrones adquirirán la velocidad y energía suficiente para ionizar las partículas del gas por choques[7].

Townsend definió el valor α (coeficiente de la primera ionización de Townsend) como el número de electrones libres que es capaz de producir un electrón por unidad de longitud en la dirección del campo eléctrico. Para un número “n” de electrones a una distancia x del cátodo en la dirección del campo eléctrico, el incremento “dn” viene dado por la ecuación:

$$dn = \alpha * n * dx$$

Si integramos la anterior expresión en función de la distancia obtenemos:

$$n = n_0 * e^{\alpha \cdot d}$$

En términos de corriente queda como:

$$I = I_0 * e^{\alpha \cdot d}$$

Donde I_0 es al número de electrones libre que inicialmente abandonan el cátodo y $\alpha \cdot d$ es conocido como “avalancha”.

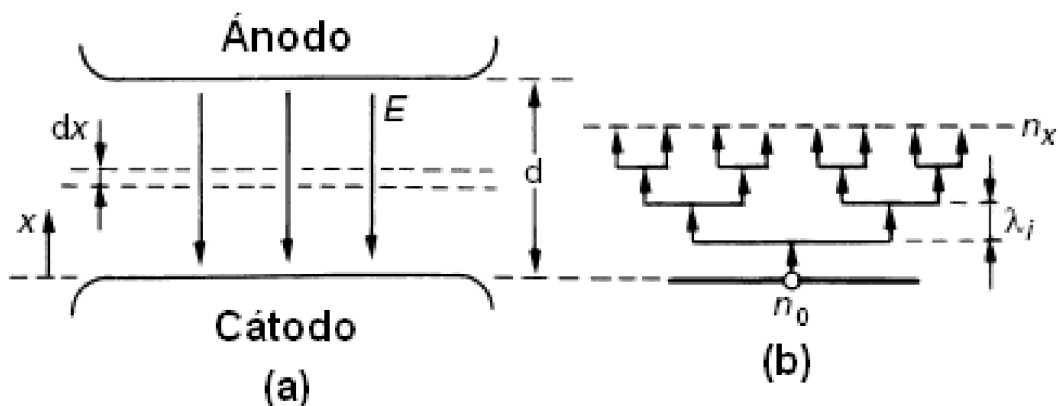


Figura 4 Creación de electrones libres en el proceso de avalancha

El primer coeficiente de ionización de Townsend (α), se comprobó que era función de la densidad del gas o presión y de la energía que es capaz de adquirir un electrón en una colisión. Sin embargo, Townsend observó una discrepancia entre α/p y E/p debido a que en la ionización participan fenómenos de distintos tipos. Fenómeno que se encontró al representar el logaritmo de la corriente eléctrica frente a la separación entre los electrodos.

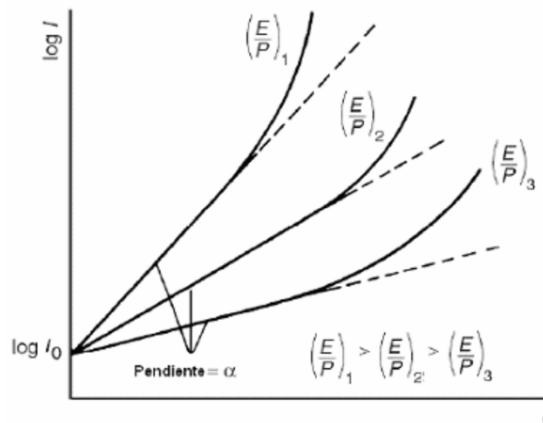


Figura 5 Variación de la corriente en función de distancia entre los electrodos con presión y campo uniforme

Townsend detectó que, a partir de un determinado valor de d , el crecimiento era distinto al estipulado por la ecuación anterior. Este cambio se debía a la aparición de nuevos electrones emitidos por el cátodo. Townsend propuso una nueva ecuación para corregir este alejamiento:

$$I = I_0 * \frac{e^{\alpha d}}{1 - \gamma(e^{\alpha d} - 1)}$$

donde:

I =corriente que atraviesa el gas.

I_0 =corriente que inicialmente atraviesa el cátodo.

α = coeficiente de primera ionización de Townsend.

d = distancia de separación entre los cátodos.

Y = coeficiente de segunda ionización de Townsend.

El segundo coeficiente está muy influenciado por la naturaleza de la superficie del cátodo y está relacionado con E/p .

Por último, Townsend estableció un umbral para la aparición de descargas eléctricas.

Si $\gamma(e^{\alpha d} - 1) = 1$, el número de iones en el aire producido por la avalancha será suficientemente grande como para poder liberar electrones secundarios para desencadenar un nuevo proceso de avalancha.

Si $\gamma(e^{\alpha d} - 1) > 1$, la descarga crece rápidamente mientras que si $\gamma(e^{\alpha d} - 1) < 1$, la descarga terminará extinguiéndose.

2.3.3 TIPOS DE DESCARGAS PARCIALES O CORONAS

Las descargas parciales son pequeñas descargas eléctricas de corta duración que tienen lugar en el seno de un gas aislante debido a una diferencia de potencial. Dentro de estas, existen distintos tipos de descargas parciales: corona, cavidad, superficie...

En las descargas parciales de corona se diferencian dos tipos en función de la polaridad de la tensión: corona positiva y corona negativa[8].

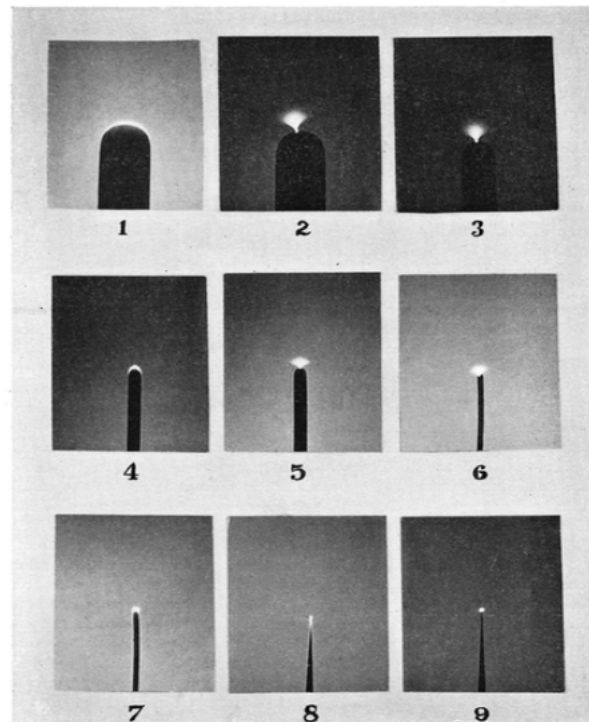


Figura 6 Diferencia visual entre la descarga de corona positiva y negativa

En la Figura 6 se muestran los ejemplos 1,4 y 7 de descarga positiva y las imágenes correspondientes a los números 2,3,5,6,8 y 9 muestra una descarga corona negativa.

2.3.3.1 Descarga negativa o de cátodo

Las descargas negativas son las que se producen cuando la tensión en la punta del electrodo es negativa. De esta forma, los electrones son acelerados y alejados del conductor generando a su vez avalanchas. Parte de los fotones producidos en las avalanchas acaban impactando contra el conductor liberando así nuevos electrones y creando nuevas avalanchas. Estos electrones al ser alejados dejan atrás iones positivos que al impactar con moléculas neutras forman nuevos iones negativos.

Debido a las concentraciones de carga en el espacio, el campo se ve afectado, aumentando en las proximidades del conductor por consecuencia de la atracción de las cargas positivas, lo que supone que los electrones libres se recombinen con dichas cargas positivas. De esta manera, la ionización en la superficie cesa cuando el campo disminuye

por debajo del valor inicial debido a la neutralización de la carga y presencia lejana de la carga negativa. Por último, se retoman las condiciones iniciales repitiéndose de nuevo todo el proceso[1].

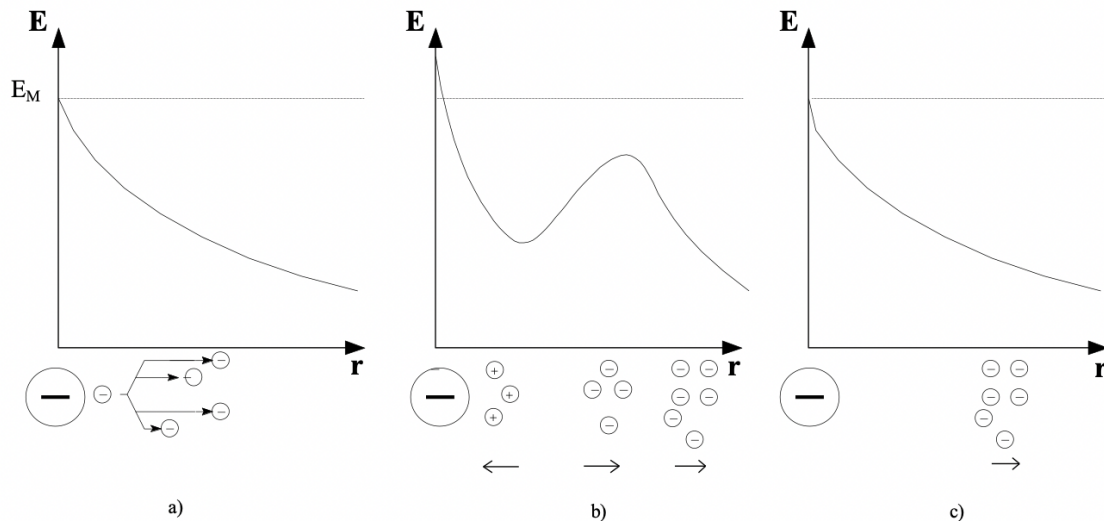


Figura 7 Variación de campo para descarga negativa

2.3.3.2 Descarga positiva o de ánodo

Las descargas parciales de ánodo son las que tiene lugar cuando la tensión en la punta del electrodo es positiva. Estas descargas emiten una señal luminosa que cubre de forma uniforme la superficie del conductor y de color blanquiazul.

En este caso, los electrones libres son acelerados hacia el conductor y se mueven con intensidad de campo creciente. De ser el campo lo suficientemente alto, se producirán ionizaciones y avalanchas adquiriendo su valor máximo en las proximidades del conductor. Una vez los electrones llegan al conductor se recombinan, dejando atrás los iones formados en la avalancha y desprendiendo fotones que serán los causantes de avalanchas secundarias sobre dichos iones. Finalmente, estos iones se desplazan y se restablecen las condiciones iniciales, con lo que se podrá repetir el proceso.

Las nuevas ionizaciones tienen lugar lejos del conductor formando así un canal donde se aprecia un cuerpo de plasma recorrido por una corriente y un frente de intensidad carga de espacio positiva. Llegando hasta zonas de baja intensidad de campo donde se detiene la ionización. Este proceso en comparación con las descargas negativas se produce mucho mas lejos y con amplitudes de corriente mucho mayores[5].

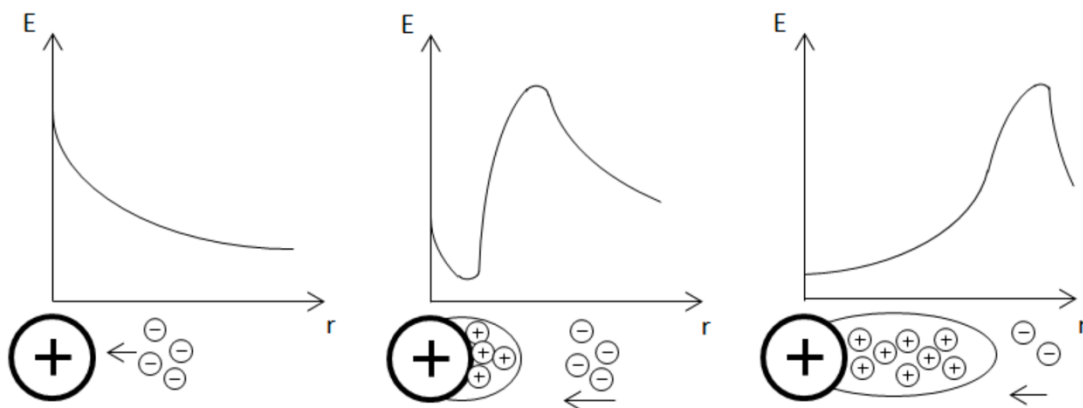


Figura 8 Variación de campo para descarga positiva

2.4 FENÓMENOS QUE INTERVIENEN EN EL EFECTO CORONA

2.4.1 GRADIENTE SUPERFICIAL

Como se ha podido comprobar, el valor de campo superficial del conductor tiene un papel muy importante en cuanto a la aparición de este fenómeno. El efecto corona se manifiesta cuando el potencial superficial de un conductor se eleva lo suficiente para causar la ionización del aire, sobrepasando de esta forma la rigidez dieléctrica del aire que rodea al conductor. La rigidez dieléctrica es al mismo tiempo función de la temperatura y presión atmosférica[2],[3].

El gradiente superficial necesario se denomina gradiente crítico, E_c . De esta forma, si se alcanza dicho valor, E_c , en la superficie del conductor, significa que se ha alcanzado el

nivel de ruptura necesario para la descarga. El investigador F.W. Peek propuso la siguiente fórmula para el estudio de un conductor de configuración cilíndrica.

$$E_c = E_p * \delta * m * \left(1 + \frac{0,308}{\sqrt{\delta * r}}\right)$$

Donde:

E_c = gradiente superficial crítico en kVrms/cm

E_p = campo superficial en condiciones normales, $E_p = 21.21$ kVrms/cm

r = radio del conductor en cm

δ = densidad relativa del aire

m = factor determinado por la geometría de los hilos que arreglan al conductor y condiciones atmosféricas .

2.4.2 GOTAS DE AGUA

Las condiciones meteorológicas afectan significativamente a la magnitud del efecto corona, llegando a incrementar las pérdidas a valores diez veces mayores. El agua, durante los periodos de lluvia, crea una película alrededor del conductor, que debido a la gravedad se acumula en forma de gota en la parte inferior del conductor. De esta forma, las gotas forman irregularidades en la superficie, que tienen como consecuencia la disminución del gradiente crítico generando así mayores pérdidas.

2.4.3 CONDICIÓN SUPERFICIAL

Los cálculos del gradiente superficial de los conductores de las líneas se realizan frecuentemente considerándolos cilíndricos y de superficie lisa. Debido a que los conductores nunca se encuentran perfectamente limpios y suelen presentar algunas ralladuras, melladuras u otros daños, pudiendo haber sido provocados durante la fase de

montaje, el gradiente crítico se ve reducido, de ahí que el efecto corona comience en estas irregularidades[3].

