



UNIVERSITAT JAUME I

ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES EXPERIMENTALS

**SISTEMA PARA LA MODIFICACIÓN DE LA
POSICIÓN DE LAS FASES DE LAS LÍNEAS
DOBLES DE MUY ALTA TENSIÓN PARA EL
CONTROL DE TENSIÓN Y DE ENERGÍA
REACTIVA**

***Dinamización de líneas eléctricas dobles de
400kV***

TRABAJO FIN DE GRADO

AUTOR

Fernando Monfort Granero

TUTOR

Enrique Francisco Belenguer
Balaguer

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Castelló de la Plana, noviembre de 2017

A Ana i a mon pare, les dos persones
que, cadascú a la seua manera, més
m'han ajudat a eixir de l'embolic en el
que em vaig ficar al fer este
inacabable TFG. Encara que no me'n
penedisc per a res perquè duia molt de
temps pegant-li voltes a la idea i havia
de fer-lo d'açó.

Mil gràcies, va per a vosaltres.

Resumen

Las energías renovables eólica y solar producen hoy por hoy un pequeño porcentaje de la generación eléctrica en el mundo. Sin embargo están en crecimiento exponencial por su fuerte caída de precios. Estos tipos de energías, a diferencia de las convencionales, tienen la generación descentralizada y son variables con las condiciones meteorológicas. Por otra parte, la UE está involucrada en un programa de conexiones eléctricas internacionales que derivará en la construcción de más líneas. Los dos efectos anteriores combinados producen que por las líneas de MAT vaya a circular cada vez menos potencia. Por tanto, las sobretensiones derivadas del efecto Ferranti serán cada vez más frecuentes y variables.

Para ello se propone la «dinamización de líneas»: una nueva configuración en las líneas de 400kV de doble circuito que permita reducir su capacidad eléctrica cuando sea necesario mitigar dicho efecto Ferranti. Esta propuesta consiste en poner los dos circuitos alternados en los soportes, en vez de separados en los dos lados como están ahora. Además, uno de los dos será fijo y el otro dinámico. Por el circuito dinámico se hará circular una fase u otra para mantener o reducir la capacidad de la línea.

Con esto se consiguen buenos resultados en líneas largas o en tramos cortos enlazados por subestaciones. La reducción de tensiones conseguida es mayor en sobretensiones bajas, por lo que en sobretensiones más altas resulta insuficiente. Esto puede evitar, o al menos aplazar, el arranque de centrales eléctricas para regular la tensión. Además, se consigue reducir las pérdidas por conducción. Los costes de implementación son muy bajos, con lo cual las perspectivas económicas, aunque el cálculo sea arduo e incierto, resultan halagüeñas.

Abstract

Wind and solar energies produce nowadays a small percentage of the world's electricity generation, but are growing exponentially because of their sharp drop in prices. This types of energies, unlike the conventional ones, have decentralized generation and they are variable depending on meteorological conditions. On the other hand, the EU is involved in a program of international electrical connections, so more very high voltage lines will be constructed. Both effects combined cause less and less power to be circulated by this lines. Therefore, the overvoltages derived from Ferranti effect will become increasingly frequent and variable.

For this purpose, "line dynamization" is proposed: a new configuration in the 400kV lines with double circuit that allows reducing its capacitance when necessary to mitigate this Ferranti effect. This proposal consists in putting both circuits alternated in the tower, instead of separated in both sides as they are now. In addition, one of them will be fix and the other dynamic. By the dynamic circuit will circulate one phase or another one to maintain or reduce the capacitance of the line.

With this system, good results are obtained in long lines or short sections linked by substations. The reduction of voltages obtained is greater in low overvoltages, therefore in higher ones it is insufficient. This can avoid, or at least delay, the start-up of power plants to regulate the voltage. In addition, conduction losses of power are reduced. The implementation expenses are very low, so the economic outlook, although calculation is very hard and uncertain, is promising.

Índice

Resumen	5
<i>Abstract</i>	5
Índice	6
Índices de figuras.....	10
Gráficos.....	10
Ilustraciones	11
Tablas	12
Estructura del trabajo.....	14
MEMORIA	15
Objetivo	16
Programas de cálculo	16
1 Introducción	17
1.1. Evolución del consumo de electricidad	17
1.1.1. Eficiencia energética.....	18
1.2. Evolución de las diferentes fuentes de energía.....	18
1.3. Crecimiento exponencial de las renovables en el mercado de la electricidad.....	20
1.4. La renovables en España	22
1.4.1. Energía solar en España	22
1.4.2. Energía eólica en España.....	25
1.5. Redes de transporte de Alta Tensión.....	28
1.6. Curva de demanda	29
1.7. Unas consecuencias de lo anterior	30
1.8. Consecuencias de tener líneas MAT a baja carga.....	31
1.9. Principio físico	33
1.9.1. Descripción.....	33
1.9.2. Efectos colaterales	34
2. Propuesta de dinamización de líneas	35
2.1. Descripción.....	35
2.2. Implementación	37
2.3. Método de operación	38
2.4. Cruce de fases en las salidas de las subestaciones	40
2.5. Nueva transposición de fases.....	41
2.6. Opción de duplicado de seccionadores	43

2.7.	Maniobras en subestaciones intercaladas de interruptor y medio	44
2.1.1.	Todo a la vez	44
2.1.2.	Por tramos	44
3.	Cálculos eléctricos	46
3.1.	Cálculo de los parámetros de la línea	46
3.1.1.	Introducción	46
3.1.2.	Radio equivalente	47
3.1.3.	Cálculo de la resistencia	47
3.1.4.	Cálculo de la inductancia en modo normal	47
3.1.5.	Cálculo de la capacidad en modo normal	48
3.1.6.	Cálculo de la inductancia en modo inductivo	48
3.1.7.	Cálculo de la capacidad en modo inductivo	49
3.1.8.	Tabla de datos de inductancias y capacidades	49
3.1.9.	Cálculo de impedancias y admitancias	49
3.1.10.	Constante de propagación e impedancia característica	50
3.2.	Cálculos eléctricos en el punto base	50
3.2.1.	Cálculo de tensión y corriente finales y corriente inicial	51
3.2.2.	Cálculo de las pérdidas	51
3.2.3.	Cálculo de la energía reactiva	52
3.3.	Estudios de aplicación	53
3.3.1.	Introducción	53
3.3.2.	Estudio del efecto en función de la longitud de la línea	54
3.3.3.	Estudio del efecto en función de la potencia consumida	57
3.3.4.	Estudio del efecto en función del $\cos(\varphi)$	60
4.	Combinación de dinamización de líneas y regulación tradicional	63
5.	Resultados para otras geometrías de torres	68
5.1.	Introducción	68
5.2.	Torre hexagonal estudiada	68
5.3.	Torres rectangulares	69
5.4.	Torres trapezoidales	70
5.5.	Tablas comparativas entre geometrías	71
5.6.	Conclusión	71
6.	Resultados en función del número de conductores por fase	72
6.1.	Introducción	72
6.2.	Estudio de parámetros de la línea	72
6.3.	Análisis en los puntos base	73

6.4.	Estudio de mínima potencia sin sobretensiones	73
6.5.	Conclusión.....	73
7.	Efectos transitorios durante el cambio de modo.....	74
7.1.	Introducción.....	74
7.2.	Transitorios sin subestaciones intercaladas.....	75
7.3.	Cálculo con una subestación intercalada.....	77
7.3.1.	Introducción.....	77
7.3.2.	Cálculo	78
7.4.	Conclusión.....	80
8.	Ejemplo de aplicación.....	81
8.1.	Estado actual.....	81
8.1.1.	Apoyos	81
8.1.2.	Conductores	81
8.1.3.	Cables de puesta a tierra.....	82
8.1.4.	Subestaciones	82
8.2.	Implementación en el ejemplo	85
8.2.1.	Seccionadores.....	85
8.2.2.	Cruce de fases	85
8.2.3.	Cimentación	85
8.2.4.	Cables	85
8.2.5.	Aisladores.....	85
9.	Conclusión.....	86
ESTUDIO ECONÓMICO		87
10.	Costes de implantación	88
10.1.	Costes de los materiales	88
10.2.	Costes de instalación	88
10.3.	Ingeniería.....	88
10.4.	Total.....	88
11.	Beneficios que reportaría	89
11.1.	Introducción	89
11.2.	Combinación de dinamización de líneas e inductancias.....	89
12.	ESTUDIOS POSTERIORES	92
12.1.	Aplicación a 60Hz.....	93
12.2.	Seccionadores giratorios	93

12.3.	Simulación de una malla.....	94
12.4.	Diferentes tensiones.....	94
12.5.	Líneas soterradas.....	94
12.6.	Subestaciones GIS.....	94
12.7.	Aplicación en líneas con tres o más circuitos.....	94
12.7.1.	Líneas triples.....	94
12.7.2.	Líneas cuádruples.....	95
BIBLIOGRAFÍA.....		96
13.	ANEXOS.....	98
13.1.	Esquema apoyo tipo.....	99
13.2.	Captura de pantalla de los cálculos de tensión final, corriente inicial y corriente final.....	100
13.3.	Cálculo de pérdidas en ambos modos.....	101
13.4.	Cálculos de transitorios con subestación intercalada.....	102
13.5.	Cables.....	105
13.7.	Cables de puesta a tierra.....	106
13.8.	Seccionadores de pantógrafo.....	107
13.9.	Apoyo auxiliar.....	108
13.10.	Aisladores.....	109
13.11.	Tabla estudio del efecto en función de la potencia consumida.....	110
13.12.	Tabla estudio del efecto en función de la longitud de línea.....	110
13.13.	Tabla estudio del efecto en función del factor de potencia.....	111
13.14.	Tabla de datos combinación dinamización de líneas e inductancias.....	111

Índices de figuras

Gráficos

Gráfico 1. Evolución de la generación eléctrica mundial.	17
Gráfico 2. Evolución de la intensidad energética.....	18
Gráfico 3 Porcentaje de energía primaria mundial por fuentes.....	19
Gráfico 4. Consumo de energía mundial según su origen.....	19
Gráfico 5 Cantidad de energía eléctrica generada en fuentes renovables no hidroeléctricas. En millones de toneladas equivalentes y en porcentaje.	20
Gráfico 6. Reducción de costes en energía fotovoltaica en EEUU.....	21
Gráfico 7. Caída del precio y crecimiento de las baterías de los coches eléctricos.	22
Gráfico 8. Generación solar fotovoltaica y térmica en España.	24
Gráfico 9. Potencia eólica instalada y acumulada en España. (barras a 31 de diciembre de cada año).....	26
Gráfico 10. Potencia media de los aerogeneradores.....	26
Gráfico 11 Curvas de demanda de energía eléctrica en la España peninsular.....	29
Gráfico 12. Variables eléctricas en la central de Ciclo Combinado Castellón IV durante la noche del 3 al 4 de abril de 2016.	32
Gráfico 13. Tensión final respecto longitud.	54
Gráfico 14. Diferencia de tensiones cambio de modo respecto longitud.	54
Gráfico 15. Pérdidas en línea respecto longitud.....	55
Gráfico 16. Diferencia de pérdidas respecto longitud.....	55
Gráfico 17. Energía reactiva generada por la línea respecto longitud.	56
Gráfico 18. Diferencia de energía reactiva entre ambos modos.....	56
Gráfico 19. Tensión final respecto potencia transportada.	57
Gráfico 20. Diferencia de tensiones en función de la potencia.	57
Gráfico 21. Pérdidas por conducción en función de la potencia consumida.	58
Gráfico 22. Ahorro debido al cambio de modo en función de la potencia consumida. .	58
Gráfico 23. Evolución de la energía reactiva generada por la línea en función de la potencia transportada.	59
Gráfico 24. Diferencia energía reactiva entre modos en función de la potencia transportada.	59
Gráfico 25. Tensión final en función del factor de potencia.	60
Gráfico 26. Incremento de tensiones al cambiar el modo en función del fdp.....	60
Gráfico 27. Pérdidas por conducción en función del fdp en ambos modos.	61
Gráfico 28. Potencia ahorrada al cambiar a modo inductivo en función del fdp.....	61
Gráfico 29. Energía reactiva en ambos modos en función del fdp.....	62
Gráfico 30. Diferencia de energía reactiva conseguida con el cambio de modo.....	62
Gráfico 31. Límite en 408kV.....	63
Gráfico 32 Comparación del punto de conexión de inductancias ideales en ambos modos con efectos Ferranti muy elevados.....	64
Gráfico 33. Inductancias necesarias en función de la potencia transportada.	64
Gráfico 34. Comparación de pérdidas obtenidas.	65
Gráfico 35. Ahorro de energía en función de la potencia sin tener en cuenta las pérdidas de las inductancias.....	65
Gráfico 36. Reducción de horas de funcionamiento de una central gracias al cambio de modo.	66

Gráfico 37. Arranque evitado con el cambio de modo.....	66
Gráfico 38. Arranque evitado con el efecto combinado de cambio de modo de líneas e inductancias de compensación.	67
Gráfico 39. Evolución de la tensión final durante un cambio de modo sin subestaciones intercaladas.	76
Gráfico 40. Evolución de la reactiva generada por la línea durante un cambio de modo sin subestaciones intercaladas.	76
Gráfico 41. Representación de tensiones en transitorios con y sin subestaciones intercaladas.	79
Gráfico 42. Representación de reactiva en transitorios con y sin subestaciones intercaladas.	80

Ilustraciones

Ilustración 1. Círculo virtuoso de las tecnologías disruptivas.....	20
Ilustración 2. Radiación solar en ángulo óptimo.	22
Ilustración 3. Generación solar sobre generación total.....	23
Ilustración 4. Proporción de generación eólica sobre total.	28
Ilustración 5. Interconexiones eléctricas proyectadas por la Comisión Europea.....	29
Ilustración 6. Consecuencias para las líneas de MAT del previsible desarrollo energético.....	30
Ilustración 7. Esquema equivalente de una línea.	31
Ilustración 8. Condensador y fórmula de cálculo de la capacidad.	33
Ilustración 9. Torre de Muy Alta Tensión.....	34
Ilustración 10. Visualización del efecto equivalente al colocar las fases en conductores adyacentes o diametralmente opuestos.....	34
Ilustración 11. Posición de las fases en el sistema actual.	35
Ilustración 12. Posición de las fases de ambas líneas en el sistema propuesto.	36
Ilustración 13. Representación de ambos modos de funcionamiento.....	36
Ilustración 14. Esquema de aplicación en líneas que se separan.	37
Ilustración 15. Esquema de aplicación en líneas redundantes.	38
Ilustración 16. Secuencia del proceso cambio de modo normal a modo mínima capacidad.	39
Ilustración 17. Opción 1: aislador en suspensión.	
Ilustración 18. Opción 2: dos tramos aislados.	40
Ilustración 19. Opción 3: un tramo aislado suspendido.	
Ilustración 20. Opción 4: torre auxiliar.	40
Ilustración 21. Opción 5: un conductor soterrado.	
Ilustración 22. Opción 6: una línea soterrada.	41
Ilustración 23. Trasposición de fases en el sistema actual.....	41
Ilustración 24. Tramos de trasposición de fases.	41
Ilustración 25. Trasposición de fases con el sistema propuesto.....	42
Ilustración 26. Posición de las tres fases en las transposiciones en modo mínima capacidad.	42
Ilustración 27. Posición de las tres fases en las transposiciones en modo normal.	42
Ilustración 28. Pantógrafos de mínima capacidad duplicados.	43

Ilustración 29. Pantógrafos de mínima capacidad solo en un embarrado.....	43
Ilustración 30. Subestación intercalada.....	45
Ilustración 31. Esquema de la posición de los conductores antes de la primera trasposición.	47
Ilustración 32. Muestra de los desequilibrios en las tres posiciones de la trasposición	48
Ilustración 33. Torre estudiada.....	68
Ilustración 34. Apoyos con geometría rectangular.	69
Ilustración 35. Hipotética torre rectangular.....	69
Ilustración 36. Torre trapezoidal.....	70
Ilustración 37. Hipotética torre trapezoidal.	70
Ilustración 38. Disposición de los conductores de cada fase en las líneas múltiplex...	72
Ilustración 39. Circuito desconectado aguas arriba.....	77
Ilustración 40. Circuito desconectado aguas abajo.	77
Ilustración 41. Diagrama unifilar de la subestación <i>Villa Interior</i>	83
Ilustración 42. Dibujo de la llegada de las líneas a la subestación de <i>Villa Interior</i>	83
Ilustración 43. Diagrama unifilar de la subestación <i>Villa Costa</i>	84
Ilustración 44. Captura de pantalla precio de generación (€/MWh) por restricciones técnicas.	90
Ilustración 45. Precio restricciones y mercado en la noche del 4/4/2016.....	90
Ilustración 46. Precio medio diario por restricciones y precio de mercado.	91
Ilustración 47. Precio medio horario por restricciones técnicas y precio de mercado. .	91
Ilustración 48. Frecuencia eléctrica por países.	93
Ilustración 49. Esquema apoyo tipo.	99
Ilustración 50. Captura de pantalla de los cálculos de tensión final, corriente inicial y corriente final en ambos modos usando Mathematica..	100
Ilustración 51 Cálculo de pérdidas en ambos modos.	101
Ilustración 52. Propiedades de los cables.	105
Ilustración 53. Características del cable de puesta a tierra.	106
Ilustración 54. Características técnicas y esquema de los pantógrafos de 420kV.	107

Tablas

Tabla 1. Reparto de la potencia instalada por Comunidades Autónomas en 2016.....	27
Tabla 2. Leyenda de la gráfica anterior.....	32
Tabla 3. Fuente: elaboración propia.....	49
Tabla 4. Parámetros eléctricos en el punto base.	52
Tabla 5. Análisis realizados..	53
Tabla 6. Resultados torre rectangular.	69
Tabla 7. Resultados torre trapezoidal.	70
Tabla 8. Comparación entre geometrías de la torre en el punto base.	71
Tabla 9. Comparación entre geometrías de la torre con tensión límite 408kV.	71
Tabla 10. Variación de parámetros distribuidos en función del número de conductores por fase.....	72
Tabla 11. Análisis de los parámetros de la línea en función de sus conductores por fase.....	73
Tabla 12. Comparación de potencias mínimas sin sobretensiones en ambos modos para diferentes conductores por fase.	73

Tabla 13. Tensiones final de línea y reactiva durante el cambio de modo en el punto base.....	75
Tabla 14. Tensiones y reactiva durante el transitorio limitando la tensión.	75
Tabla 15. Tensiones y reactiva en el modo transitorio con una potencia demandada de 200MW.	75
Tabla 16. Posiciones de cambio de modo por tramos.....	77
Tabla 17. Valores de reactiva en todos los casos del transitorio.	79
Tabla 18. Presupuesto de materiales.....	88
Tabla 19. Presupuesto de instalación	88
Tabla 20. Medidas torre celosía.	108
Tabla 21. Características técnicas aisladores.	109
Tabla 22. Estudio del efecto en función de la potencia consumida.	110
Tabla 23. Tabla estudio del efecto en función de la longitud.....	110
Tabla 24. Tabla estudio del efecto en función del factor de potencia.	111
Tabla 25. Tabla de datos combinación dinamización de líneas e inductancias.	111

Estructura del trabajo

Este TFG consta de una memoria en la que se presenta la idea y se desarrollan diversos cálculos. Después aparecen el estudio económico, sugerencias para estudios posteriores que desarrollar y finalmente la bibliografía y los anexos.

En la introducción se habla del contexto mundial de la energía y la generación eléctrica poniendo especial énfasis en las energías renovables solar y eólica. Se presta atención a la situación de las renovables en España. Más adelante se comentan los nuevos proyectos de líneas MAT a nivel europeo. Se remarca que lo expuesto anteriormente derivará en importantes cambios para estas líneas. Finalmente, se expone el principio físico en el que se basa la propuesta de dinamización de líneas. A continuación, se realiza el paralelismo de ese principio con las líneas dobles.

En el segundo apartado se toma el paralelismo anterior y se describe la propuesta a estudiar con sus dos modos de funcionamiento: «modo normal» y «modo mínima capacidad/ modo inductivo». Se analiza su implementación y operación.

En el tercero se realizan los cálculos eléctricos. Se establece para una línea un punto base asignado de forma arbitraria, indicando una longitud, una potencia transportada y un factor de potencia. Sobre ella se calculan en ambos modos y se comparan: tensiones, reactiva y pérdidas. A continuación, se varían los tres valores anteriores uno a uno dentro de un rango y se comparan los parámetros eléctricos de la línea en los dos modos de funcionamiento.

En los puntos 4, 5, 6 y 7 se realizan otros cálculos eléctricos adicionales. En el cuarto se combina la dinamización de las líneas con los métodos de regulación tradicional. En quinto y el sexto se comparan diferentes líneas según la geometría de las torres y el número de conductores por fase. En el séptimo punto se observan los efectos transitorios del cambio de modo.

En el octavo apartado se exponen los detalles de una hipotética línea ya construida como la que se ha usado en los cálculos eléctricos. Acto seguido se describe la implementación de la propuesta de dinamización sobre esta línea.

A partir de la línea anterior se realiza un estudio económico. Se divide en dos bloques: costes y beneficios de la dinamización. Los costes se pueden calcular con precisión, pero como los beneficios son imposibles de calcular, ni siquiera con escenarios, por lo que se realizan unas pinceladas para que se puedan intuir.

MEMORIA

Objetivo

Esta memoria tiene como objetivo la presentación y el estudio de un sistema innovador para regular la tensión y la energía reactiva en las subestaciones de Muy Alta Tensión usando las propias líneas. No constan precedentes similares. Esta propuesta busca paliar los problemas ocasionados por el efecto Ferranti en momentos en que por las líneas circula una baja potencia.

Se puede realizar en líneas que tengan dos circuitos; aunque no se analiza en este trabajo también se pueden encontrar fórmulas para líneas de tres o más circuitos. Esta regulación se realizará mediante maniobras en las subestaciones de inicio y del final de la línea en las cuales por el mismo conductor pasarán fases diferentes.

Programas de cálculo

Los cálculos de esta memoria se han realizado con Excel y con Wolfram Mathematica 8.0.

1 Introducción

El sistema de generación eléctrica se encuentra en constante evolución por diferentes causas como el aumento del consumo en países en vías de desarrollo, el auge de fuentes renovables o la desestimación de otras fuentes por su riesgo, coste o contaminación. En los siguientes puntos analizaremos de forma superficial la evolución de estos cambios y como esto afecta al transporte de la energía.

En este trabajo no se va a tratar el tema de las emisiones de CO₂ ni de calentamiento global y sus consecuencias. Simplemente basta tener presente que se debe reducir el consumo de combustibles fósiles. Bien sea por sustitución: aumentando la generación renovable o por reducción: mejorando la eficiencia energética. Y si se realiza rápidamente, mejor.

1.1. Evolución del consumo de electricidad

El consumo de energía crece conforme se van desarrollando los países, aunque este crecimiento suele ser menor que el del PIB porque la eficiencia energética también aumenta.

El gráfico de abajo muestra la generación de energía eléctrica por países o regiones en la década 2006-2016. Se observa que el responsable de más de la mitad del crecimiento de la generación eléctrica mundial es China. En otros países que también están en vías de desarrollo como India, Bangladés, Vietnam, Indonesia, Argelia, Ecuador, Perú o en todo Oriente Medio se producen crecimientos muy fuertes, de más del 6% anual. Los países subdesarrollados tienen crecimientos más bajos, en toda África es del 3,3%; y en los desarrollados como EEUU o la Unión Europea la generación eléctrica se mantiene estable o incluso decrece un poco.

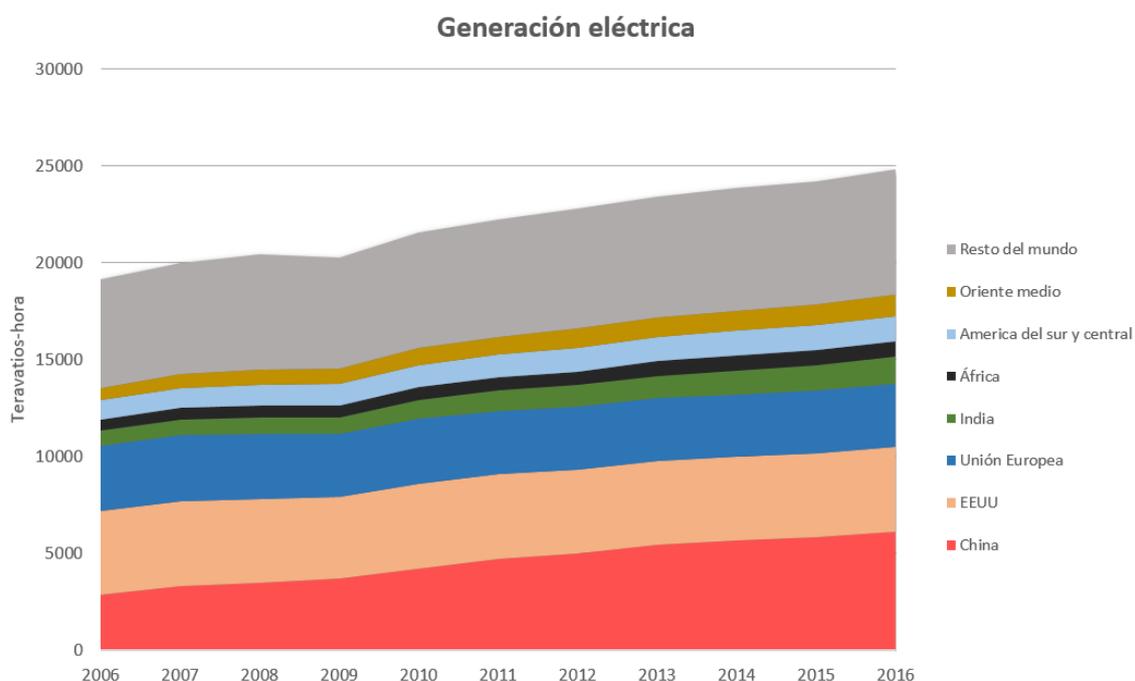


Gráfico 1. . Evolución de la generación eléctrica mundial.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017. Elaboración propia

El gráfico muestra fortísimas desigualdades entre territorios. En 2016, África tenía una población de 1.216 millones de personas y Estados Unidos de 323. (1)

1.1.1. Eficiencia energética

Como se ha mencionado anteriormente la generación eléctrica crece menos que el PIB debido al aumento de la eficiencia energética. La siguiente gráfica muestra la reducción de la intensidad energética en el mundo. Esto es la cantidad de energía necesaria para producir una unidad de PIB:

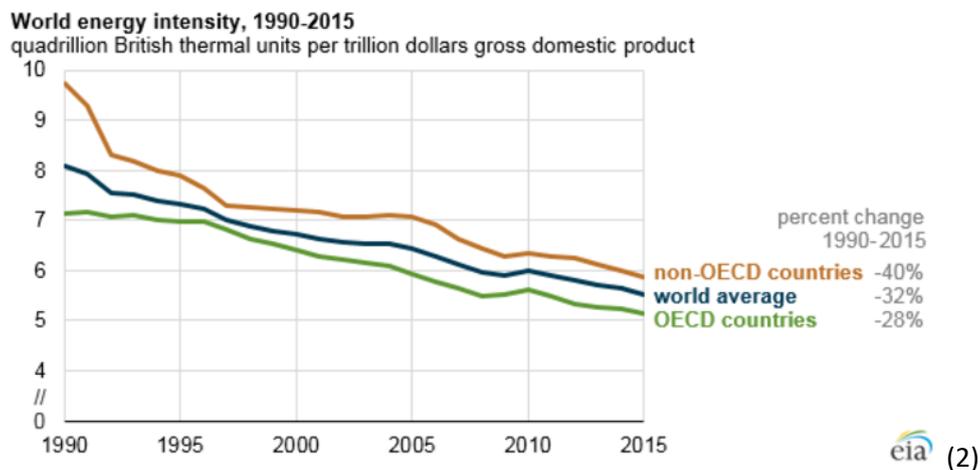


Gráfico 2. Evolución de la intensidad energética.
Fuente: EIA, U.S. Energy Information Administration

En nuestro país en eficiencia energética aún nos queda mucho que mejorar. Según el diagnóstico energético de Endesa 2016, en España el 81% de las pymes aún no tiene en marcha medidas de eficiencia energética. El panorama en viviendas es similar, el 54% de viviendas se han construido antes de 1980. Es decir, antes de que hubiera ninguna norma sobre eficiencia energética (3). Estas obras de mejora en hogares están altamente subvencionadas por las administraciones públicas.

Hay que tener presente que la energía más ecológica es la que se ahorra.

1.2. Evolución de las diferentes fuentes de energía

Si se observa la energía mundial, no solo eléctrica, se comprueba que las renovables, aunque aún tengan muchísimo camino por recorrer, están empezando a despegar. En el lado de las energías tradicionales el petróleo está perdiendo cuota de mercado desde los años 70, el gas natural está aumentándola y el carbón se mantiene estable.

Shares of global primary energy consumption
Percentage

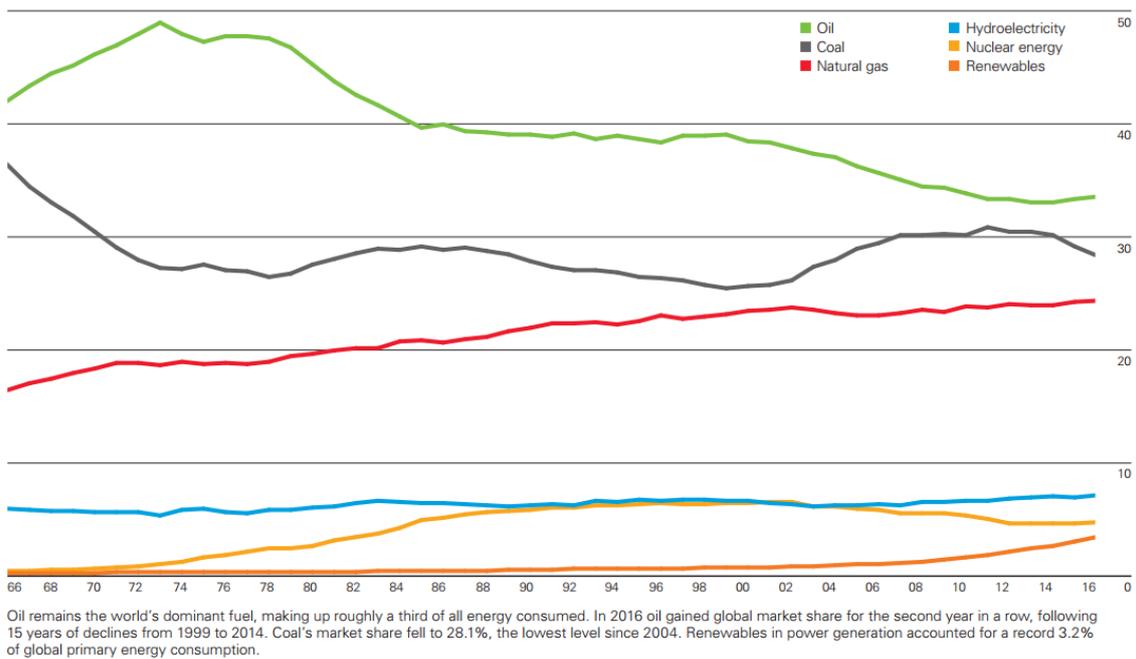


Gráfico 3 Porcentaje de energía primaria mundial por fuentes.
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017

Esta gráfica es significativa porque indica qué fuentes de energía van a predominar y cuales están en declive. Sin embargo, para tener una visión general es necesario ver la gráfica con valores absolutos:

World consumption
Million tonnes oil equivalent

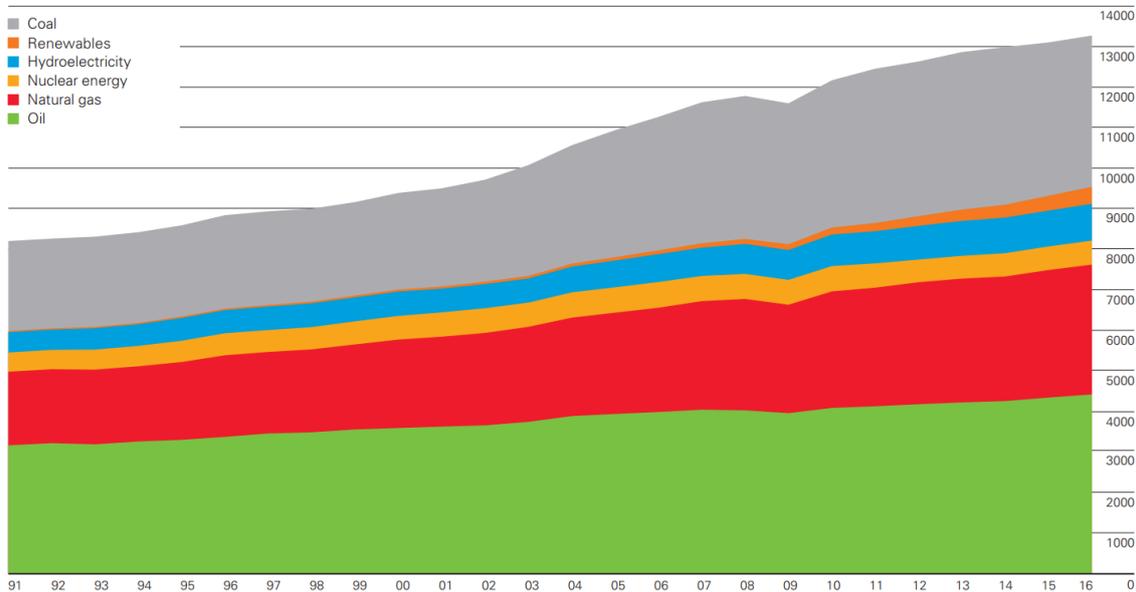


Gráfico 4. Consumo de energía mundial según su origen.
Fuente BP Statistical Review of World Energy 2017

Las renovables apenas suponen el 3,2% de la energía total según el último dato actualizado. Sin embargo, sería un grave error no tenerlas en cuenta ya que su crecimiento está siendo exponencial. (1)

1.3. Crecimiento exponencial de las renovables en el mercado de la electricidad

A nivel mundial, siempre según datos de BP Statistical Review of World Energy 2017, las energías renovables han ido creciendo en el periodo 2005-2015 a un promedio del 16,1% anual. A nivel de la UE ha sido del 14,8%.