Para tener en cuenta la reducción del gradiente superficial crítico se utiliza un factor “m” conocido como coeficiente de estado superficial y ambiental ya que es el producto de dos factores, uno que determina el estado superficial (m_c) y otro que determina el estado ambiental (m_t).

Factor “ m_c ” Superficial	
1	Conductor liso ideal
0.88-0.96	Conductor nuevo y limpio
0.80-0.87	Conductor envejecido
0.50-0.70	Conductor tratado deficientemente
Factor “ m_t ” Ambiental	
1	Seco
0.8	Húmedo
0.16-0.25	Lluvia

Tabla 1 Factor superficial (m_c) y ambiental (m_t)

2.4.4 DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE

Como se ha visto anteriormente, el gradiente superficial crítico es función de la densidad relativa del aire, por lo que si esta varía por efecto de la presión y temperatura, también lo hará el gradiente superficial crítico. Por un lado, cuanto mayor sea la presión,

mayor será la densidad relativa, pero cuanto mayor sea la temperatura, menor será la densidad relativa del aire[1].

$$\delta = \frac{0,3921 * P}{273 + T}$$

$$P = 10^{\log(760) - \frac{y}{18336}}$$

$$T = 25 - \frac{y}{200}$$

Donde:

P: presión del aire (mmHg).

T: temperatura del aire (°C).

Y: altura (m).

2.4.5 HUMEDAD

La humedad es la cantidad de vapor de agua presente en la atmosfera. Para cada temperatura existe un límite de la cantidad de vapor de agua que se puede concentrar en la atmosfera. La humedad relativa es la expresión porcentual de la cantidad de vapor de agua presente en el aire con respecto a la máxima posible para unas condiciones dadas de presión y temperatura.

La humedad relativa varia principalmente por dos motivos. La presencia de una gran superficie de agua sometida a evaporación, esta favorecerá el aumento de humedad en la zona. El segundo motivo es la temperatura. Como acabamos de mencionar, para cada

temperatura existe una cantidad límite de vapor de agua que se puede concentrar. De esta forma, un descenso de temperatura provoca que la capacidad de la atmosfera se reduzca, sin alterar la cantidad de vapor de agua existente, resultando de esta forma que el porcentaje de humedad relativa se vea incrementado. De la misma manera, un ascenso de temperatura supondrá una disminución de la humedad relativa al aumentar la capacidad de la atmosfera. La temperatura crítica a la que se satura el vapor y comienza la condensación se denomina punto de rocío[3].

Los gases electronegativos presentan la capacidad de atraer electrones. De este modo, el vapor de agua actúa como un gas electronegativo para capturar electrones para las moléculas de agua. Esta influencia depende significativamente del índice de descargas repetitivas por corona y se ve mucho más pronunciada para propagaciones lentas de las descargas.

De esta manera, el efecto corona se ve afectado por la humedad principalmente de dos maneras. A humedades elevadas desaparecen avalanchas del electrón y a mayor humedad, más vapor de agua alrededor del conductor aumentando así el número de puntos corona.

Capítulo 3. MÉTODOS DE CÁLCULO

3.1 MÉTODOS DE CALCULO DEL GRADIENTE SUPERFICIAL

Se presentan dos métodos para el calculo del gradiente máximo superficial de un conductor. El primero es utilizado para líneas con un solo conductor por fase, mientras que el segundo método permite el calculo en líneas de configuración en haz. Por este motivo se utilizará el segundo método en este trabajo.

3.1.1 MÉTODO DE COEFICIENTES DE PONTENCIAL [1]

El método de Coeficientes de Potencial o de cargas equivalentes permite calcular la carga de un sistema de conductores a través de la teoría de imágenes, donde se sustituye el plano de tierra por la imagen del conductor.

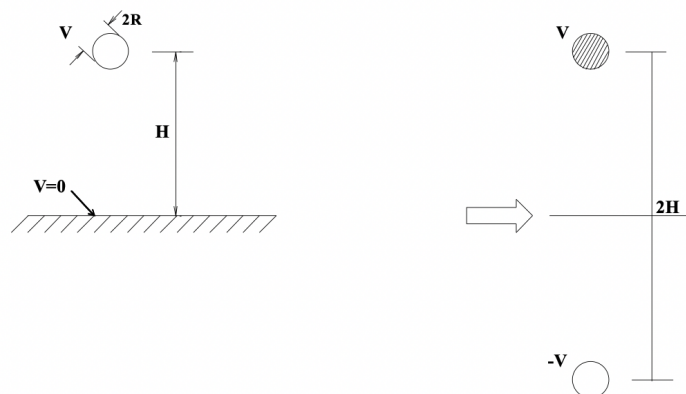


Figura 9 Imagen del conductor en el plano de tierra

A continuación que obtiene el gradiente superficial con la siguiente expresión:

$$E = \frac{V}{R * \ln \frac{2H}{R}}$$

Donde:

V: potencial del conductor

R: radio del conductor

H: altura media del conductor

En términos de magnitud de carga el potencial será:

$$V = \frac{q}{2 * \pi * \epsilon_o} * \ln \frac{2H}{R}$$

Para tener en cuenta la aportación de las cargas imagen se definen los coeficientes potenciales propios y en conjunto. De esta forma en el plano de tierra la contribución de las cargas con su simétrica se cancela.

$$p_{ii} = \frac{q}{2 * \pi * \epsilon_o} * \ln \frac{2H_i}{R_i}$$

$$p_{ij} = \frac{q}{2 * \pi * \epsilon_o} * \ln \frac{D'_{ij}}{D_{ij}}$$

Donde:

P_{ii}: coeficiente de potencial propio del conductor.

P_{ij}: coeficiente de potencial mutuo entre conductores.

Las distancias D_{ij} y D_{ij}' quedan definidas en la siguiente figura.

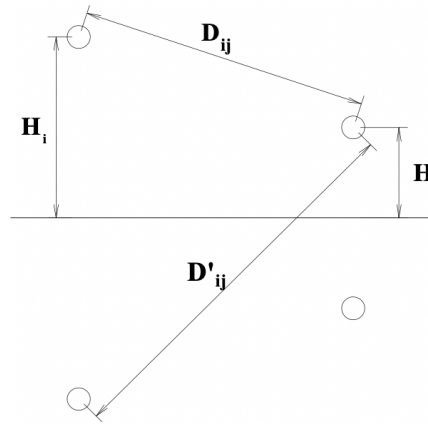


Figura 10 Distancia geométrica entre conductores

Considerando superposición, el potencial total vendrá dado como:

$$V_i = p_{i1} * q_1 + \dots + p_{in} * q_n \quad \text{con } i = 1, 2, \dots, n$$

Esta ecuación se puede expresar como:

$$V = [P] * Q$$

De donde se obtiene el gradiente superficial promedio:

$$E_{mi} = \frac{q_i}{2 * \pi * \epsilon_o * R_i}$$

3.1.2 MÉTODO DE MARKT Y MENGELE[9]

Este Método se utiliza para el cálculo del gradiente máximo superficial en líneas con conductores en haz. Se distinguen tres etapas:

Primera etapa

Consiste en reemplazar el haz de conductores por un conductor único equivalente de igual capacitancia; por lo tanto, para un haz de “n” subconductores distribuidos de forma regular en un círculo de radio R, como muestra la Figura 11.

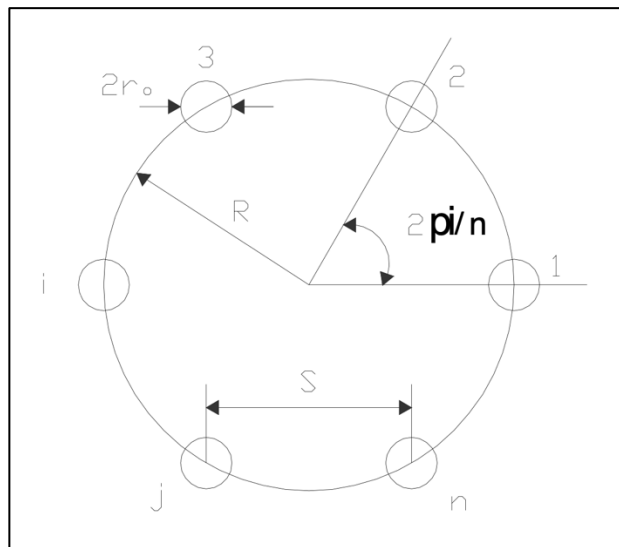


Figura 11 Distribución geométrica de conductor en haz

$$R = \frac{S}{2 * \sin\left(\frac{\pi}{n}\right)}$$

Donde:

R: radio del círculo de los subconductores en cm

S: separación de los subconductores en cm

n: número de subconductores

Un conductor único colocado en el centro del haz, de igual capacitancia, debería llevar la misma carga total, al mismo potencial. El radio de este conductor ficticio es:

$$r_{eq} = \sqrt[n]{n * r_o * R^{n-1}}$$

Donde:

r_{eq} : radio equivalente del haz de igual capacidad en cm

r_o : radio del subconductor en cm

Segunda etapa

Se calcula el gradiente del conductor.

$$E(\alpha) = E_{sub} * \left[1 + \frac{2 * (n - 1) * r_o}{S} * \sin\left(\frac{\pi}{n}\right) * \cos(\alpha) \right]$$

Donde:

α : ángulo que determina la posición del campo en un punto

E_{sub} : voltaje promedio del gradiente en la superficie del subconductor en kVp/cm o kVrms/cm

La tensión promedio del gradiente en la superficie del subconductor se puede determinar por:

$$E_{sub} = \sqrt{\frac{2}{3}} * \frac{V}{n * r_o * \ln\left(\frac{DMG}{r_{eq}}\right)}$$

Donde:

DMG: distancia media geométrica entre fases en cm

V: Tensión nominal fase-fase en kV

El gradiente máximo en la superficie del conductor puede ser calculado fijando α a cero en $E(\alpha)$, obteniendo de esta forma:

$$E_{max} = E_{sub} * \left[1 + \frac{2 * (n - 1) * r_o}{S} * \sin\left(\frac{\pi}{n}\right) \right]$$

Tercera etapa

El gradiente superficial promedio se define como el promedio aritmético de los gradientes superficiales medios de subconductores individuales. Y el gradiente superficial promedio máximo del haz esta dado por la expresión:

$$E_M = E_{max} * \left(1 + \frac{r_o}{R} \right)$$

Para el caso de conductor hecho con hebras existe una expresión en función del gradiente superficial promedio y del ángulo sobre la periferia del conductor debido a la no uniformidad del gradiente de voltaje en ésta; la expresión está dada por:

$$E(\theta) = E_M * \left(1 + \frac{r_h}{r_o} * \cos(\theta) \right)$$

Donde:

r_h : radio de la hebra.

r_o : radio medio del conductor.

De esto resulta como campo superficial máximo:

$$E_{Max} = E_M * \left(1 + \frac{r_h}{r_o}\right)$$

Similar a un solo conductor, la controlabilidad teórica de la descarga de corona debe satisfacer esta condición:

$$E_{Max} < E_c = 30 * m * \delta$$

Es decir, el gradiente eléctrico del conductor E_{max} debe ser menor que el E_c del gradiente de inicio de corona para limitar teóricamente descarga de corona.

3.2 MÉTODOS DE CALCULO DE PÉRDIDAS

3.2.1 MÉTODO DE PEEK[10]:

El efecto corona es un fenómeno que ha sido estudiado por F.W.Peek, entre otros, quien en 1920 mediante observaciones empíricas desarrolló fórmulas para el cálculo cuantitativo de las pérdidas producidas por dicho efecto. La ley de Peek es válida para conductores cilíndricos paralelos. Las pérdidas por corona según Peek, en kW/km/fase, vienen expresadas por la fórmula:

$$P_{PeK} = \frac{241}{\delta} * (f + 25) * \sqrt{\frac{r}{DMG}} * \left(\frac{V_s}{\sqrt{3}} - V_c \right)^2 * 10^{-5}$$

Donde:

δ : densidad relativa del aire.

f: frecuencia de la red (Hz).

r: radio del subconductor (cm).

DMG: distancia media geométrica entre fases (cm).

V_s : Tensión máxima de la línea (kV).

V_c : Tensión crítica disruptiva (kV).

$$V_c = m_t * m_c * E_p * \delta * r * \ln \left(\frac{DMG}{r_{eq}} \right) * n$$

Donde:

m_t : factor ambiental, Tabla 1.

m_c : factor superficial, Tabla 1.

E_p : campo superficial en condiciones normales, $E_p=21,21$ kVrms/cm

r_{eq} : radio equivalente del haz (cm).

n: número de subconductores.

$$\delta = \frac{0,3921 * P}{273 + T}$$

$$P = 10^{\log(760) - \frac{y}{18336}}$$

$$T = 25 - \frac{y}{200}$$

Donde:

P: presión del aire (mmHg).

T: temperatura del aire (°C).

Y: altura (m).

Por otro lado, con anterioridad a calcular la tensión crítica disruptiva y las pérdidas, se calcularán el campo crítico de inicio de descargas corona junto al campo crítico de inicio de corona visible, los cuales se comparan con el gradiente superficial de la línea calculado con el método de Markt y Mengele para determinar si se producen descargas corona y si son visible.

$$Ec = 30 * m_t * m_c * \delta$$

$$E_v = 30 * m_t * m_c * \delta * \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta * r}}\right)$$

De esta manera, si al gradiente superficial del conductor E_{max} supera al campo crítico de inicio de descarga E_c , se podrá afirmar que tienen lugar pérdidas por consecuencia

de las descargas corona. Estas serán visibles si además el gradiente $E_{\max}$ supera el campo crítico de inicio de corona visible E_V .

3.2.2 MÉTODO PEEK SIMPLIFICADO [11]

Además del anterior método original de Peek que corresponde al que se acaba de explicar, existen otras variantes del método que resultan de simplificarlo, aunque siguen siendo experimentales.

Para este método simplificado, a diferencia del original, se va a prescindir del campo crítico de inicio de corona y del gradiente superficial máximo y la comprobación de la presencia de efecto corona se realizará comparando la tensión máxima de la línea con la tensión crítica disruptiva.

$$P_{\text{Peek}} = \frac{241}{\delta} * (f + 25) * \sqrt{\frac{r}{DMG}} * \left(\frac{V_s}{\sqrt{3}} - \frac{V_c}{\sqrt{3}} \right)^2 * 10^{-5}$$

Donde:

P_{Peek} : Pérdidas en kW/km/fase.

δ : densidad relativa del aire.

f : frecuencia de la red (Hz).

r : radio del subconductor (cm).

DMG : distancia media geométrica entre fases (cm).

V_s : Tensión máxima de la línea (kV).

V_C : Tensión crítica disruptiva (kV).

$$V_C = 84 * m_t * m_c * \delta * r * \ln \left(\frac{DMG}{r_{eq}} \right) * n$$

Donde:

m_t : factor ambiental, Tabla 1,

m_c : factor superficial, Tabla 1.

r_{eq} : radio equivalente del haz (cm).

n : número de subconductores.

Una vez se calcula la tensión crítica disruptiva (V_C) se compara con la tensión máxima de la línea (V_S). Si $V_C < V_S$ entonces se manifestara el efecto corona mientras que si $V_C > V_S$ no habrá efecto corona en la línea. En el caso de una línea de transmisión de 220kV o 400kV sus tensiones máximas respectivamente serán 245 y 440 kV.

3.2.3 MÉTODO DE PETERSON[3]:

Este método se divide en tres etapas. En la primera etapa se calcula la tensión característica de la línea por fase (E_d). A continuación, se calcula la razón entre la tensión por fase de servicio de la línea y la tensión característica, con esta, se obtiene un factor ϕ a partir de las curvas mostradas en las Figuras 12 y 13. Por último, se aplica la formula de Peterson para calcular las pérdidas por corona.

Primera etapa

Para el cálculo de E_d se diferencian tres situaciones, de las cuales, dos son para conductores en hebra.

I. Conductores redondos de superficie lisa y limpia:

$$E_d = 48,6 * m * \delta^{2/3} * R * \log_{10} \left(\frac{D}{R} \right)$$

Donde:

δ : densidad relativa del aire.

R: radio del conductor (cm).

D: Distancia media geométrica entre fases (cm).

E_d : tensión característica de la línea por fase (kV)

II. Conductores con 12 o más hebras en la última capa:

$$E_d = 48,6 * m * \delta^{2/3} * \frac{\log_{10} \left(\frac{D}{c * R_h} \right) + (n_h - 1) * \log_{10} \left(\frac{D}{R - c * R_h} \right)}{\frac{1}{c * R_h} + \frac{n_h - 1}{2 * (R - c * R_h)}}$$

$$c = 1 - \frac{\sin \left(\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h} \right)}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h}}$$

Donde:

n_h : número de hebras en la capa exterior.

R_h : radio hebra capa exterior (cm).

R : radio medio del conductor (cm).

III. Conductores con 6 hebras en la capa exterior:

$$E_d = 35,47 * m * \delta^{2/3} * R * \left[\log_{10} \left(\frac{D}{R} \right) + 0,0677 \right]$$

m	Condiciones
0.87 - 0.90	Para condiciones comunes.
0.67 - 0.74	Para conductores no lavados.
0.912 - 0.93	Para conductores lavados con un disolvente de grasas.
0.885	Escobillados con una escobilla de alambre.
1	Pulido.
0.72 - 0.75	Conductores arrastrados y sucios con polvo.
0.945	Después de 5 meses expuestos a la acción atmosférica.
0.92	Sometido a la acción atmosférica, humedad baja de día.
0.78	Sometido a la acción atmosférica, humedad baja de noche.

Tabla 2 Factor m método de Peterson

Segunda etapa

Se calcula la razón V/E_d para determinar el factor ϕ con ayuda de las curvas

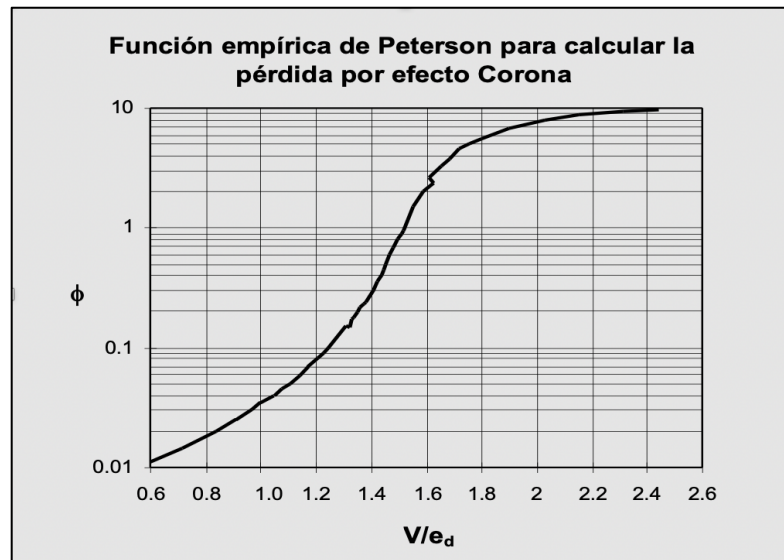


Figura 12 Función de Peterson para el cálculo de pérdidas con razón V/ed entre 0,6 y 2,6

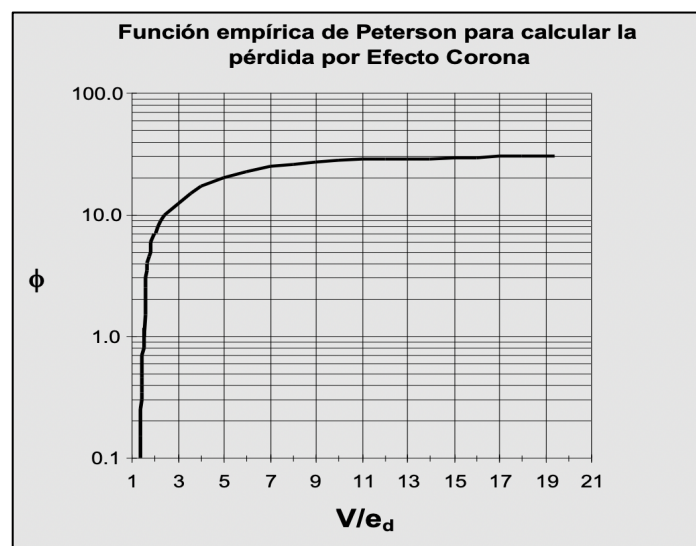


Figura 13 Función de Peterson para el cálculo de pérdidas con razón V/ed entre 1 y 19

Tercera etapa

Una vez determinamos el factor φ aplicamos la fórmula de pérdidas para **buen tiempo** de Peterson.

$$P_{Peterson} = \frac{20,95 * 10^{-6} * f * V^2}{\left(\log_{10} \left(\frac{D}{R}\right)\right)^2} * \varphi$$

Donde:

f: frecuencia (Hz).

V: tensión fase-neutro (kV).

$P_{Peterson}$: Potencia de pérdidas en kW/km/fase .

El método de Peterson solo se puede aplicar a casos donde solo haya un conductor por fase, además, cuanto mas grueso es dicho conductor, mejor es la aproximación de las pérdidas.

3.2.4 MÉTODO DE ELECTRICITÉ DE FRANCE [2]

Como tercer método encontramos el de **Electricité de France**, donde los investigadores C. Gary y M. Moreau desarrollaron dos métodos para calcular las pérdidas producidas por el efecto corona en conductores en haz, siendo uno de estos aplicable a condiciones de buen tiempo y el segundo método a condiciones de mal tiempo.

Buen Tiempo

Para un conductor en haz con n subconductores por fase, la potencia de pérdidas viene dada por la siguiente relación empírica:

$$P_{EDF} = \frac{P_o * r_o^{1,8} * (n + 6)^2 * f}{50}$$

Donde:

f: frecuencia de la línea (Hz).

r_o : radio del subconductor (cm).

n: número de subconductores.

P_o : factor de pérdida de potencia que se obtiene de la Figura 14 a partir de la razón entre el gradiente máximo del haz y el campo eléctrico crítico del subconductor, E_c .

$$E_c = E_p * m * \delta * \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{r * \delta}}\right)$$

Donde:

E_c : campo eléctrico crítico del subconductor (kV).

δ : densidad relativa del aire.

E_p : campo superficial en condiciones normales, $E_p=21,21$ kVrms/cm

r: radio del subconductor (cm).

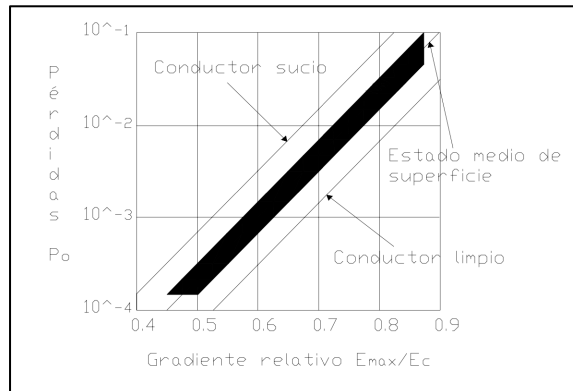


Figura 14 Relación gradiente relativo y P_o para conductores secos

Mal Tiempo

En condiciones de lluvia, el efecto corona se intensifica significativamente superando así el campo eléctrico máximo, con gran facilidad, al campo crítico.

Este método se ha desarrollado rigurosamente y verificado de forma experimental a través de mediciones en líneas y jaulas de prueba. Para su estudio se han utilizado conductores en haz de entre 1 a 8 subconductores por fase, con diámetros de entre 2 y 5,8 cm por conductor.

Las pérdidas por mal tiempo quedan determinadas por la siguiente fórmula:

$$P_{EDF} = k * P_e$$

$$k = \frac{f}{50} * (n * r * \beta)^2 * \frac{\log_{10} \left(\frac{R_o}{R_c} \right) * \log_{10} \left(\frac{\rho}{R_c} \right)}{\log_{10} \left(\frac{R_o}{\rho} \right)}$$

Donde:

k: factor de la geometría de la línea.

f: frecuencia del sistema (Hz).

r: radio del subconductor (cm).

R_o: radio del conductor a potencial cero (cm).

$$R_o = R_c * \text{antilog} \left(\frac{0,02412}{C_s * 10^6} \right)$$

C_s: capacitancia del servicio.

R_c: radio equivalente del conductor múltiple (cm).

ρ: radio medio de migración de carga espacial (cm).

$$\rho = 25 * \sqrt{n * r}$$

$$\beta = 1 + \frac{0,308}{\sqrt{r}}$$

P_e : pérdida específica por corona, que depende del gradiente relativo y el estado superficial del conductor “m”, se obtiene de las Figuras 15 y 16. El gradiente relativo se considera la razón entre el gradiente máximo del haz y el campo eléctrico crítico del subconductor, E_c .

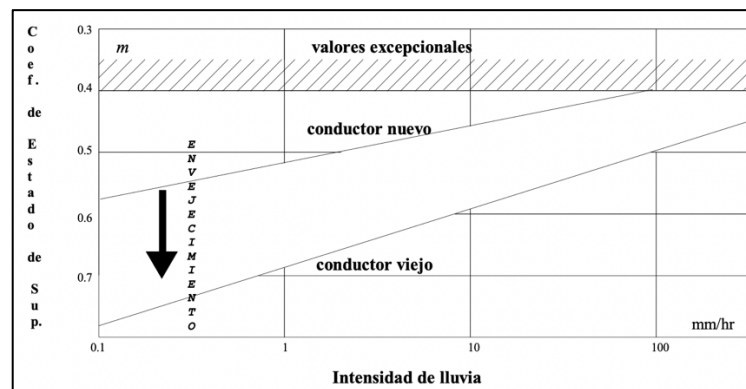


Figura 15 Cálculo del coeficiente de estado m

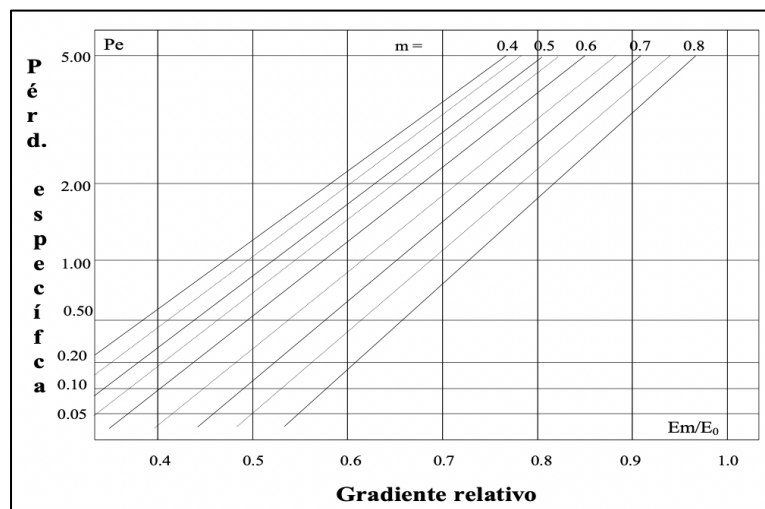


Figura 16 Pérdidas específica por corona con EDF

3.3 RUIDO AUDIBLE

El ruido audible es uno de los principales efectos que se producen cuando tienen lugar las descargas de tipo corona, considerándose a su vez de un asunto de gran importancia. Generalmente, en los ambientes secos no suele ser un problema significativo ya que el gradiente eléctrico suele mantenerse por debajo del gradiente crítico presentando de esta forma muy pocas fuentes de corona. Sin embargo, el ruido se intensifica bajo malas condiciones atmosféricas como nieve o lluvia[4].

En las zonas rurales la importancia que tiene el ruido audible por las líneas de transmisión es mínima debido a las bajas tensiones de la red y a la baja densidad de población. Mientras que, en las grandes ciudades, se tiene que controlar del ruido debido a sus consecuencias físicas en las personas. Esto también se debe a la enorme subida de tensiones de las líneas eléctricas.

Se han establecidos unos niveles de ruido para que estos puedan ser tolerables, marcando como límite superior 45 dB para situaciones de lluvia.

3.3.1 CALCULO DEL RUIDO AUDIBLE[4].

Para el calculo total del ruido producido por una línea de transmisión, inicialmente hay que calcular el potencial de ruido de cada uno de los conductores por separado a través de la siguiente ecuación empírica.

$$NP_{Ai} = -164.6 + 120 \log E_i + 55 \log r_{e,i}$$

donde,

E_i es la intensidad de campo eléctrico en kV/cm y r_e es el radio equivalente de acuerdo con:

$$r_e = r \text{ para } n \leq 2$$

$$r_e = 0.58 * n^{0.48} * r \text{ para } n \geq 3$$

Donde,

n es el numero de subconductores y r el radio del subconductor en mm

el nivel total de ruido en algún punto cerca de la línea se puede determinar por:

$$NP = 10 \log \left\{ \sum_{i=1}^n \exp[0.23(NP_{Ai} - 11.4 \log D_{Li} - 5.8)] \right\}$$

Donde n es el numero de fases y D_{Li} la distancia entre el conductor y el punto de referencia en metros.

3.4 RADIO DE INTERFERENCIA

Las descargas corona tienen varios efectos entre los que destaca la perturbación de radio interferencia, debido a su aparición en rangos de frecuencia entre 0,15 y 3 MHz entre los que se incluye las bandas de radio frecuencia y el ruido audible. Esto es debido a la naturaleza pulsante del campo electromagnético generado alrededor del conductor al generarse la descarga.