Aunque existen numerosas fuentes renovables, las que han tenido una implantación significativa han sido la eólica y la solar fotovoltaica. En la siguiente gráfica podemos ver el aumento anual de energía eléctrica generada en fuentes renovables (exceptuando la hidroeléctrica) a nivel mundial por regiones:

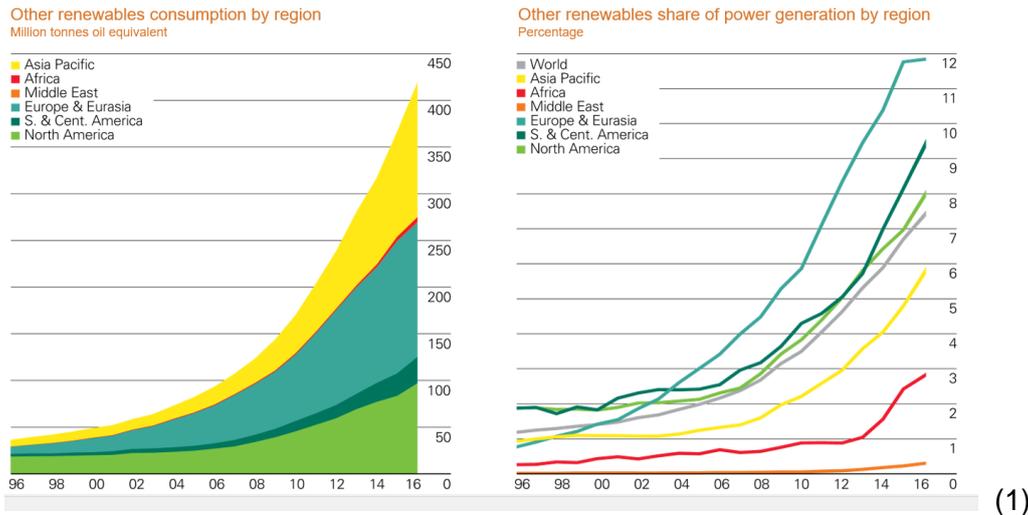


Gráfico 5 Cantidad de energía eléctrica generada en fuentes renovables no hidroeléctricas. En millones de toneladas equivalentes y en porcentaje.
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017

El porcentaje de penetración a nivel mundial estuvo en el 7,5% en 2016. Sin embargo, las renovables, básicamente eólica y solar y en menor medida biomasa, tienen un crecimiento exponencial. Este crecimiento tan fuerte es debido a que se encuentran en una espiral virtuosa: cuantos más paneles y aerogeneradores se fabriquen más bajan sus costes de producción por la economía de escala, más mejoras se introducen, por tanto, más competitivas resultan y se demandan más.

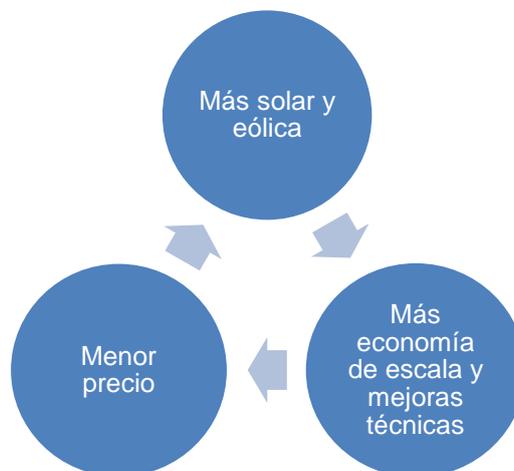


Ilustración 1. Círculo virtuoso de las tecnologías disruptivas.

Esta espiral es la misma que ya se ha experimentado en los últimos años, según NREL. La bajada en el coste de la energía solar es la siguiente (4):

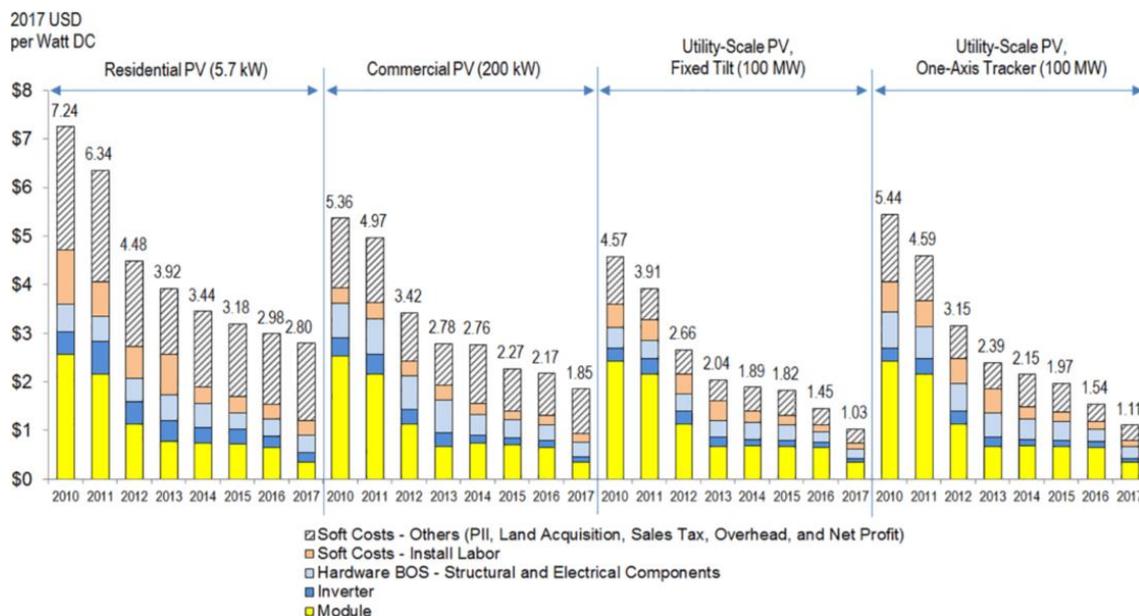


Gráfico 6. Reducción de costes en energía fotovoltaica en EEUU.

Fuente: National Renewable Energy Laboratory

Resulta muy significativa la caída de 1,45\$/WDC a 1,03\$ entre 2016 y 2017 de los costes en instalación solar fija en grandes instalaciones.

En la eólica la situación es similar, aunque la reducción no es tan fuerte se partía de precios más bajos. En septiembre de 2017 se publicó en los medios de comunicación que el coste de la energía eólica *offshore* en el Reino Unido era un 40% inferior al que el Gobierno británico acordó para una nueva planta nuclear en el suroeste de Inglaterra. Ya hay voces pidiendo que no se abra. (5)

Si miramos largo plazo esta espiral trae muy buenos augurios. Según Bloomberg New Energy Finance en su perspectiva energética de 2017, hasta 2040 el 72% de la nueva generación de energía a nivel mundial será en plantas eólicas y solares fotovoltaicas. Y esto será así porque el coste nivelado (incluye todos los gastos de generación) de la energía solar bajará un 66% para ese año. Mientras la eólica *on shore* lo hará un 47% y los costes de la eólica marina un 71%. (6)

El principal problema que presentan las renovables es la intermitencia. La energías eólica y solar no generan cuando son más necesarias, generan cuando hace viento o el sol irradia en los paneles. Por tanto, siguen siendo necesario tener una parte de energías tradicionales como hidráulica, gas natural o carbón para regular y adaptarse a la demanda.

Este problema puede ser solucionado con las baterías, sean de almacenamiento o las propias de los coches eléctricos. Bloomberg estima que la bajada en el precio de las baterías caerá fuertemente y eso hará despegar la demanda de coches eléctricos:

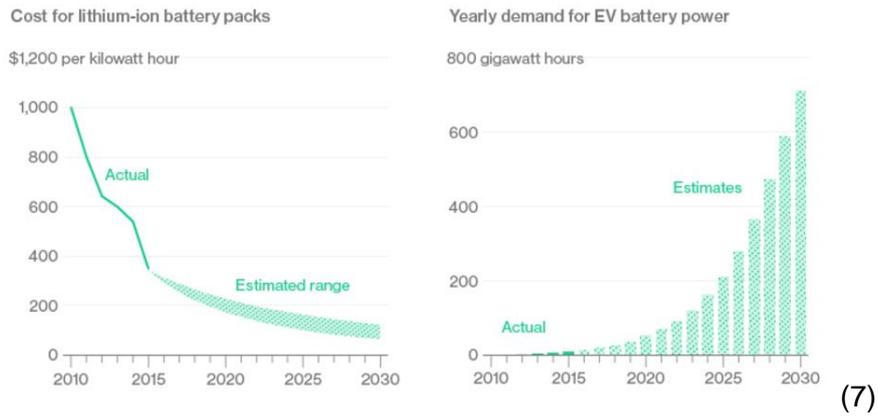


Gráfico 7. Caída del precio y crecimiento de las baterías de los coches eléctricos. Fuente: Bloomberg New Energy Finance

Todo esto pone de manifiesto que las energías renovables, aunque hoy su cuota sea más bien modesta, son una revolución energética que acaba de asomar la cabeza.

1.4. La renovables en España

1.4.1. Energía solar en España

Los recursos solares de un país están directamente relacionados con su latitud. Es por eso que España, al ser un país del sur de Europa, tiene una radiación solar mayor que la de los otros países del continente.

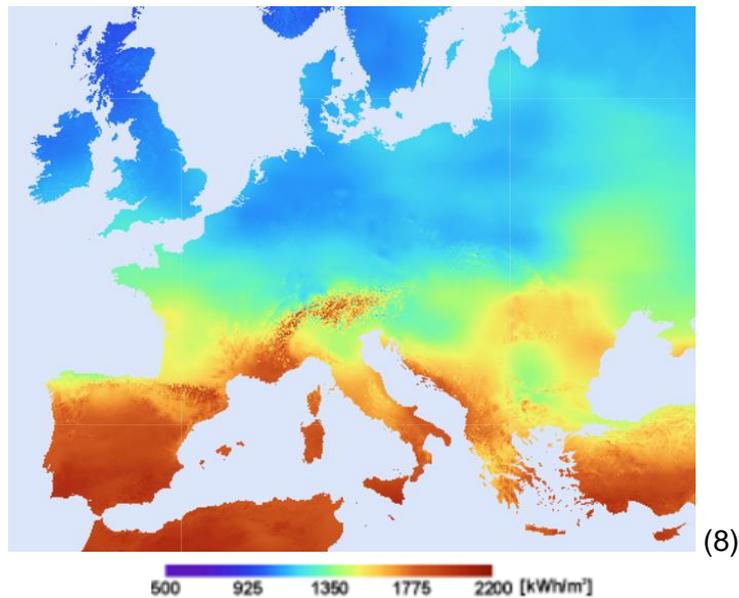
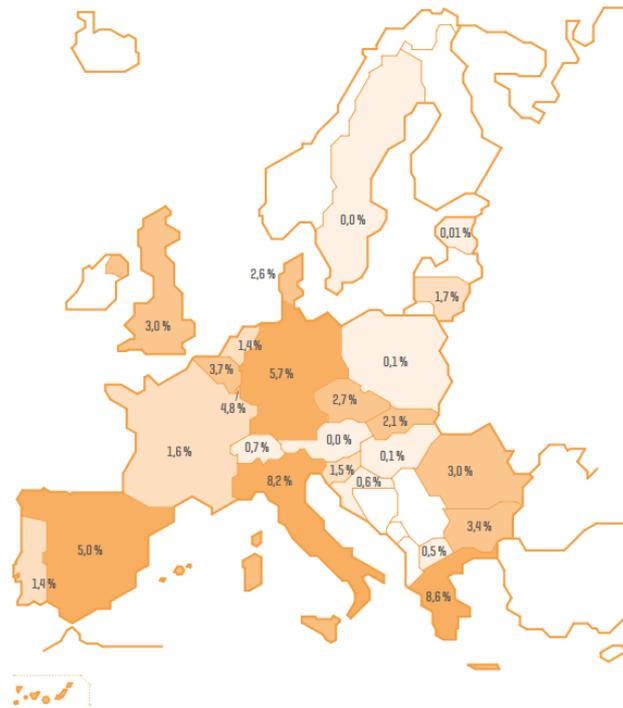


Ilustración 2. Radiación solar en ángulo óptimo. Fuente: PVGIS, Comisión Europea

[%]
GENERACIÓN SOLAR SOBRE GENERACIÓN TOTAL
 EN LOS PAÍSES MIEMBROS DE ENTSO-E EN 2016



(9)

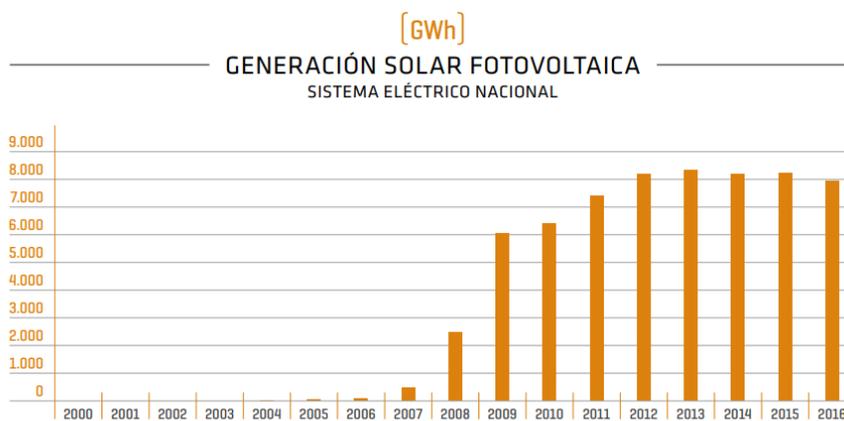
Ilustración 3. Generación solar sobre generación total.

Fuente: Red Eléctrica Española, informe 2016.

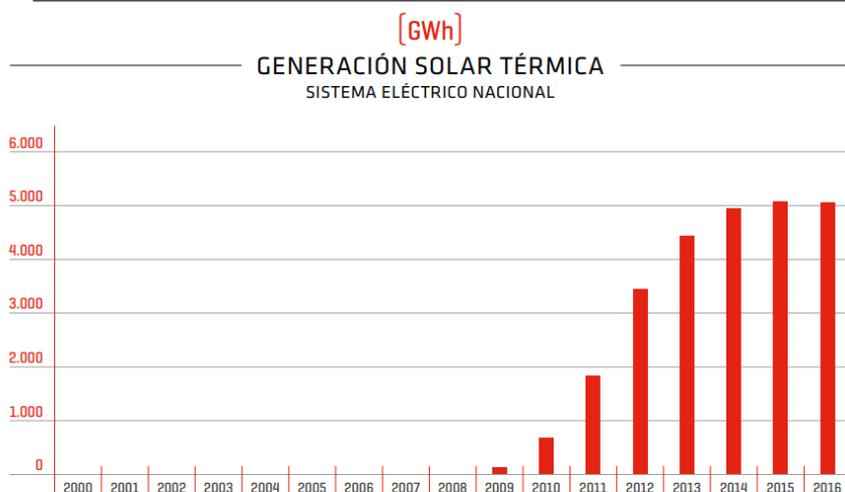
Como se ha dicho, España tiene una radiación solar de las más altas de Europa. Sin embargo, durante 2016 la energía solar representó un 5,0% del total de generación. Hay países en condiciones semejantes a las nuestras y peor situación, como Portugal que solo tiene un 1,4%. No obstante, hay potencial para crecer mucho más.

El tamaño de las plantas de energía solar es muy variable, desde paneles unifamiliares en tejados hasta grandes huertos de centenares de megavatios. Sin embargo, son instalaciones de escala mucho menor al de las centrales térmicas.

Del 5,0% anterior el 3,1% es fotovoltaica y el 1,9% solar térmica.



Fuente: REE. Datos de islas Baleares e islas Canarias disponibles desde 2006 y Melilla desde 2007.



Fuente: REE.

(9)

Gráfico 8. Generación solar fotovoltaica y térmica en España.
Fuente: Red Eléctrica Española

España empezó instalando energía fotovoltaica muy pronto, pero después se quedó estancada. Apenas se instala nueva fotovoltaica desde 2012 y termosolar desde 2014. La legislación sobre energía solar en España ha estado llena de subvenciones, decretos, leyes con efecto retroactivo, pleitos en arbitrajes supranacionales, trabas, impuestos abusivos, burocracia...

La primera instalación fotovoltaica que se conectó a la red en España fue un proyecto piloto de Iberdrola de 100kWp que se inauguró en 1985 (10). Desde entonces la presencia de fotovoltaica ha sido anecdótica. En 1998 el Gobierno aprobó el Real Decreto 2818/1998. En él se ofrecían primas de 30 pesetas por kWh que se vertiera a la red para instalaciones de potencia nominal superior a 5kWp y para las de potencia inferior, de 60 pesetas por kWh. Otro decreto, el RD1663/200 marcó las condiciones técnicas y administrativas de las instalaciones. El precio permanecía demasiado caro y las instalaciones fotovoltaicas seguían siendo insignificantes.

Esta situación cambió tras el RD 661/2007. En él el Gobierno socialista estableció fuertes primas de hasta 44c€/kWh de fotovoltaica que se vendía a la red. Esta situación hizo que España fuera en 2008 uno de los países del mundo con más potencia instalada. A la espiral virtuosa de la Ilustración 1 había que darle un empujón que la hiciera girar, y se lo dio el Gobierno Español. Esto supuso un gasto tan fuerte que en

2008 otro decreto, el RD1578/2008 rebajó los importes a 32c€/kWh en instalaciones en el suelo y 34c€/kWh para instalaciones en tejados y las dejó sujetas a un cupo máximo para evitar que supusieran un gasto excesivo para las arcas públicas. Esta regulación supuso que en el año 2009 no hubiera apenas crecimiento, pero volvió a crecer en 2010 y 2011. A pesar de que el RD 1565/2010 limitara la recepción de primas hasta el año 2025 y posteriormente el RD 14/2010 limitaba el número de horas susceptibles de pago haciendo un recorte retroactivo del 30%. El gobierno achacó estas decisiones a la necesidad de solucionar el déficit de tarifa.

En enero del 2012, con Gobierno del Partido Popular, fue aprobado el RDL 1/2012 que derogaba los anteriores y suprimía de forma indefinida los cupos del Régimen Especial de Energía. Esto supuso que las renovables de nueva instalación y la cogeneración vendieran a precio de mercado. Con lo cual se agravó la crisis que se generó en 2010. Muchos pequeños inversores quebraron. En otro Real Decreto, el RD 413/2014 se aprobó una «rentabilidad razonable» en la que se parcheaban los problemas de seguridad jurídica derivados de los decretos anteriores. Se asignó una rentabilidad que se calcularía de manera que una empresa con una instalación eficiente y bien gestionada pudiera recuperar los costes de inversión que aún no se hubieran recuperado. El valor de dicha «rentabilidad razonable» se calcularía como el rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario. El ministro de Industria anunció en rueda de prensa que esa rentabilidad estaría en torno al 5,8%. (11)

En abril de 2016 la cooperativa catalana Som Energia construyó mediante pequeñas aportaciones de sus socios la primera central fotovoltaica del país sin ayudas públicas. (12)

Más tarde, en julio de 2017 el Gobierno realizó una subasta de energía renovable. Inicialmente se adjudicarían 3.000MW, pero terminaron asignándose 5037MW al recibir más ofertas con el descuento máximo. Se adjudicaron 3.909MW a la fotovoltaica y 1.128MW a la eólica. (13) La potencia fotovoltaica instalada es de 4.674MW (9), por tanto, esta nueva subasta supondrá un incremento del 83%.

En definitiva, esta última subasta devolverá las aguas a su cauce y hará que España tenga una proporción de renovables acorde a sus condiciones climáticas.

1.4.2. Energía eólica en España

El desarrollo de la eólica en España empieza a finales de la década de los 90 y se desarrolla durante la década de los 2000. Se puede ver en la siguiente gráfica:

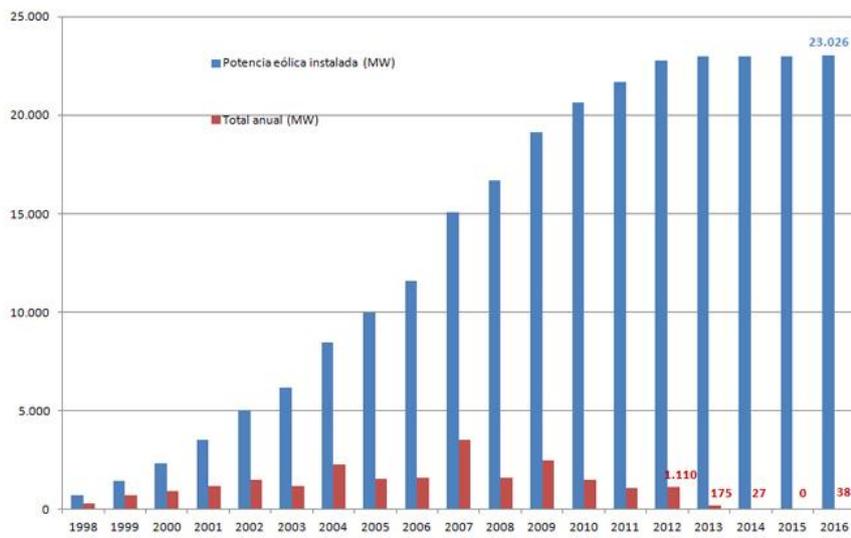


Gráfico 9. Potencia eólica instalada y acumulada en España. (barras a 31 de diciembre de cada año)
Fuente: Asociación Empresarial Eólica

En la actualidad es prácticamente nula la construcción de nuevos parques debido a las condiciones políticas y económicas. Esto produce en energía eólica de nuestro país la paradoja de que los mejores emplazamientos están ocupados por los aerogeneradores más viejos y menos potentes, dejando a los pocos generadores más potentes en zonas con peores condiciones de viento. Tal y como muestra la patronal eólica europea WindEurope, las turbinas eólicas *onshore* en España son las más pequeñas de los países de nuestro entorno:

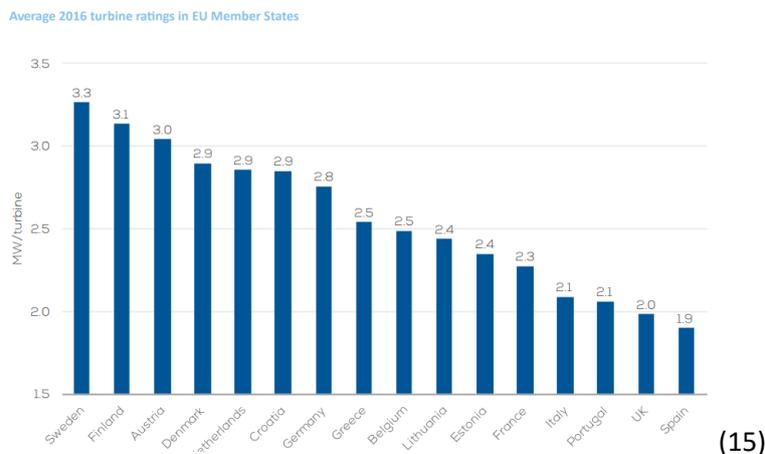


Gráfico 10. Potencia media de los aerogeneradores.
Fuente: WindEurope

La potencia media por parque es de aproximadamente 22 MW. Estos parques se encuentran muy repartidos por todo el territorio estatal como se detalla en la siguiente tabla:

COMUNIDAD AUTÓNOMA	Potencia instalada en 2016 (MW)	Acumulado a 31/12/2016 (MW)	% sobre total	Nº de parques
Castilla y León	31,50	5.593	24,19%	243
Castilla-La Mancha	0,00	3.807	16,56%	139
Andalucía	0,00	3.338	14,52%	153
Galicia	2,10	3.330	14,48%	161
Aragón	0,00	1.893	8,24%	87
Cataluña	0,00	1.269	5,52%	47
Comunidad Valenciana	0,00	1.189	5,17%	38
Navarra	0,00	1.004	4,37%	49
Asturias	0,00	518	2,26%	21
La Rioja	0,00	447	1,94%	14
Murcia	0,00	262	1,14%	14
Canarias	4,60	182	0,77%	57
País Vasco	0,00	153	0,67%	7
Cantabria	0,00	38	0,17%	4
Baleares	0,00	4	0,02%	46
TOTAL	38,20	23.026	100,00%	1.080

(14)

Tabla 1. Reparto de la potencia instalada por Comunidades Autónomas en 2016.
Fuente: Asociación Empresarial Eólica

Los 1080 parques están esparcidos por todas las comunidades salvo la Comunidad de Madrid y Extremadura. Este hecho además de la baja potencia individual de cada parque hace que la gran mayoría se conecten a subestaciones cercanas, normalmente a tensiones no muy altas como 66 o 132kV. La energía generada se consume en la región próxima a éste, por tanto, solo los excedentes necesitan ser elevados a la red de transporte de 400kV. De este modo, en momentos de alta generación eólica las líneas eléctricas de alta tensión van muy descargadas. Este hecho es fundamental para el desarrollo de este estudio.

A pesar de todo España tiene una proporción de energía eólica relativamente alta comparada con otros países de nuestro entorno:



Ilustración 4. Proporción de generación eólica sobre total.

Fuente: REE

En la subasta que se mencionaba en el apartado anterior se adjudicaron 1.128MW de potencia eólica, lo cual supone un incremento del 5%.

1.5. Redes de transporte de Alta Tensión

Las líneas de transporte son las instalaciones que trasladan la energía desde los puntos de generación a los de consumo. Son de gran importancia para mantener la red lo más mallada posible y así garantizar la estabilidad del sistema. A través de sus conexiones con los países de nuestro entorno se facilitan los intercambios para mantener un precio más homogéneo.

A finales de 2016, según REE, la red española de transporte alcanzó los 43.664km de longitud de los cuales 21.620 corresponden a líneas de 400kV (16) y existen numerosos proyectos para continuar aumentando especialmente en la interconexión con Francia.

La Comisión Europea, en la Estrategia Europea para la Seguridad Energética de 2014 amplió el objetivo de interconexión eléctrica entre los países. Para 2020 está en el 10% y para 2030 en el 15% (17). Eso supondrá profundizar en la unión energética construyendo nuevas líneas. La CE publica en una web un mapa de proyectos de interés común con las nuevas interconexiones previstas (18).

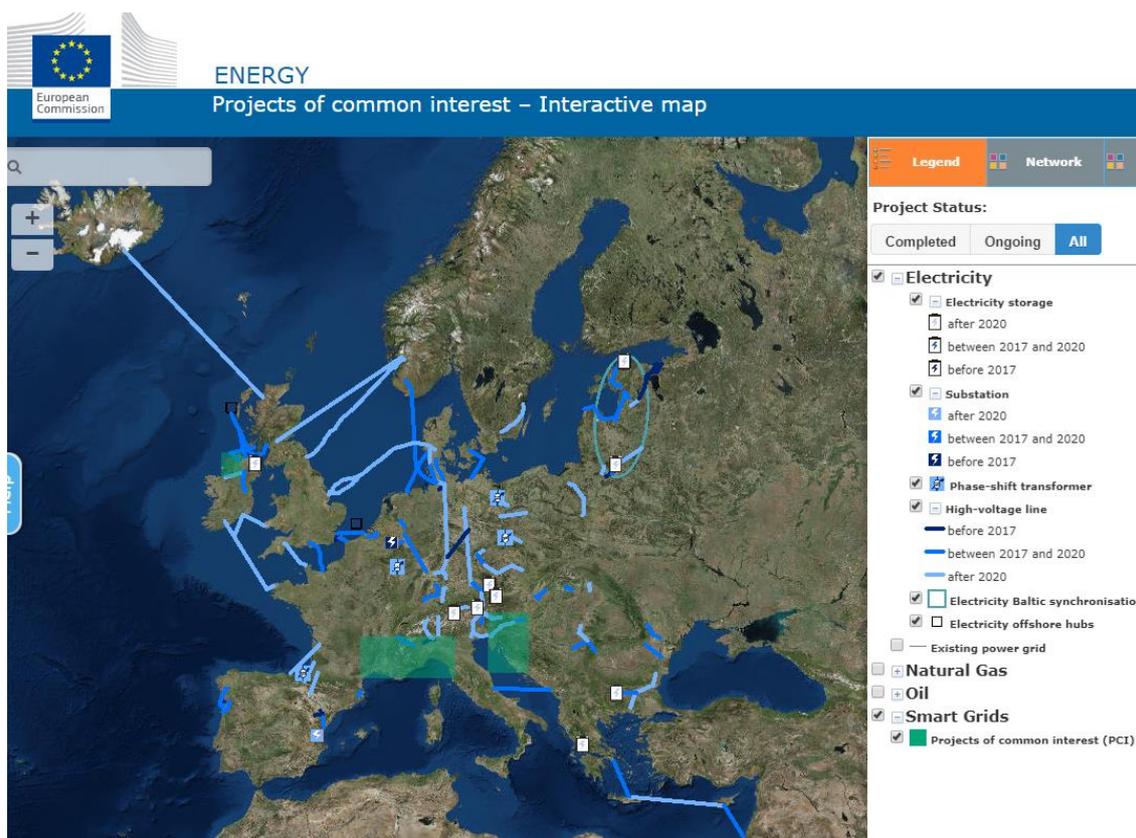


Ilustración 5. Interconexiones eléctricas proyectadas por la Comisión Europea. Fuente: CE

1.6. Curva de demanda

La demanda energética de un territorio no es constante, depende de la hora del día, de la meteorología, del día de la semana, de la estación del año, de las costumbres y la cultura de ese país...

La web de Red Eléctrica Española ofrece datos en tiempo real de la energía consumida en España y su mix. También tiene datos históricos de cualquier día.

Por ejemplo, el 31 de agosto de este año (izq.) se alcanzó un máximo de más de 34GW a mediodía y un mínimo de algo más de 23MW a las cuatro de la madrugada. Sin embargo, el domingo de esa misma semana (dcha.) el pico fue a las 21:40h, alcanzó los 29,5GW y el mínimo se situó alrededor de los 21GW (19):

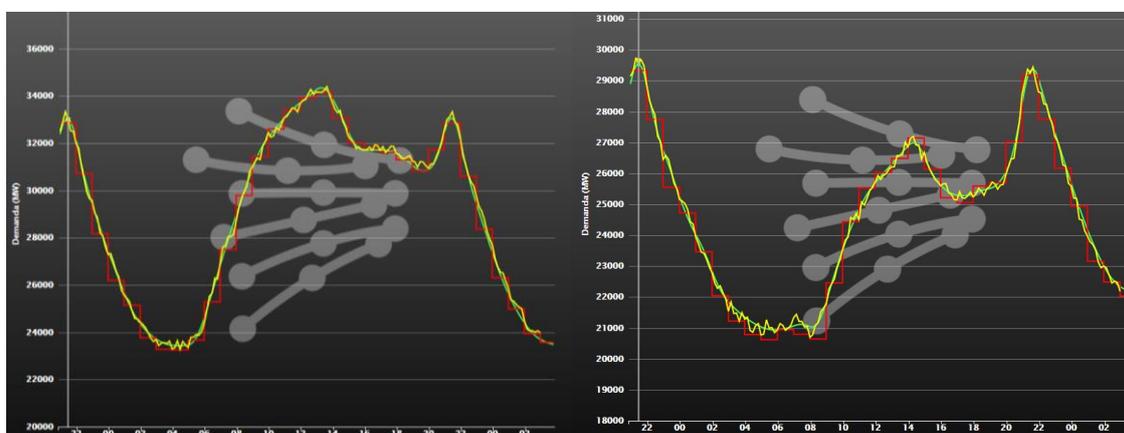


Gráfico 11 Curvas de demanda de energía eléctrica en la España peninsular. Fuente REE

Esta variabilidad supone que el sistema se tiene que adaptar generando la energía demandada en cada momento y haciendo las regulaciones necesarias para que la tensión esté siempre dentro de unos límites en todos los puntos.

1.7. Unas consecuencias de lo anterior

En definitiva, tanto la nueva generación distribuida, las nuevas líneas de transporte, como el cierre de centrales térmicas por la aparición de renovables y la eficiencia energética son parámetros que apuntan en una misma dirección: menos energía circulando por las líneas de muy alta tensión. Además, como consecuencia del aumento de la generación energética renovable: más variabilidad en éstas por su inestabilidad. Se hace entonces más necesario que nunca un sistema flexible adapte el comportamiento de las líneas de muy alta tensión a los momentos de baja carga.

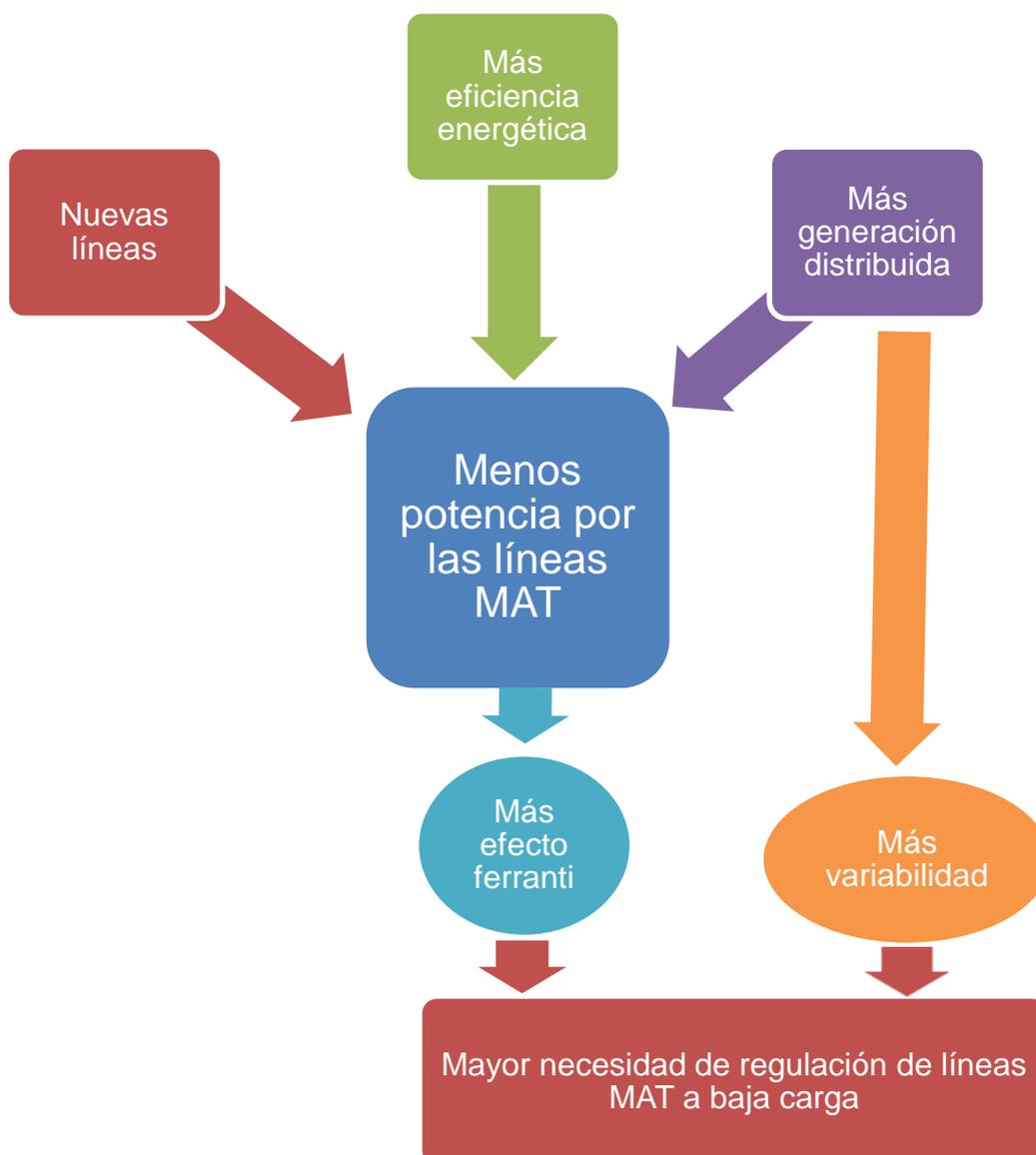


Ilustración 6. Consecuencias para las líneas de MAT del previsible desarrollo energético.
Fuente: Elaboración propia

1.8. Consecuencias de tener líneas MAT a baja carga

Para la realización de cálculos eléctricos una línea de muy alta tensión se considera un sistema de parámetros distribuidos. En este modelo hay impedancias inductivas en serie con la carga y unas admitancias capacitivas muy elevadas en paralelo. El número de ramas del circuito equivalente es infinito.