La radio interferencia es causada por la superposición de todos estos pulsos de corriente provocados por las descargas a lo largo de una línea de decenas de kilómetros. El ruido interfiere principalmente con dispositivos cercanos con la recepción de radio en Amplitud Modulada (AM) en la banda de 0,5 a 1,6 MHz. Además, con los avances

tecnológicos de las últimas décadas, los problemas de interferencia como consecuencia de este fenómeno están ganando cada vez más importancia debido a la cantidad de nuevos dispositivos de telecomunicaciones que se ven afectados[4].

De esta forma, las líneas eléctricas que sufren descargas corona se pueden considerar como fuentes sustanciales de interferencia electromagnética. Donde si la frecuencia de la emisión coincide con la frecuencia de una señal transmitida por un sistema de comunicaciones cercano, entonces dicha señal se vera distorsionada. Por este motivo es necesario estudiar lo niveles de radio interferencia a distintas distancias de la línea.

En estos estudios de compatibilidad electromagnética se utilizan unidades de medida como V/m o A/m lo que supone un rango de medida del orden de 10^8 . Por este motivo, las unidades de medición se expresan en dB reduciendo de esta forma el rango a 160 dB.

3.4.1 MÉTODOS DE CALCULO DE RI

Los métodos de calculo conocidos del nivel de radio interferencia son en su mayoría empíricas, entre las que encontramos:

- EPRI
- CIGRÉ
- BPA

Las descargas corona se propagan por la línea según las leyes de la teoría de electromagnética de Maxwell. Teniendo en cuenta la baja atenuación de esta propagación ($<4\text{dB/km}$), la parte de mayor magnitud del campo provocado por la componente espectral de la corriente se debe a la superposición de todas las descargas generadas alrededor de la línea sobre sus decenas de kilómetros[4].

Basándose en las distintas investigaciones empíricas conocidas, se puede demostrar que el nivel de ruido producido por una línea eléctrica de alta tensión con un único conductor o con un haz de conductores, y en las condiciones de lluvia intensa, es estable y reproducible. Además, se caracteriza por no depender del estado superficial previo del conductor.

Se tiende a estudiar el nivel de radiointerferencia según los siguientes parámetros:

- Medida de frecuencia
- Distancia de la línea
- Condiciones atmosféricas

Método comparativo simplificado[1]

Los métodos comparativos se basan en los resultados obtenidos del nivel de ruido de una línea de la cual se conocen todos sus parámetros y características en el momento en el que se tomaron las medidas. A continuación se aplican unos factores correctivos basados en la diferencia entre la nueva línea y la de referencia.

La ecuación básica para estos métodos es la siguiente:

$$RI = RI_0 + RI_{EM} + RI_d + RI_n + RI_D + RI_f + RI_{LL}$$

Donde:

RI: nivel de radio interferencia en dB

RI_0 : nivel de interferencia a frecuencias de radio de la línea de referencia, de características geométricas conocidas, y en condiciones atmosféricas y estado de superficie del conductor definido.

El resto de los factores son correctivos.

RI_{EM} : gradiente superficial

RI_d : diámetro del conductor

RI_n : numero de conductores

RI_D : distancia conductor antena

RI_f : frecuencia

RI_{LL} : condiciones atmosféricas

Método simplificado de Cigre[1]

Cigre y IEEE han desarrollado una fórmula empírica a través de los datos extraídos de diferentes configuraciones de alta tensión.

$$RI_i(dB) = 3.5g_m + 12R - 33 \log_{10} \left(\frac{D_i}{20} \right) - 30$$

Donde:

Donde:

R: radio equivalente del conductor i a igual tensión, en cm.

g_m : gradiente superficial máximo del conductor i, en KV/cm.

D_i : distancia desde el conductor i al punto de medida de RI , en m.

Esta fórmula está sujeta a las siguientes restricciones y condiciones de cálculo:

- 1) La frecuencia de medición es de 0.5 MHz.
- 2) La razón entre la separación de los subconductores y el Radio equivalente debe estar entre 12 y 20.
- 3) La dispersión es de ± 6 dB. Para cálculo en mal tiempo sumar al resultado 17 dB.
- 4) Para hacer correcciones al cálculo realizado se debe sumar al resultado, en dB, alguno de los siguientes términos:
 - Para corrección de frecuencia, en dB, debido a diferencias en la frecuencia de medida f , en MHz.

$$RI_f = 20 \log_{10} \left(\frac{1 + 0.5^2}{1 + f^2} \right)$$

- Para corrección de distancia se utiliza RI_D , factor de corrección, en dB, debido a diferencias con la distancia comprendida entre la antena y el conductor central de la línea del cálculo inicial con el estudiado:

$$RI_D = 20K \log_{10} \left(\frac{D_0}{D} \right) \text{ siendo } k \approx 1.65$$

- Para corrección por altitud se utiliza RI_h , factor de corrección, en dB, debido a diferencias con la altura de la línea estudiada con la utilizada en el cálculo inicial.

$$RI_h = \frac{h}{300}$$

En el caso de varias fuentes en fase, la composición de campos de la misma fase se realiza transformando la magnitud del campo perturbador debido a cada fuente de dB a $\mu\text{V/m}$.

$$E_i = 10^{\frac{RI}{20}}$$

Con E_i en $\mu\text{V/m}$ y RI_i en dB.

Luego, superponiendo los campos debido a distintas fuentes en fase.

$$E = \left(\sum_i E_i^2 \right)^{1/2}$$

El resultado se transforma nuevamente a dB

$$RI = 20 \log_{10} E$$

Criterio de C.I.S.P.R. para la suma de RI en líneas de 3 fases

Una vez se ha calculado en cada fase el nivel de radio interferencia, a 0.5 Mhz, se lleva a cabo el siguiente proceso:

1. Se ordenan de mayor a menor según los niveles de RI y se comprueba si el mayor le saca una diferencia de 3 dB al consecutivo. De ser así, este será el representativo de la línea.
2. De no cumplirse la diferencia de 3 dB se hace el promedio de los dos niveles mayores y se les suma 1.5 dB al resultado obtenido. Siendo este nuevo valor el representativo de la línea.

$$RI = \frac{RI_1 + RI_2}{2} + 1.5$$

Capítulo 4. CONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA

Las líneas de transmisión aéreas se componen principalmente por apoyos metálicos encargados de soportar las líneas y conductores metálicos desnudos (a partir del cableado de hilos metálicos) que son los encargados de transportar la energía eléctrica, además de otros componentes como pueden ser los separadores

4.1 CONDUCTORES

Los conductores utilizados han de ser fabricado con una serie de materiales que satisfagan lo máximo posible las siguientes características:

- Baja resistencia eléctrica
- Alta resistencia mecánica
- Bajo coste

No existen muchos metales que satisfagan de manera apropiada estas características. Entre ellos destacan el cobre, el aluminio, las aleaciones de aluminio y la combinación de metales como el aluminio y acero. El mayormente utilizado es el aluminio con sus respectivas variantes debido a las buenas características del material y a su bajo coste en comparación con otros metales como el cobre.

Los conductores con base de aluminio se pueden encontrar de varias formas:

- AAC: Conductor homogéneo de aluminio
- AAAC o ACAR: Conductor de aleación de aluminio

- ACSR: Conductor de aluminio con núcleo de acero

En cuanto a la elección del conductor, variara según la función que se le quiera dar y de parámetros de la línea como la tensión o la potencia que se quiera transportar. De esta forma podemos ver como un conductor los conductores AAC se utilizan principalmente en zonas urbanas gracias a su reducida resistencia eléctrica y a que no se requiere de largas distancias, mientras que, los conductores ACSR tiene una mayor resistencia mecánica y térmica siendo de gran utilidad en líneas de transmisión de alta y muy alta tensión para largas distancias.

Para el estudio de este trabajo se han decidido escoger 5 de los conductores ACSR más utilizados en las líneas de transmisión eléctrica de España para las tensiones de 220kV y 400kV. Dichos conductores se presentas en la Tabla 3.

Conductor	Sección			Numero de Alambres		Diámetro del alambre		Diámetro		Masa por unidad de longitud	carga de rotura	Resistencia en c.c.
	Al	Acero	Total			Al	Acero	Alma	Conductor			
	mm ²	mm ²	mm ²	Al	Acero	mm	mm	mm	mm	Kg/km	daN/mm ²	Ω/km
LA 280 HAWK	241,6	39,5	281,1	26	7	3,44	2,68	8,04	21,8	976,2	8450	0,1195
LA 380 GULL	337,3	43,7	381	54	7	2,82	2,82	8,46	25,4	1274,6	10650	0,0857
LA 455 CONDOR	402,3	52,2	454,5	54	7	3,08	3,08	9,24	27,7	1520,5	12400	0,0719
LA 510 RAIL	483,4	33,4	516,8	45	7	3,7	2,47	7,39	29,59	1600	11580	0,0599
LA 545 CARDINAL	484,5	62,8	547,3	54	7	3,38	3,38	10,1	30,4	1831,1	14850	0,0597

Tabla 3 Conductores ACSR [12]

4.2 APOYOS ELÉCTRICOS

Para el estudio comparativo del efecto corona en las líneas de alta tensión de 220 y 400 kV, se han escogido dos apoyos genéricos, uno para cada nivel de tensión, para poder simular y comparar las diferentes y posibles situaciones según el conductor, altitud, condición atmosférica...

Para las líneas de 400kV se ha utilizado el apoyo IME-AN3-SC-D-400 con sus respectivas medidas.

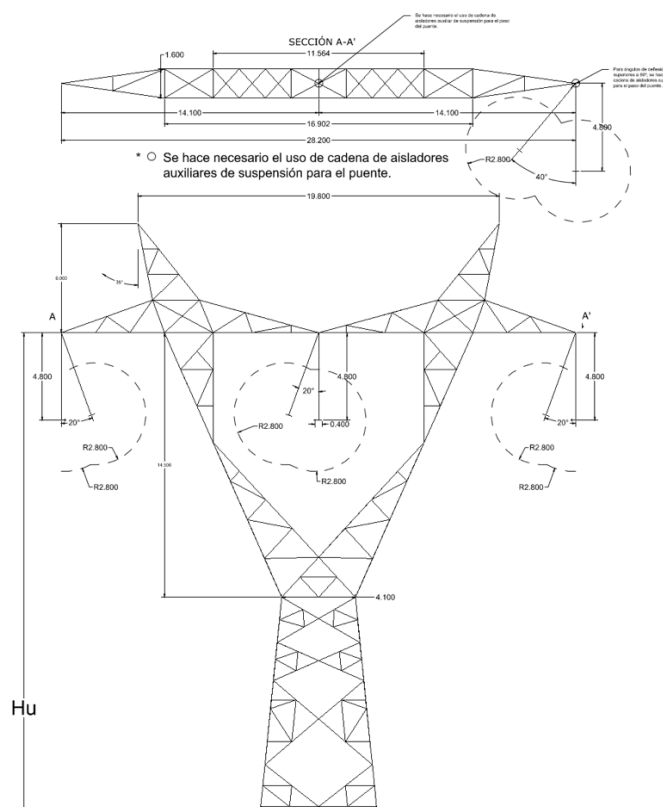


Figura 17 Apoyo línea de 400 kV

En el caso de la línea de 220kV se ha escogido un apoyo Condor adaptado al nuevo reglamento R.D. 223/2008 de tipo S. Donde como medidas hemos tomado $a=3\text{m}$, $b=3,3\text{m}$ y $c=3,2\text{m}$.

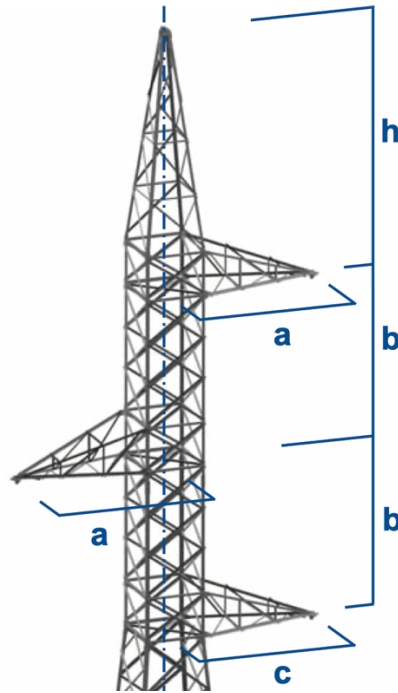


Figura 18 Apoyo línea de 220 kV [13]

Una vez conocidas las medidas del apoyo podemos calcular la distancia media geométrica entre sus fases, que posteriormente será utilizada en las formulas de Peek y Peterson para el cálculo de pérdidas por efecto corona en las líneas.

$$DMG = \sqrt[3]{D_{12} * D_{13} * D_{23}}$$

Donde:

D_{ij} : representa la distancia en cm entre la fase i y la fase j.

$$DMG_{400} = 1776,48 \text{ cm} \quad DMG_{220} = 682,15 \text{ cm}$$

4.3 SEPARADOR DE HACES DE CONDUCTORES

Los separadores o espaciadores tienen una función esencial en el estudio del efecto corona ya que posibilitan distintas configuraciones de líneas en haz, manteniendo los subconductores con la separación deseada entre ellos.

Características:

- Consiste en un pequeño cuerpo central con brazos articulados que tiene la función de separar los subconductores de una misma fase.
- Mantiene una separación constante entre los subconductores a lo largo del vano para evitar el contacto entre ellos.
- Minimiza el efecto de las vibraciones producidas por el viento y las oscilaciones del resto de subconductores de la fase.
- Protege de posibles enredamientos debido al galope, descargas de hielo y fallos de corriente.
- Se pueden implementar con distintos tipos de sujeción.
- Carece de mantenimiento
- Diseñados para aguantar altas temperaturas sin sufrir daños.
- Permite un pequeño movimiento de los subconductores sin que sufran daños.

4.3.1 SISTEMAS DE SUJECCIÓN[14]

4.3.1.1 Sujeción mediante grapa abulonada

Esta fijación ha sido diseñada de forma que:

- Provee un ajuste confiable y un apriete tal que no dañe el conductor
- Evite aflojamientos y movimientos entre la grapa y el conductor
- Facilite la instalación

- Facilite el control a simple vista

La grapa esta formada por una generosa superficie de contacto con un mínimo de 76mm de longitud, tuerca hexagonal, arandela elástica y plana. Además, los bulones están orientados cara el suelo para facilitar su inspección.



Figura 19 Sujeción grapa abulonada

4.3.1.2 Sujeción mediante varillas preformadas

Este sistema utiliza una serie de varillas helicoidales asegurando una buena fijación al conductor. Es un sistema de fácil instalación y libre de mantenimiento.