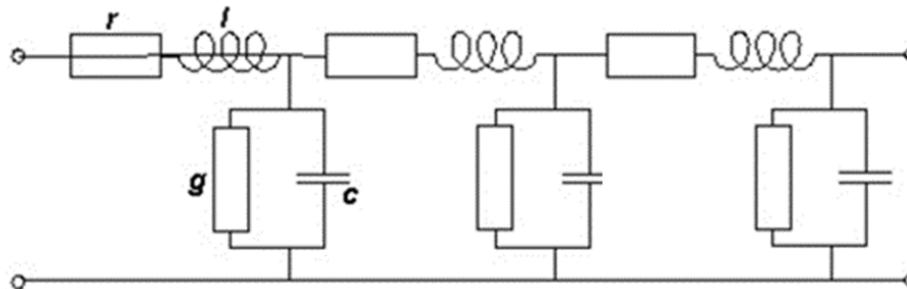


Ilustración 7. Esquema equivalente de una línea.

Esto provoca que para corrientes bajas se origine el **efecto Ferranti**¹ por el cual la tensión en el final de la línea es mayor que la inicial. Esto es problemático porque puede dar tensiones excesivas en el final de línea. (20)

Actualmente para controlar estos parámetros se conectan inductancias, se desconectan líneas o se usan las propias centrales variando la corriente de excitación. Las tres formas de regulación son problemáticas:

- Las inductancias son costosas, tienen pérdidas y gastos de mantenimiento. Además, necesitan superficie en la subestación para instalarlas. Estos gastos en última instancia repercuten en el consumidor por la vía de los peajes eléctricos.
- Por otra parte, el hecho de desconectar líneas quita mallado en la red y por tanto fiabilidad. Además de que casi siempre hace aumentar las pérdidas por conducción.
- Las centrales térmicas son capaces de regular la tensión, así como consumir la energía reactiva que generan las líneas. Pero, en caso de que tengan que arrancar para regular, tienen un mínimo técnico de potencia activa por el cual sí que cobran a precios altos ya que entran en el mercado terciario. Es habitual arrancar centrales cuando no interesa su energía activa sino su reactiva. Esto distorsiona el mercado al forzar a entrar generadores que no son los más baratos para regular los servicios accesorios de control de tensión y energía reactiva.

Se da la paradoja de que esa poca energía activa generada en el final de la línea lo que hace es aumentar todavía más el efecto Ferranti al descargar aún más las líneas. El equivalente es apagar un incendio donde para poder echar agua hay que echar un mínimo de gasolina antes.

A continuación, se muestra un arranque nocturno (con baja carga en las líneas) de una central de ciclo combinado para evitar que la tensión en el final de la línea, donde está la central, suba excesivamente:

¹ Efecto Ferranti: Sobretensión producida al final de una línea larga de transmisión que ocurre cuando está desconectada o con cargas bajas. Es consecuencia de la capacidad de la propia línea.

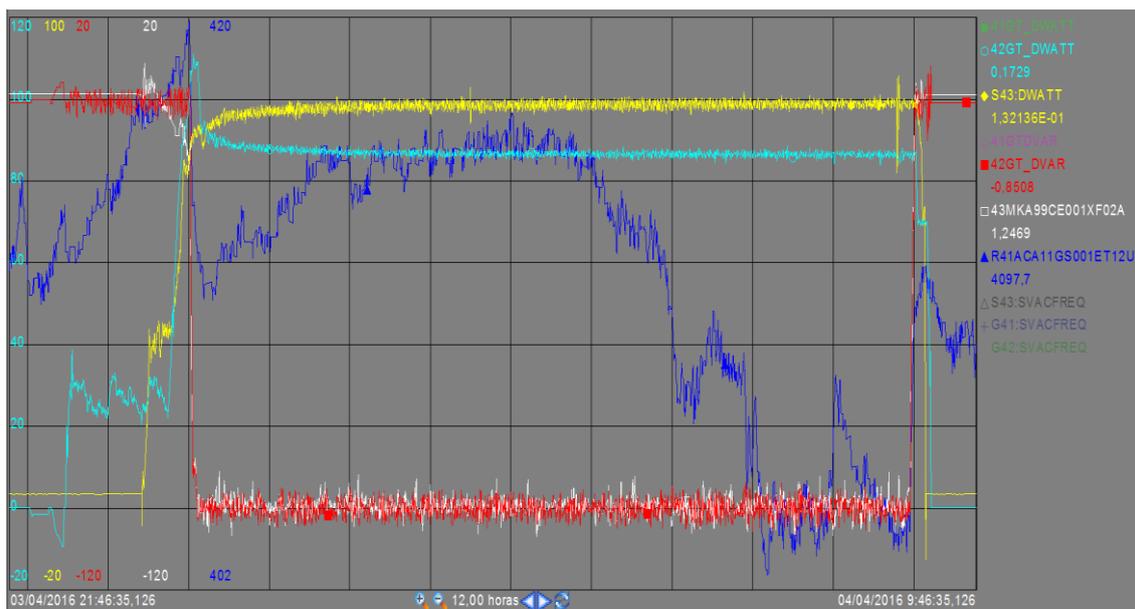


Gráfico 12. Variables eléctricas en la central de Ciclo Combinado Castellón IV durante la noche del 3 al 4 de abril de 2016.

Fuente: Captura de pantalla en un monitor de la central

	Turbina de gas	Turbina de vapor
Potencia activa	Celeste	Amarillo
Potencia reactiva	Rojo	Blanco
Tensión en la red		Azul

Tabla 2. Leyenda de la gráfica anterior

La anterior gráfica muestra la captura de pantalla del sistema de monitorización de la central de ciclo combinado de Castellón IV un día cualquiera durante un arranque nocturno. En el eje horizontal cada cuadrante representa una hora, con lo que se abarcan doce horas, desde las 21:46 del 03/04/2016 hasta las 9:46 del día siguiente, las líneas verticales representan las horas en punto. En cada línea su rango se puede observar en los números del mismo color que aparecen arriba y abajo a la izquierda de la imagen. Para el funcionamiento adecuado del sistema se debe mantener la tensión en la red entre los 402 y los 420kV.

En la imagen se observa como el voltaje sube durante las dos primeras horas desde los 412kV aproximadamente hasta los 420kV. Esto es debido a que a partir de las diez de la noche más o menos y hasta alrededor de las dos de la madrugada la energía consumida cae, el efecto Ferranti aparece y con él aumenta la tensión a final de línea. Para controlar este valor dentro de los rangos adecuados la central arrancará generando energía reactiva.

Se comprueba cómo, anticipándose a esta subida, a las 22h empieza el arranque de la central del ciclo de gas (línea celeste), tiene una pequeña etapa motorizada hasta que a la media hora llega a los 25-30MW de generación. En ese punto se mantiene mientras se calienta la turbina de vapor, una hora más tarde esta turbina (línea amarilla) arranca y se mantiene alrededor de los 40MW por un breve periodo de tiempo y luego

ambas turbinas se establecen en el mínimo técnico, sobre los 87MW para la de vapor y 80 para la de gas (hay que tener en cuenta que las escalas en esta captura no coinciden exactamente, ver los números de la izquierda).

Cuando ambas turbinas han alcanzado valores cercanos al mínimo técnico, los generadores empiezan a consumir energía reactiva con lo que a las 00h se observa en las líneas roja y blanca como las dos turbinas que estaban alrededor de los 0MVAR caen bruscamente hasta los -100MVAR, su valor mínimo. Esto hace que la tensión caiga rápidamente y no se excedan los valores máximos permitidos.

Durante toda la noche la central se mantiene al mínimo técnico (80+87MW aprox.) y consumiendo el máximo de energía reactiva (2x100MVAR). Se observa que a las 8h la tensión da una subida repentina de unos 5kV esto parece ser debido a que se desconectó una inductancia. A esas horas el consumo sigue aumentando y por tanto la tensión sigue bajando hasta que a las 9h con unos 404kV en la subestación los ciclos de gas y vapor son innecesarios, los paran y la tensión sube hasta los 410-412kV.

1.9. Principio físico

1.9.1. Descripción

Tal y como se había explicado antes en la Ilustración 7 la línea de alta tensión se comporta como un sistema de parámetros distribuidos con condensadores y bobinas. La capacidad de los condensadores es inversamente proporcional a la distancia entre las placas.

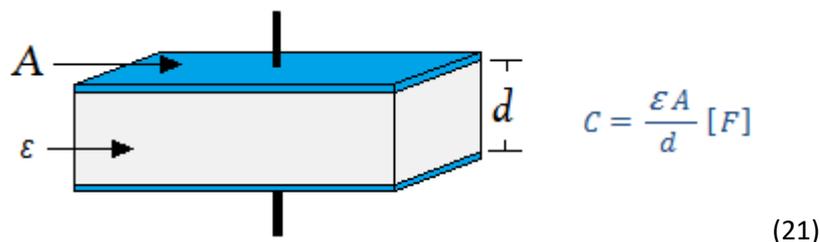


Ilustración 8. Condensador y fórmula de cálculo de la capacidad.

Fuente: udistrial.eco.co

- C: Capacidad del condensador
- ϵ : Permitividad eléctrica absoluta del medio
- A: Área de las placas
- d: Separación entre placas

Análogamente sucede con los conductores de las líneas de muy alta tensión: cuanto más separadas estén las fases diferentes, menor será la capacidad de la línea.

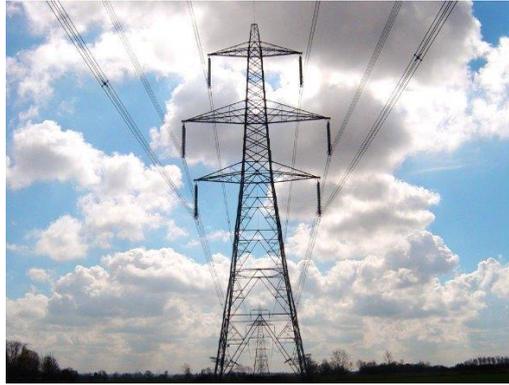


Ilustración 9. Torre de Muy Alta Tensión.

Los siguientes dibujos representan torres de AT como la de la ilustración anterior. Cada color diferente indica cada una de las fases del circuito trifásico:

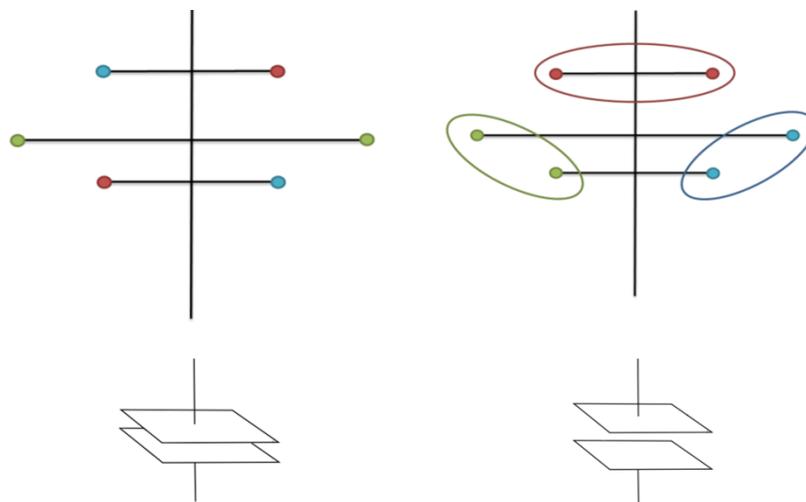


Ilustración 10. Visualización del efecto equivalente al colocar las fases en conductores adyacentes o diametralmente opuestos.
Fuente: elaboración propia.

En la torre de la izquierda cada fase tiene más cerca las fases diferentes ‘placas cercanas’ y la fase igual está diametralmente opuesta, por tanto, la capacidad es mayor. Por el contrario, en la torre de la derecha se ve que los conductores de las tres fases están cerca de fases iguales y lejos de las otras fases por lo que, como sucede en las placas del condensador separadas, la capacidad es menor.

Es importante observar que en ambos esquemas coinciden las siguientes fases: roja de arriba a la izquierda, azul de abajo a la izquierda y verde de la derecha.

1.9.2. Efectos colaterales

Del mismo modo que al separar fases diferentes la capacidad de la línea baja, es importante señalar que aumenta la inductancia. Más adelante se verá el efecto combinado de ambos fenómenos.

2. Propuesta de dinamización de líneas

2.1. Descripción

Para paliar los problemas que genera el efecto Ferranti a bajas cargas se propone una configuración distinta de las fases en las líneas de muy alta tensión dobles (con dos circuitos en la misma torre). De este modo se busca reducir la capacidad de las líneas para disminuir o anular las sobretensiones de dicho efecto.

La distribución debe ser variable para adaptarse a las necesidades de la red. Los dos modos serán: el «modo normal», para momentos en que no hay problemas de sobretensión y el «modo mínima capacidad/modo inductivo», para reducir la tensión fin de línea derivada del efecto Ferranti. El modo normal es equivalente al actual porque simplemente se cambia de posición B y B'.

Actualmente en estas líneas los tres conductores de cada circuito van separados, un circuito en un lado y otro en el otro tal y como se puede ver a continuación.

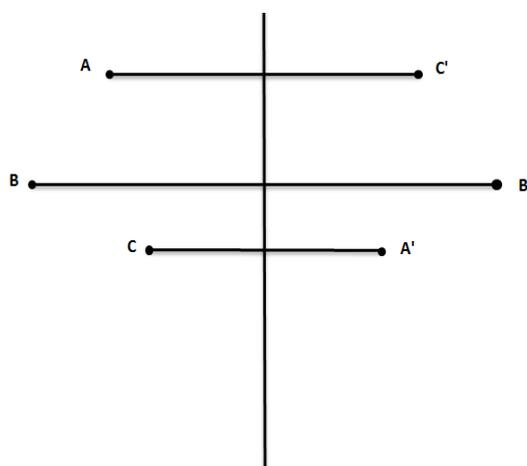


Ilustración 11. Posición de las fases en el sistema actual.
Fuente: elaboración propia.

En este trabajo se propone que ambas líneas vayan alternadas tal y como aparece en la imagen siguiente:

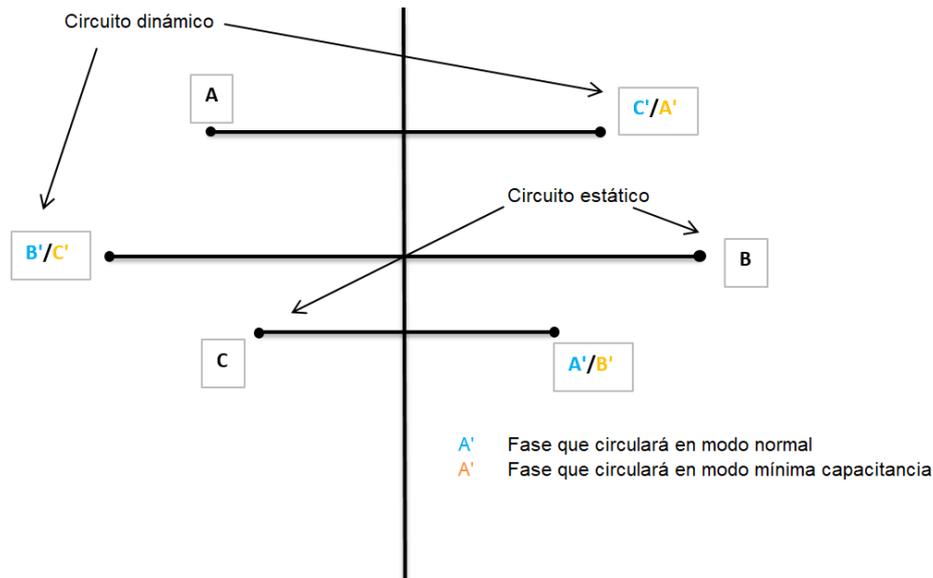


Ilustración 12. Posición de las fases de ambas líneas en el sistema propuesto.
Fuente: elaboración propia.

Uno de los dos circuitos será estático y el otro dinámico. Por los conductores del estático siempre circulará la misma fase, por los del dinámico circulará una u otra dependiendo del modo de funcionamiento. Este cambio se realizará en circuitos dinámicos mediante dos pantógrafos trifásicos en las subestaciones en que se conectarán al embarrado de una fase u otra.

El circuito dinámico se configura de forma que en el «modo normal», cuando la potencia que circule por la línea sea alta, sus fases iguales estén en conductores diametralmente opuestos. Mientras que en el «modo mínima capacidad», para potencias más bajas, las fases estén en conductores tan cercanos como sea posible a sus iguales y alejadas de las diferentes. Los puntos señalados en el dibujo de abajo coinciden en ambas torres e indican el circuito estático.

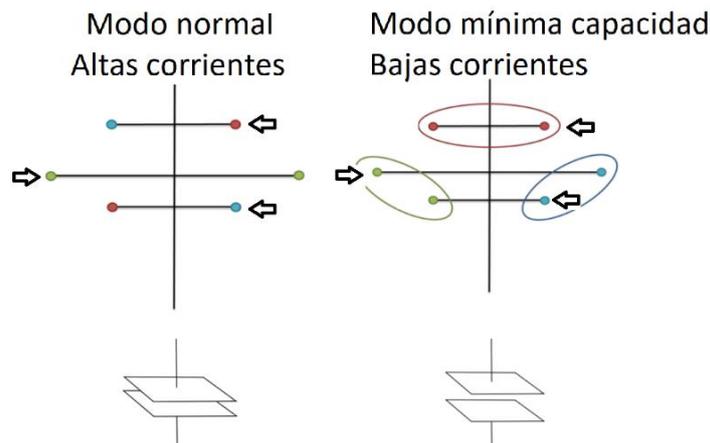


Ilustración 13. Representación de ambos modos de funcionamiento

Aclaración: A lo largo del trabajo los conductores del circuito estático estarán referidos como A, B y C sin más. Para el dinámico se añadirá el apóstrofo (') y se indicará primero la fase que circula en modo normal y a continuación la fase que circula en modo mínima capacidad (A'/B', B'/C' y C'/A').

2.2. Implementación

Para llevarlo a cabo es necesario hacer unas pequeñas modificaciones en las subestaciones donde empieza y termina la línea y si hay trasposición de fases a lo largo de la misma. En el circuito dinámico, para que por el mismo conductor puedan circular dos fases diferentes los conductores deberán tener dos seccionadores, preferiblemente de pantógrafo. Éstos se conectarán a una u otra fase del embarrado de la subestación dependiendo del modo de funcionamiento. Por tanto, los trabajos necesarios serán los siguientes:

1. Instalar dos seccionadores trifásicos más en el circuito dinámico, uno en la subestación del principio y otro en la del final. Irán colocados en las posiciones que se indica en las siguientes ilustraciones. Si hay subestaciones intercaladas también los necesitan.

2. Pequeña obra en las subestaciones para cruzar las fases B y B'/C' entre el pórtico de la subestación y la primera torre. De este modo los dos circuitos irán intercalados. En el punto 2.4 se exponen diversas opciones para hacerlo.

3. Modificar, donde se realice, la secuencia de transposición de fases como se detallará en el punto 2.50.

4. Instalar webcams que graben el cierre de los pantógrafos para poder verificar remotamente que han hecho buen contacto.

Se puede aplicar tanto en líneas que se separan (Ilustración 14) como en líneas redundantes (Ilustración 15). Los lados izquierdo y derecho de la torre aparecen representados en los siguientes esquemas en los tres conductores de arriba y en los tres de abajo.

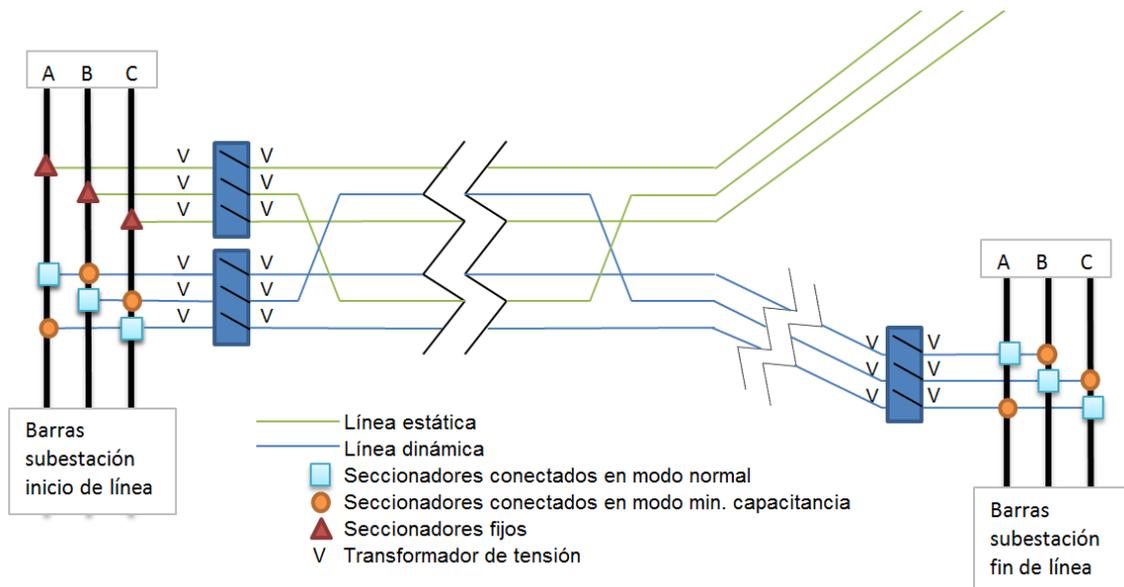


Ilustración 14. Esquema de aplicación en líneas que se separan.
Fuente: elaboración propia

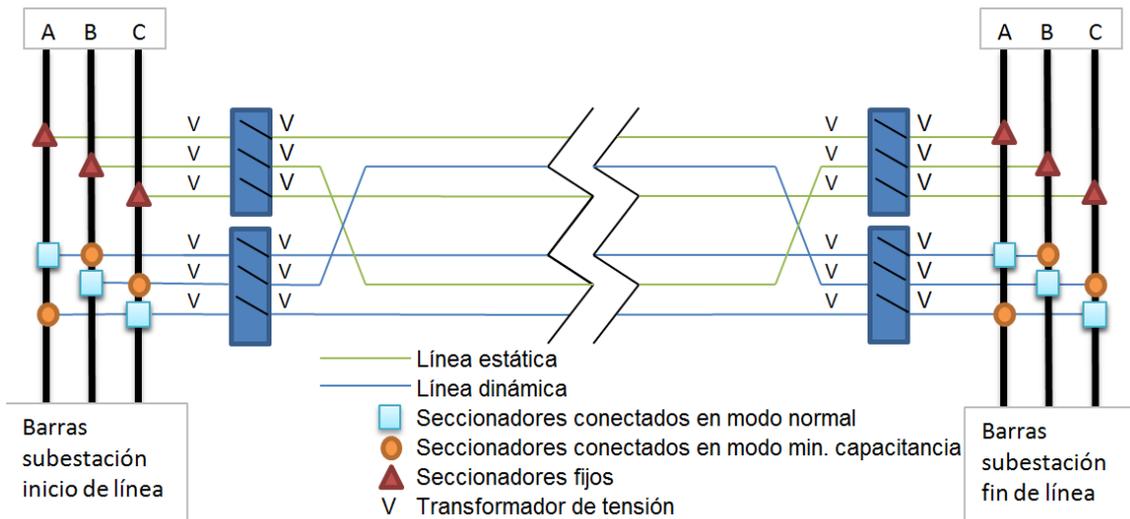


Ilustración 15. Esquema de aplicación en líneas redundantes.
Fuente: elaboración propia

Al modificar el modo de funcionamiento la línea dinámica permanece unos pocos segundos desconectada por lo que en las líneas que se separan es importante decidir cuál es preferible que sea la dinámica y cuál la estática. No conviene hacer la maniobra en dos sitios a la vez para no perder más mallado simultáneamente.

2.3. Método de operación

Para hacer el cambio de modo es necesaria una maniobra coordinada en las subestaciones inicial y final de la línea. Dicha maniobra debe ser ejecutada mediante una secuencia informática. En determinadas ocasiones los seccionadores de pantógrafo no hacen buen contacto al cerrarse, por eso el operador de red debe disponer de un operario encargado de verificar que han tenido un buen cierre y si procede ejecutar la maniobra. El responsable de la maniobra lo supervisará desde un despacho observando en directo las grabaciones de los pantógrafos ofrecidas por las webcams que se instalarán en las subestaciones. La grabación de las cámaras y las órdenes de mando circularán a través de la fibra óptica de los cables de tierra de la propia línea.

Cuando el operador del sistema eléctrico considere oportuno hacer el cambio de modo normal a mínima capacidad se ejecutará la siguiente secuencia:

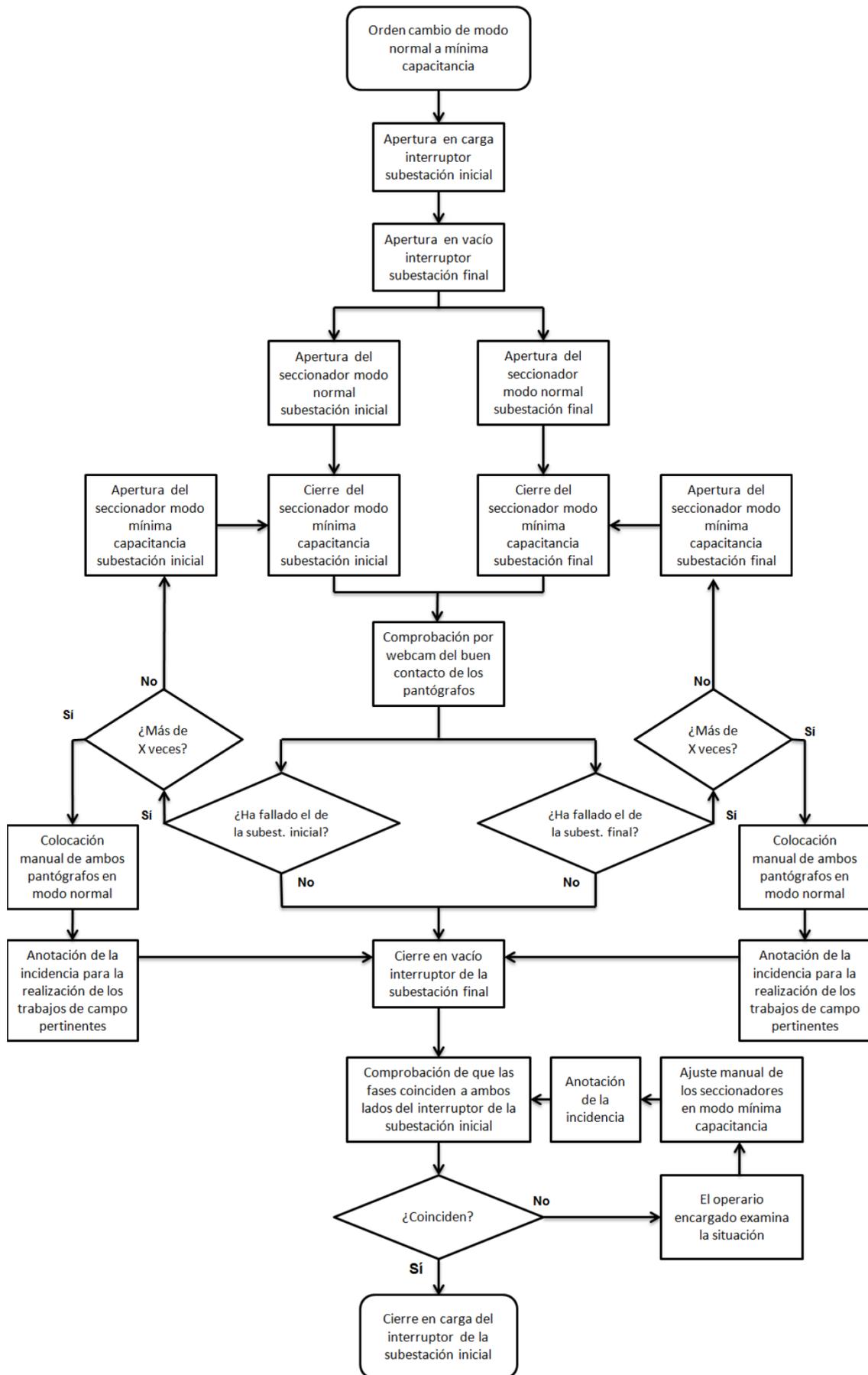


Ilustración 16. Secuencia del proceso cambio de modo normal a modo mínima capacidad. Fuente: elaboración propia.

Para cambiar de modo mínima capacidad a normal el proceso será idéntico salvo que se cerrarán y abrirán seccionadores opuestos. Se ha obviado repetir el esquema.

Se estima que el tiempo de una maniobra de cambio de modo que no dé problemas de contacto en los pantógrafos ronde los 30 segundos. El sistema informático no permitirá el paso al punto siguiente hasta no tener las realimentaciones que confirmen que el punto anterior se ha cumplido por completo.

2.4. Cruce de fases en las salidas de las subestaciones

Para poder alternar las fases hay que hacer un cruce de conductores entre el pórtico de salida de la subestación y la primera torre, así como en los puntos en que las líneas se separan.

En las siguientes ilustraciones se proponen seis métodos para hacer el cruce de fases, en cada caso se optará por el más oportuno. Deben ir acompañados del control de las flechas para salvar las distancias de seguridad.

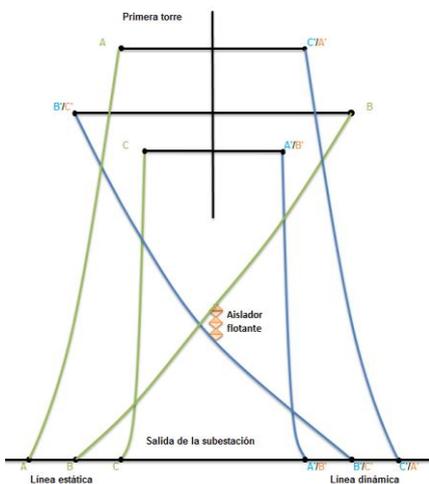


Ilustración 17. Opción 1: aislador en suspensión.

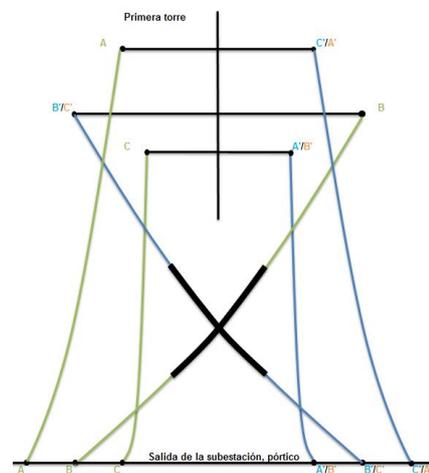


Ilustración 18. Opción 2: dos tramos aislados.

En la segunda opción hay que enganchar ambos aislantes en la intersección para evitar deslizamientos.

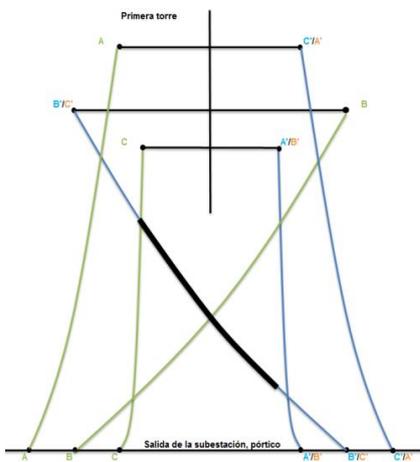


Ilustración 19. Opción 3: un tramo aislado suspendido.

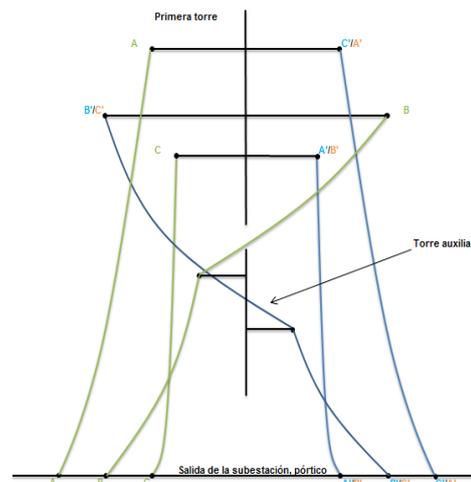


Ilustración 20. Opción 4: torre auxiliar.

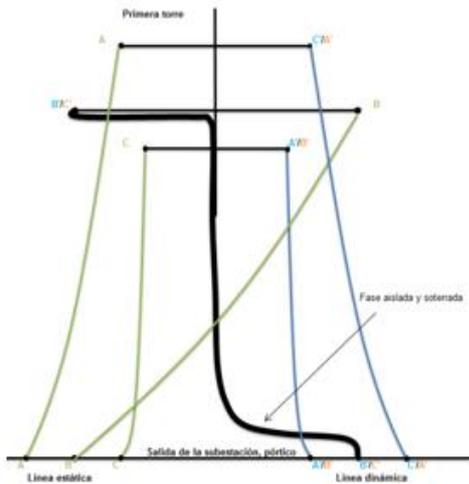


Ilustración 21. Opción 5: un conductor soterrado.

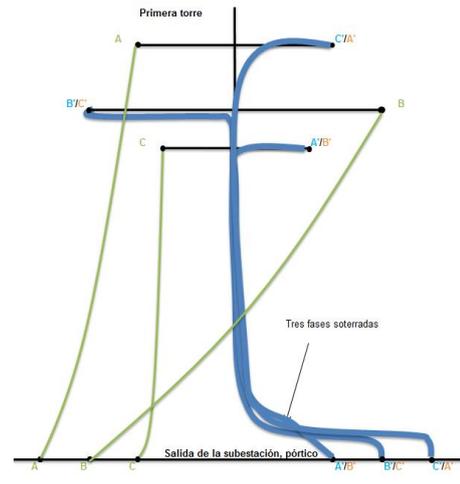


Ilustración 22. Opción 6: una línea soterrada.

2.5. Nueva transposición de fases

La transposición se realiza en las líneas largas para igualar los parámetros en todas las fases y evitar desequilibrios. Se divide la línea en tres tramos iguales y en cada tercio las tres fases del circuito cambian de posición.

En el sistema actual cada lado de la torre gira por separado.

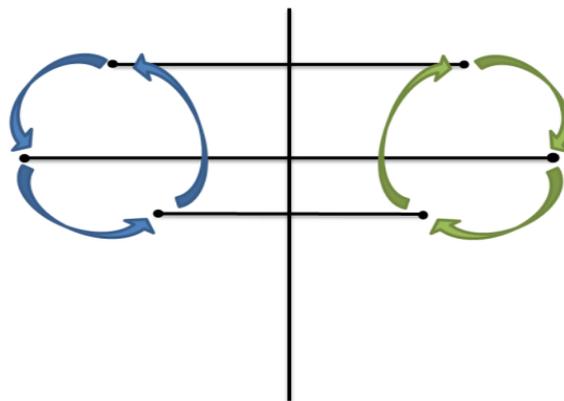


Ilustración 23. Trasposición de fases en el sistema actual.
Fuente: elaboración propia.

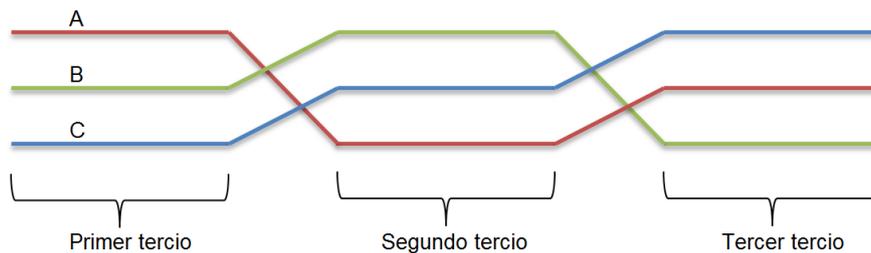


Ilustración 24. Tramos de transposición de fases.
Fuente: elaboración propia.

La secuencia de la transposición de fases, en aquellas líneas en las que se hiciera, también deberá modificarse. Ambos circuitos deben girar en el mismo sentido tal y como aparece en la figura:

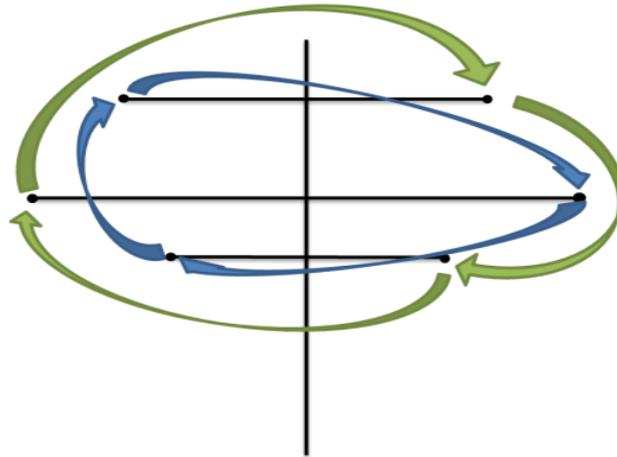


Ilustración 25. Trasposición de fases con el sistema propuesto.
Fuente: elaboración propia.

Los circuitos estático y dinámico giran cada uno por sus posiciones.

El resultado por tanto quedaría así:

- Modo mínima capacidad:

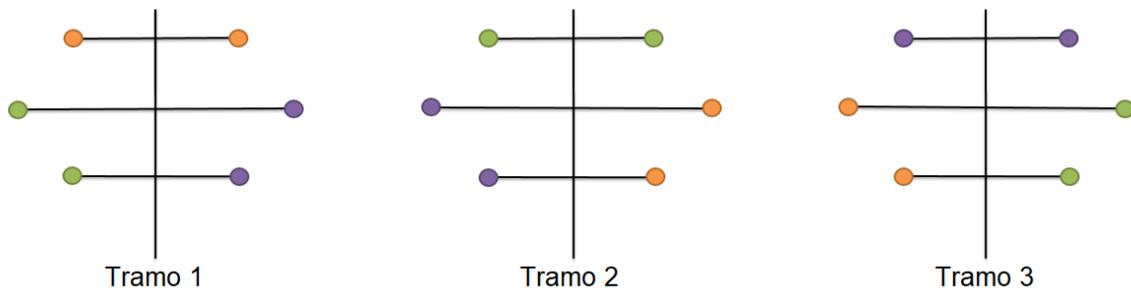


Ilustración 26. Posición de las tres fases en las transposiciones en modo mínima capacidad.

- Modo normal:

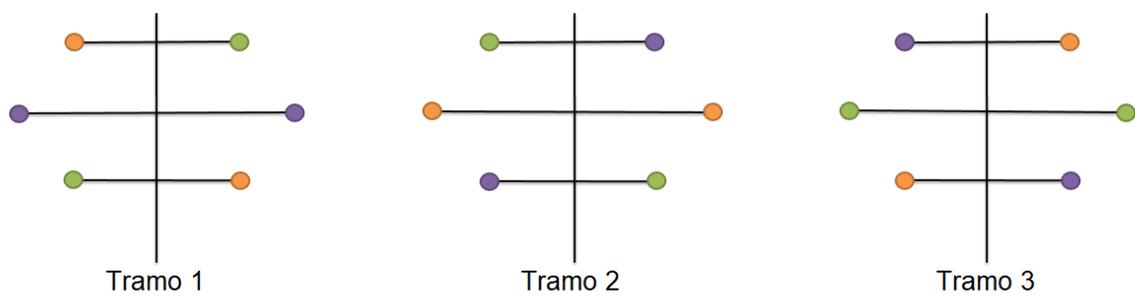


Ilustración 27. Posición de las tres fases en las transposiciones en modo normal.

2.6. Opción de duplicado de seccionadores

Las subestaciones suelen tener los embarrados duplicados y las líneas pueden conectarse indistintamente a uno u otro o a ambos. Se ha de tener en cuenta que los seccionadores son con diferencia el componente más caro de la modificación de la instalación por tanto hay que decidir si compensa o no ponerlos en los dos embarrados o solo en uno.

En la Ilustración 28 se observa cómo los pantógrafos de mínima capacidad están en los dos grupos de barras, mientras en la Ilustración 29 solo en uno de ellos. El primer sistema tiene la ventaja de que en él se podría realizar la maniobra aunque uno de los dos embarrados estuviera fuera de servicio. Por el contrario, el segundo sistema permite el cambio siempre que los embarrados en cuestión de ambas subestaciones estén en activo.

Según los presupuestos que se detallarán más adelante no duplicar pantógrafos supone un ahorro aproximado del 43% en los costes de implantación.

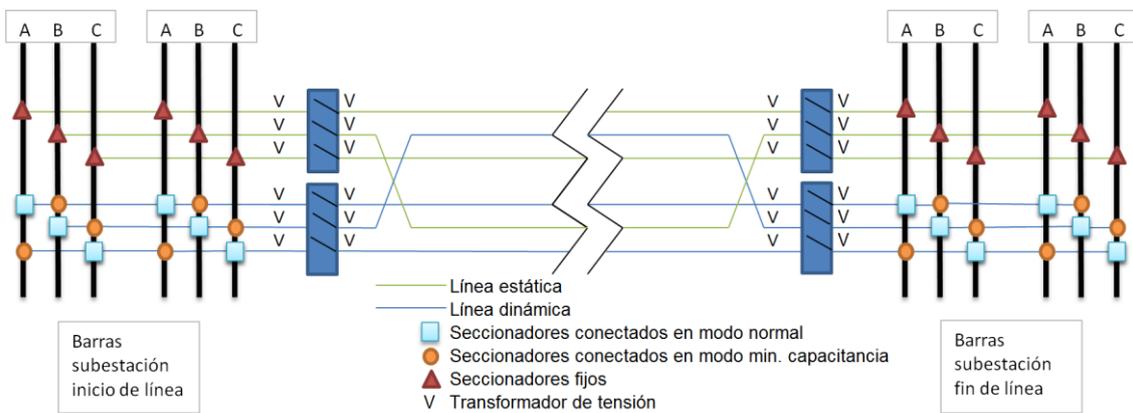


Ilustración 28. Pantógrafos de mínima capacidad duplicados.
Fuente: elaboración propia.

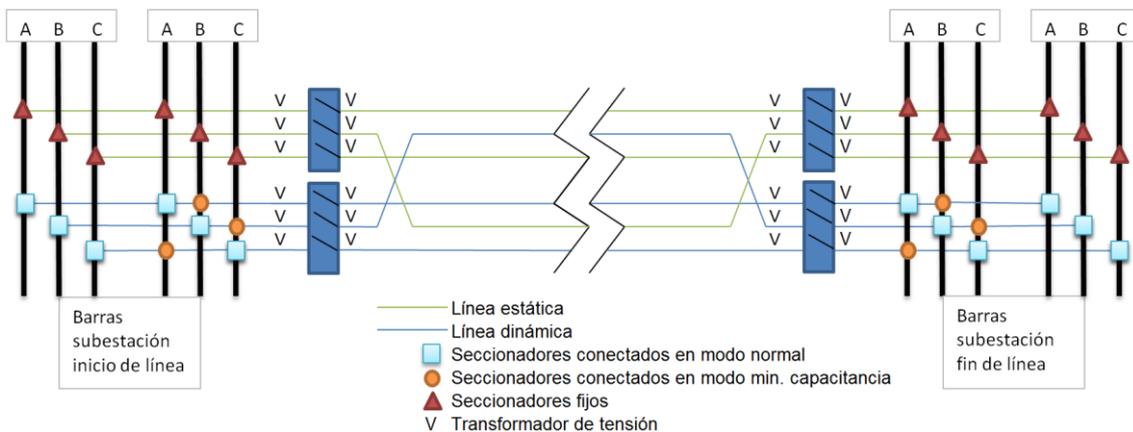


Ilustración 29. Pantógrafos de mínima capacidad solo en un embarrado.
Fuente: elaboración propia.

2.7. Maniobras en subestaciones intercaladas de interruptor y medio

En las líneas que tengan estas subestaciones (ver Ilustración 30) será necesario instalar otros dos pantógrafos trifásicos por cada subestación. Si se considera conveniente se puede mantener un modo de funcionamiento diferente en cada tramo siempre que el interruptor central del circuito dinámico esté abierto, cosa que no quita mallado en absoluto ya que los dos embarrados siguen conectados. En este caso la maniobra se puede hacer de dos formas diferentes:

2.1.1. Todo a la vez

Desconectar el circuito dinámico de la subestación intermedia abriendo los dos interruptores laterales. Seguidamente hacer el cambio de modo entre las subestaciones inicial y final, mientras tanto cambiar también la posición de los pantógrafos de la intercalada. Finalmente volver a cerrar los dos interruptores.

2.1.2. Por tramos

Abrir el interruptor central del circuito dinámico, hacer el cambio de modo primero en un tramo, después en el otro y volver a cerrarlo. De este modo no se pierde tanto mallado simultáneamente y es más escalonado, por lo que a priori es más recomendable. En el apartado 7 se explicará en qué tramo conviene hacer el cambio de modo primero.

Si una subestación intercalada tuviera un embarrado fuera de servicio el cambio de modo en los tramos anterior y posterior debería hacerse todo a la vez.

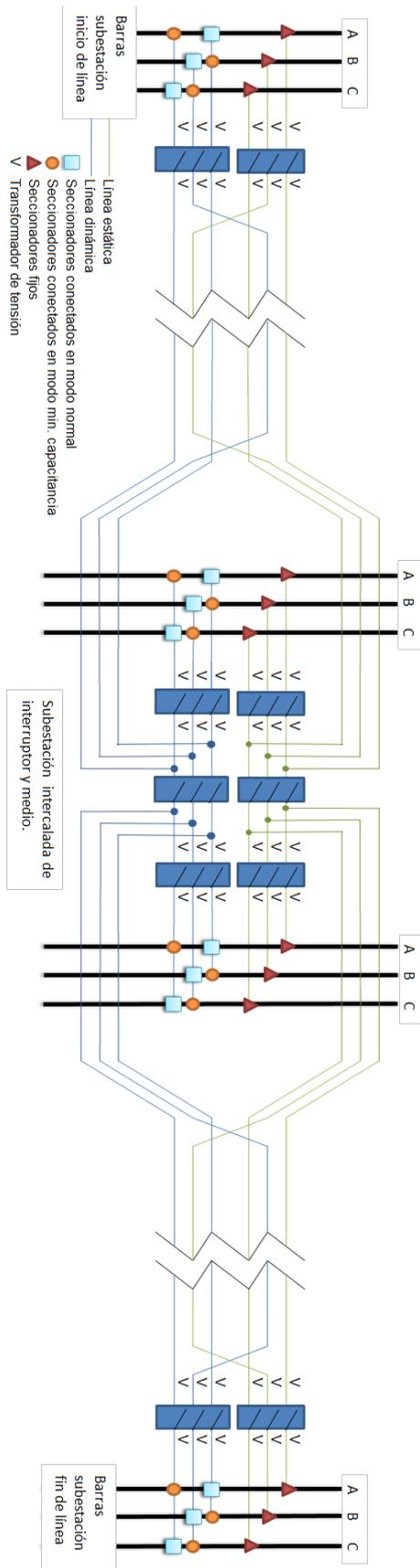


Ilustración 30. Subestación intercalada.
Fuente: elaboración propia

3. Cálculos eléctricos

Se ha tomado un apoyo tipo de Red Eléctrica Española, ver el esquema de apoyo tipo en el punto 13.1, Esquema apoyo tipo en el anexo. La línea estudiada es dúplex, el diámetro considerado de los cables es de 30,4mm y están separados a una distancia de 40cm. Son medidas normales en líneas MAT. Estas serán las utilizadas como referencia a lo largo de todo el documento.

A lo largo de este apartado se expondrán qué cálculos eléctricos se han realizado y cómo se han hecho. Todos los cálculos se realizarán para la línea en modo normal (o actual) y en modo mínima capacidad y seguidamente se compararán.

En el apartado 3.1 se expondrá cómo se han obtenido los parámetros eléctricos de la línea por unidad de longitud: resistencia (R), inductancia (L) y capacidad (C). Todo se obtendrá en ambos modos de funcionamiento. A continuación, partir de ellos se calcularán impedancias de serie y admitancias de línea: \bar{Z} e \bar{Y} . El punto se cierra con las constantes de propagación e impedancia característica necesarias para el cálculo de los parámetros distribuidos: β y Z_c .

En el 3.2 se establecerá arbitrariamente un punto base a partir del cual se realizarán el resto de cálculos. Se considera una línea de 250km, que al final tiene un consumo de 250MW con un factor de potencia de 0,94. La tensión en el inicio de la línea se considerará siempre la nominal, 400kV. En este apartado se calculará en dicho punto base: la tensión final, las pérdidas por conducción y la energía reactiva generada por la propia línea.

En el punto 3.3 se realizarán tres estudios de aplicación. En ellos se analizará el efecto del cambio de un modo al otro en función de: la longitud de la línea en el primer caso, en el segundo en función de la potencia consumida y en el tercero del factor de potencia. El valor analizado se moverá entre un valor mínimo y uno máximo y los otros dos se mantendrán constantes en el punto base. En cada uno de ellos se analizará la evolución de la tensión final, de las pérdidas y de la generación de reactiva.

3.1. Cálculo de los parámetros de la línea

3.1.1. Introducción

En este punto se va exponer el procedimiento de cálculo usado para obtener la inductancia y la capacidad de la línea en ambos modos de funcionamiento, así como la resistencia. A continuación, se calcularán las impedancias y admitancias distribuidas de la línea.

Aunque en este punto aparece el programa Wolfram Mathematica 8.0 se ha usado con resultados idénticos Excel por comodidad y agilidad para dibujar gráficas. Para la realización de cálculos se ha despreciado el efecto suelo, las fugas por aisladores y el efecto corona².

² Efecto corona: pérdidas debidas a la ionización del aire alrededor de los conductores que aparece a tensiones muy elevadas.

3.1.2. Radio equivalente

Como los circuitos de la línea tienen más de un conductor por fase es necesario calcular el radio equivalente³. Al ser dúplex la fórmula es la siguiente:

$$r_{eq} = \sqrt{S \cdot r}$$

- r: radio real de los conductores= 15,2mm
- S: separación entre conductores de una misma fase =40cm (véase la siguiente ilustración)

Sustituyendo los valores anteriores se obtiene:

$$r_{eq} = 0,0780m$$

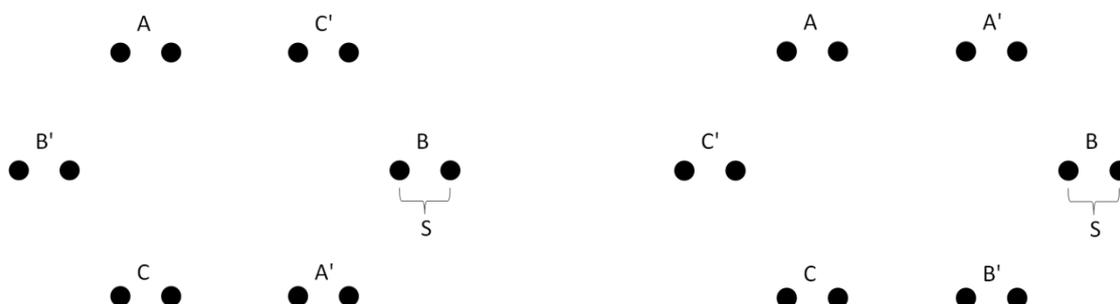


Ilustración 31. Esquema de la posición de los conductores antes de la primera trasposición.
Izquierda: modo normal. Derecha: modo mínima capacidad.

Fuente: elaboración propia

3.1.3. Cálculo de la resistencia

Se toma la resistencia que aparece en la tabla de cables (punto 13.5) y en este caso se divide entre dos porque la línea es dúplex. Con lo cual:

$$R = \frac{0,0597}{2} = 0,02985\Omega/km$$

3.1.4. Cálculo de la inductancia en modo normal

Como se ha explicado antes, el modo normal es equivalente al sistema actual, simplemente se cambian de posición B y B'.

Se utiliza la fórmula de cálculo de la inductancia en líneas dobles.

$$L_{normal} = \frac{\mu_0}{12\pi} \left(\frac{3}{2} + \ln \frac{AB'^2 B'C^2 AB^2 AC^2 A'B'^2 AC' A'C}{r_{eq}^6 AA'^4 BB'^2} \right) H/m$$

- μ_0 = Permeabilidad magnética del vacío= $4 \pi \cdot 10^{-7} H/m$
- AB'= Distancia entre fases A y B', el resto ídem. Véase el punto 13.1.en donde aparece el esquema del apoyo tipo.

³ Radio equivalente: radio utilizado en líneas múltiplex para los cálculos de inductancias y capacidades. Es el radio que un hipotético conductor único por fase debería tener para que compartiera dichos parámetros con el haz de conductores de fase existente.

Sustituyendo los valores anteriores se obtiene:

$$L_{normal} = 9,835 \cdot 10^{-7} H/m$$

O lo que es lo mismo:

$$L_{normal} = 9,835 \cdot 10^{-4} H/km$$

3.1.5. Cálculo de la capacidad en modo normal

$$C_{normal} = \frac{12 \pi \epsilon_r \epsilon_0}{\ln \frac{AB'^2 CB'^2 AB^2 AC^2 A'B'^2 AC'CA'}{r_{eq}^6 AA'^4 BB'^2}} F/m$$

- ϵ_0 = Permitividad eléctrica del vacío: $8,854 \cdot 10^{-12} F/m$
- ϵ_r =Permitividad relativa del aire: 1,00059

Sustituyendo los valores anteriores se obtiene:

$$C_{normal} = 1,1926 \cdot 10^{-11} F/m$$

Expresado en kilómetros:

$$C_{normal} = 1,1926 \cdot 10^{-8} F/km$$

3.1.6. Cálculo de la inductancia en modo inductivo

El modo inductivo tiene la peculiaridad de que a pesar de la transposición de fases sigue siendo ligeramente desequilibrado. Obsérvese como el punto naranja señalado con la flecha está más cerca de los puntos verdes que de los morados en todos los tramos. Cuando las líneas son redundantes, como en la Ilustración 15, no hay ningún problema puesto que los desequilibrios de las dos fases se compensan. Obsérvese que el punto naranja que no tiene flecha está más cerca de los morados que de los verdes. Sin embargo, en las líneas dobles que llegan a una torre y se separan, como la de la Ilustración 14 permanece un pequeño desequilibrio.

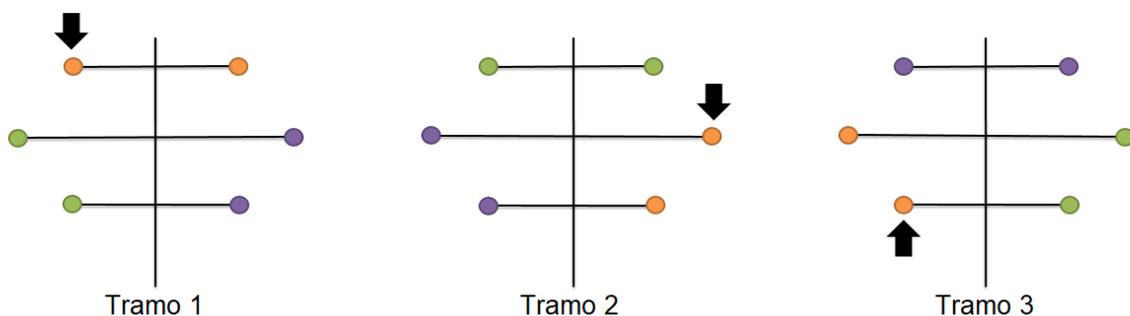


Ilustración 32. Muestra de los desequilibrios en las tres posiciones de la trasposición.

Fuente: elaboración propia

Este desequilibrio se refleja en la aparición de valores a y a^2 en los cálculos de inductancia y capacidad en modo inductivo.

$$L_{\text{mín.cap.}} = \frac{\mu_0}{6\pi} \left(\frac{3}{4} + \ln \frac{AC \cdot BC \cdot AB}{r_{eq}^3 \cdot BB'^2 \cdot AA'} + a \cdot \ln \frac{1}{BC' \cdot AB'^2} + a^2 \cdot \ln \frac{1}{CB' \cdot AC'^2} \right) H/m$$

- Siendo $a = -\frac{1}{2} + \frac{\sqrt{3}}{2}j$ (1_{120°)
- Y por tanto $a^2 = -\frac{1}{2} - \frac{\sqrt{3}}{2}j$ (1_{240°)

Sustituyendo los valores en la fórmula anterior se obtiene:

$$L_{\text{mín.cap.}} = 1,191 \cdot 10^{-6} + 1,1978 \cdot 10^{-7}i \text{ (H/m)}$$

La inductancia de la otra fase es el conjugado de ésta ya que los términos a y a^2 se intercambian. Por tanto, se puede eliminar la parte imaginaria por simetría como se ha explicado anteriormente. Queda, ya expresado en H/km:

$$L_{\text{mín.cap.}} = 1,191 \cdot 10^{-3} H/km$$

3.1.7. Cálculo de la capacidad en modo inductivo

$$C_{\text{mín.cap.}} = \frac{6\pi\epsilon\epsilon_0}{\ln \frac{AC \cdot BC \cdot AB}{r^3 \cdot BB'^2 \cdot AA'} + a \cdot \ln \frac{1}{BC' \cdot AB'^2} + a^2 \cdot \ln \frac{1}{CB' \cdot AC'^2}} F/m$$

Sustituyendo en la fórmula, eliminando la parte imaginaria y expresándolo en F/km se obtiene:

$$C_{\text{mín.cap.}} = 9,651 \cdot 10^{-9} F/km$$

3.1.8. Tabla de datos de inductancias y capacidades

	Modo normal/ sistema actual	Modo inductivo	Variación relativa en modo inductivo
Inductancia (H/km)	$9,835 \cdot 10^{-4}$	$1,191 \cdot 10^{-3}$	+21,09%
Capacidad (F/km)	$1,1926 \cdot 10^{-8}$	$9,651 \cdot 10^{-9}$	-19,08%

Tabla 3. Fuente: elaboración propia

El modo inductivo consigue reducir la capacidad un 19% en este caso.

3.1.9. Cálculo de impedancias y admitancias

A partir de los valores del punto anterior se calcula la impedancia de línea \bar{Z} y la admitancia paralela \bar{Y} . Se usan valores por metro, no se multiplica por la longitud:

$$\bar{Z} = R + Xj \quad \bar{Y} = 2\pi f Cj$$

- $X = 2\pi f L$

Si se opera se obtiene:

- Modo normal:
 - $\bar{Z} = 2,985 \cdot 10^{-5} + 3,090 \cdot 10^{-4}j \Omega/m$
 - $\bar{Y} = 3,747 \cdot 10^{-9}j S/m$
- Modo inductivo
 - $\bar{Z} = 2,985 \cdot 10^{-5} + 3,742 \cdot 10^{-4}j \Omega/m$

$$\circ \bar{Y} = 3,032 \cdot 10^{-9} j \text{ S/m}$$

3.1.10. Constante de propagación e impedancia característica

Para calcular la tensión fin de línea y las corrientes inicial y final se usará el método de parámetros distribuidos. Éste es exacto a diferencia de los modelos en pi y en T. Con los valores del punto anterior se obtienen la constante de propagación de la línea ($\bar{\beta}$) y la impedancia característica de la línea (\bar{Z}_c).

$$\bar{\beta} = \sqrt{\bar{Z} \cdot \bar{Y}} \quad \text{y} \quad \bar{Z}_c = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}}$$

- Modo normal:
 - $\bar{\beta} = 5,191 \cdot 10^{-8} + 1,077 \cdot 10^{-6} j \text{ m}^{-1}$
 - $\bar{Z}_c = 287,51 - 13,85 j \Omega$
- Modo inductivo:
 - $\bar{\beta} = 4,245 \cdot 10^{-8} + 1,066 \cdot 10^{-6} j \text{ m}^{-1}$
 - $\bar{Z}_c = 351,57 - 14,001 j \Omega$

3.2. Cálculos eléctricos en el punto base

Se establecerá un punto base de longitud, potencia transportada y factor de potencia; la longitud establecida es de 250km, la potencia transportada 250MW y el factor de potencia 0,94. Seguidamente, mediante el método de parámetros distribuidos se obtendrán en ambos modos y se compararán los siguientes parámetros: tensiones y corrientes al final de la línea, la corriente inicial, las pérdidas de conducción y la energía reactiva generada por el tendido eléctrico.

Se calcula $\bar{\theta}$ como:

$$\bar{\theta} = \bar{\beta} \cdot L$$

Tomando los 250km:

- Modo normal:
 - $\bar{\theta} = 1,298 \cdot 10^{-2} + 0,269 j$
- Modo inductivo
 - $\bar{\theta} = 1,061 \cdot 10^{-2} + 0,266 j$

Con eso se obtiene:

- $\bar{A} = \cosh \bar{\theta}$
- $\bar{B} = \bar{Z}_c \sinh \bar{\theta}$
- $\bar{C} = \frac{\sinh \bar{\theta}}{\bar{Z}_c}$
- $\bar{D} = \bar{A}$

Se calculan para ambos modos:

- Modo normal:
 - $\bar{A} = 0,9640 + 3,453 \cdot 10^{-3} j$
 - $\bar{B} = 7,293 + 76,326 j$
 - $\bar{C} = -1,083 \cdot 10^{-6} + 9,254 \cdot 10^{-4} j$
 - $\bar{A} = 0,9640 + 3,453 \cdot 10^{-3} j$
- Modo inductivo

- $\bar{A} = 0,9648 + 2,795 \cdot 10^{-3}j$
- $\bar{B} = 7,287 + 92,446j$
- $\bar{C} = -7,095 \cdot 10^{-7} + 7,491 \cdot 10^{-4}j$
- $\bar{D} = 0,9648 + 2,795 \cdot 10^{-3}j$

3.2.1. Cálculo de tensión y corriente finales y corriente inicial

Se aplica la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_i \\ \bar{I}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_f \\ \bar{I}_f \end{bmatrix}$$

Donde:

- \bar{V}_i e \bar{I}_i son respectivamente las tensiones DE FASE e intensidades al inicio de la línea.
- \bar{V}_f e \bar{I}_f son por su parte las tensiones e intensidades al final.

Interprétese que la subestación inicial es la suministradora y la final la consumidora. La tensión inicial es conocida y los otros tres valores son incógnitas. La matriz anterior proporciona dos ecuaciones y la tercera se obtiene relacionando la tensión y la corriente finales con fórmulas elementales a partir del punto base. Se toman valores base de $P = 250\text{MW}$ y $\cos\varphi = 0,94$ y a partir de eso obtiene el valor de potencia aparente en ejes cartesianos con la siguiente fórmula: $S = P + P \cdot tg(\varphi)i$. No hay que olvidar que los 250MW se reparten a partes iguales entre ambos circuitos. También se tienen en consideración las fórmulas de cálculo de la tensión de fase a partir de la de línea y la potencia aparente a partir de la tensión y la corriente finales.

$$V_{f\text{ase}} = V_L / \sqrt{3} \quad \bar{S} = 3\bar{V}_{f\text{ase final}} \times \bar{I}_{f\text{inal}}^*$$

Los valores de \bar{V}_f , \bar{I}_i e \bar{I}_f se han obtenido numéricamente con el programa Wolfram Mathematica 8.0, la Ilustración 53 en el anexo.

Como se puede observar se han obtenido los siguientes valores:

- Modo normal
 - Tensión final fase: 232,19+14,10j kV (232,61kV; $\delta=3,48^\circ$)
 - Tensión de línea: 402,90kV
 - Intensidad inicial: 181,63+142,45j A (230,83A; $\phi=38,11^\circ$)
- Modo mínima capacidad
 - Tensión inicial fase: 230,49+16,84j kV (231,11kV; $\delta=4,18^\circ$)
 - Tensión de línea: 400,29kV
 - Intensidad inicial: 181,55+97,51j A (206,08; $\phi=28,24^\circ$)

Si se comparan las tensiones de línea en ambos modos se comprueba como en este caso se ha reducido en 2,61kV y casi se ha eliminado el efecto Ferranti. También se ha reducido la intensidad inicial con lo cual las pérdidas serán menores.

3.2.2. Cálculo de las pérdidas

Para calcular las pérdidas se ha usado la fórmula del balance de potencia:

$$P_{p\acute{e}rdidas} = 2 \cdot re(3 \cdot \bar{V}_0 \times \bar{I}_0^*) - P_f$$

Con eso se obtienen las siguientes pérdidas:

- Modo normal: 1,668MW
- Modo mínima capacidad: 1,560MW

Por tanto, en este caso se obtiene un ahorro de 108kW.

3.2.3. Cálculo de la energía reactiva

Para calcular la energía reactiva generada por la línea, del mismo modo que antes, se ha calculado la potencia reactiva al inicio (Q_i) y se le ha restado la de la carga (Q_f) teniendo presente el criterio de signos.

$$Q_f = P_f \cdot \tan(\varphi) = 94,737MVA_r$$

$$Q_i = 2 \cdot im(3 \cdot \bar{V}_0 \times \bar{I}_0^*)$$

- $Q_i(\text{modo normal}) = -197,39MVA_r$ $Q_{L\acute{i}nea}(\text{norm.}) = -292,22MVA_r$
- $Q_i(\text{modo mín. cap.}) = -135,12MVA_r$ $Q_{L\acute{i}nea}(\text{mín. cap.}) = -229,85MVA_r$

De lo anterior se deduce que la reducción de energía reactiva no generada por hacer el cambio de modo es, en este caso, de 62,27MVA_r.

PUNTO BASE	Tensión fin de línea (kV)	Pérdidas (kW)	Reactiva generada (MVA_r)
<i>Modo normal</i>	402,90	1668	292,22
<i>Modo mín. cap.</i>	400,29	1560	229,85
<i>Diferencia</i>	2,61	108	62,27

Tabla 4. Parámetros eléctricos en el punto base.

3.3. Estudios de aplicación

3.3.1. Introducción

Una vez obtenidos los parámetros eléctricos de la línea y los valores de tensión final, pérdidas y energía reactiva en el punto base se realizarán diversos estudios alrededor de este punto. Se elaborará un análisis unidimensional para cada uno de los siguientes parámetros. En cada estudio el valor examinado se moverá dentro de un rango mientras que los otros dos permanecerán en el punto base.

Estudio	Análisis	Longitud (km)	P final (MW)	Factor de potencia	Véase
Longitud de la línea	Tensión final	Entre 0 y 350	250 (base)	0,94 ind. (base)	Ap. 3.3.2
	Pérdidas				
	Reactiva				
Potencia consumida	Tensión final	250 (base)	Entre 0 y 400	0,94 ind. (base)	Ap. 3.3.3
	Pérdidas				
	Reactiva				
Cos(φ) en la carga	Tensión final	250 (base)	250 (base)	Entre 1 y 0,85 ind.	Ap. 3.3.4
	Pérdidas				
	Reactiva				

Tabla 5. Análisis realizados. Fuente: elaboración propia.

Es cierto que 250km es una longitud muy larga para una línea, pero recordemos que ésta no tiene subestaciones intercaladas y el sistema eléctrico es una malla con lo que se puede considerar que el efecto de enlazar líneas será similar. Además, cuando se habla de longitud de la línea se entiende que es la longitud de los cables, la cual es algo mayor que la de línea estrictamente dicha debido a la flecha entre postes.

Los tres parámetros a examinar en cada uno de los tres estudios son:

- Tensión final
- Pérdidas por conducción
- Energía reactiva generada por la línea

Cada parámetro examinado de cada estudio tiene dos gráficas, la primera compara el resultado en ambos modos de funcionamiento y la segunda muestra la diferencia entre ellos. En los anexos 13.11, 13.12 y 13.13 se pueden encontrar las tablas de datos utilizadas para la realización de dichas gráficas.

Más adelante, en el punto 0 se analizará la combinación de la dinamización de líneas con la conexión de inductancias y el arranque de centrales.

3.3.2. Estudio del efecto en función de la longitud de la línea.

En este análisis tomamos los valores de $P=250\text{MW}$; $f_{dp}=0,94$ y $l=0-350\text{km}$. Se han tomado valores de 25 en 25 km. Véanse los datos en la Tabla 23 página 110.