Este sistema presenta las siguientes ventajas:

- Distribución sobre el conductor en mas de un metro de longitud
- Elasticidad de las varillas
- Mayor resistencia a la fatiga

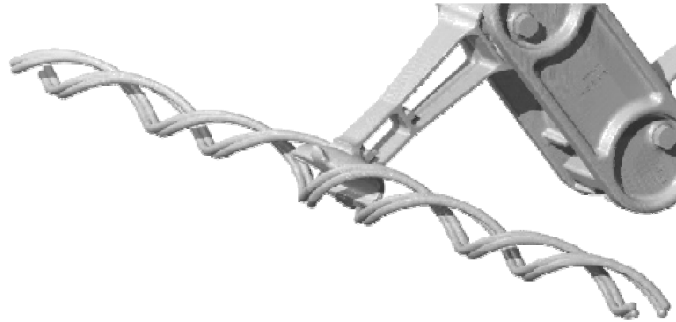


Figura 20 Sujeción mediante varillas performadas

4.3.2 TIPOS DE SEPARADOR

A la hora de escoger un separador es necesario comprender las características de la línea y los factores externos que puedan influir en ella, de ahí que existan dos clases de separadores independientemente de que a partir de estas salgan pequeñas variantes a proyectos específicos. Estas dos clases son los separadores rígidos y los separadores amortiguados.

La diferencia se encuentra en que los separadores amortiguados cuentan con un mecanismo de articulación. De tal forma que cada brazo del separador este unido al cuerpo central a través de una articulación formada por cuatro pares de cilindros elastómeros que permite pequeños desplazamientos angulares.

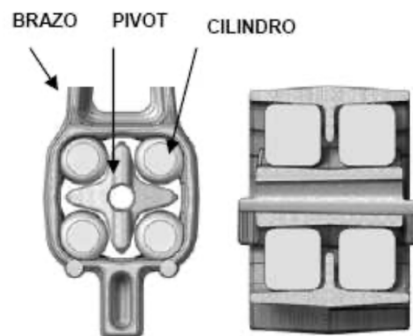


Figura 21 Mecanismo de amortiguación de los separadores

4.3.3 MODELOS DE SEPARADORES SEGÚN SU CONFIGURACIÓN [15]

Separador dúplex

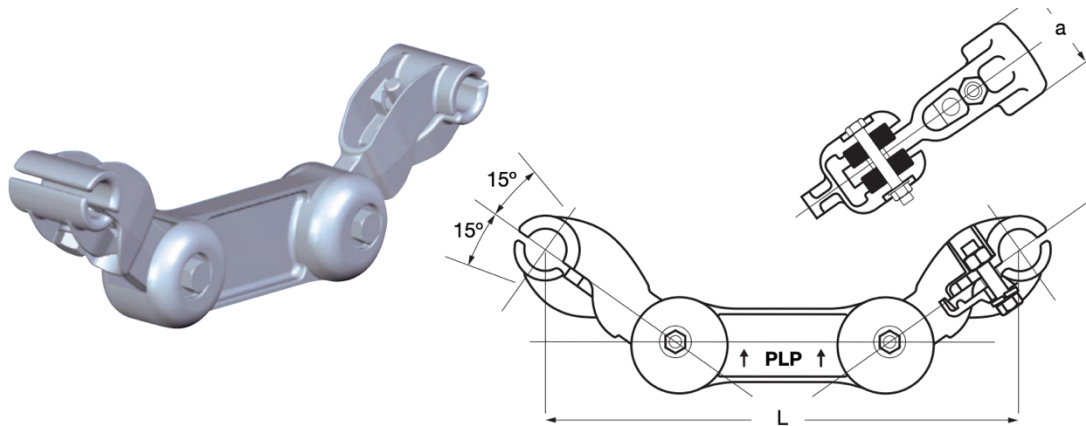


Figura 22 Separador dúplex amortiguado

Diámetro admisible (mm)	Longitud (L)	Peso (Kg)
19-43	400	2,9
19-43	450	3
19-43	600	3,3

Tabla 4 Dimensiones separador dúplex

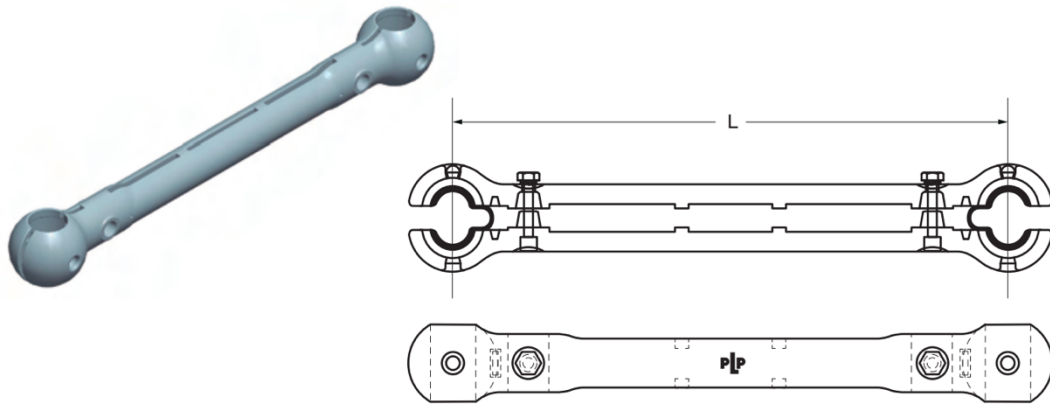


Figura 23 Separador dúplex semirrigido

Separador triplex

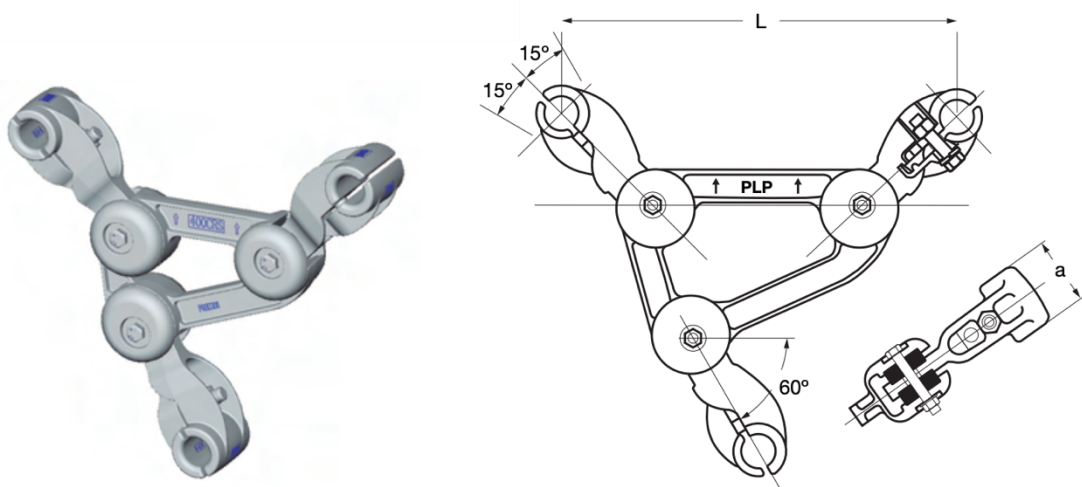


Figura 24 Separador triplex amortiguado

Diámetro admisible (mm)	Longitud (L)	Peso (Kg)
19-43	400	5,2
19-43	450	5,6

Tabla 5 Dimensiones separador triplex

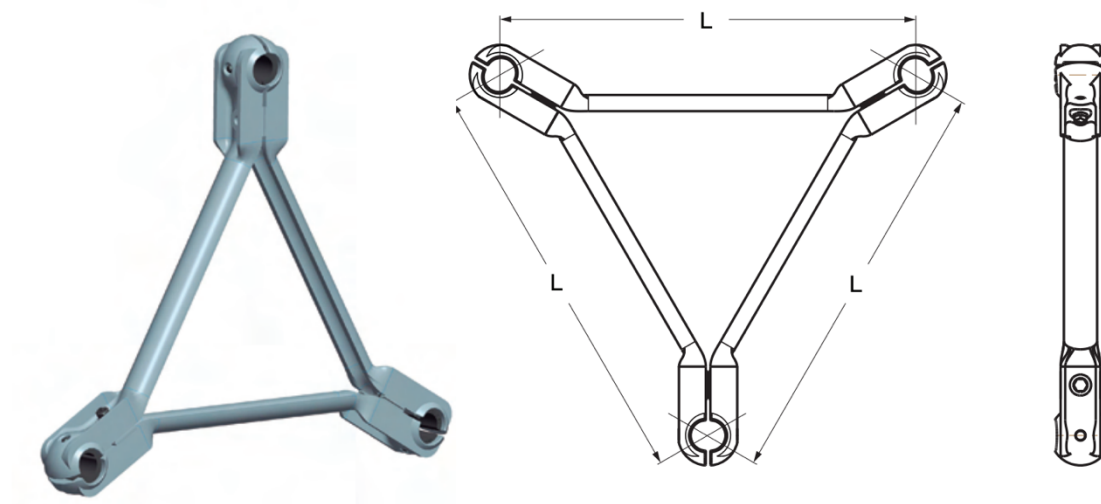


Figura 25 Separador triplex semirrígido

Separador cuádruplex

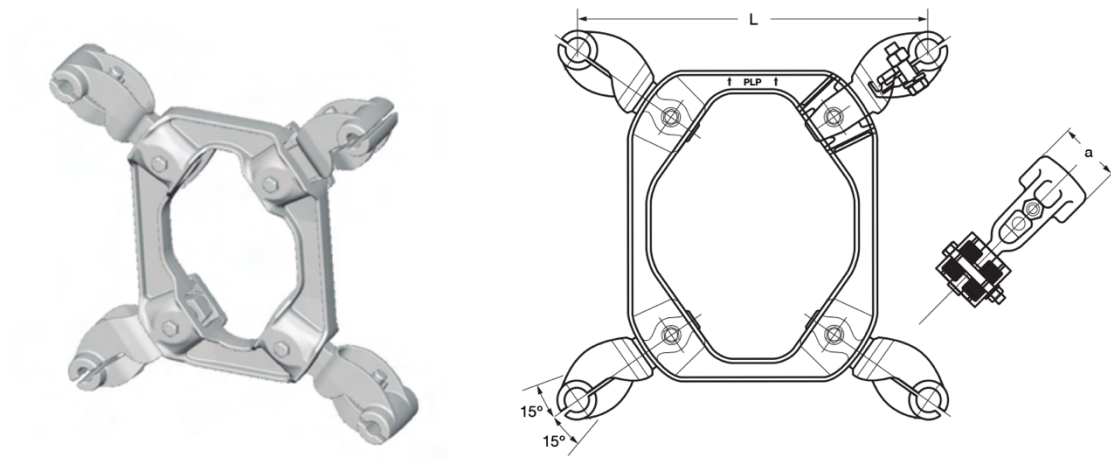


Figura 26 Separador cuádruplex amortiguado

Diámetro admisible (mm)	Longitud (L)	Peso (Kg)
19-43	400	5,9
19-43	450	6,5

Tabla 6 Dimensiones separador cuádruplex

Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se comentarán y compararán los resultados obtenidos de las pérdidas por efecto corona en los niveles de tensión de 400 y 220 kV a través de los distintos métodos. Al ser el método de Peek el más utilizado en la industria y el propuesto por el Reglamento de alta tensión, se compararán el resto de métodos con respecto a este.

5.1 PEEK Y PEEK SIMPLIFICADO

Para realizar esta comparación, debido a la gran dependencia de dos factores, la condición superficial y la condición atmosférica, se han escogido una serie de situaciones genéricas que permitan observar perfectamente como varían las pérdidas del efecto corona según estos dos factores y el número de subconductores por fase. De esta forma nos encontramos con tiempo seco ($m_t=1$), húmedo ($m_t=0,8$) y lluvia ($m_t=0,25$) y condición superficial nueva ($m_c=0,9$), envejecida ($m_c=0,82$) y deficiente ($m_c=0,55$).

Por otro lado, al usar distintos conductores de distintos diámetros, se muestra como el efecto corona es inversamente proporcional al diámetro del conductor, pudiendo llegar a eliminar teóricamente dichas pérdidas si el diámetro es lo suficientemente grande.

Como vemos en las tablas de a continuación, los resultados obtenidos a través del método de Peek simplificado se pueden considerar correctos, debido a que se obtienen unos valores del mismo orden de magnitud que con el método original de Peek y de valor similar.

V=400kV r=1,09		HAWK				Peek
Nº subconductores		1	2	3	4	
nuevo	seco	132,91	8,45	0,00	0,00	500 m
	humedo	224,96	65,63	1,45	0,00	
	lluvia	602,23	501,09	409,23	334,06	
envejecido	seco	170,85	27,20	0,00	0,00	
	humedo	263,49	98,96	13,42	0,00	
	lluvia	621,30	527,26	440,92	369,39	
deficiente	seco	334,00	169,17	59,87	8,79	
	humedo	416,00	261,82	143,18	66,39	
	lluvia	687,86	620,50	556,61	501,74	
nuevo	seco	163,53	19,33	0,00	0,00	1000 m
	humedo	261,30	89,34	7,50	0,00	
	lluvia	647,77	545,39	451,81	374,65	
envejecido	seco	204,17	44,14	0,00	0,00	
	humedo	301,56	126,55	26,35	0,17	
	lluvia	667,01	571,94	484,17	410,99	
deficiente	seco	374,58	202,39	82,78	19,84	
	humedo	458,72	299,83	174,59	90,21	
	lluvia	734,02	666,20	601,66	546,05	
nuevo	seco	197,54	34,67	0,00	0,00	1500 m
	humedo	300,73	116,82	18,28	0,00	
	lluvia	695,88	592,33	497,12	418,08	
envejecido	seco	240,74	65,21	0,40	0,00	
	humedo	342,63	157,69	43,63	1,47	
	lluvia	715,28	619,24	530,12	455,38	
deficiente	seco	418,02	238,85	109,50	35,33	
	humedo	504,18	340,82	209,35	117,78	
	lluvia	782,72	714,47	649,32	593,01	

Tabla 7 Pérdidas método Peek, Hawk, 400kV

V=400kV r=1,09		HAWK				Peek Sim.
Nº subconductores		1	2	3	4	
nuevo	seco	135,53	9,46	0,00	0,00	500 m
	humedo	227,67	67,83	1,91	0,00	
	lluvia	603,62	502,98	411,51	336,58	
envejecido	seco	173,55	28,83	0,00	0,00	
	humedo	266,16	101,42	14,65	0,00	
	lluvia	622,59	529,03	443,08	371,81	
deficiente	seco	336,52	171,87	62,02	9,82	
	humedo	418,25	264,50	145,82	68,60	
	lluvia	688,77	621,79	558,24	503,63	
nuevo	seco	166,35	20,81	0,00	0,00	1000 m
	humedo	264,15	91,84	8,49	0,00	
	lluvia	649,16	547,31	454,14	377,25	
envejecido	seco	207,04	46,15	0,00	0,00	
	humedo	304,35	129,26	28,01	0,00	
	lluvia	668,30	573,73	486,37	413,47	
deficiente	seco	377,18	205,25	85,23	21,33	
	humedo	461,02	302,62	177,43	92,72	
	lluvia	734,93	667,50	603,31	547,97	
nuevo	seco	200,56	36,58	0,00	0,00	1500 m
	humedo	303,70	119,60	19,76	0,00	
	lluvia	697,29	594,28	499,50	420,76	
envejecido	seco	243,77	67,58	0,69	0,00	
	humedo	345,51	160,63	45,70	1,97	
	lluvia	716,58	621,06	532,36	457,92	
deficiente	seco	420,69	241,88	112,24	37,25	
	humedo	506,53	343,72	212,37	120,57	
	lluvia	783,64	715,77	650,98	594,95	

Tabla 8 Pérdidas método Peek Simplificado, Hawk, 400kV

V=400kV r=1,269		GULL				Peek
Nº subconductores		1	2	3	4	
nuevo	seco	89,25	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	183,80	27,20	0,00	0,00	
	lluvia	617,98	495,18	385,96	298,77	
envejecido	seco	127,10	3,15	0,00	0,00	
	humedo	225,55	55,03	0,03	0,00	
	lluvia	640,89	526,28	422,96	339,11	
deficiente	seco	304,11	122,47	22,04	1,16	
	humedo	398,01	220,60	95,16	26,40	
	lluvia	721,30	638,27	560,32	494,10	
nuevo	seco	117,14	0,46	0,00	0,00	1000 m
	humedo	219,72	44,95	0,00	0,00	
	lluvia	666,79	542,21	430,50	340,43	
envejecido	seco	158,78	11,26	0,00	0,00	
	humedo	263,90	78,30	2,11	0,00	
	lluvia	689,94	573,86	468,46	382,22	
deficiente	seco	345,98	153,74	38,41	0,34	
	humedo	442,88	258,69	123,71	43,95	
	lluvia	770,98	687,29	608,41	541,11	
nuevo	seco	148,96	5,42	0,00	0,00	1500 m
	humedo	259,14	67,19	0,09	0,00	
	lluvia	718,40	592,14	478,07	385,29	
envejecido	seco	194,19	24,37	0,00	0,00	
	humedo	305,62	105,75	9,52	0,00	
	lluvia	741,77	624,30	516,94	428,45	
deficiente	seco	391,02	188,76	59,34	5,00	
	humedo	490,77	300,15	156,16	65,99	
	lluvia	823,42	739,10	659,34	591,03	

Tabla 9 Pérdidas método Peek, Gull, 400kV

V=400kV r=1,269		GULL				Peek Sim.
Nº subconductores		1	2	3	4	
nuevo	seco	91,79	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	186,71	28,91	0,00	0,00	
	lluvia	619,64	497,42	388,61	301,63	
envejecido	seco	129,86	3,83	0,00	0,00	
	humedo	228,49	57,23	0,00	0,00	
	lluvia	642,44	528,39	425,48	341,89	
deficiente	seco	306,96	125,21	23,61	0,00	
	humedo	400,62	223,54	97,75	28,09	
	lluvia	722,40	639,83	562,27	496,35	
nuevo	seco	91,79	0,76	0,00	0,00	1000 m
	humedo	186,71	47,08	0,00	0,00	
	lluvia	619,64	544,49	433,22	343,41	
envejecido	seco	129,86	12,49	0,00	0,00	
	humedo	228,49	80,85	2,70	0,00	
	lluvia	642,44	576,00	471,05	385,09	
deficiente	seco	306,96	156,72	40,42	0,61	
	humedo	400,62	261,78	126,58	46,06	
	lluvia	722,40	688,86	610,39	543,40	
nuevo	seco	91,79	6,35	0,00	0,00	1500 m
	humedo	186,71	69,71	0,25	0,00	
	lluvia	619,64	594,46	480,87	388,36	
envejecido	seco	129,86	26,12	0,00	0,00	
	humedo	228,49	108,63	10,70	0,00	
	lluvia	642,44	626,47	519,59	431,40	
deficiente	seco	306,96	191,97	61,77	5,90	
	humedo	400,62	303,39	159,30	68,50	
	lluvia	722,40	740,69	661,34	593,35	

Tabla 10 Pérdidas método Peek Simplificado, Gull, 400kV

V=400kV r=1,386		CONDOR				Peek
Nº subconductores		1	2	3	4	
nuevo	seco	64,01	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	157,09	10,37	0,00	0,00	
	lluvia	624,95	487,90	367,80	273,64	
envejecido	seco	100,30	0,00	0,00	0,00	
	humedo	200,08	32,03	0,00	0,00	
	lluvia	650,39	522,16	408,00	316,75	
deficiente	seco	282,73	94,09	6,68	0,00	
	humedo	383,56	193,02	67,26	9,28	
	lluvia	739,98	646,38	559,10	485,51	
nuevo	seco	89,33	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	192,18	23,03	0,00	0,00	
	lluvia	675,72	536,48	413,29	315,56	
envejecido	seco	130,23	1,19	0,00	0,00	
	humedo	238,13	51,45	1,18	0,00	
	lluvia	701,45	571,40	454,68	360,46	
deficiente	seco	325,06	123,33	17,48	4,37	
	humedo	429,54	230,62	93,06	21,44	
	lluvia	791,81	697,39	608,96	534,04	
nuevo	seco	118,96	0,01	0,00	0,00	1500 m
	humedo	231,06	40,69	0,00	0,00	
	lluvia	729,43	588,12	462,01	360,91	
envejecido	seco	164,23	7,66	0,00	0,00	
	humedo	279,80	75,51	0,43	0,00	
	lluvia	755,43	623,67	504,52	407,50	
deficiente	seco	370,78	156,67	33,39	0,11	
	humedo	478,72	271,87	123,15	38,62	
	lluvia	846,53	751,33	661,81	585,63	

Tabla 11 Pérdidas método Peek, Condor, 400kV

V=400kV r=1,386		CONDOR				Peek Sim.
Nº subconductores		1	2	3	4	
nuevo	seco	65,12	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	158,32	11,55	0,00	0,00	
	lluvia	624,33	490,37	370,67	276,68	
envejecido	seco	101,66	0,00	0,00	0,00	
	humedo	201,46	33,90	0,00	0,00	
	lluvia	649,92	524,49	410,76	319,73	
deficiente	seco	284,05	96,75	7,66	0,00	
	humedo	384,61	196,06	69,68	10,41	
	lluvia	739,29	648,11	561,26	487,99	
nuevo	seco	65,54	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	158,92	24,72	0,00	0,00	
	lluvia	625,22	539,00	416,25	318,74	
envejecido	seco	102,16	1,66	0,00	0,00	
	humedo	202,12	53,75	0,00	0,00	
	lluvia	650,81	573,77	457,51	363,56	
deficiente	seco	284,79	126,29	19,00	0,00	
	humedo	385,41	233,85	95,82	23,08	
	lluvia	740,20	699,14	611,16	536,57	
nuevo	seco	65,96	0,01	0,00	0,00	1500 m
	humedo	159,52	42,88	0,00	0,00	
	lluvia	626,10	590,69	465,06	364,22	
envejecido	seco	102,67	8,77	0,00	0,00	
	humedo	202,77	78,21	0,74	0,00	
	lluvia	651,70	626,07	507,42	410,71	
deficiente	seco	285,52	159,92	35,41	0,00	
	humedo	386,21	275,29	126,24	40,77	
	lluvia	741,10	753,10	664,04	588,21	

Tabla 12 Pérdidas método Peek Simplificado, Condor, 400kV

V=400kV r=1,479		Rail				Peek
Nº subconductores		1	2	3	4	
nuevo	seco	46,27	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	136,32	2,47	0,00	0,00	
	lluvia	628,90	480,49	352,01	252,87	
envejecido	seco	80,43	0,00	0,00	0,00	
	humedo	179,79	17,65	0,00	0,00	
	lluvia	656,36	517,21	394,62	297,87	
deficiente	seco	264,99	73,26	0,70	0,00	
	humedo	370,82	171,12	47,69	1,72	
	lluvia	753,34	651,12	556,36	476,96	
nuevo	seco	69,10	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	170,45	10,37	0,00	0,00	
	lluvia	681,15	530,17	398,08	294,76	
envejecido	seco	108,59	0,00	0,00	0,00	
	humedo	217,33	33,42	0,00	0,00	
	lluvia	708,93	567,66	442,07	341,85	
deficiente	seco	307,48	100,45	6,30	0,00	
	humedo	417,53	208,03	70,78	8,82	
	lluvia	806,81	703,64	607,53	526,56	
nuevo	seco	96,57	0,00	0,00	0,00	1500 m
	humedo	208,60	23,73	0,00	0,00	
	lluvia	736,45	583,05	447,54	340,25	
envejecido	seco	141,10	0,96	0,00	0,00	
	humedo	258,71	54,22	1,84	0,00	
	lluvia	764,55	621,26	492,83	389,33	
deficiente	seco	353,55	132,04	17,47	5,97	
	humedo	467,59	248,83	98,50	21,41	
	lluvia	863,27	759,20	661,81	579,36	

Tabla 13 Pérdidas método Peek, Rail, 400kV

V=400kV r=1,479		Rail				Peek Sim.
Nº subconductores		1	2	3	4	
nuevo	seco	48,45	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	139,30	3,11	0,00	0,00	
	lluvia	630,89	483,13	355,05	256,03	
envejecido	seco	83,04	0,00	0,00	0,00	
	humedo	182,90	19,16	0,00	0,00	
	lluvia	658,21	519,70	397,54	301,00	
deficiente	seco	268,15	75,80	1,07	0,00	
	humedo	373,81	174,21	49,89	2,27	
	lluvia	754,67	653,00	558,69	479,61	
nuevo	seco	48,45	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	139,30	11,61	0,00	0,00	
	lluvia	630,89	532,87	401,22	298,08	
envejecido	seco	83,04	0,00	0,00	0,00	
	humedo	182,90	35,43	0,00	0,00	
	lluvia	658,21	570,20	445,08	345,11	
deficiente	seco	268,15	103,34	7,30	0,00	
	humedo	373,81	211,35	73,39	9,98	
	lluvia	754,67	705,54	609,90	529,28	
nuevo	seco	48,45	0,00	0,00	0,00	1500 m
	humedo	139,30	25,54	0,00	0,00	
	lluvia	630,89	585,80	450,78	343,73	
envejecido	seco	83,04	1,40	0,00	0,00	
	humedo	182,90	56,69	0,00	0,00	
	lluvia	658,21	623,85	495,93	392,72	
deficiente	seco	268,15	135,26	19,06	0,00	
	humedo	373,81	252,36	101,49	23,14	
	lluvia	754,67	761,12	664,21	582,13	

Tabla 14 Pérdidas método Peek Simplificado, Rail, 400kV

V=400kV r=1,521		CARDINAL				Peek
Nº subconductores		1	2	3	4	
nuevo	seco	39,18	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	127,35	0,68	0,00	0,00	
	lluvia	630,24	476,79	344,71	243,53	
envejecido	seco	72,13	0,00	0,00	0,00	
	humedo	170,87	12,54	0,00	0,00	
	lluvia	658,58	514,58	388,32	289,28	
deficiente	seco	257,00	64,64	0,00	0,00	
	humedo	364,89	161,52	39,90	0,28	
	lluvia	758,86	652,78	554,69	472,73	
nuevo	seco	60,78	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	160,96	6,28	0,00	0,00	
	lluvia	683,11	526,93	390,99	285,33	
envejecido	seco	99,40	0,00	0,00	0,00	
	humedo	208,11	26,52	0,00	0,00	
	lluvia	711,81	565,54	436,07	333,32	
deficiente	seco	299,50	90,80	3,07	0,00	
	humedo	411,88	198,05	61,65	4,91	
	lluvia	813,04	705,94	606,41	522,78	
nuevo	seco	87,17	0,00	0,00	0,00	1500 m
	humedo	198,71	17,54	0,00	0,00	
	lluvia	739,09	580,32	440,72	330,83	
envejecido	seco	131,15	0,03	0,00	0,00	
	humedo	249,29	45,71	0,00	0,00	
	lluvia	768,13	619,70	487,20	380,93	
deficiente	seco	345,66	121,50	11,93	0,00	
	humedo	462,28	238,56	88,18	15,26	
	lluvia	870,25	762,19	661,29	576,08	

Tabla 15 Pérdidas método Peek, Cardinal, 400kV

V=400kV r=1,521		CARDINAL				Peek Sim.
Nº subconductores		1	2	3	4	
nuevo	seco	41,26	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	130,32	1,05	0,00	0,00	
	lluvia	632,29	479,50	347,81	246,75	
envejecido	seco	74,68	0,00	0,00	0,00	
	humedo	174,00	13,85	0,00	0,00	
	lluvia	660,50	517,15	391,32	292,47	
deficiente	seco	260,21	67,11	0,06	0,00	
	humedo	367,95	164,63	41,98	0,53	
	lluvia	760,23	654,72	557,09	475,46	
nuevo	seco	41,26	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	130,32	7,29	0,00	0,00	
	lluvia	632,29	529,71	394,20	288,72	
envejecido	seco	74,68	0,00	0,00	0,00	
	humedo	174,00	28,37	0,00	0,00	
	lluvia	660,50	568,16	439,17	336,65	
deficiente	seco	260,21	93,64	3,80	0,00	
	humedo	367,95	201,39	64,16	5,82	
	lluvia	760,23	707,91	608,85	525,57	
nuevo	seco	41,26	0,00	0,00	0,00	1500 m
	humedo	130,32	19,15	0,00	0,00	
	lluvia	632,29	583,15	444,04	334,38	
envejecido	seco	74,68	0,15	0,00	0,00	
	humedo	174,00	48,06	0,00	0,00	
	lluvia	660,50	622,38	490,38	384,40	
deficiente	seco	260,21	124,69	13,30	0,00	
	humedo	367,95	242,13	91,10	16,78	
	lluvia	760,23	764,17	663,77	578,93	