3.3.2.1. Evolución de la tensión final

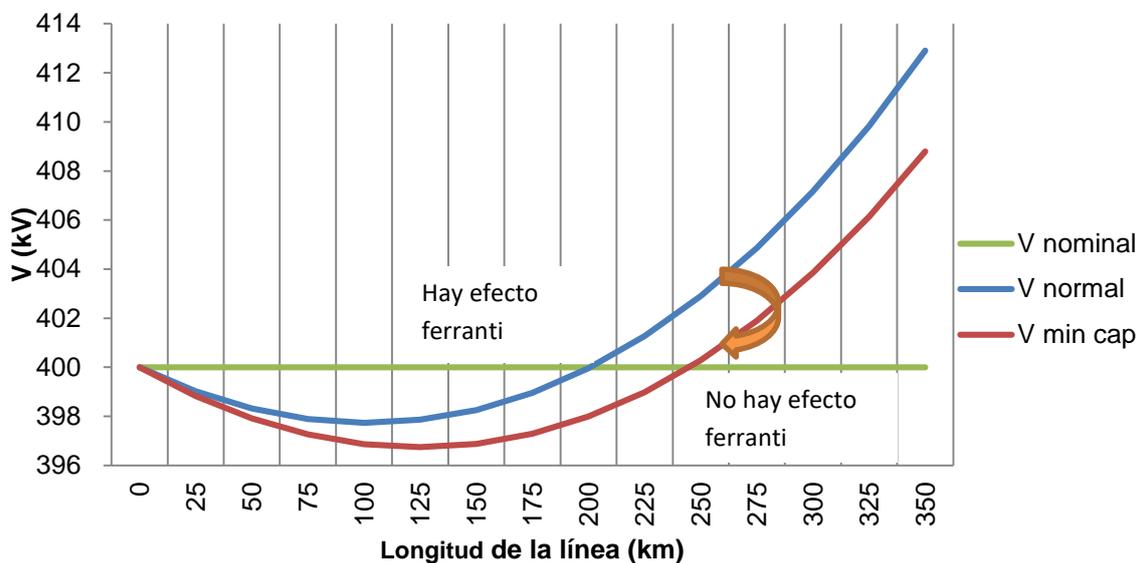


Gráfico 13. Tensión final respecto longitud.

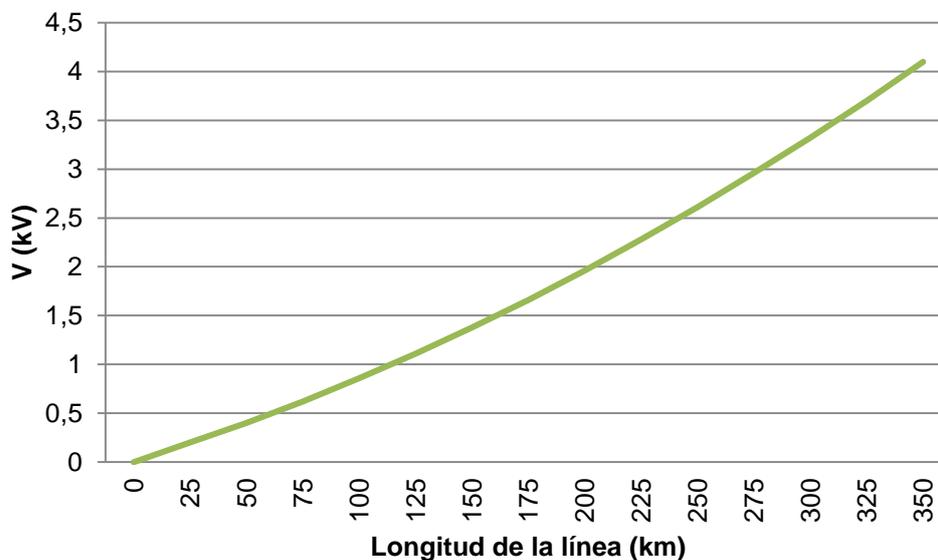


Gráfico 14. Diferencia de tensiones cambio de modo respecto longitud.

En estas gráficas se observa la evolución de la tensión inicial necesaria para que en la subestación fin de línea haya 400kV. Se comprueba como al poner el modo mínima capacidad el voltaje inicial sube para todas las longitudes. Entre los 240 y los 285km aproximadamente se elimina el efecto y a partir de este valor no se consigue eliminar pero se reduce sustancialmente. Se comprueba que el aumento de la tensión es aproximadamente proporcional a la longitud.

3.3.2.2. Evolución de las pérdidas

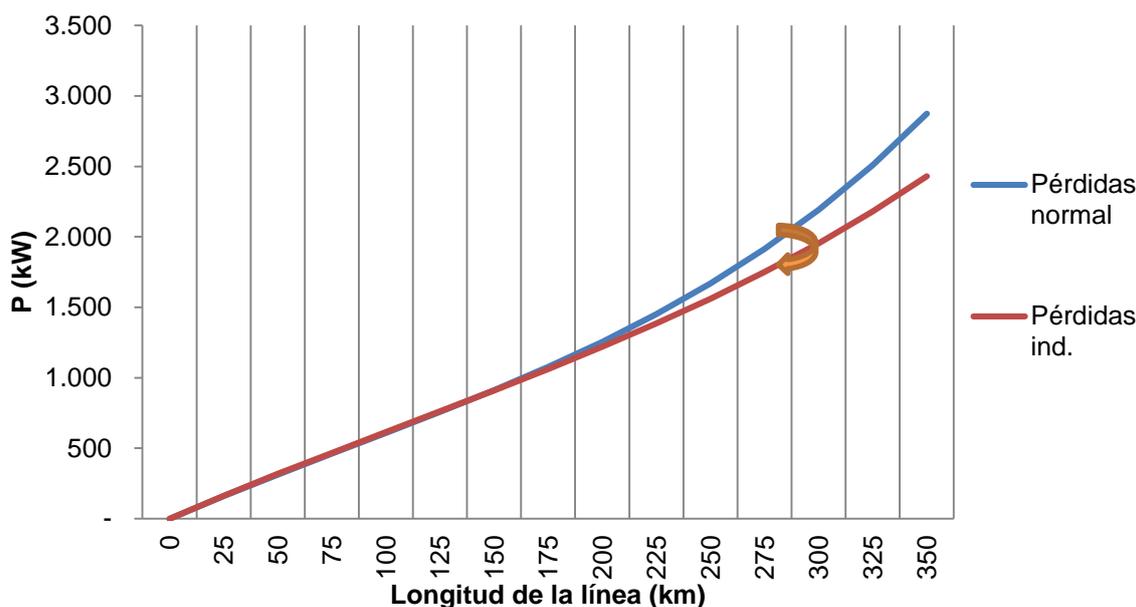


Gráfico 15. Pérdidas en línea respecto longitud.

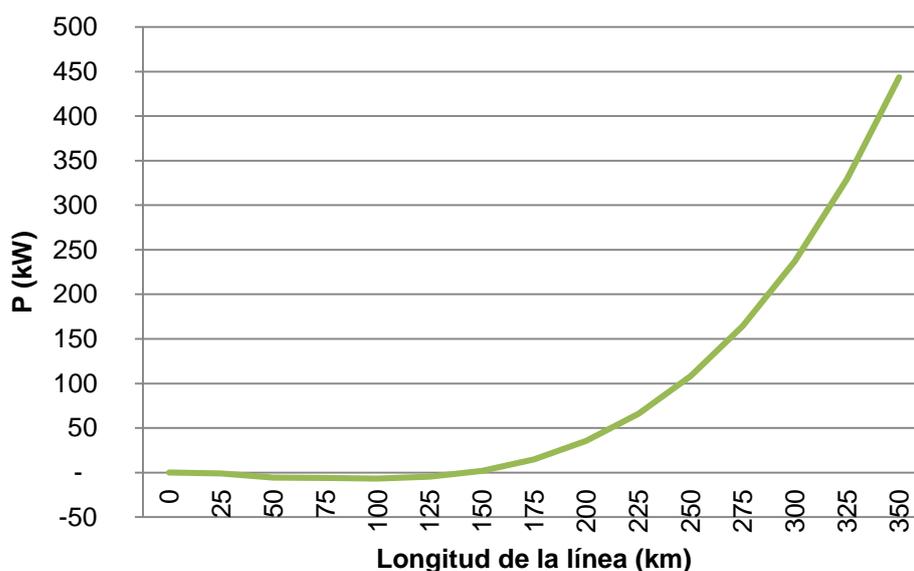


Gráfico 16. Diferencia de pérdidas respecto longitud.

De las gráficas anteriores se extrae que en las condiciones iniciales hasta alrededor de los 175km de longitud no hay variaciones de potencia significativas, si bien las pérdidas son ligeramente mayores en modo inductivo. A partir de ahí haciendo el cambio de modo se consiguen ahorros energéticos significativos que crecen exponencialmente con la longitud.

3.3.2.3. Evolución de la generación de reactiva

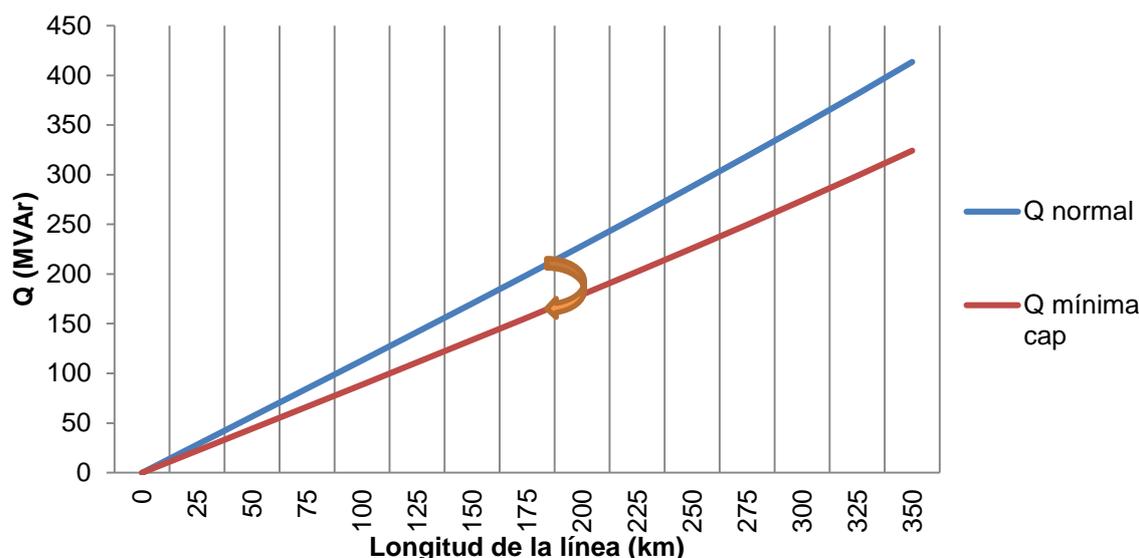


Gráfico 17. Energía reactiva generada por la línea respecto longitud.

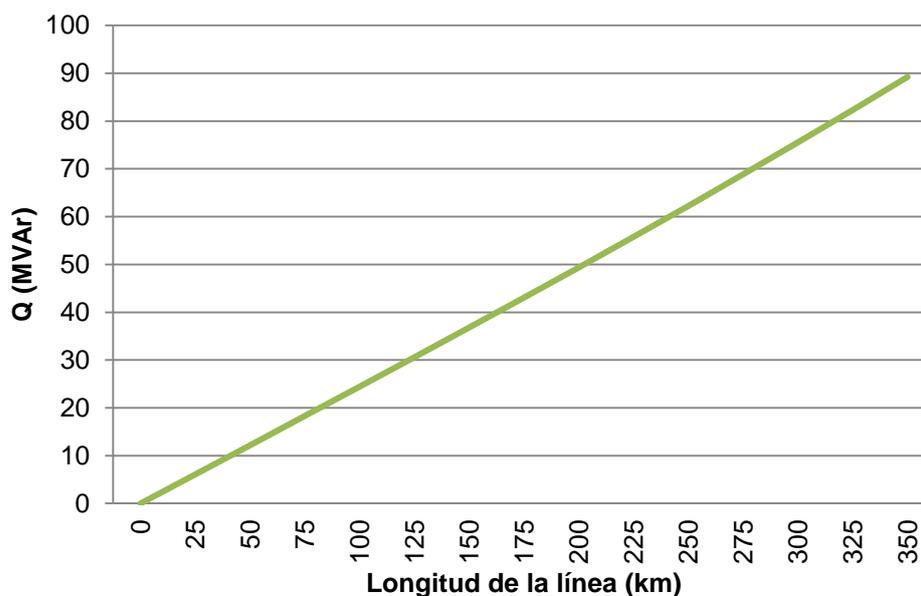


Gráfico 18. Diferencia de energía reactiva entre ambos modos.

A partir de las ilustraciones anteriores se comprueba que la generación de reactiva es aproximadamente proporcional a la longitud. Al hacer el cambio de modo se reduce la capacidad de la línea en un 21,5% aprox. lo que supone del orden de 25MVA cada 100km. Se ha de tener en cuenta que esa reducción de la capacidad está distribuida a lo largo de la línea, por lo que cambiar el modo no es equivalente a conectar una inductancia con el mismo valor en el punto final.

3.3.2.4. Conclusión

De este punto se concluye que la modificación del modo de funcionamiento extrae mejores resultados cuando más largas sean las líneas. Si bien las longitudes tan largas no son habituales, al menos en nuestro país, el efecto de tener una red mallada con multitud de subestaciones intercaladas enlaza líneas y produciría efectos similares.

3.3.3. Estudio del efecto en función de la potencia consumida.

En este análisis tomamos los valores de $L=250\text{km}$; $f_{dp}=0,94$ y $P=0-400\text{MW}$ con valores de 25 en 25MW. Véanse los datos en la Tabla 22 en la página 110.

3.3.3.1. Evolución de la tensión final

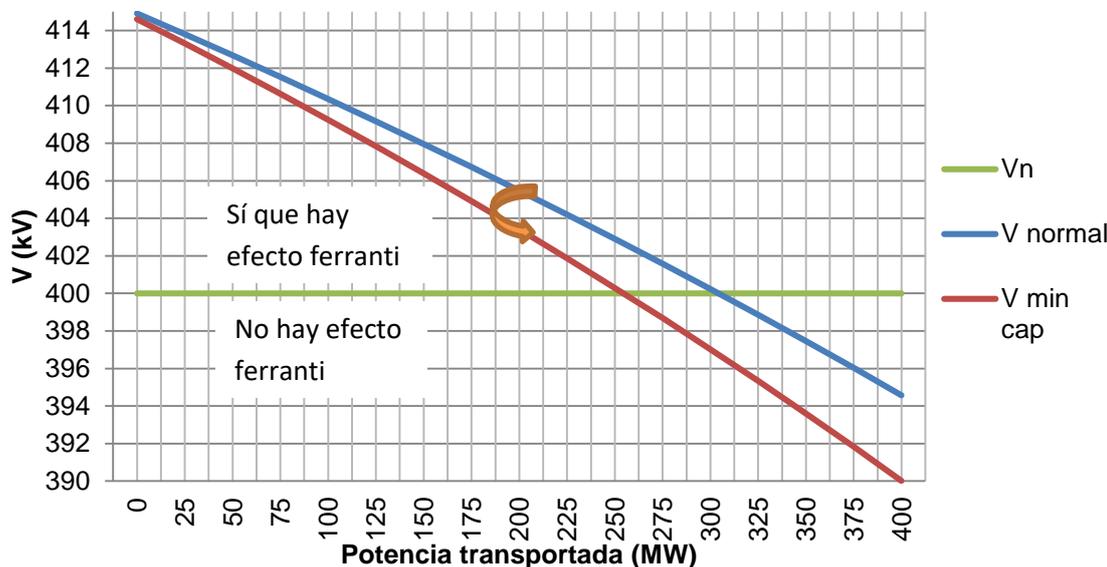


Gráfico 19. Tensión final respecto potencia transportada.

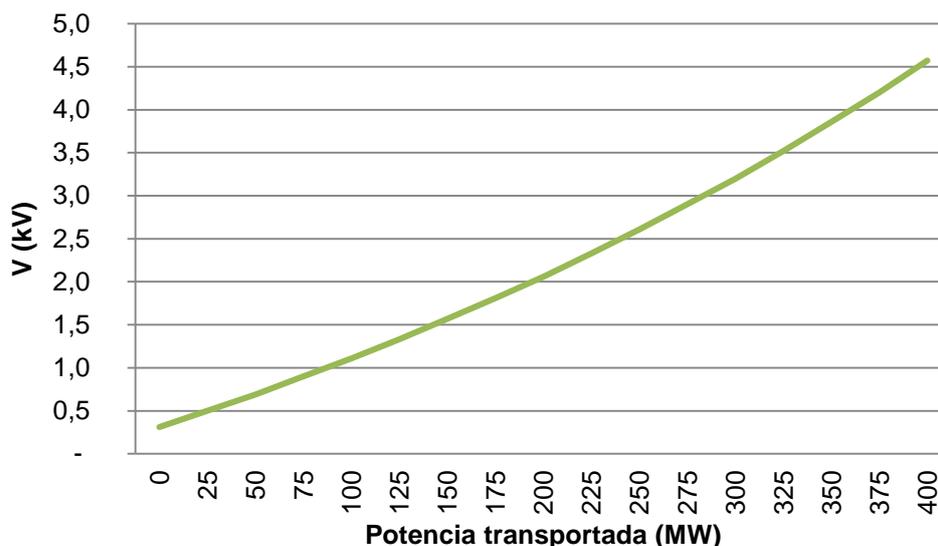


Gráfico 20. Diferencia de tensiones en función de la potencia.

Se observa como la tensión se reduce casi linealmente con la potencia demandada. Aunque para potencias bajas la disminución de tensión sea muy necesaria, la reducción conseguida es menor pero siempre positiva. Sin embargo, cuando la sobretensión no es tan acusada se consigue una mayor reducción del voltaje. Por lo que en potencias muy bajas el cambio de modo es adecuado pero se queda corto, y se necesitaría recurrir a otros métodos.

3.3.3.2. Evolución de las pérdidas

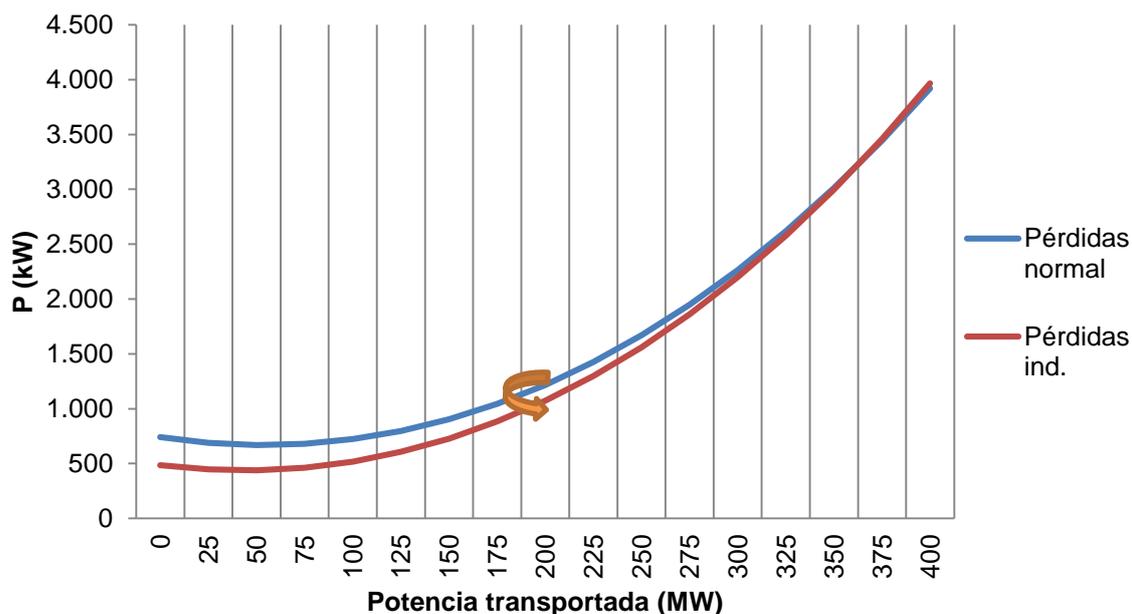


Gráfico 21. Pérdidas por conducción en función de la potencia consumida.

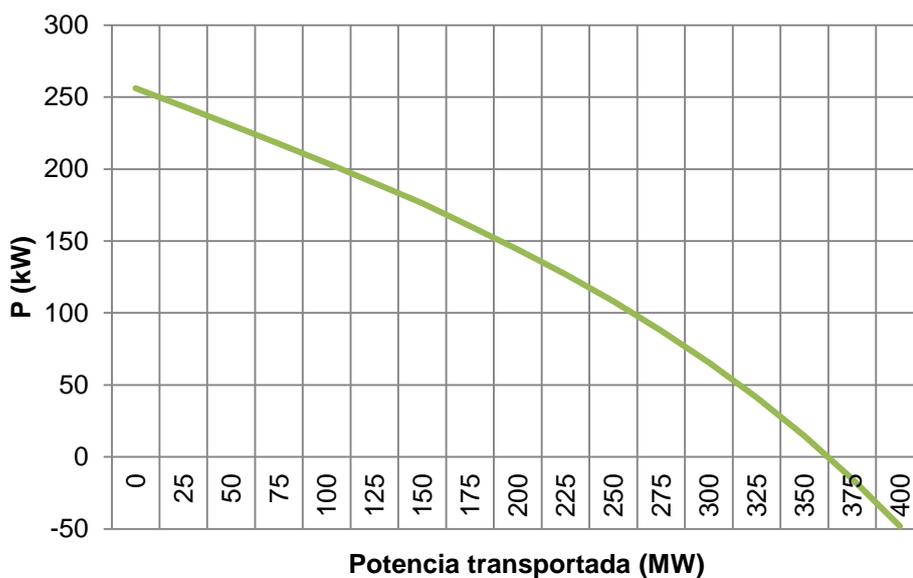


Gráfico 22. Ahorro debido al cambio de modo en función de la potencia consumida.

Se demuestra que el modo inductivo es más eficiente hasta que las potencias son altas. Es a potencias bajas cuanto más ahorro energético se produce. Recordemos que estamos en los 250km, véase el punto 3.3.2.3, por lo que aún queda mucha potencia que ahorrar en líneas muy largas o enlazadas con poca carga.

3.3.3.3. Evolución de la generación de reactiva

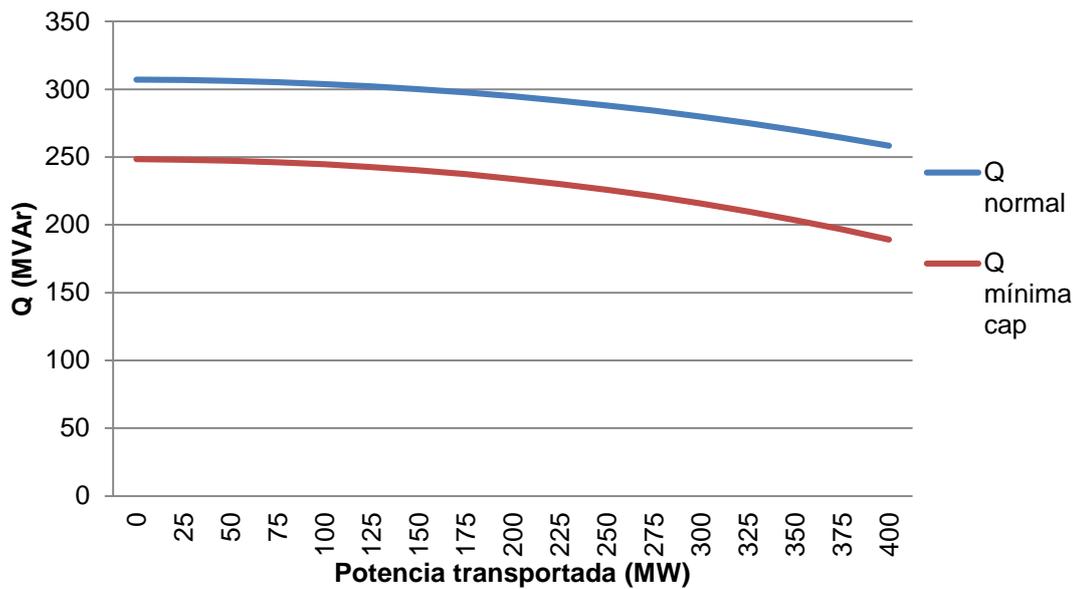


Gráfico 23. Evolución de la energía reactiva generada por la línea en función de la potencia transportada.

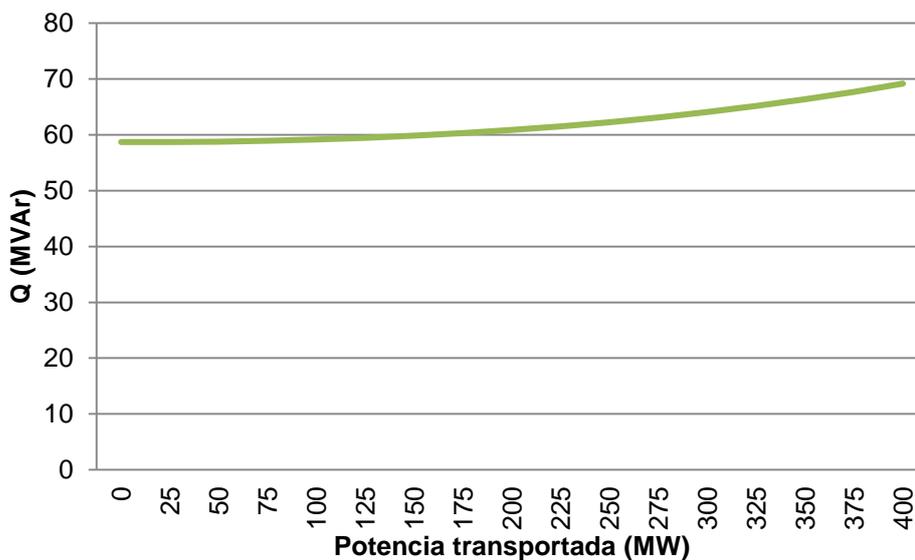


Gráfico 24. Diferencia energía reactiva entre modos en función de la potencia transportada.

Se observa como al aumentar la potencia demandada la diferencia de Q debido al cambio de modo se incrementa sensiblemente.

3.3.3.4. Conclusión

Aunque el cambio de modo es insuficiente para compensar el efecto ferranti en potencias muy bajas es conveniente hacerlo ya que es en estos valores cuanto más contribuye a mejorar las pérdidas por conducción en la línea. Incluso en potencias medias puede ser oportuno poner el modo inductivo para ahorrar energía.

3.3.4. Estudio del efecto en función del $\cos(\phi)$

Para estudiar el efecto del factor de potencia en el cambio de modo se va a tomar la línea de 250km, con un consumo de 250MW en donde el $\cos(\phi)$ variará entre 1 y 0,84. Se han tomado valores de 0,01 en 0,01. Véanse los datos en la Tabla 24, página 111.

3.3.4.1. Evolución de la tensión final

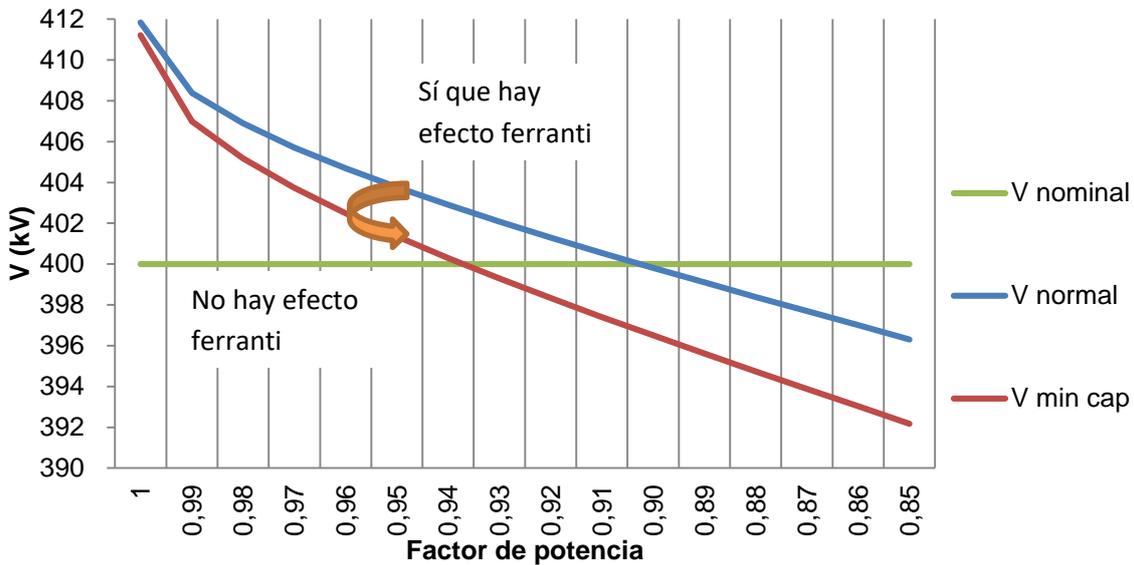


Gráfico 25. Tensión final en función del factor de potencia.

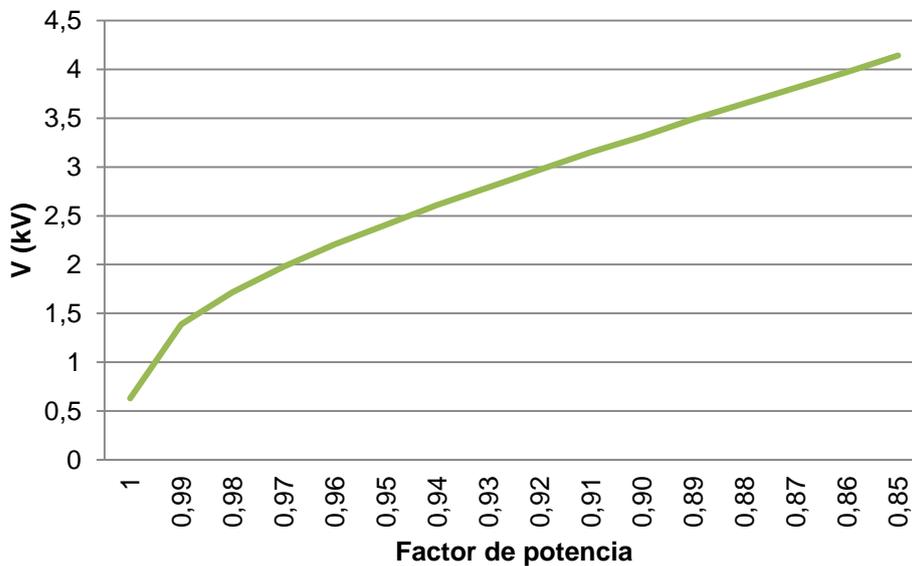


Gráfico 26. Incremento de tensiones al cambiar el modo en función del fdp.

Sucede de forma similar a lo que se vio en el estudio de potencias. En los valores de factores de potencia próximos a 1 y con fuertes efectos Ferranti, es decir, cuando más necesario es reducir la tensión final, menor es la mejora, aunque también reduce el problema. Sin embargo, la diferencia de tensiones aumenta conforme disminuye el $\cos(\phi)$.

3.3.4.2. Evolución de las pérdidas

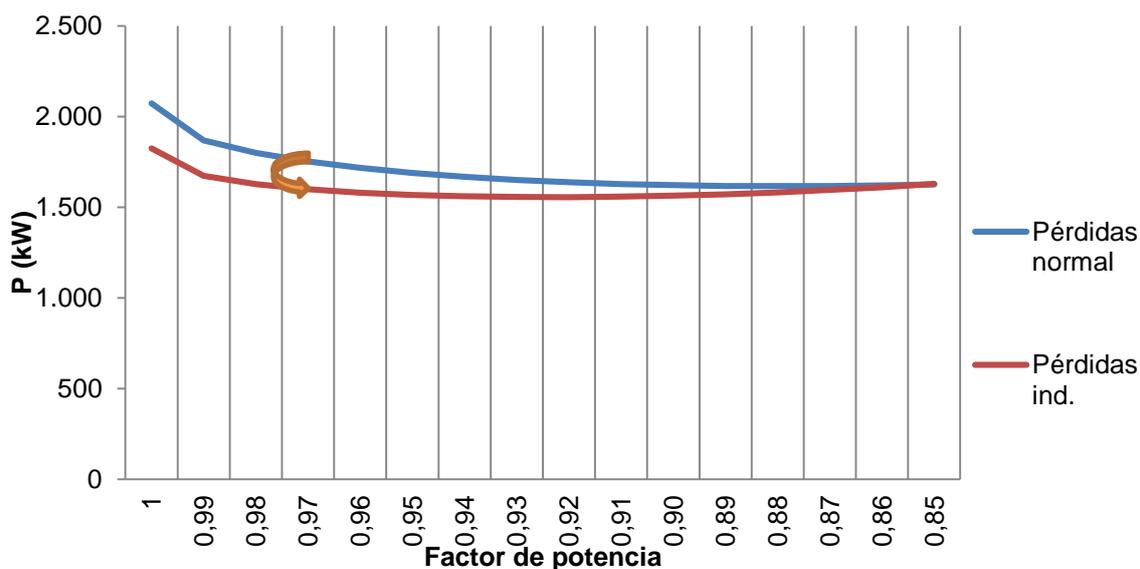


Gráfico 27. Pérdidas por conducción en función del fdp en ambos modos.

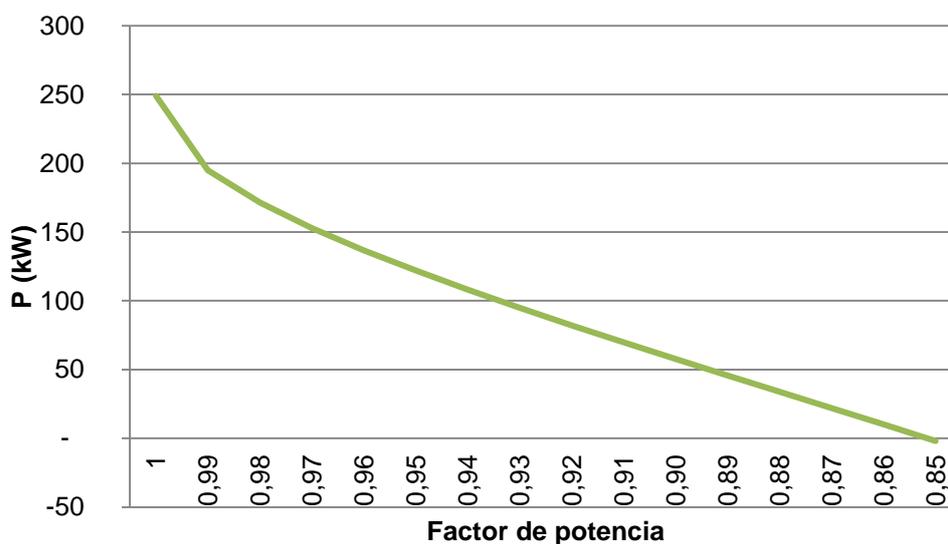


Gráfico 28. Potencia ahorrada al cambiar a modo inductivo en función del fdp.

Tal y como ocurría en el estudio en función de la potencia, es en factores de potencia altos cuando mayor es el ahorro energético al cambiar de modo. Mientras que en consumos muy inductivos no conviene tanto poner las líneas en modo mínima capacidad porque, además de que las tensiones necesarias ya son altas, el ahorro es menor.

3.3.4.3. Evolución de la generación de reactiva

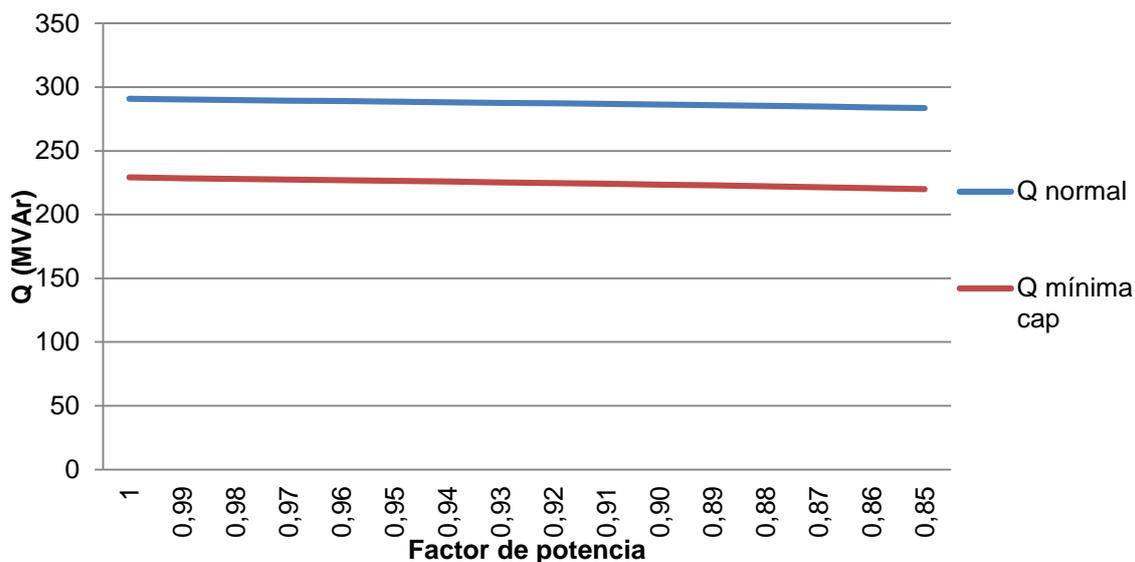


Gráfico 29. Energía reactiva en ambos modos en función del fdp.

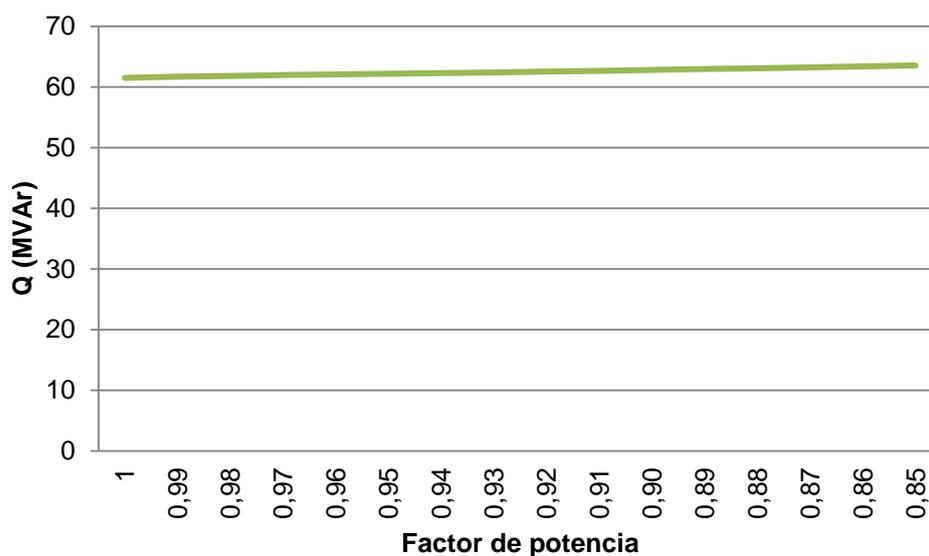


Gráfico 30. Diferencia de energía reactiva conseguida con el cambio de modo.

Se observa como la energía reactiva dejada de generar en las líneas al cambiar a modo mínima capacidad es prácticamente constante en todos los valores de $\cos(\phi)$.

3.3.4.4. Conclusión

En el estudio en función del factor de potencia, del mismo modo que sucedía en función de la potencia activa, se comprueba como el cambio a modo mínima capacidad ayuda de forma importante a compensar el efecto ferranti además de reducir las pérdidas. Sin embargo, cuanto mayor es el problema menor es la ayuda por lo que en casos más extremos se necesita complementar el cambio de modo con métodos tradicionales de control de tensión como la conexión de inductancias.

4. Combinación de dinamización de líneas y regulación tradicional

En este apartado se va a exponer el caso de una línea base pero donde va bajando la potencia demandada. La subestación inicial se mantiene en 400kV y el operador de red permite que en la final se alcancen como máximo 408kV. Aunque no es un límite muy alto puede usarse en tramos aguas arriba de líneas muy largas para evitar que se alcancen tensiones mucho mayores en tramos finales. La subestación final dispone de dos inductancias de compensación de 25MVAR cada una. A continuación se repite el Gráfico 19 visualizando el límite de tensión.

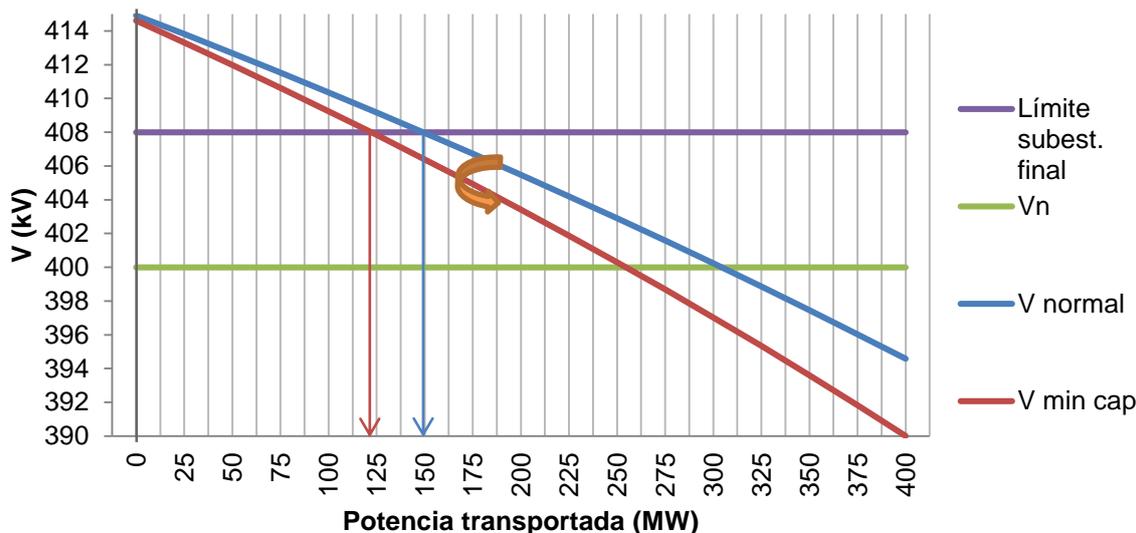


Gráfico 31. Límite en 408kV.

Supóngase que, por ejemplo, se está haciendo de noche y la demanda empieza a bajar. El sistema actual forzaría a la conexión del primer equipo de inductancias en potencias menores que 149,15MW, mientras que el sistema de líneas dinamizadas permite bajar hasta los 122,15MW. Por tanto, la reducción de potencia mínima sin sobretensiones es del 18,10%. En caso de admitir hasta 410kV la potencia mínima pasa de 107,6kV a 86,5kV, es decir, el consumo de potencia podría bajar un 19,61%.

La siguiente gráfica compara qué sucedería con la tensión fin de línea con ambos sistemas si la potencia demandada continuase bajando y entraran en funcionamiento las inductancias. Véase la tabla de datos en el punto 13.14.

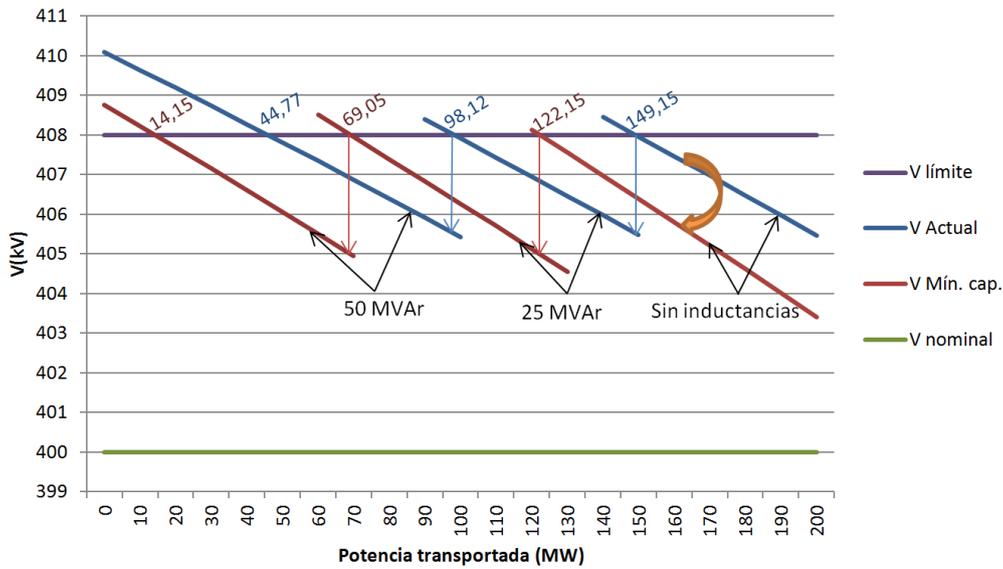


Gráfico 32 Comparación del punto de conexión de inductancias ideales en ambos modos con efectos Ferranti muy elevados.

Fuente: Elaboración propia.

Por tanto, las inductancias necesarias en función de la potencia consumida en ambos sistemas serán las siguientes:

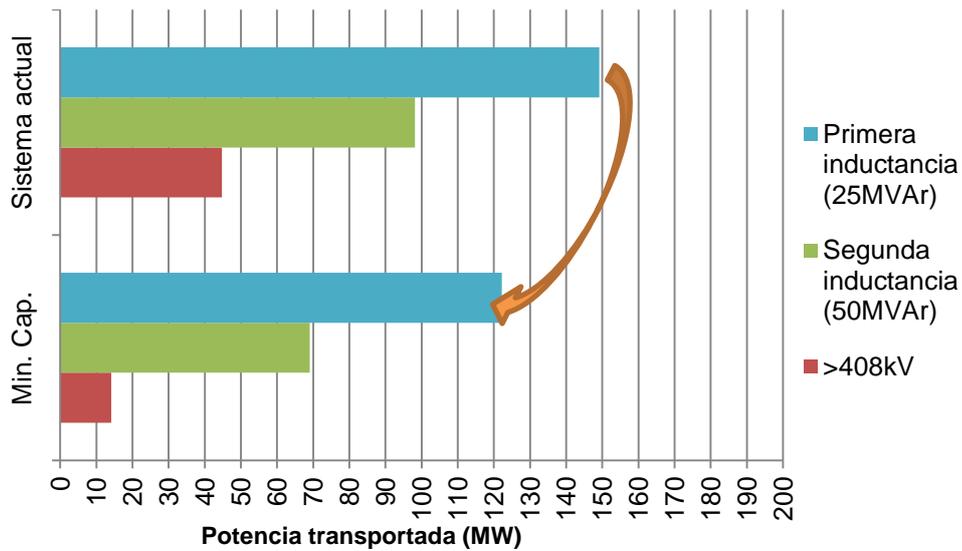


Gráfico 33. Inductancias necesarias en función de la potencia transportada.

Fuente: elaboración propia

Como puede observarse a partir de la gráfica anterior el modo mínima capacidad permite retrasar la conexión de los bobinados.

Las inductancias de compensación típicamente tienen unas pérdidas de alrededor del 0,2% de su energía reactiva (22). Se toma ese valor y se obtienen unas pérdidas de $25.000kVAr \cdot 0,002 = 50kW$. Siguiendo la política de no conectarlas hasta que no sea necesario, las pérdidas obtenidas en ambos sistemas son las siguientes:

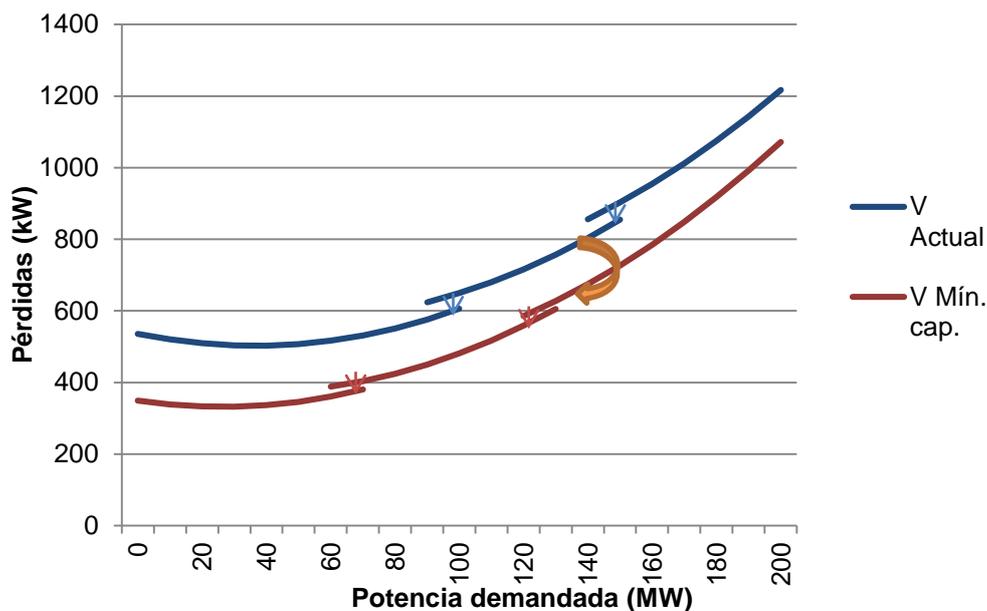


Gráfico 34. Comparación de pérdidas obtenidas.

De modo que la potencia ahorrada al conectar el sistema en modo mínima capacidad quedaría como sigue:

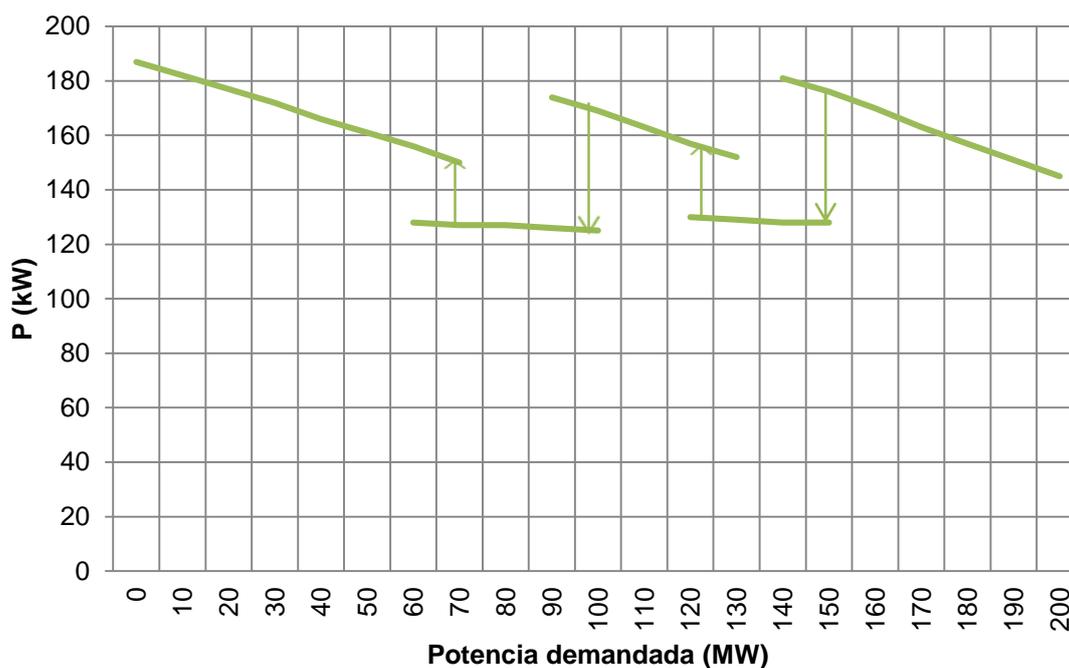


Gráfico 35. Ahorro de energía en función de la potencia sin tener en cuenta las pérdidas de las inductancias.

Independientemente de la forma de la gráfica los ahorros conseguidos son moderados.

Sin embargo, los mayores ahorros no se consiguen cuando se evita la conexión de inductancias sino cuando se evita el arranque de centrales eléctricas por restricciones de tensión, fuera del mercado diario, o al menos se acorta su tiempo de marcha. Este tipo de arranques se hace cuando las inductancias son insuficientes para regular la tensión porque el efecto Ferranti es muy fuerte y/o porque varias líneas convergen en una subestación junto a una central parada y no hay inductancias

suficientes para todas. En este último caso sería oportuno poner el modo inductivo en todas las líneas posibles. Tal como se ha explicado en la introducción, este tipo de generación se hace a precios muy superiores a los de mercado.

Para esto dependen multitud de variables y cada caso es diferente por lo que se ha optado por no poner valores de potencia en el eje vertical. Para la obtención de la forma de la potencia demandada se han tomado valores de potencias consumidas en España en un día cualquiera entre semana a partir de la web de REE. El límite de arranque es la potencia demandada mínima para que la tensión no sobrepase el valor estipulado por el operador de red. El valor de límite actual se ha obtenido de manera que el número de horas de encendido fuera equivalente al de la introducción.

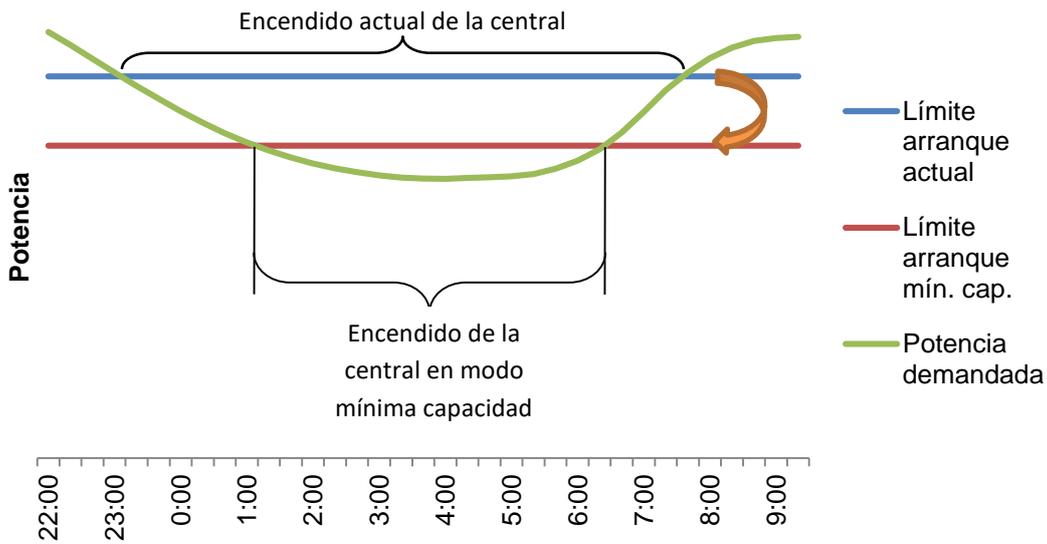


Gráfico 36. Reducción de horas de funcionamiento de una central gracias al cambio de modo.
Fuente: elaboración propia.

No siempre el límite actual queda en un valor tan alto por lo que habrá veces en que el cambio de modo sea suficiente para impedir el arranque de las centrales:

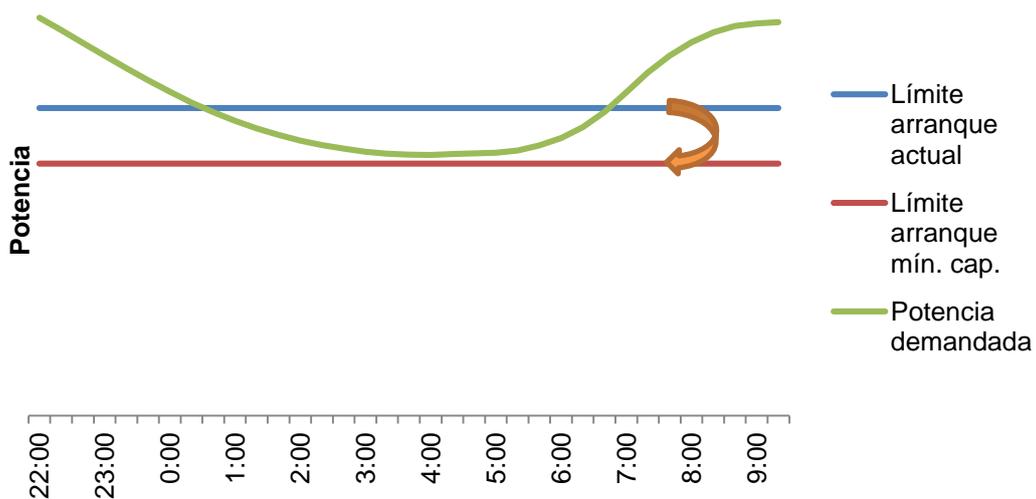


Gráfico 37. Arranque evitado con el cambio de modo.
Fuente: elaboración propia.

También puede darse el caso de que se evite la marcha con el cambio de modo de las líneas junto a la conexión de inductancias de compensación que en otro caso serían insuficientes:

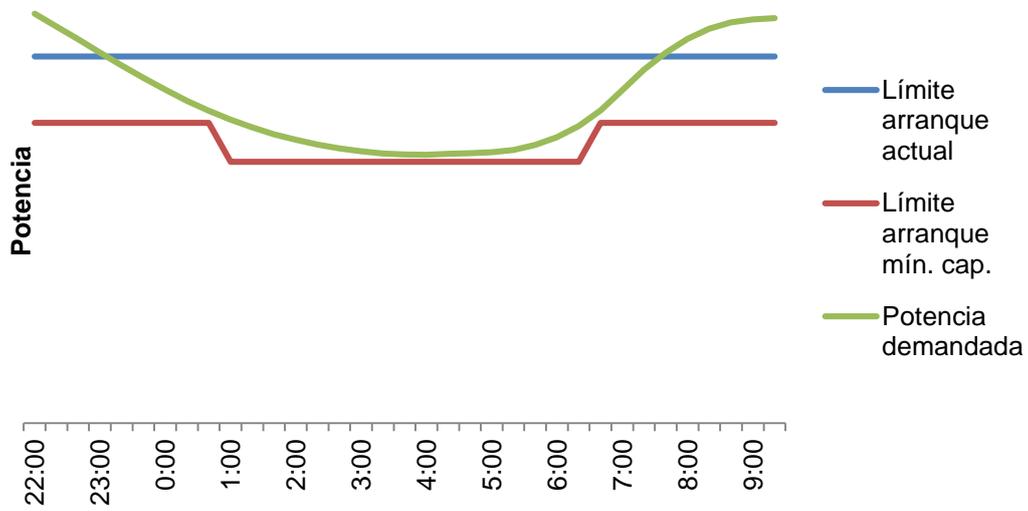


Gráfico 38. Arranque evitado con el efecto combinado de cambio de modo de líneas e inductancias de compensación.

Fuente: elaboración propia.

5. Resultados para otras geometrías de torres

5.1. Introducción

Los apoyos de alta tensión pueden tener formas muy diferentes en función de diversas variables: el coste de la torre, el valor de la superficie ocupada, los parámetros eléctricos deseados, o simplemente la elección de la empresa encargada de la construcción. En este apartado se han clasificado las de doble circuito en tres grandes tipos en función de la geometría que forman los seis puntos de apoyo de las fases. Estas son hexagonales, rectangulares y trapezoidales.

En los cálculos eléctricos de este trabajo se ha usado un apoyo tipo de REE de geometría hexagonal. Se realizarán los cálculos de capacidad e inductancia para dos hipotéticas torres más, una hexagonal y otra trapezoidal. Cuanto mayor sea la variación relativa de capacidades e inductancias entre ambos modos, a priori, mayores serán las diferencias de tensiones, pérdidas y energía reactiva; y por tanto más interesante resulta dinamizar la línea.

Para comprobarlo al final del apartado aparecen dos tablas comparativas de los tres tipos de torre en ambos modos de funcionamiento. Una en el punto base ($l=250\text{km}$, $P=250\text{MW}$, $\cos(\phi)=0,94$) y otra de la potencia mínima para no generar sobretensiones (tensión límite fin de línea 408kV).

5.2. Torre hexagonal estudiada

Debajo vuelve a aparecer la Tabla 3 en donde se muestran la inductancia y la capacidad de la línea en ambos modos de funcionamiento.

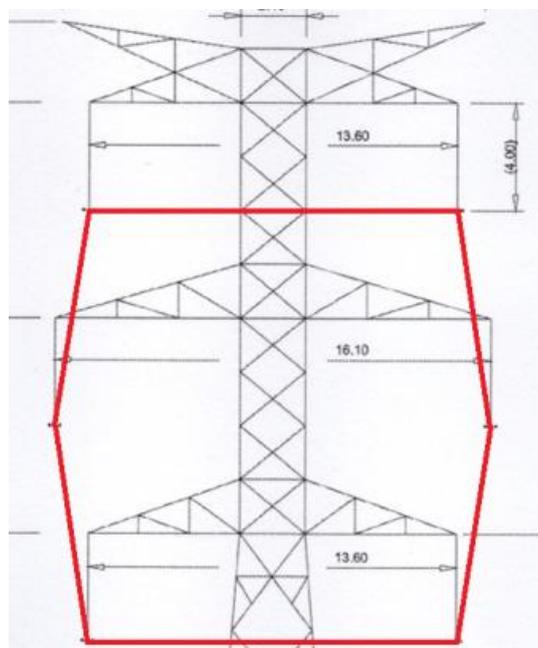


Ilustración 33. Torre estudiada.
Fuente REE.

	Modo normal/ sistema actual	Modo inductivo	Variación relativa en modo inductivo
Inductancia (H/km)	$9,835 \cdot 10^{-4}$	$1,191 \cdot 10^{-3}$	+21,09%
Capacidad (F/km)	$1,1926 \cdot 10^{-8}$	$9,651 \cdot 10^{-9}$	-19,08%

5.3. Torres rectangulares

En una supuesta torre rectangular que tuviera 8m de diferencia de cota entre fases y éstas estuviesen 7m separadas del eje los resultados serían los siguientes:



Ilustración 34. Apoyos con geometría rectangular. Fuente: El periódico de la energía

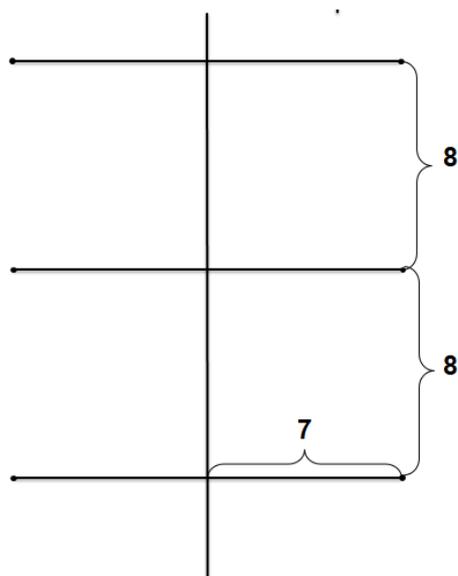


Ilustración 35. Hipotética torre rectangular. Fuente: elaboración propia.

	Modo normal/ sistema actual	Modo inductivo	Variación relativa en modo inductivo
Inductancia (H/km)	$9,855 \cdot 10^{-4}$	$1,181 \cdot 10^{-3}$	+19,84%
Capacidad (F/km)	$1,190 \cdot 10^{-8}$	$9,747 \cdot 10^{-9}$	-18,10%

Tabla 6. Resultados torre rectangular. Fuente: elaboración propia

5.4. Torres trapezoidales

Una hipotética torre trapezoidal con las medidas que se muestran tendría los siguientes valores:



Ilustración 36. Torre trapezoidal.
Fuente: El País

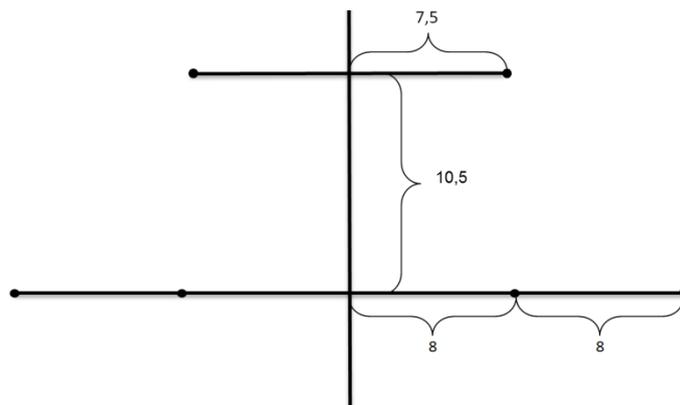


Ilustración 37. Hipotética torre trapezoidal.
Fuente: elaboración propia.

	Modo normal/ sistema actual	Modo inductivo	Variación relativa en modo inductivo
Inductancia (H/km)	$1,019 \cdot 10^{-3}$	$1,265 \cdot 10^{-3}$	+24,13%
Capacidad (F/km)	$1,144 \cdot 10^{-8}$	$9,129 \cdot 10^{-9}$	-20,56%

Tabla 7. Resultados torre trapezoidal. Fuente: elaboración propia

5.5. Tablas comparativas entre geometrías

Si se aplican los parámetros del punto base a las tres geometrías diferentes los resultados que se obtienen de tensiones al final de la línea, pérdidas y energía reactiva son los siguientes:

	Rectangular		Hexagonal (analizada)		Trapezoidal	
	Modo normal/ actual	Modo mínima capacidad	Modo normal/ actual	Modo mínima capacidad	Modo normal/ actual	Modo mínima capacidad
Tensiones finales (kV)	402,87	400,42	402,90	400,29	402,42	399,52
Diferencia (kV)	2,45		2,61		2,90	
Pérdidas (kW)	1.666,96	1.563,65	1.668,48	1560,39	1.640,40	1.544,35
Diferencia (kW)	103,31		108,09		96,05	
Energía reactiva (MW)	287,43	228,49	288,13	225,85	275,05	211,13
Diferencia (MW)	58,94		62,28		63,92	

Tabla 8. Comparación entre geometrías de la torre en el punto base. Fuente: elaboración propia.

A continuación se compararán las tres geometrías desde el punto de vista de la reducción de potencia mínima sin sobretensiones. Se establece la tensión límite al final de línea en 408kV tal y como se hizo en el Gráfico 31.

	Rectangular		Hexagonal (analizada)		Trapezoidal	
	Modo normal/ actual	Modo mínima capacidad	Modo normal/ actual	Modo mínima capacidad	Modo normal/ actual	Modo mínima capacidad
Potencia mínima (MW)	148,89	123,39	149,15	122,15	143,08	117,29
Diferencia absoluta (MW)/ porcentual	25,50		27,00		25,79	
	17,12%		18,10%		18,02%	

Tabla 9. Comparación entre geometrías de la torre con tensión límite 408kV. Fuente: elaboración propia.

5.6. Conclusión

Se comprueba como la geometría trapezoidal consigue diferencias significativamente mayores en tensiones, ligeramente mayores en reactiva pero menores en pérdidas. Por otro lado, la geometría rectangular consigue diferencias ligeramente menores en los tres parámetros. Desde el punto de vista de potencia mínima sin tener sobretensiones el trapezoidal es el que más bajo consigue llegar. A pesar de todo, las diferencias no son muy grandes y el cambio de modo es adecuado para apoyos de todas las geometrías.

6. Resultados en función del número de conductores por fase.

6.1. Introducción

Para aumentar el radio equivalente en las líneas y así reducir las pérdidas por efecto Joule y por efecto corona se usan líneas múltiplex, con más de un conductor por fase. En este punto se comparará el efecto conseguido al cambiar de modo de funcionamiento en las líneas símplex, dúplex, tríplex y cuádruplex.

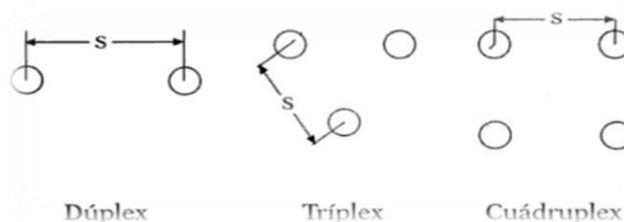


Ilustración 38. Disposición de los conductores de cada fase en las líneas múltiplex

Primero se proporcionarán los datos de inductancias y capacidades en los modos mínima capacidad y normal en las cuatro disposiciones. A continuación se compararán los cuatro tipos. Las líneas con más conductores están diseñadas para transportar mayores potencias, por lo que se ha establecido un valor de potencia diferente para cada una de ellas. El criterio seguido ha sido buscar un valor de potencia tal que en el modo mínima capacidad la tensión fin de línea se aproxime a los 400kV. Los otros dos parámetros siguen en el punto base, 250km y fdp 0,94.

Se realizará también un segundo estudio. Se limitará la tensión fin de línea a 408kV para evitar sobretensiones. Se calculará y comparará la potencia mínima que tiene que pasar por la línea en ambos modos de funcionamiento para evitar que se superen los 408kV.

6.2. Estudio de parámetros de la línea

Se van a repasar los parámetros de inductancia y capacidad por kilómetro en ambos modos. La torre estudiada será hexagonal, como en todo el documento, y el valor de S se sigue tomando en 40cm y con los mismos conductores que en el resto del trabajo.

	Símplex		Dúplex (analizado)		Tríplex		Cuádruplex	
	Ind. (H/km)	Cap. (F/km)						
Actual/ modo normal	$1,311 \cdot 10^{-3}$	$8,832 \cdot 10^{-9}$	$9,835 \cdot 10^{-4}$	$1,193 \cdot 10^{-8}$	$8,745 \cdot 10^{-4}$	$1,350 \cdot 10^{-8}$	$8,027 \cdot 10^{-4}$	$1,479 \cdot 10^{-8}$
Modo mínima capac.	$1,518 \cdot 10^{-3}$	$7,534 \cdot 10^{-9}$	$1,191 \cdot 10^{-3}$	$9,651 \cdot 10^{-9}$	$1,082 \cdot 10^{-3}$	$1,064 \cdot 10^{-8}$	$1,010 \cdot 10^{-3}$	$1,142 \cdot 10^{-8}$
Var. relativa	+15,83%	-14,70%	+21,10%	-19,08%	+23,73%	-21,17%	+25,85%	-22,81%

Tabla 10. Variación de parámetros distribuidos en función del número de conductores por fase.