Tabla 16 Pérdidas método Peek Simplificado, Cardinal, 400kV

V=220kV		HAWK				Peek
r=1,09		1	2	3	4	
nuevo	seco	4,89	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	36,60	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	275,65	212,50	157,56	116,32	
envejecido	seco	15,35	0,00	0,00	0,00	
	humedo	54,97	2,28	0,00	0,00	
	lluvia	289,99	230,55	177,92	137,56	
deficiente	seco	93,59	22,31	0,00	0,00	
	humedo	144,46	64,94	16,80	0,41	
	lluvia	341,07	296,89	255,77	222,39	
nuevo	seco	10,99	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	49,70	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	299,98	235,59	178,97	135,92	
envejecido	seco	24,75	0,00	0,00	0,00	
	humedo	70,18	6,92	0,00	0,00	
	lluvia	314,53	254,06	200,03	158,17	
deficiente	seco	111,87	33,17	0,89	0,00	
	humedo	165,36	81,09	26,53	3,20	
	lluvia	366,16	321,52	279,77	245,72	
nuevo	seco	19,53	0,00	0,00	0,00	1500 m
	humedo	64,86	3,67	0,00	0,00	
	lluvia	325,77	260,20	202,00	157,22	
envejecido	seco	36,41	0,00	0,00	0,00	
	humedo	87,34	14,09	0,00	0,00	
	lluvia	340,51	279,06	223,72	180,43	
deficiente	seco	131,93	46,20	4,44	0,00	
	humedo	187,90	99,13	38,50	8,60	
	lluvia	392,67	347,59	305,25	270,56	

Tabla 17 Pérdidas método Peek, Hawk, 220kV

V=220kV		HAWK				Peek Sim.
r=1,09		1	2	3	4	
nuevo	seco	5,46	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	37,82	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	276,68	213,80	159,00	117,81	
envejecido	seco	16,25	0,00	0,00	0,00	
	humedo	56,33	2,69	0,00	0,00	
	lluvia	290,95	231,78	179,32	139,04	
deficiente	seco	95,07	23,35	0,00	0,00	
	humedo	145,93	66,35	17,73	0,60	
	lluvia	341,77	297,82	256,89	223,65	
nuevo	seco	11,81	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	51,08	0,78	0,00	0,00	
	lluvia	301,03	236,92	180,47	137,49	
envejecido	seco	25,86	0,00	0,00	0,00	
	humedo	71,67	7,60	0,00	0,00	
	lluvia	315,51	255,31	201,48	159,71	
deficiente	seco	113,44	34,39	1,16	0,00	
	humedo	166,89	82,61	27,67	3,68	
	lluvia	366,87	322,46	280,92	247,01	
nuevo	seco	20,58	0,00	0,00	0,00	1500 m
	humedo	66,39	4,20	0,00	0,00	
	lluvia	326,83	261,56	203,55	158,87	
envejecido	seco	37,72	0,00	0,00	0,00	
	humedo	88,96	15,02	0,00	0,00	
	lluvia	341,50	280,34	225,21	182,04	
deficiente	seco	133,60	47,61	5,02	0,00	
	humedo	189,48	100,77	39,84	9,36	
	lluvia	393,39	348,54	306,41	271,87	

Tabla 18 Pérdidas método Peek Simplificado, Hawk, 220kV

V=220kV		GULL				Peek
r=1,269		1	2	3	4	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	16,84	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	274,39	199,25	136,10	90,81	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	32,66	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	291,32	220,12	158,89	113,60	
deficiente	seco	70,28	5,74	0,00	0,00	
	humedo	124,38	40,49	2,48	0,00	
	lluvia	352,21	298,27	248,81	209,32	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	27,05	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	300,26	223,34	157,78	109,86	
envejecido	seco	7,57	0,00	0,00	0,00	
	humedo	45,82	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	317,48	244,81	181,56	134,09	
deficiente	seco	87,72	12,53	0,00	0,00	
	humedo	145,46	54,75	7,50	0,00	
	lluvia	379,14	324,54	274,18	233,71	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1500 m
	humedo	39,70	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	327,72	249,11	181,26	130,86	
envejecido	seco	15,34	0,00	0,00	0,00	
	humedo	61,26	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	345,21	271,14	206,00	156,47	
deficiente	seco	107,20	21,93	0,00	0,00	
	humedo	168,40	71,24	15,24	0,00	
	lluvia	407,61	352,38	301,16	259,76	

Tabla 19 Pérdidas método Peek, Gull, 220kV

V=220kV		GULL				Peek Sim.
r=1,269		1	2	3	4	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	17,82	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	275,61	200,74	137,71	92,39	
envejecido	seco	2,96	0,00	0,00	0,00	
	humedo	33,90	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	292,46	221,55	160,47	115,21	
deficiente	seco	71,80	6,38	0,00	0,00	
	humedo	125,99	41,81	2,92	0,00	
	lluvia	353,05	299,38	250,14	210,78	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	17,82	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	275,61	224,87	159,46	111,55	
envejecido	seco	2,96	0,00	0,00	0,00	
	humedo	33,90	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	292,46	246,27	183,21	135,79	
deficiente	seco	71,80	13,43	0,00	0,00	
	humedo	125,99	56,25	8,23	0,00	
	lluvia	353,05	325,67	275,53	235,21	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1500 m
	humedo	17,82	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	275,61	250,69	183,02	132,66	
envejecido	seco	2,96	0,00	0,00	0,00	
	humedo	33,90	1,46	0,00	0,00	
	lluvia	292,46	272,64	207,71	158,25	
deficiente	seco	71,80	23,09	0,00	0,00	
	humedo	125,99	72,90	16,25	0,01	
	lluvia	353,05	353,52	302,54	261,30	

Tabla 20 Pérdidas método Peek Simplificado, Gull, 220kV

V=220kV		CONDOR				Peek
r=1,386		1	2	3	4	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	7,68	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	271,88	189,18	121,43	74,54	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	20,65	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	290,46	211,75	145,44	97,74	
deficiente	seco	55,98	0,00	0,00	0,00	
	humedo	110,89	26,86	0,00	0,00	
	lluvia	357,72	297,30	242,47	199,18	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	15,45	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	298,63	213,74	143,00	92,86	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	32,00	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	317,57	237,03	168,24	117,84	
deficiente	seco	72,52	4,04	0,00	0,00	
	humedo	131,85	39,41	1,15	0,00	
	lluvia	385,77	324,52	268,57	224,08	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1500 m
	humedo	25,93	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	327,07	240,09	166,53	113,31	
envejecido	seco	6,09	0,00	0,00	0,00	
	humedo	45,86	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	346,33	264,06	192,94	139,97	
deficiente	seco	91,28	10,39	0,00	0,00	
	humedo	154,79	54,41	5,34	0,00	
	lluvia	415,42	353,40	296,39	250,75	

Tabla 21 Pérdidas método Peek, Condor, 220kV

V=220kV		CONDOR				Peek Sim.
r=1,386		1	2	3	4	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	8,07	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	271,92	190,78	123,11	76,13	
envejecido	seco	0,01	0,00	0,00	0,00	
	humedo	21,27	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	290,57	213,29	147,12	99,39	
deficiente	seco	56,82	0,88	0,00	0,00	
	humedo	111,77	28,06	0,00	0,00	
	lluvia	357,62	298,53	243,92	200,77	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	8,19	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	272,39	215,40	144,78	94,59	
envejecido	seco	0,01	0,00	0,00	0,00	
	humedo	21,45	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	291,04	238,62	170,00	119,61	
deficiente	seco	57,10	4,62	0,00	0,00	
	humedo	112,13	40,82	1,48	0,00	
	lluvia	358,11	325,77	270,06	225,71	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1500 m
	humedo	8,31	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	272,85	241,80	168,40	115,17	
envejecido	seco	0,02	0,00	0,00	0,00	
	humedo	21,64	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	291,51	265,70	194,76	141,85	
deficiente	seco	57,38	11,27	0,00	0,00	
	humedo	112,49	56,02	6,01	0,00	
	lluvia	358,61	354,67	297,91	252,43	

Tabla 22 Pérdidas método Peek Simplificado, Condor, 220kV

V=220kV		Rail				Peek
r=1,479		1	2	3	4	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	0,00	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	269,08	180,54	109,61	62,11	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	12,82	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	288,96	204,36	134,38	85,26	
deficiente	seco	45,35	0,00	0,00	0,00	
	humedo	100,14	17,68	0,00	0,00	
	lluvia	361,27	295,63	236,56	190,40	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	8,33	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	296,48	205,38	130,95	79,64	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	22,46	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	316,76	230,03	157,15	104,86	
deficiente	seco	60,97	0,00	0,00	0,00	
	humedo	120,85	28,58	0,00	0,00	
	lluvia	390,15	323,55	263,18	215,60	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1500 m
	humedo	16,77	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	325,62	232,10	154,36	99,45	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	34,80	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	346,28	257,54	181,91	126,64	
deficiente	seco	78,97	4,07	0,00	0,00	
	humedo	143,67	42,13	0,99	0,00	
	lluvia	420,70	353,19	291,59	242,66	

Tabla 23 Pérdidas método Peek, Rail, 220kV

V=220kV		Rail				Peek Sim.
r=1,479		1	2	3	4	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	3,30	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	270,51	182,24	111,34	63,68	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	13,75	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	290,31	206,00	136,12	86,93	
deficiente	seco	46,80	0,00	0,00	0,00	
	humedo	101,85	18,73	0,00	0,00	
	lluvia	362,28	296,95	238,11	192,07	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	3,30	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	270,51	207,13	132,79	81,36	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	13,75	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	290,31	231,72	158,98	106,67	
deficiente	seco	46,80	0,81	0,00	0,00	
	humedo	101,85	29,88	0,00	0,00	
	lluvia	362,28	324,90	264,77	217,33	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1500 m
	humedo	3,30	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	270,51	233,91	156,30	101,32	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	13,75	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	290,31	259,29	183,83	128,57	
deficiente	seco	46,80	4,67	0,00	0,00	
	humedo	101,85	43,65	1,31	0,00	
	lluvia	362,28	354,56	293,21	244,45	

Tabla 24 Pérdidas método Peek Simplificado, Rail, 220kV

V=220kV		CARDINAL				Peek
r=1,521		1	2	3	4	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	0,00	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	267,64	176,58	104,38	56,81	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	9,89	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	288,08	200,92	129,41	79,82	
deficiente	seco	40,90	0,00	0,00	0,00	
	humedo	95,41	14,15	0,00	0,00	
	lluvia	362,62	294,65	233,74	186,34	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	0,00	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	295,31	201,51	125,58	73,93	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	18,70	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	316,17	226,74	152,13	99,16	
deficiente	seco	56,05	0,00	0,00	0,00	
	humedo	115,98	24,24	0,00	0,00	
	lluvia	391,86	322,87	260,56	211,65	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1500 m
	humedo	13,29	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	324,75	228,36	148,90	93,39	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	30,30	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	346,02	254,43	176,90	120,73	
deficiente	seco	73,66	2,16	0,00	0,00	
	humedo	138,70	37,06	0,16	0,00	
	lluvia	422,79	352,84	289,21	238,85	

Tabla 25 Pérdidas método Peek, Cardinal, 220kV

V=220kV		CARDINAL				Peek Sim.
r=1,521		1	2	3	4	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	500 m
	humedo	1,76	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	269,11	178,31	106,12	58,36	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	10,73	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	289,47	202,59	131,18	81,50	
deficiente	seco	42,31	0,00	0,00	0,00	
	humedo	97,13	15,12	0,00	0,00	
	lluvia	363,66	296,01	235,32	188,05	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1000 m
	humedo	1,76	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	269,11	203,30	127,43	75,65	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	10,73	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	289,47	228,47	154,00	100,98	
deficiente	seco	42,31	0,11	0,00	0,00	
	humedo	97,13	25,47	0,00	0,00	
	lluvia	363,66	324,26	262,19	213,42	
nuevo	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	1500 m
	humedo	1,76	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	269,11	230,22	150,86	95,27	
envejecido	seco	0,00	0,00	0,00	0,00	
	humedo	10,73	0,00	0,00	0,00	
	lluvia	289,47	256,22	178,85	122,67	
deficiente	seco	42,31	2,63	0,00	0,00	
	humedo	97,13	38,54	0,31	0,00	
	lluvia	363,66	354,25	290,88	240,69	

Tabla 26 Pérdidas método Peek Simplificado, Cardinal, 220kV

5.2 PETERSON Y PEEK

A diferencia del método de Peek, el método de Peterson solo se aplica a condiciones de buen tiempo y en configuraciones de un solo conductor. Lo cual no es muy útil ya que las pérdidas significativas de energía se producen durante condiciones atmosféricas malas como la lluvia.

A la vista de los resultados podemos ver que la relación de la condición superficial se mantiene, cuanto más sucio o mas envejecido mayores serán las pérdidas. Sin embargo, los valores obtenidos se alejan mucho de la realidad y de los valores obtenidos por el método de Peek. Esto se puede deber a su dificultad de cálculo y lectura de las tablas logarítmicas.

Línea de 400kV

HAWK	condiciones	Peterson	Peek
500 m	pulido	1,9441	132,9125
	común	9,4715	170,8483
	sucio	89,9703	333,9964
1000 m	pulido	2,4319	163,5341
	común	12,8440	204,1719
	sucio	104,5226	374,5836
1500 m	pulido	5,5158	197,5442
	común	17,8062	240,7378
	sucio	91,6287	418,0202

Tabla 27 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Hawk, 400kV

GULL	condiciones	Peterson	Peek
500 m	pulido	0,8579	89,2521
	común	1,6652	127,1015
	sucio	25,2976	304,1080
1000 m	pulido	1,0400	117,1397
	común	2,1603	158,7799
	sucio	36,9155	345,9767
1500 m	pulido	1,2646	148,9620
	común	3,3588	194,1879
	sucio	26,2230	391,0241

Tabla 28 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Gull, 400kV

CONDOR	condiciones	Peterson	Peek
500 m	pulido	0,2212	64,0069
	común	0,3777	100,3019
	sucio	4,2787	282,7284
1000 m	pulido	0,2579	89,3264
	común	0,4554	130,2329
	sucio	5,5424	325,0561
1500 m	pulido	0,2960	118,9650
	común	0,5813	164,2335
	sucio	4,3911	370,7830

Tabla 29 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Condor, 400kV

CARDINAL	condiciones	Peterson	Peek
500 m	pulido	0,1765	39,1832
	común	0,2737	72,1331
	sucio	2,0070	256,9951
1000 m	pulido	0,1992	60,7815
	común	0,3132	99,3990
	sucio	3,1861	299,4969
1500 m	pulido	0,2275	87,1707
	común	0,3886	131,1492
	sucio	2,1143	345,6590

Tabla 30 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Cardinal, 400kV

Línea de 220kV

HAWK	condiciones	Peterson	Peek
500 m	pulido	0,1136	4,8944
	común	0,1511	15,3495
	sucio	0,3976	93,5852
1000 m	pulido	0,1245	10,9896
	común	0,1678	24,7495
	sucio	0,4837	111,8694
1500 m	pulido	0,1382	19,5252
	común	0,1917	36,4112
	sucio	0,4054	131,9347

Tabla 31 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Hawk, 220kV

GULL	condiciones	Peterson	Peek
500 m	pulido	0,0923	0,1823
	común	0,1121	2,5180
	sucio	0,2298	70,2822
1000 m	pulido	0,0983	0,6264
	común	0,1198	7,5697
	sucio	0,2634	87,7204
1500 m	pulido	0,1054	4,0352
	común	0,1316	15,3371
	sucio	0,2323	107,2044

Tabla 32 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Gull, 220kV

CONDOR	condiciones	Peterson	Peek
500 m	pulido	0,0285	4,9152
	común	0,0338	0,0000
	sucio	0,0623	55,9840
1000 m	pulido	0,0302	0,8533
	común	0,0362	1,5224
	sucio	0,0710	72,5181
1500 m	pulido	0,0319	0,1348
	común	0,0388	6,0860
	sucio	0,0631	91,2816

Tabla 33 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Condor, 220kV

CARDINAL	condiciones	Peterson	Peek
500 m	pulido	0,0264	18,7969
	común	0,0311	3,5448
	sucio	0,0523	40,9005
1000 m	pulido	0,0279	8,7411
	común	0,0328	0,3243
	sucio	0,0576	56,0548
1500 m	pulido	0,0295	2,5013
	común	0,0350	0,5501
	sucio	0,0528	73,6618

Tabla 34 Comparación pérdidas Peterson y Peek, Cardinal, 220kV

5.3 *ELECTRICITÉ DE FRANCE Y PEEK*

A diferencia que Peterson, el método EDF se puede utilizar en condiciones de buen y mal tiempo y sus cálculos son mas precisos cuantos más subconductores se encuentren en cada fase.