Fuente: elaboración propia.

A partir de esta tabla ya se deduce que las diferencias en tensiones y reactiva serán mayores cuantos más conductores por fase tenga la línea.

6.3. Análisis en los puntos base

Como se ha explicado antes los valores de potencia base se han establecido de forma que la tensión final de línea en el modo mínima capacidad quede ligeramente superior a los 400kV. Recuérdese: $l=250\text{km}$ y $\text{fdp}=0,94$.

	Símplex		Dúplex (analizado)		Tríplex		Cuádruplex	
<i>Punto base (MW)</i>	180		250		290		320	
<i>Modo</i>	Normal/ actual	Mín. cap.	Normal/ actual	Mín. cap.	Normal/ actual	Mín. cap.	Normal/ actual	Mín. cap.
<i>Tensiones (kV)</i>	402,04	400,22	402,90	400,29	403,22	400,15	403,49	400,07
<i>Diferencia (kV)</i>	1,82		2,61		3,07		3,44	
<i>Pérdidas (kW)</i>	1758,84	1657,71	1668,48	1560,39	1561,48	1473,27	1344,37	1255,97
<i>Diferencia (kW)</i>	101,13		108,09		88,21		88,40	
<i>Reactiva (MVar)</i>	213,53	178,31	288,13	225,85	325,66	246,93	356,66	263,46
<i>Diferencia (MVar)</i>	35,22		62,28		78,73		93,23	

Tabla 11. Análisis de los parámetros de la línea en función de sus conductores por fase.

Fuente: elaboración propia.

6.4. Estudio de mínima potencia sin sobretensiones

Se procede a comprobar la mínima potencia a la cual no se producirán sobretensiones ($>408\text{kV}$) en el punto final de la línea. Por tanto, es el valor de potencia mínimo que pueden transmitir las líneas sin necesidad de medidas adicionales.

<i>Potencia mínima (MW)</i>	Símplex	Dúplex (analizado)	Tríplex	Cuádruplex
<i>Actual/ modo normal</i>	98,93	149,15	178,98	202,98
<i>Modo mínima capacidad</i>	86,41	122,15	141,39	155,85
<i>Variación relativa</i>	12,66%	18,10%	21,00%	23,22%

Tabla 12. Comparación de potencias mínimas sin sobretensiones en ambos modos para diferentes conductores por fase. Fuente: elaboración propia

6.5. Conclusión

Tras analizar desde todos los puntos de vista la disposición en modo inductivo para líneas con diferente número de conductores por fase se comprueba que las más indicadas para hacer el cambio de modo son las múltiplex con cuantos más conductores mejor. Se llegan a obtener hasta 37MVar por cada 100km tras poner el modo inductivo en las líneas cuádruplex. Sin embargo, en cuanto a los ahorros de energía obtenidos, las líneas símplex y dúplex dan los mejores resultados.

7. Efectos transitorios durante el cambio de modo

7.1. Introducción

Tal y como se ha nombrado en el punto 2.3 referido al Método de operación, el proceso de cambio de modo no transcurre de forma inmediata. Se han de desconectar los interruptores de ambas subestaciones, abrir unos pantógrafos, cerrar otros, que un operario compruebe desde despacho mediante una cámara que hacen buen contacto y volver a cerrar los interruptores. Se ha estimado que la duración de una maniobra puede rondar los 30 segundos. Es importante entonces analizar qué sucede durante ese tiempo en tensiones y en reactiva, dado que en ciertos casos se podría pasar de un problema al problema opuesto: tensión fin de línea demasiado baja y/o necesidad de energía capacitiva por la desconexión de un circuito. No se considerarán las pérdidas de potencia ya que es un tiempo demasiado corto como para tenerlas en cuenta.

Durante el cambio de modo la línea dinámica permanecerá desconectada. Sus fases están repartidas en ambos lados de la torre por lo que el efecto de reducción de tensiones a final de línea y de reactiva será algo mayor que tras la desconexión de una línea en el sistema actual. Para realizar los cálculos se ha seguido el mismo procedimiento que en los apartados anteriores. La inductancia y la capacidad distribuidas se han calculado con las siguientes fórmulas. Se han ignorado los conductores desconectados:

$$L = \frac{\mu_0}{8\pi} + \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{\bar{d}}{r_{eq}} \quad \text{y} \quad C = \frac{2\pi\epsilon_r\epsilon_0}{\ln \frac{\bar{d}}{r_{eq}}}$$

Donde:

- μ_0 , ϵ_r , ϵ_0 y r_{eq} ya se mencionaron en el punto 3.1.
- \bar{d} es la media geométrica de las distancias entre los conductores activos:
 $\bar{d} = \sqrt[3]{d_{AB}d_{BC}d_{CA}}$. A partir de la geometría de la torre se obtiene 16,59m.

Se obtiene: $L = 1,029 \cdot 10^{-3} H/km$ y $C = 1,137 \cdot 10^{-8} F/km$

A partir de estos valores se repite todo el proceso desarrollado en el punto Cálculos eléctricos hasta obtener la tensión final y la Q generada en el modo transitorio.

La red eléctrica está mallada y aunque los tramos entre subestaciones no son largos el efecto equivalente sí que es como una línea muy larga. En el punto 2.7: «Maniobras en subestaciones intercaladas de interruptor y medio» se explicó como en estos casos la maniobra puede hacerse por tramos o todo a la vez. Lógicamente, si se realiza por tramos se permite al operador de red tener más flexibilidad, menores transitorios y menor pérdida de mallado.

Se estudiará la línea con las siguientes características:

- Sin subestaciones intercaladas, punto 7.2.
- Con una subestación intercalada en el punto central sin consumos ni aportes de energía. Punto 7.3.
 - Opción 1: Desconectando primero el tramo aguas abajo.
 - Opción 2: Desconectando primero el tramo aguas arriba.

En cada análisis de este apartado se estudiará el cambio de modo de la línea de 250km. Se tomarán tres valores de potencia: el punto base (250MW), en el punto de mínima potencia que no supere los 408kV al final (149,15MW) y otro valor intermedio (200MW). Para todos los casos $\cos(\phi) = 0,94$.

7.2. Transitorios sin subestaciones intercaladas

En el punto base:

P=250MW	Modo normal/ sistema actual	Transitorio	Modo mínima capacidad
Tensión inicial (kV)	400		
Tensión final (kV)	402,90	384,51	400,29
Potencia activa(MW)	250		
Q generada (MVar)	288,13	88,98	225,85

Tabla 13. Tensiones final de línea y reactiva durante el cambio de modo en el punto base.

Fuente: elaboración propia.

De la tabla anterior se observa que, realizando el cambio en el punto base, durante los segundos del transitorio se obtienen unas reducciones de tensión y de energía reactiva generada mucho más grandes a las del modo mínima capacidad.

Para comprobar los valores transitorios en la mínima potencia transportada para que la tensión final de línea sea de 408kV se toman los datos a partir del punto 4.

P=149,15MW	Modo normal/ sistema actual	Transitorio	Modo mínima capacidad
Tensión inicial (kV)	400		
Tensión final (kV)	408	398,32	406,44
Potencia activa(MW)	149,15		
Q generada (MVar)	300,12	118,85	240,28

Tabla 14. Tensiones y reactiva durante el transitorio limitando la tensión.

Fuente: elaboración propia.

También se ha añadido otro punto intermedio a los 200MW:

P=200MW	Modo normal/ sistema actual	Transitorio	Modo mínima capacidad
Tensión inicial (kV)	400		
Tensión final (kV)	405,47	391,68	403,41
Potencia activa(MW)	149,15		
Q generada (MVar)	294,84	105,85	233,97

Tabla 15. Tensiones y reactiva en el modo transitorio con una potencia demandada de 200MW.

Fuente: elaboración propia.

En las siguientes gráficas se han expresado los valores anteriores marcando los transitorios con un punto naranja:

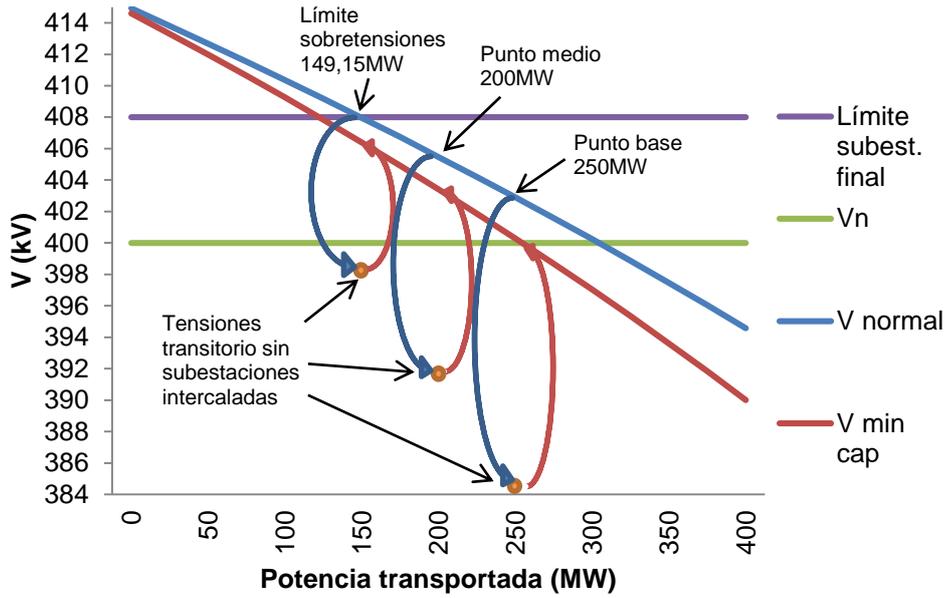


Gráfico 39. Evolución de la tensión final durante un cambio de modo sin subestaciones intercaladas.
Fuente: elaboración propia.

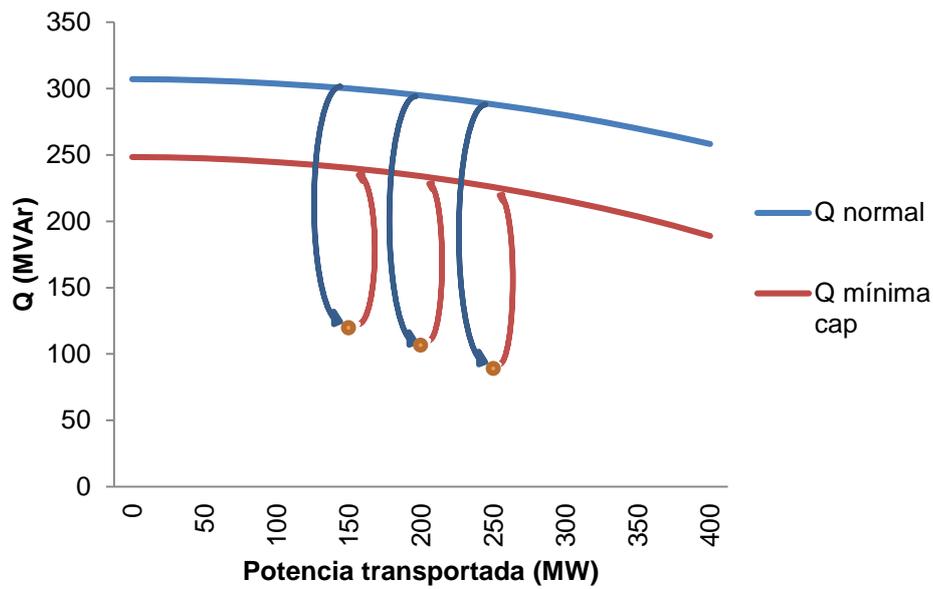


Gráfico 40. Evolución de la reactiva generada por la línea durante un cambio de modo sin subestaciones intercaladas.
Fuente: elaboración propia.

7.3. Cálculo con una subestación intercalada

7.3.1. Introducción

En este punto se van a estudiar los transitorios en cambio de modo por tramos. Se considera que hay una subestación central a 125km de cada extremo de la línea en la cual el balance de demanda y consumo es cero. Si el cambio es del modo normal al de mínima capacidad la secuencia de estados en cada tramo es la siguiente:

	Tramo 1	Tramo 2
Posición normal	Modo normal	Modo normal
Transitorio 1	Línea simple	Modo normal
Posición intermedia	Modo min. cap.	Modo normal
Transitorio 2	Modo min. cap.	Línea simple
Posición inductiva	Modo min. cap.	Modo min. cap.

Tabla 16. Posiciones de cambio de modo por tramos.

Escalonando por tramos el cambio de modo se amortigua el efecto transitorio y se puede evitar el problema opuesto: falta de tensión en el final de la línea y/o necesidad de generación de reactiva. El punto donde más bajará la tensión es el transitorio 2.

Hay dos formas de hacer el cambio según si el tramo que se modifica primero es el de aguas arriba o el de aguas abajo. Surge la duda de cuál de las dos opciones es la más favorable por lo que se analizarán ambas. Véanse las siguientes figuras:

- Opción 1:

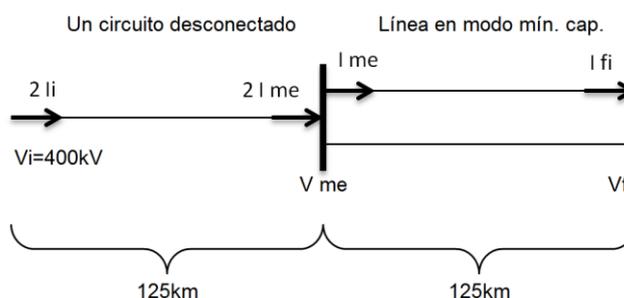


Ilustración 39. Circuito desconectado aguas arriba.
Fuente: elaboración propia.

En la tabla anterior el tramo 1 corresponde a la sección aguas abajo y el tramo 2 a la sección aguas arriba.

- Opción 2:

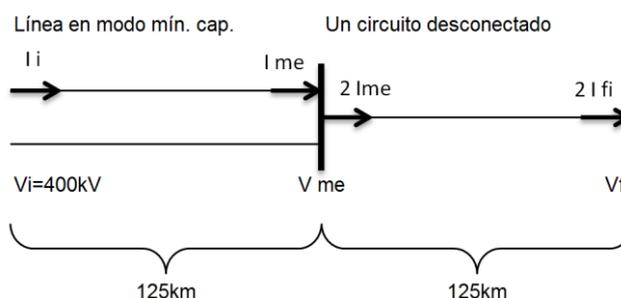


Ilustración 40. Circuito desconectado aguas abajo.

Fuente: elaboración propia.

En la tabla anterior el tramo 1 corresponde a la sección aguas arriba y el tramo 2 a la sección aguas abajo.

A continuación se calcularán ambas opciones:

7.3.2. Cálculo

Se ha usado el Wolfram Mathematica 8.0 pero obteniendo los parámetros A, B, C y D con Excel. Se han realizado los cálculos en ambas opciones a potencia base (250MW), intermedia (200MW) y mínima sin sobretensiones a 408kV (149,15MW).

7.3.2.1. Posición base

Se va a analizar la tensión final a 250MW en ambas opciones. En el apartado 13.2 del anexo aparecen los cálculos.

Para 250MW:

- Opción 1: $V_f=399,57\text{kV}$
- Opción 2: $V_f=389,30\text{kV}$

La diferencia es muy grande. Comparando la opción 2 con el cambio de modo sin subestaciones intercaladas la diferencia no es excesiva, 384,51kV frente a 389,30kV.

A priori la opción 1 es mucho más recomendable, esto es modificar primero el tramo aguas abajo y después aguas arriba.

7.3.2.2. Potencia mínima sin sobretensiones e intermedia

En este punto se va a calcular lo mismo que en el anterior, pero con la potencia demandada de 149,15MW y 200MW.

Ahora se prueba con el cambio de modo en ambas opciones y los resultados son los siguientes:

Para 200MW:

- Opción 1: $V_f=404,52\text{kV}$
- Opción 2: $V_f=394,27\text{kV}$

Para 149,15MW:

- Opción 1: $V_f=409,24\text{kV}$
- Opción 2: $V_f=398,99\text{kV}$

Añadiendo los valores anteriores al Gráfico 31.

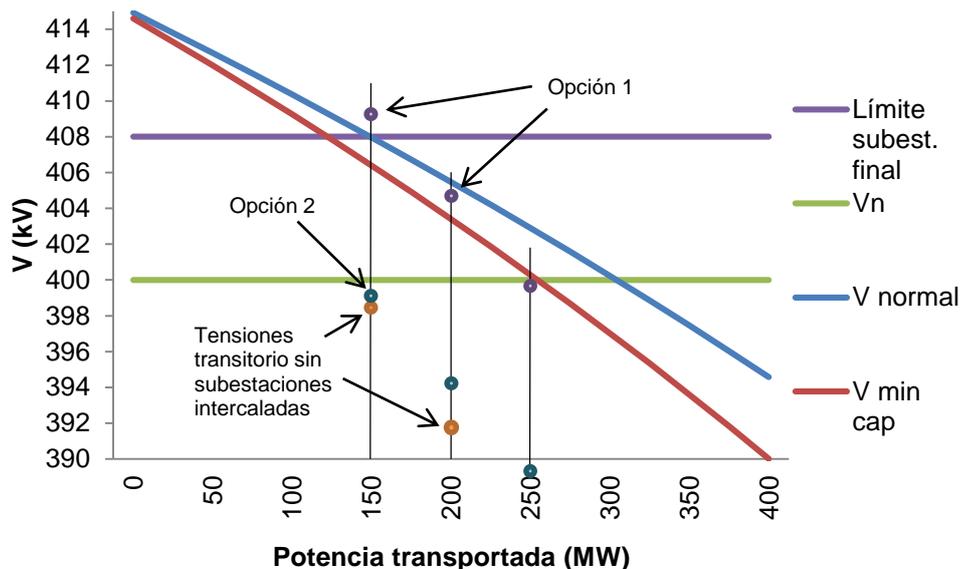


Gráfico 41. Representación de tensiones en transitorios con y sin subestaciones intercaladas. Fuente: elaboración propia

7.3.2.3. Cálculo de Q

Para calcular el valor de la energía reactiva generada por la línea (Q) en los otros seis puntos de transiciones se toma el mismo sistema de ecuaciones pero añadiéndole una más. En él se realizará un balance de potencia reactiva restando la potencia aparente de un circuito final menos la inicial y multiplicando el resultado por dos por las dos líneas (cálculos en el anexo 0):

Q(MVAr)	Opción 1	Opción 2	Sin subestaciones intercaladas
149,15MW	182,33	177,97	118,49
200MW	173,00	168,63	105,85
250MW	160,86	156,37	88,98

Tabla 17. Valores de reactiva en todos los casos del transitorio. Fuente: elaboración propia.

Tomando los datos de la tabla anterior y añadiéndolos al Gráfico 40 se observa lo siguiente:

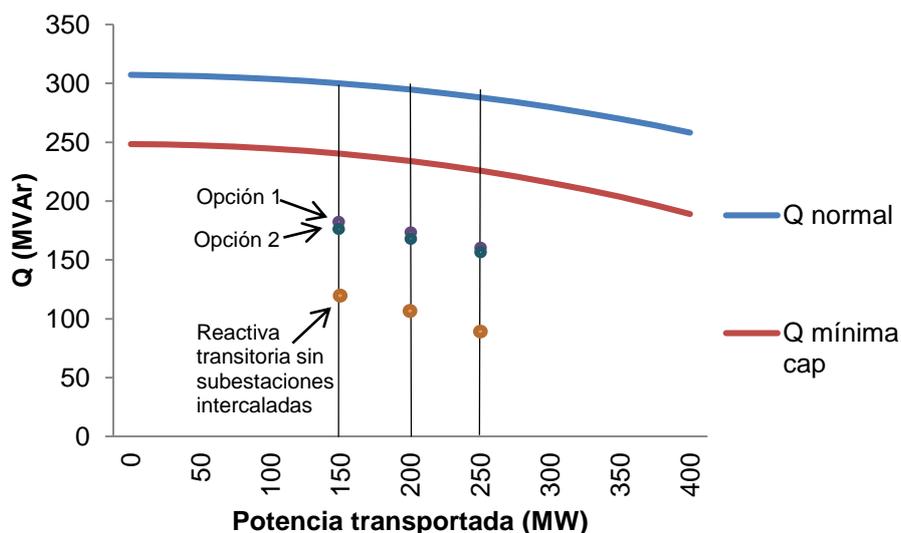


Gráfico 42. Representación de reactiva en transitorios con y sin subestaciones intercaladas.
Fuente: elaboración propia.

Aunque las diferencias en tensiones entre ambas opciones sean muy grandes no sucede lo mismo en la potencia reactiva.

7.4. Conclusión

Tras haber realizado los cálculos se observa que el cambio de modo por tramos, donde pueda realizarse, mejora el escalonado en las tensiones y de reactiva. Sin embargo para un transitorio resulta fundamental la elección del orden de cambio de modo en los tramos. Para contener en todo momento la tensión fin de línea dentro de unos límites, la mejor opción es colocar el modo inductivo en potencias superiores a las del mínimo. La opción preferible es la 1, es decir, cuando el cambio sea:

- Modo normal → mínima capacidad: cambiar el modo primero aguas abajo.
- Modo mínima capacidad → normal: cambiar el modo primero aguas arriba.

De todos modos, resulta fundamental señalar que los efectos transitorios no son un problema. El sistema eléctrico está preparado en todo momento para reaccionar a perturbaciones muy fuertes de la red. Por ejemplo, si de repente una central nuclear se para por un fallo el sistema puede sobreponerse sin apagones, seguir funcionando sin problemas y manteniendo las tensiones en valores adecuados. De modo que desconectar momentáneamente uno de los dos circuitos de una línea, aunque sean líneas que se separen, no debe generar problemas a la red eléctrica.

8. Ejemplo de aplicación

A continuación se realizará un estudio para una hipotética línea que ya estuviera construida que une las subestaciones de *Villa Interior* y de *Villa Costa*, a una tensión de 400kV, con dos circuitos redundantes (Ilustración 15). Tiene una longitud de 250km. En el apartado 8.1 se hablará del estado actual de la línea y en el 8.2 de cómo se realizará la implementación. En base a esta línea en el siguiente documento se realizará el estudio económico.

8.1. Estado actual

8.1.1. Apoyos

Los apoyos de la línea son torres de celosía de acero galvanizado, tal como se muestra en el anexo 13.1.

Están contruidos con perfiles angulares laminados y galvanizados que se unen entre sí por medio de tornillos, también galvanizados. Este material presenta una elevada resistencia a la acción de los agentes atmosféricos.

Su altura viene definida por el artículo 25 del R.L.A.T., en función de diversos criterios, entre los que destaca la distancia mínima que ha de existir del conductor al terreno en el caso de máxima flecha vertical. Aunque la distancia mínima para 400 kV es de 7,83 m, la altura mínima de los conductores al suelo es de 9 m, que será superior en cruzamientos con carreteras, otras líneas eléctricas y de telecomunicaciones, cursos de agua, etc. en donde utilizaremos en cada caso las distancias que indica el R.L.A.T.

La distancia media entre las torres es del orden de los 400 a 500 m, pudiendo llegar, en caso máximo, a una distancia de entre 800 y 900 m en función de diversas variables, entre las que destacan la orografía y la vegetación existente.

La altura de los apoyos permite que la distancia mínima reglamentaria del conductor al terreno se cumpla en toda la longitud del vano y en cualquier condición de viento y temperatura, pudiéndose añadir suplementos de cinco metros de altura según las características topográficas del terreno y/o de la altura de la vegetación.

Las alturas de los apoyos tipo desde la cruceta superior al suelo son:

- Apoyos de cadenas de suspensión: 44 m
- Apoyos de cadenas de amarre: 48 m

La anchura de las crucetas de los apoyos está comprendida entre 13,60 y 16,10 m. La base de la torre está compuesta por cuatro pies, con una separación entre ellos de entre 6 y 9,30 m.

8.1.2. Conductores

Los conductores están contruidos por cables trenzados de aluminio y acero y tienen unos 30,40 mm de diámetro. El conductor empleado será el 485-AL1/63-ST1A (antigua denominación LA 545 CARDINAL) de 547,3 mm² de sección. Véase el punto 13.5.

Los conductores van agrupados de dos en dos en cada una de las seis fases que determinan los dos circuitos, lo que se denomina configuración dúplex, con una

separación de unos 40 cm entre los conductores de la misma fase y de 8 m en altura entre dos fases, estando estas distancias fijas definidas en función de la flecha máxima.

En la línea estudiada, antes de hacer ningún cambio, cada uno de los dos circuitos se dispone en un lateral del apoyo, con sus tres fases en vertical.

La distancia mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a 3,2 m.

8.1.3. Cables de puesta a tierra

La línea dispone de dos cables de tierra (92-AL3/28-A20SA/ST - 48 fo), de menor sección (13 mm de diámetro) que los conductores. Están situados en la parte superior de la instalación, a lo largo de toda su longitud, constituyendo una prolongación eléctrica de la puesta a tierra, o potencial cero, de los apoyos con el fin de proteger los conductores de los rayos. Se fijan a las torres mediante anclajes rígidos en la parte más alta de la estructura metálica. Véase el anexo, Ilustración 56.

De esta forma, en caso de tormenta, estos cables actúan de pararrayos, evitando así que las descargas caigan sobre los conductores y provoquen averías en la propia línea o en las subestaciones que une, con el consiguiente corte de corriente. Para ello, el cable de tierra transmite las puestas a tierra de descarga al suelo, a través del apoyo, y al resto de la línea, disipando el efecto a lo largo de una serie de torres.

Los cables de tierra se encuentran exteriores a una distancia de 1m en horizontal respecto a la cruceta más alta por fuera de los circuitos, a una distancia vertical de 3m por encima en los apoyos de suspensión y de 6 m en los de amarre tal y como se puede comprobar en el anexo.

Con esta disposición se consigue una protección eficaz de la línea contra el rayo.

Por el interior de estos cables se disponen de 48 fibras ópticas en cada uno de ellos que son utilizadas para la comunicación y telemando de las subestaciones. Se usarán estas fibras para las órdenes y la obtención de información necesarias para la realización de las maniobras de cambio de modo.

8.1.4. Subestaciones

En las dos subestaciones tenemos la misma configuración, cada línea sale por una calle y se conecta a barras 1 o a barras 2 (en las ilustraciones anteriores se han obviado las segundas barras). Ambas están situadas a una altura superior y las líneas se conectan a éstas mediante seccionadores pantógrafos (SPD- 420/4000 de MESA). Cuenta con transformadores de medida de intensidad, interruptores, seccionadores de línea con seccionador de puesta a tierra, transformadores de medida de tensión y auto válvulas pararrayos. Véanse los pantógrafos en la Ilustración 57.

8.1.4.1. Subestación Villa interior

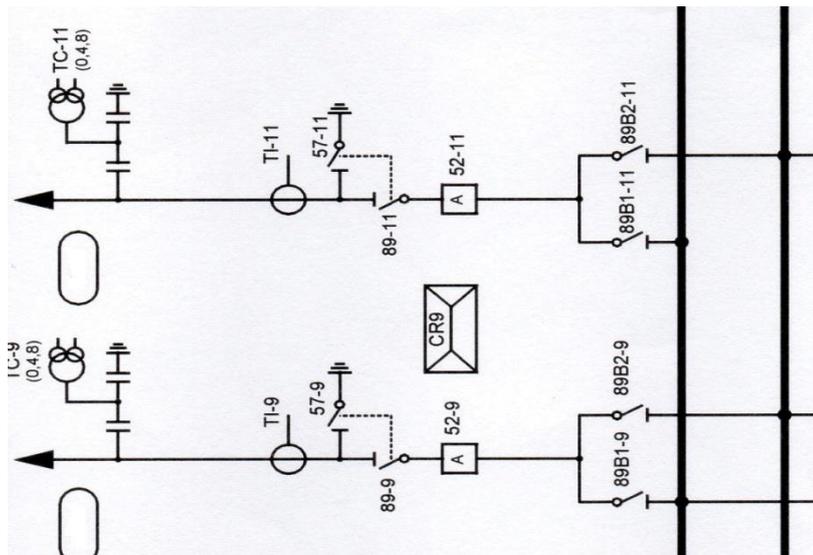
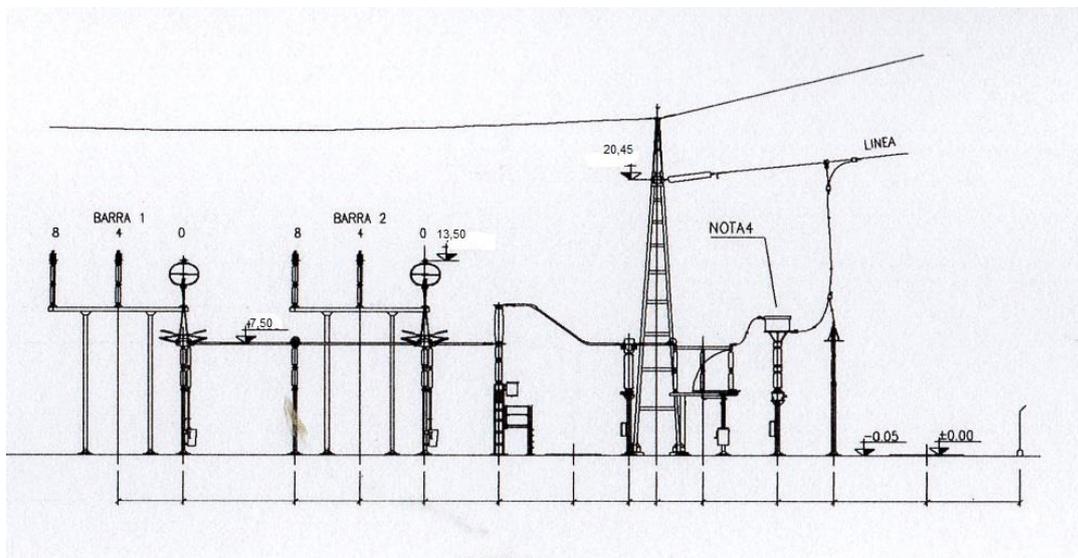


Ilustración 41. Diagrama unifilar de la subestación Villa Interior.

La subestación se encuentra en el término municipal de *Villa Interior* a una altura sobre el nivel del mar de 438m.

Las líneas hacia *Villa Costa* se encuentran en dos calles conjuntas, que son la calle 9 y la calle 11, y parten desde un mismo pórtico a una altura de +20,45m.



(23)

Ilustración 42. Dibujo de la llegada de las líneas a la subestación de Villa Interior.

Fuente: Proyecto de una subestación eléctrica de transporte 400/220 KV. (Victor Manuel Falcón Blanco, 2010)

8.1.4.2. Subestación Villa costa

La subestación se encuentra en el término municipal de Villa costa a una altura sobre el nivel del mar de 64m.

Las líneas hacia Villa interior se encuentran en dos calles conjuntas que son la calle 5 y la calle 6, y parten desde un mismo pórtico de salida a una altura de +20,45m.

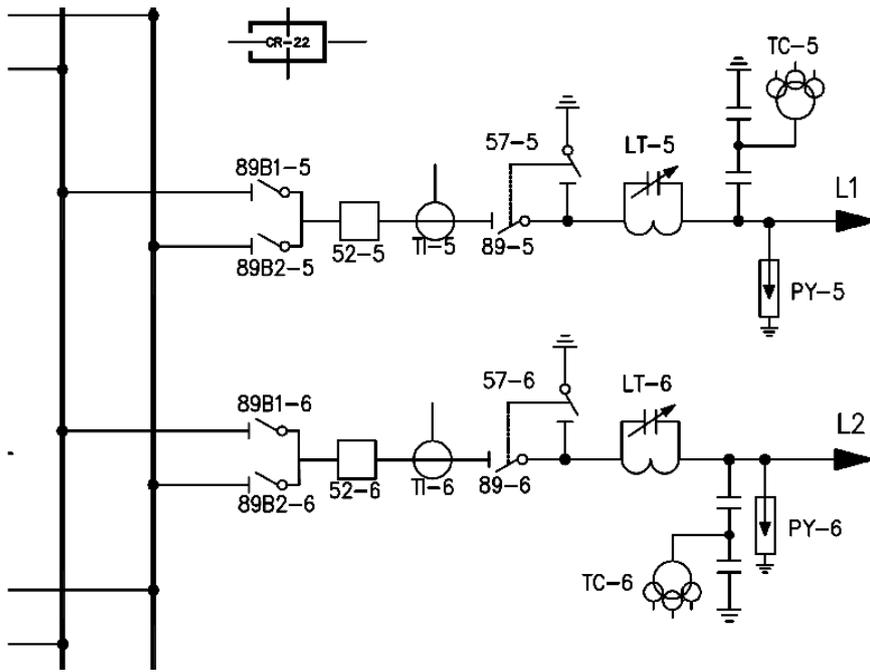


Ilustración 43. Diagrama unifilar de la subestación Villa Costa.

La llegada de las líneas a la subestación es igual en ambos extremos.

8.2. Implementación en el ejemplo

Se ha decidido hacer el cruce de fases con una torre auxiliar (opción 4) e instalar pantógrafos duplicados. Las modificaciones consistirían en lo siguiente:

8.2.1. Seccionadores

En subestación de *Villa Interior* se instalarán dos nuevos pantógrafos trifásicos SP-420/4000 en la línea hacia *Villa Costa* y otros dos iguales en la subestación de *Villa Costa* hacia *Villa Interior* con una secuencia de fases tal y como aparece en la Ilustración 28. Pantógrafos de mínima capacidad duplicados. Cada seccionador se conectará a un embarrado.

Los de *Villa Interior* los llamaremos añadiendo una "A" después de la indicación del embarrado. Quedarían como 89B1A-11 y 89B2A-11 para distinguirlos de los que hay: 89B1-11 y 89B2-11. En la subestación de *Villa Costa* también se pondrán con la misma secuencia otros dos pantógrafos iguales hacia línea *Villa Interior*, que llamaremos 89B1A-65 y 89B2A-6. Sus características técnicas aparecen detalladas en la Ilustración 57.

Es imprescindible que en las dos subestaciones se instalen bloqueos mecánicos y eléctricos que impidan el cierre de los dos seccionadores de la misma barra.

8.2.2. Cruce de fases

A la salida de cada subestación, en la transición del pórtico de salida hasta el primer apoyo, se cruzarán los cables como se indica en el punto 2.5. opción 4. Se instalará un apoyo auxiliar de celosía C-9000 de 24m con dos aisladores en tensión del tipo IPB500/XX/CMN/EAP/115 para soportar y sujetar la fase que se cruza por debajo y dando una mayor tensión a la fase que cruza por arriba garantizando las distancias de seguridad tanto del suelo como del resto de fases. En el punto 13.9 aparecen las medidas de la torre y su masa. Se especificarán las medidas de las crucetas.

8.2.3. Cimentación

En la instalación, tanto de los pantógrafos como de los apoyos auxiliares, será necesaria la realización de obra civil para su cimentación.