Este método supone un gran reto debido al uso de unas tablas cuya precisión es muy baja, ya que estas están basadas en unas situaciones muy concretas. Por este motivo, y como se muestra en las tablas de resultados, estos resultados se alejan significativamente de la realidad en líneas de configuración de escasos subconductores por fase, mientras que se obtienen resultados más lógicos cuando se tienen 4 subconductores por fase. Estos últimos resultados no tienen que estar necesariamente bien a pesar de que puedan coincidir de casualidad con los resultados del método de Peek. Podrían estar motivados por una falta de precisión en la que la mayoría de las pérdidas calculadas sean aproximadamente 0 kW/km, suceso que suele ocurrir cuando se tiene un elevado número de subconductores.

V=400 kV				
Msnm	Nº sub.	Estado	EDF	PeeK
500 m	1	nuevo	1,459163497	132,91
		envejecido	1,716662938	170,85
		deficiente	0,154499664	334,00
500 m	4	nuevo	0,087584844	0,00
		envejecido	0,350339375	0,00
		deficiente	175,1696876	8,79
1000 m	4	nuevo	0,175169688	0,00
		envejecido	0,70067875	0,00
		deficiente	245,2375626	19,84

Tabla 35 Comparación pérdidas EDF y Peek, Hawk, 400kV

Capítulo 6. COMPARATIVA DÚPLEX Y SIMPLEX

Es este capítulo se pretende realizar una pequeña comparativa económica en la que se muestre porque generalmente conviene utilizar configuraciones de líneas con varios subconductores por fase en líneas de 220 y 400 kV. Para este caso se ha escogido un conductor Hawk y se han supuesto unos costes medios de 50 euros/MWh y de 3 euros/kg de cable, lo que nos deja con un valor de 8786 euros/km de Hawk para las tres fases.

Situación de V=220kV, 1000msnm, seco, envejecido/común					
HAWK		Factor de aumento	Pérdidas	Coste anual por pérdidas	Área conductor
Nº sub	Diámetro mm		kw/km	euro/km	mm²
1	21,8	1	24,74	10836,12	373,25
1	23,98	1,1	13,22	5790,36	451,64
1	26,16	1,2	0	0	537,48
2	2x21,8	1	0	0	746,51
3	3x21,8	1	0	0	1119,76

Tabla 36 Comparación aumento de diámetro o número de subconductores a 220 kV con ambiente seco

Situación de V=220kV, 1000msnm, húmedo, envejecido/común					
HAWK		Factor de aumento	Pérdidas	Coste anual por pérdidas	Área conductor
Nº sub	Diámetro mm		kw/km	euro/km	mm²
1	21,8	1	70,18	30738,84	373,25
1	23,98	1,1	54,94	24063,72	451,64
1	26,16	1,2	41,2	18045,6	537,48
1	37,06	1,7	0	0	1078,70
2	2x21,8	1	6,97	3052,86	746,51
3	3x21,8	1	0	0	1119,76

Tabla 37 Comparación aumento de diámetro o número de subconductores a 220 kV con ambiente húmedo

Situación de V=220kV, 1000msnm, lluvia, envejecido/común					
HAWK		Factor de aumento	Pérdidas	Coste anual por pérdidas	Área conductor
Nº sub	Diámetro mm		kw/km	euro/km	mm ²
1	21,8	1	314	137532	373,25
1	23,98	1,1	316	138408	451,64
1	26,16	1,2	317	138846	537,48
1	37,06	1,7	307	134466	1078,70
2	2x21,8	1	254	111252	746,51
3	3x21,8	1	200	87600	1119,76

Tabla 38 Comparación aumento de diámetro o número de subconductores a 220 kV con lluvia

Situación de V=400kV, 1000msnm, seco, envejecido/común					
HAWK		Factor de aumento	Pérdidas	Coste anual por pérdidas	Área conductor
Nº sub	Diámetro mm		kw/km	euro/km	mm ²
1	21,8	1	204,17	89426,46	373,25
1	35,97	1,65	46,34	20296,92	1016,18
1	39,24	1,8	23,47	10279,86	1209,34
1	41,42	1,9	12,24	5361,12	1347,44
1	45,78	2,1	0	0	1646,04
2	2x21,8	1	44,14	19333,32	746,51
3	3x21,8	1	0	0	1119,76

Tabla 39 Comparación aumento de diámetro o número de subconductores a 2400 kV con ambiente seco

Como se muestra en la tabla, un factor a tener en cuenta para la elección óptima de la configuración de una línea eléctrica es el coste de las pérdidas, especialmente en alta tensión.

Como se ha mencionado anteriormente, el efecto corona es inversamente proporcional al diámetro, por lo que el aumento de este podría ser una solución apropiada. Sin embargo, a pesar de que efectivamente las pérdidas de energía se reducen y por consecuencia los costes en pérdidas, existen otros factores que varían, como el área de la sección del conductor, que se ve aumentada excesivamente, lo que se traduce en un mayor

uso de materiales, de peso, mayor complejidad de construcción del conductor y mayor precio entre otros. Además de que estas variaciones afectarán en otras partes de las líneas como los apoyos, que deberán poseer una mayor resistencia mecánica.

En el caso de 220 kV se muestra como en unas condiciones ideales de ambiente totalmente seco con un aumento del 20% del diámetro se conseguirían reducir las pérdidas a 0 kw/km, habiendo aumentado el área de la sección considerablemente, aunque es menor que si se hubiesen utilizado dos conductores. Sin embargo, en cuanto el ambiente se vuelve húmedo, las pérdidas para dicho aumento crecen significativamente. En vez de un 20% se tendría que aumentar un 70%, lo que nos asegura que si el ambiente es seco no existirán pérdidas por efecto corona mientras que, si el ambiente es húmedo, las pérdidas serán nulas o prácticamente cero. En el caso de aumentar un 70% existen dos problemas principales, el primero es que el área de la sección se incrementa exageradamente, lo que supone un gran uso de materiales, un elevado peso, mayor precio y complejidad de fabricación, el segundo problema es que la reducción de pérdidas es solo significativa para un ambiente seco y húmedo, ya que en malas condiciones de lluvia este valor crecería a valores muy elevados.

Por otro lado, nos encontramos con la solución de aumentar el número de subconductores. Como se muestra en la tabla, el uso de dos subconductores aumentará el área al doble. Sin embargo, la reducción de pérdidas es significativa tanto en un ambiente seco como húmedo y en caso de condiciones de lluvia se mantendrá menor que en el caso de aumentar el diámetro un 70%, al mismo tiempo, por tener una menor área, se ahorran costes en la fabricación especial de dichos conductores y la línea tendrá un menor peso. En el caso de tres subconductores, las pérdidas se reducen mucho más y el área se mantendría parecida al primer caso.

De esta manera se puede ver como para una línea genérica de 220 kV el coste de querer aumentar el diámetro de un conductor para reducir las pérdidas por efecto corona lo máximo posible y el valor de estas en las peores condiciones, es mayor que si se aumentan el número de subconductores por fase.

Con una línea de 400 kV sucede exactamente igual, pero con valores mucho mayores tanto en pérdidas con en aumento de los diámetros o de subconductores por fase. En el caso que se muestra en la tabla se observa como para un ambiente seco que tendría que aumentar el diámetro un 210% o ampliar a tres subconductores por fase para reducir las pérdidas a cero.

Capítulo 7. CONCLUSIONES

Una vez realizado el proyecto del efecto corona en líneas de alta tensión, donde se ha estudiado como se generan las descargas, los factores y fenómenos que intervienen, las perturbaciones que genera y los cuatro métodos empíricos más conocidos para el cálculo de las pérdidas de energía, se entiende la importancia que tiene un buen análisis de la configuración de una línea aérea para reducir lo máximo posible las pérdidas de energía por causa de descargas parciales.

Una vez conocidos los factores más condicionantes del efecto corona, que son la tensión de la línea, el diámetro del conductor, las condiciones superficiales y ambientales y el número de subconductores por fase, se ha procedido a realizar un análisis en el que se muestran unas situaciones genéricas que a su vez reflejan perfectamente como varían las pérdidas de energía según estos factores. Para ello se han establecido los niveles de tensión de 220 y 400 kV, cinco conductores ACSR de distinto diámetro, Hawk, Gull, Condor, Rail y Cardinal, condiciones de ambiente seco, húmedo y lluvia, condiciones superficiales de nuevo, envejecido y deficiente y por último el número de subconductores por fase que van desde 1 hasta 4.

A continuación, con las tablas expuestas en el trabajo, se ha podido probar con éxito como el efecto corona se reduce a medida que se incrementa el diámetro o se añaden más subconductores por fase, mientras que para peores condiciones superficiales o ambientales, el efecto crece.

En cuanto a los métodos utilizados para el cálculo de las pérdidas, se ha llegado a la conclusión que el método de Peek y el método de Peek simplificado ofrecen los resultados más correctos puesto que estos son realistas y ambos son métodos fiable ya que son los más utilizados en la industria, mientras que el método de Peterson y EDF muestran resultados excesivamente alejados de la realidad debido a la falta de precisión de las tablas para su calculo y su necesidad de realizare bajo unas condiciones concretas.

Por último, se ha realizado un rápido análisis económico en el que se muestra como en líneas de muy alta tensión compensa económicamente aumentar el número de subconductores por fase que incrementar el diámetro del conductor.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] N. Morales Osorio, “Fenómeno Corona en Líneas de Transmisión y sus Efectos, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 1986.” .
- [2] B. V. M. Arias, “Efecto Corona en Líneas de Transmisión de 500 kV,” p. 189, 2008.
- [3] J. L. BUENAVENTURA RONQUILLO and M. F. VELÁSQUEZ LOAYZA, “Pérdidas Por Efecto Corona En La Línea De Transmisión De 500 Kv Quito-Guayaquil,” p. 185, 2011.
- [4] C. Tejada Martínez, “Análisis de la Interferencia Electromagnética por Efecto Corona en Líneas de Transmisión de Alta Tensión en C.A.,” 2008.
- [5] R. Fernando Sabaj Saavedra, “IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO A ESCALA PARA EL ESTUDIO DEL EFECTO CORONA Y MEDICIÓN DE SUS PÉRDIDAS SEGÚN DIVERSAS CONDICIONES Y CALIDAD DEL AIRE,” 2015.
- [6] D. Lopez del Moral Hernandez, “Estudios de los efectos físicos y sistemas de protección en los sistemas de distribución de potencia eléctrica embarcados,” p. 155, 2009.
- [7] “PROCESOS FÍSICOS FUNDAMENTALES EN LA IONIZACIÓN Y RUPTURA DE GASES.” [Online]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70196/fichero/AnexoI%252FanexoI.pdf>. [Accessed: 03-Jun-2021].
- [8] S. R. Carrillo Calderon, “Análisis y Cálculo Digital de Pérdidas por Efecto Corona en Sistemas de Transmisión, Quito, 1977.”
- [9] D. G. Cardenas de la Vega and R. Baca Cano, “INCIDENCIA DEL EFECTO CORONA EN LA RADIOINTERFERENCIA ELECTROMAGNÉTICA EN

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSION EN C.A.,” 2019.

- [10] P. Simón Comín, F. Garnacho Vacino, J. Moreno Mohíno, and A. González Sanz, *CALCULO Y DISEÑO DE LINEAS ELECTRICAS DE ALTA TENSION* . .
- [11] “Líneas Eléctricas Aéreas de Transporte, CAPÍTULO 2 Aspectos Eléctricos, ICAI.”
- [12] Iberdrola, “Especificación Particular - Conductores desnudos de aluminio-acero para líneas eléctricas de alta tensión,” pp. 1–8, 2019.
- [13] IMEDEXA, “Catálogo General Apoyos,” p. 283, 1386.
- [14] “SISTEMAS AMORTIGUANTES A SISTEMAS AMORTIGUANTES DAMPING SYSTEM.”
- [15] “Separadores semirígidos/semiflexibles Semi-rigids spacers Entretoises semirigides.”

ANEXO I OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los objetivos de desarrollo sostenible han sido propuestos por Naciones Unidas con el fin de fomentar una mejora económica, social y ambiental a nivel global. A continuación, se muestran los objetivos de desarrollo sostenible con los que mas se identifica este trabajo.

ODS 7: Este es el ODS con mayor importancia para el proyecto ya que tiene por objetivo asegurar el acceso a energías asequibles. Con este trabajo se pretende optimizar las redes de transporte para hacer llegar mayor cantidad de energía a las zonas de demanda, siendo así accesible a un mayor número de población.

ODS 8: Como consecuencia de este trabajo se consigue que la cantidad de energía transportada sea mayor, reduciendo así los costes en pérdidas y consiguiendo un crecimiento económico.

ODS 9: Para conseguir el propósito de este proyecto se requiere de la mejora de las infraestructuras de las líneas de transmisión, fomentando de esta forma la innovación.

ODS 11: Este trabajo se puede ver reflejado en este ODS de forma secundaria, debido a que el fomento de la mejora de la eficiencia de las líneas trae consigo un mayor transporte de energía, lo que se traduce en que las ciudades puedan adquirir mayor energía procedente de fuentes renovables, dejando de ser tan dependientes de fuente de energía contaminantes como los combustibles fósiles.