8.2.4. Cables

Para la modificación de las salidas de las subestaciones será necesario alargar el cable que pasa por el apoyo auxiliar por lo que será necesario preverse de 300m de cable de las mismas características que el existente en la línea 485-AL1/63-ST1A (antigua denominación LA 545 CARDINAL), de 547,3 mm² de sección.

8.2.5. Aisladores

En cada uno de los dos soportes auxiliares se conectarán dos aisladores como los que ya hay en la línea o en la subestación. Se han tomado los IPB/500/CMN/EAP/117. Véanse los detalles en el punto 13.10.

9. Conclusión

Las energías renovables están empezando a despegar. Aunque hoy en día su proporción sea muy pequeña no se puede ignorar ya que los precios caen con fuerza y su crecimiento es exponencial. Esto se combina con un aumento de la eficiencia energética y, al menos en el caso de Europa, con la construcción de nuevas líneas. Ello tendrá efectos muy beneficiosos en cuanto a la reducción de la contaminación por CO₂, veremos si suficientes o no. La generación eléctrica solar y eólica es más descentralizada y variable que las energías convencionales. Por eso, cada vez circulará menos potencia por las líneas de Muy Alta Tensión en determinados momentos, haciendo así el efecto Ferranti más frecuente y volátil.

Para paliar este problema se ha expuesto un método de regulación de tensión muy sencillo usando las propias líneas MAT. Este sistema consiste en separar cuando sea necesario las fases diferentes de las líneas dobles y de este modo reducir la capacidad eléctrica como si de placas de un condensador se tratasen. Nuevos equipos de seccionadores se encargan de conectar a los conductores de uno de los dos circuitos a una fase u otra.

Este sistema hace que a bajas cargas la tensión fin de línea no aumente tanto por el efecto Ferranti. Sin embargo, esa reducción de la tensión es pequeña cuando las sobretensiones son muy acusadas y mayor cuando el exceso de tensión es más moderado. Por tanto, la dinamización de líneas es insuficiente en momentos en que el efecto Ferranti sea muy fuerte, aunque también ayuda. De hecho, es en esos casos donde más se reducen las pérdidas de conducción al hacer el cambio de modo.

En el modo de funcionamiento propuesto los cálculos realizados se han mostrado reducciones de entre el 18 y 20,5% en la capacidad en líneas dúplex. En función de la geometría de los apoyos varía dentro de ese rango. Eso se traduce en una reducción del entorno de 25MVA cada 100km aproximadamente y su consiguiente variación de tensiones. Se ha comprobado como la dinamización de líneas resulta más eficaz en líneas con más conductores por fase.

La dinamización de líneas permite que se puedan reducir más los consumos sin necesidad de tomar medidas adicionales, como conexión de inductancias de derivación o el arranque de centrales para consumir energía reactiva. Por ejemplo, en las condiciones tomadas en el trabajo y la disposición actual, la potencia consumida podía bajar hasta los 149MW sin que la tensión fin de línea superase los 408kV. El modo mínima capacidad permite bajar hasta los 122MW. Con esto se consiguen unos ahorros que pueden ser importantes si se evita o aplaza la puesta en marcha de centrales o si alguna reactancia de compensación deja de ser necesaria; además de la reducción de pérdidas por transporte anteriormente mencionadas.

Todo esto se realiza con una instalación muy económica, basta emplazar dos o cuatro seccionadores trifásicos más por tramo y una pequeña obra para cruzar dos conductores.

ESTUDIO ECONÓMICO

En este documento se analizan los costes y los beneficios de la dinamización de líneas. Los costes se pueden determinar con bastante exactitud, pero no sucede lo mismo con los beneficios.

10. Costes de implantación

El desglose del presupuesto sin incluir licencias de obras, costes financieros, de gestión, administrativos, de terrenos ni tasas quedaría como se detalla a continuación:

10.1. Costes de los materiales

Material	Medición	Precio unitario	Precio total (€)
Seccionadores trifásicos de pantógrafo SP-420/4000	4 Uds.	68.000 €/Ud.	272.000
Apoyo auxiliar C-3000 24m	2 Uds.	1.300 €/Ud.	2.600
Cable de aluminio Al-Ac 547,3 mm ²	300 m	2€/m	600
Aisladores torres auxiliares IPB500/XX/CMN/EAP/115	4 Uds.	800€/Ud.	3.200
Webcams	2 Uds.	30€/Ud.	60
Prolongación del tubo aluminio 150/132Ø	20 m	40€/m	800
TOTAL MATERIALES			279.260€

Tabla 18. Presupuesto de materiales

10.2. Costes de instalación

Obra civil. Cimentación de los apoyos auxiliares y de los seccionadores pantógrafos.....	2.400€
Montaje e instalación de equipos.....	15.600€
Programación y pruebas	5.500€
TOTAL INSTALACIÓN.....	23.500€

10.3. Ingeniería

Ingeniería (3%).....	9.083€
----------------------	---------------

10.4. Total

TOTAL PRESUPUESTO	311.843 €
--------------------------------	------------------

Tabla 19. Presupuesto de instalación

11. Beneficios que reportaría

11.1. Introducción

El cálculo económico en cuanto a retorno de la inversión es tremendamente complejo. Puede ser fácil calcular el valor económicamente de la energía ahorrada si se conoce, pero es una tarea ardua poner precio a la regulación de la tensión o a las ineficiencias que pueda solventar en el sistema eléctrico. Cada caso es diferente. Además, la red eléctrica es una enorme malla, donde todos los tramos están conectados.

En este punto se dan algunas pinceladas, aunque las gráficas de ese apartado son muy fluctuantes. Las incertidumbres sobre cómo evolucionará el sistema eléctrico a largo plazo dificultan los cálculos todavía más.

A pesar de todo no faltan motivos para el optimismo:

- Como se ha explicado en la introducción, el aumento exponencial de generación descentralizada, la construcción de nuevas líneas y el cierre de viejas nucleares y térmicas apunta hacia un escenario muy favorable para este estudio. Será muy necesario regular el sistema sin recurrir tanto a los caros métodos tradicionales.

- Arrancar y parar una central de gas natural cuesta alrededor de 5.000€ aunque depende mucho del precio del gas, ¿significa esto que con 62 días que se evite un arranque queda amortizado un equipo? No, puesto que por una parte la central está funcionando durante varias horas, sin embargo se necesitan dinamizar varias líneas para evitar un arranque.

Al fin y al cabo, es una herramienta más en manos del operador de red para regular la reactiva y la tensión, que puede usar junto con los métodos tradicionales.

11.2. Combinación de dinamización de líneas e inductancias

En el apartado 4 se comprobó que dinamizar las líneas podía reducir el tiempo de arranque de las centrales o evitarlo. Recordemos que el precio medio del MWh por restricciones técnicas no es el mismo que el del pool. En el último año ha sido el siguiente: (24)



Ilustración 44. Captura de pantalla precio de generación (€/MWh) por restricciones técnicas.
Fuente: esios, ree.

Para observar la evolución de los precios por restricciones técnicas hay que tener en cuenta que influyen multitud de variables difícilmente previsible como las meteorológicas: viento y lluvias, el precio del gas o las decisiones políticas.

Por ejemplo: considérese el caso expuesto en la introducción. En ese día el precio medio de las restricciones técnicas y de pool cada hora era el siguiente:



Ilustración 45. Precio restricciones y mercado en la noche del 4/4/2016.
Fuente: esios.ree

Se recuerda que la central del ejemplo generó a mínimo técnico (160MW) 200MVar de energía reactiva. Supóngase que dicha central ofertó la potencia al precio medio (línea azul oscuro). Esos 160MW se han pagado a la central al precio de la línea azul oscuro. Si no hubiesen sido generados por restricciones técnicas habrían ido a

precio de mercado y se habrían pagado al precio de la línea azul claro. La central estuvo arrancada entre las 00h y las 9h. Haciendo los cálculos a partir de esta gráfica, si en esa noche se hubiese evitado el arranque de la central se habrían ahorrado 68.379€ al sistema eléctrico sin contar las pérdidas de transporte.

Sin embargo, no fue un día con una separación entre precio de restricciones y precio de mercado demasiado grande. Si se observa la siguiente gráfica, donde el día en cuestión aparece señalado con la barra, se comprueba como en los últimos años ha habido separaciones entre ambos precios mucho más grandes.

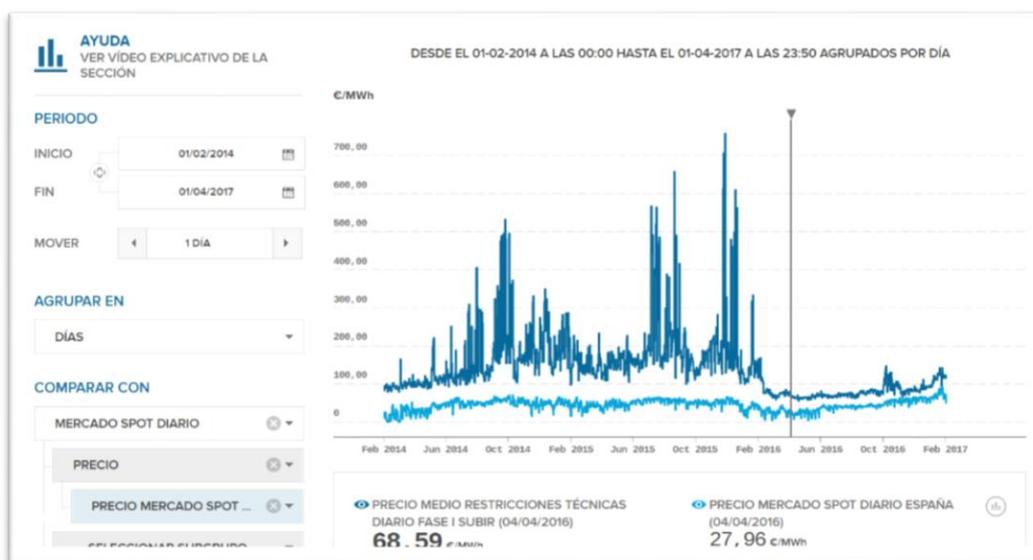


Ilustración 46. Precio medio diario por restricciones y precio de mercado. Fuente: esios.ree

Si además se aumenta la resolución de la gráfica y en vez de agrupar en días se agrupa en horas se comprueba como en ciertos momentos puntuales el precio del MWh por restricciones técnicas ha alcanzado precios escandalosamente altos:

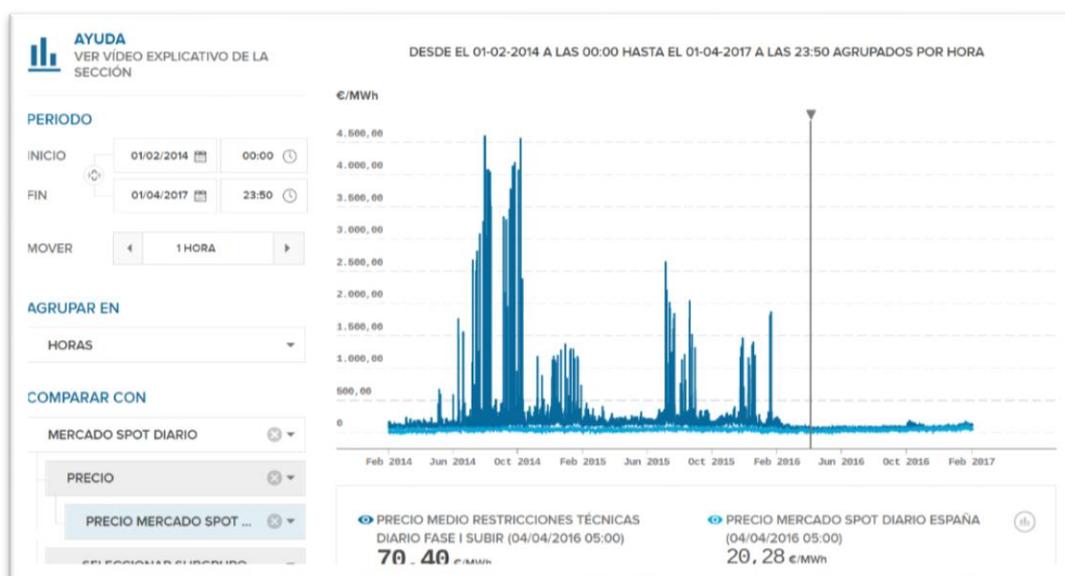


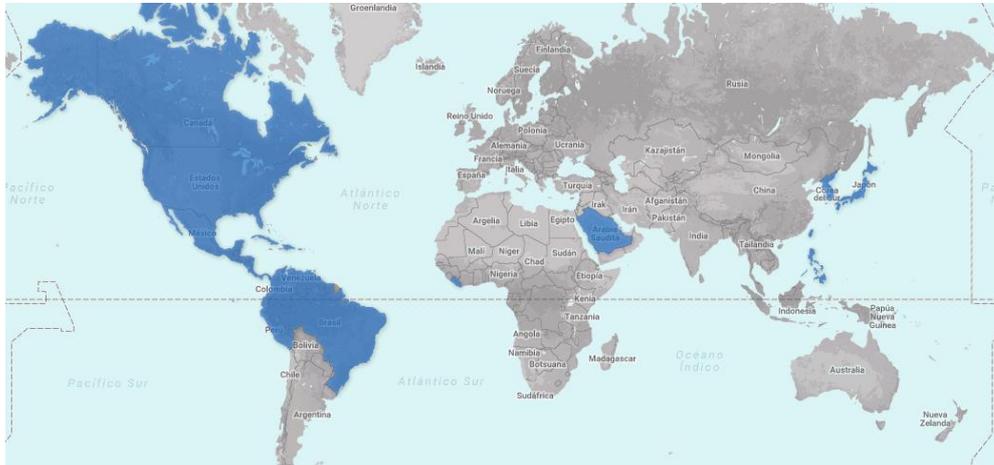
Ilustración 47. Precio medio horario por restricciones técnicas y precio de mercado. Fuente: esios.ree

12. ESTUDIOS POSTERIORES

En este apartado mencionan posibles estudios de dinamización de líneas en condiciones diferentes a las analizadas en resto del documento.

12.1. Aplicación a 60Hz

El siguiente mapa muestra los países cuya red eléctrica es de 60Hz:



(25)

Ilustración 48. Países con una frecuencia de 60Hz. Fuente: IEC

Como se puede ver en este mapamundi gran parte de América funciona a 60Hz. Esto supone que en estos sitios es todavía más interesante dinamizar las líneas que en el resto del mundo ya que a mayor frecuencia más energía reactiva genera la línea y por tanto más Ferranti. Además Canadá, Estados Unidos, Méjico o Brasil son países con enormes tramos y con líneas a tensiones mayores de 400kV por tanto resulta mucho más conveniente si cabe dinamizar las líneas en esas condiciones. (Japón, Corea del Norte y Liberia están divididos en zonas de 50 y 60Hz).

12.2. Seccionadores giratorios

En el estudio se han analizado la dinamización de líneas con seccionadores de pantógrafo, pero también se pueden usar seccionadores giratorios. Requiere un pequeño aumento en la superficie de instalación:

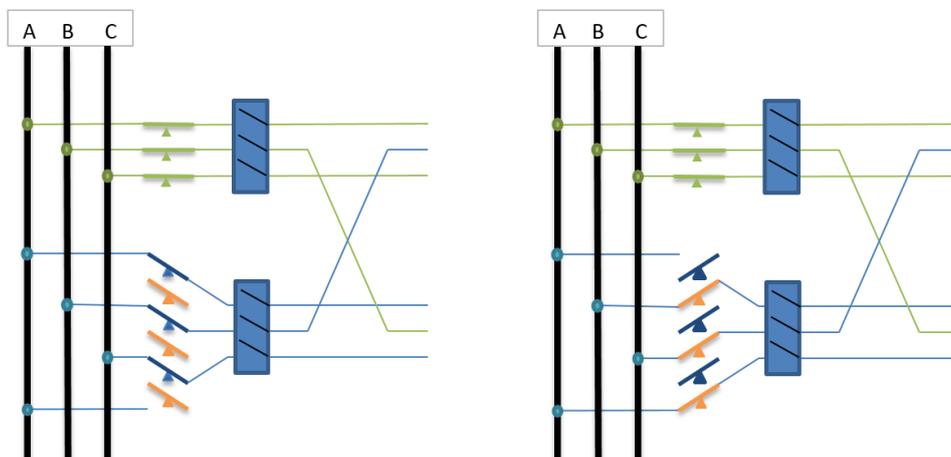


Ilustración 49. Modo normal (izq.) y modo mínima capacidad (dcha.) con seccionadores giratorios. Fuente: Elaboración propia

12.3. Simulación de una malla

Se propone simular una red mallada y probar distintos valores de potencia en los consumos para ver en qué momentos conviene poner un modo de funcionamiento u otro.

12.4. Diferentes tensiones

Durante todo el trabajo se ha aplicado una tensión nominal de 400kV pero no toda la MAT es a esa tensión. Hay desde 220kV hasta 1000kV en algunos países. Las líneas de 500kV o 800kV son bastante frecuentes. Cuanto mayor sea la tensión más conviene dinamizar las líneas, a pesar de que las distancias entre conductores aumentan.

12.5. Líneas soterradas

Las líneas de MAT subterráneas tienen capacidades mucho más grandes que las aéreas por lo que suelen instalarse con inductancias de compensación de gran potencia reactiva. La geometría de la disposición de las fases es muy variada. En principio no habría ningún problema en aplicar la dinamización a este tipo de líneas.

12.6. Subestaciones GIS

Las subestaciones GIS (Gas Insulated Switchgear) ocupan mucho menos espacio que las convencionales, puesto que tienen los conductores dentro de tubos de SF₆ un gas muy aislante y estable. No se construyen a la intemperie sino dentro de edificios o soterradas y no generan apenas contaminación acústica por los transformadores. Por tanto, son las que se usan de forma generalizada en zonas urbanas. También se reducen drásticamente las horas de indisponibilidad. La contrapartida es el precio, son considerablemente más caras que las subestaciones de intemperie.

La dinamización de líneas es perfectamente aplicable en subestaciones GIS, aunque requeriría un rediseño de las mismas para dejar espacio al seccionador extra.

12.7. Aplicación en líneas con tres o más circuitos

Durante todo el trabajo se ha hablado de líneas de doble circuito. Surge la pregunta de si se podría aplicar lo mismo a líneas más circuitos.

12.7.1. Líneas triples

La dinamización en líneas triples requeriría que el circuito central fuera estático y los otros dos dinámicos. Obsérvese que la horizontal central coincide en las tres representaciones. También podría tener un modo máxima capacidad para potencias transportadas muy altas.

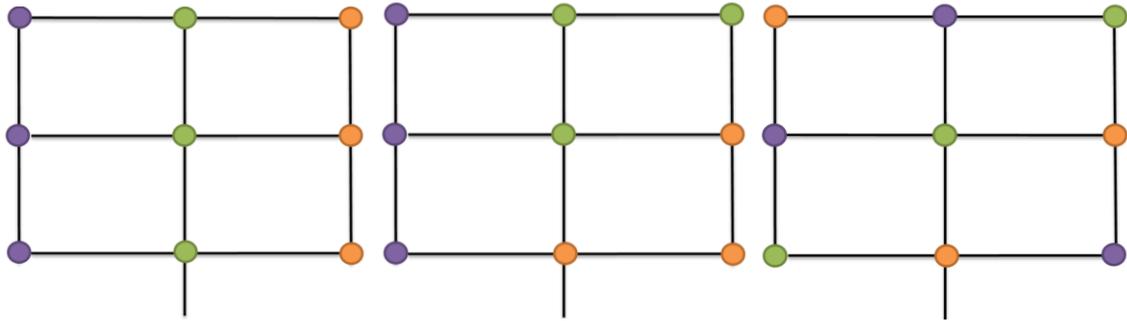


Ilustración 50. Línea en modo actual (izq.); modo mínima capacidad (med.); modo máxima capacidad (dcha.)
Fuente: Elaboración propia.

12.7.2. Líneas cuádruples

En estas líneas habría que establecer dos líneas estáticas y dos dinámicas. Compruébese como dos puntos de cada fase coinciden en los dos esquemas.

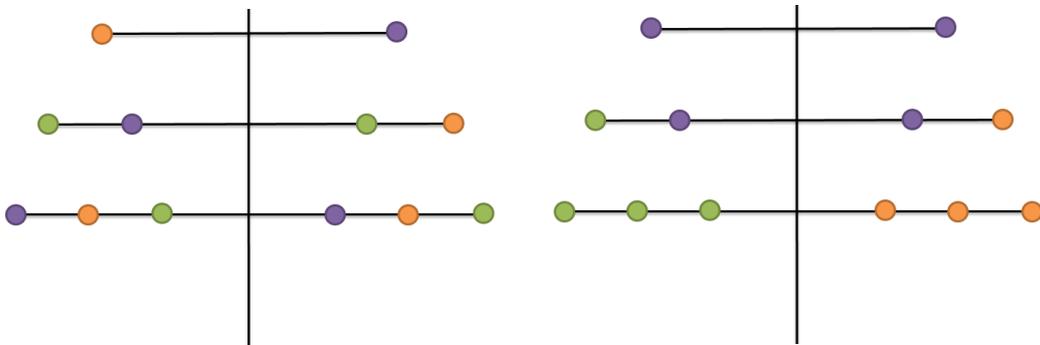


Ilustración 51. Posible disposición para modos normal y mínima capacidad en líneas cuádruples.
Fuente: Elaboración propia.

BIBLIOGRAFÍA

1. **British Petroleum.** *Statistical Review of World Energy.* 2017.
2. **U.S. Energy Information Administration (EIA).** Today in energy. [En línea] 12 de Julio de 2016. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27032>.
3. **Endesa.** *Informe de comportamiento Energético de las Empresas Españolas.* 2016.
4. **National Renewable Energy Laboratory.** *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark.* Q1 2017.
5. **El Confidencial.** El coste de la energía eólica marina se hunde en UK y bate por primera vez a la nuclear. [ed.] Juan Cruz Peña. 12 de Septiembre de 2017.
6. **Bloomberg New Energy Finance.** *New Energy Outlook.* 2017.
7. —. *Electric Vehicle Outlook.* 2017.
8. **JRC, Comisión Europea.** Photovoltaic Geographical Information System. [En línea] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>.
9. **Red Eléctrica Española.** *Las energías renovables en el sistema eléctrico español.* 2016.
10. **El País.** Inaugurada la primera central solar fotovoltaica de España. [ed.] Malen Ruiz de Elvira. 30 de Marzo de 1985.
11. **CincoDías.** Renovables: qué es la "rentabilidad razonable", según el BOE. [En línea] El País, 20 de Junio de 2014. https://cincodias.elpais.com/cincodias/2014/06/10/empresas/1402381899_121363.html.
12. **La Vanguardia.** Conectada la primera central solar ciudadana tras el fin de las ayudas a las renovables. [En línea] 27 de Abril de 2016. <http://www.lavanguardia.com/local/sevilla/20160427/401398270924/primeras-central-solar-conectada-alcolea-som-energia.html>.
13. **CincoDías.** Estas son las principales empresas que han logrado los 5.000MW en la subasta de renovables. [En línea] El País, 26 de Julio de 2017. https://cincodias.elpais.com/cincodias/2017/07/26/companias/1501065002_978339.html.
14. **Asociación Empresarial Eólica.** La eólica en España. *Potencia instalada.* [En línea] <https://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/potencia-instalada/>.
15. **WindEurope.** *Wind in power. European statistics.* 2016.
16. **Red Eléctrica de España.** Gestor de la red y transportista. [En línea] <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista>.
17. **Comisión Europea.** *Estrategia Europea de la Seguridad Energética. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo.* Bruselas : s.n., 28.5.2014.

18. —. Energy. *Projects of common interest - Interactive map*. [En línea]
http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html.
19. **Red Eléctrica de España**. Demanda y producción en tiempo real. *Demanda en tiempo real, su estructura de generación y emisiones CO2*. [En línea]
<http://www.ree.es/es/actividades/demanda-y-produccion-en-tiempo-real>.
20. **Parmar, Jignesh**. Electrical Notes & Articles. *What is Ferranti Effect*. [En línea] 26 de Marzo de 2011. <https://electricalnotes.wordpress.com/2011/03/26/ferranti-effect/>.
21. **Universidad Francisco José de Caldas**. El condensador ideal. [En línea]
<http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/Circuitos-II/Capitulo-1/1-5.html>.
22. **Zoran Gajic, Birger Hillström, Fahrudin MERKic**. *HV Shunt Reactor Secrets for Protection Engineers*. Conferencia WPRC 2003 : s.n., Publicado en papel por ABB.
23. **Blanco Falcón, Víctor Manuel**. Proyecto de una subestación eléctrica de transporte 400/220kV. [En línea] septiembre de 2010.
24. **Red Eléctrica de España**. Sistema de información del operador del sistema (ESIOS). *Mercados y precios*. [En línea] <https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios>.
25. **International Electrotechnical Commission**. World Plugs. [En línea] 2017.
<http://www.iec.ch/worldplugs/map.htm>.
26. **SolidAI Conductores Eléctricos, S.A.** Catálogo Conductores eléctricos. [En línea] 2010.
<http://www.solidal.pt/var/imagens/gerais/File/catalogo/Catalogo%20Espanhol%20Out2010.pdf>.
27. **MESA**. Seccionadores y Pantógrafos AT. *SP/SPD Seccionadores Pantógrafos hasta 420kV*. [En línea] 4 de 2014. http://www.mesa.es/productos/pdf/MESA14_140.pdf.
28. **FAMMSA**. Apoyos metálicos para líneas de alta tensión. [En línea]
<http://www.fammsa.com/es/lineas-alta-tension/>.
29. **Balestro**. Productos. *Aisladores*. [En línea]
<http://www.balestro.com.br/category/produtos/isoladores/>.

13. ANEXOS

13.1. Esquema apoyo tipo

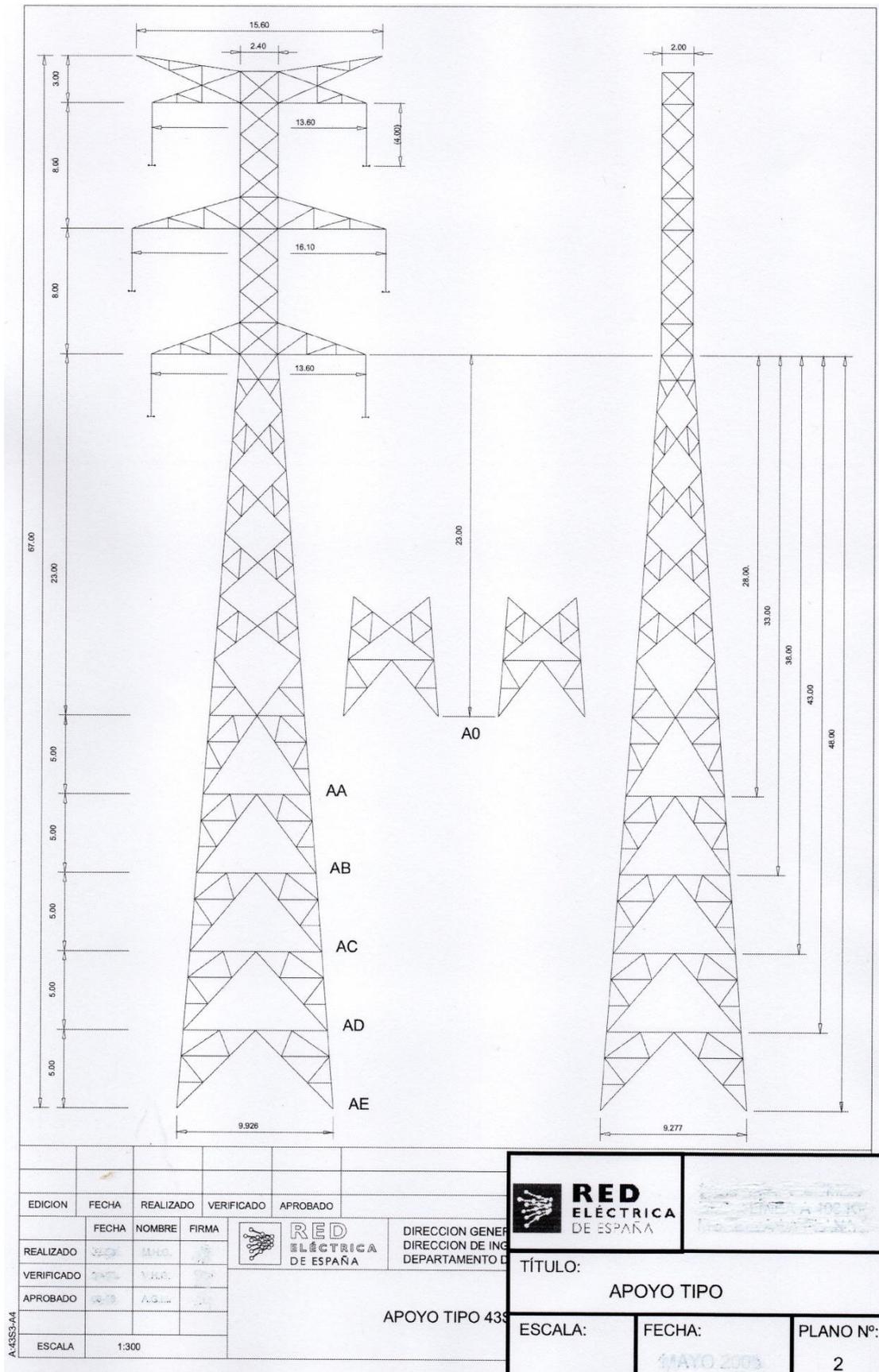


Ilustración 52. Esquema apoyo tipo. Fuente: REE

13.2. Captura de pantalla de los cálculos de tensión final, corriente inicial y corriente final.

```

In[151]= S = 125 000 000 + 45 368 942 I ;
In[185]= Vi = 400 000 / (3) ^ (1 / 2) // N
Out[185]= 230 940 .

"MODO NORMAL"
a = 0.964039282690495 + 0.00345290563676901 I ;
b = 7.28349432684442 + 76.326099224475 I ;
c = -1.08329791954903 * 10 ^ (-06) + 0.000925401592775643 I ;
d = 0.964039282690495 + 0.00345290563676901 I ;

In[154]= NSolve[{Vi == a * Vf + b * If, Ii == c * Vf + d * If, 3 * Vf * Conjugate[If] == S},
  {Vf, If, Ii}]

NSolve::ratnz : NSolve was unable to solve the system with inexact coefficients. The
  answer was obtained by solving a corresponding exact system and numericizing the result. >>
Out[154]= {{Vf -> 7271.09 - 13297.4 i, If -> 443.495 - 2890.94 i, Ii -> 449.026 - 2778.71 i},
  {Vf -> 232 185. - 14 103. i, If -> 174.853 - 75.7538 i, Ii -> 181.626 + 142.454 i}}

In[182]= Abs[232185.43479939472` - 14102.960241260962` i]
Out[182]= 232 613 .

"MODO INDUCTIVO"

In[175]= ai = 0.96475647743715 + 0.0027949365094575 I ;
bi = 7.28706422733207 + 92.4457782937886 I ;
ci = -7.09536121107605 * 10 ^ (-07) + 0.000749061577023059 I ;
di = 0.96475647743715 + 0.0027949365094575 I ;

In[179]= NSolve[{Vi == ai * Vf + bi * If, Ii == ci * Vf + di * If, 3 * Vf * Conjugate[If] == S},
  {Vf, If, Ii}]

NSolve::ratnz : NSolve was unable to solve the system with inexact coefficients. The
  answer was obtained by solving a corresponding exact system and numericizing the result. >>
Out[183]= {{Vf -> 8788.34 - 16206.2 i, If -> 356.293 - 2377.82 i, Ii -> 362.515 - 2286.43 i},
  {Vf -> 230 492. - 16 848.5 i, If -> 175.041 - 78.4067 i, Ii -> 181.548 + 97.5109 i}}

In[184]= Abs[230492.48219628012` - 16848.457922562968` i]
Out[184]= 231 107 .

```

Ilustración 53. Captura de pantalla de los cálculos de tensión final, corriente inicial y corriente final en ambos modos usando Mathematica. Fuente: elaboración propia.

13.3. Cálculo de pérdidas en ambos modos

```
In[220]= Pnorm = 2 * Re [3 ^ 0.5 * 400 000 * Conjugate [181.6260832984367` + 142.45417634190864` i]] -  
250 000 000  
Out[220]= 1.66848 x 106  
  
In[219]= Pind = 2 * Re [3 ^ 0.5 * 400 000 * Conjugate [181.54807144039046` + 97.5108873469354` I]] -  
250 000 000  
Out[219]= 1.56039 x 106
```

Ilustración 54 Cálculo de pérdidas en ambos modos. Fuente: elaboración propia

13.4. Cálculos de transitorios con subestación intercalada

Se parte de una línea en la posición base que tiene una subestación intercalada en el punto central con un balance consumo-generación=0.

```
"-> Potencia aparente por circuito demandada en el punto base"
s = 125 000 000 + 45 368 942 I;
"->Potencia aparente por circuito demandada en el mínimo sin sobretensión en modo normal."
Smin = 74 575 000 + 27 067 111 I;
"Tensión inicial"
Vi = 400 000 / 3^0.5;
```

Seguidamente se calculan A, B, C y D para la línea con 125km en tres supuestos diferentes: normal/actual, mínima capacidad y línea simple. El parámetro A se expresa en los tres casos como an, amc y as respectivamente. El resto siguen el mismo sistema.

```
"-> Sistema normal"

an = 0.99096942442643 + 0.000871092879269995 I;
bn = 3.70878327622043 + 38.5075643878937 I;
cn = -1.3615000830096 * 10^(-7) + 0.000466917448290528 I;
dn = 0.99096942442643 + 0.000871092879269995 I;

"-> Sistema mínima capacitancia"

amc = 0.991150208447485 + 0.00070497299138851 I;
bmc = 3.70923303456938 + 46.6329662687405 I;
cmc = -8.91655115564512 * 10^(-8) + 0.000377874966053297 I;
dmc = 0.991150208447485 + 0.00070497299138851 I;

"-> Sistema simple"

as = 0.991028608570885 + 0.000758699061435 I;|
bs = 3.70893048768214 + 43.923485884627 I;
cs = -1.03279896568397 * 10^(-7) + 0.000406672858508586 I;
ds = 0.991028608570885 + 0.000758699061435 I;
```

Se va a calcular la tensión final de línea en los dos puntos candidatos a ser el más desfavorable que aparecían en las figuras anteriores.

- Opción 1. Ver la Ilustración 39. El primer tramo está en circuito simple y el segundo en mínima capacidad. Por tanto, desglosando las ecuaciones anteriores por tramos se obtiene en el primero:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_i \\ 2 \bar{I}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A}_s & \bar{B}_s \\ \bar{C}_s & \bar{D}_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_{me} \\ 2 \bar{I}_{me} \end{bmatrix}$$

- \bar{V}_{me} e \bar{I}_{me} son las tensiones y corrientes en el punto medio.

En el segundo tramo la ecuación es la siguiente:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_{me} \\ \bar{I}_{me} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A}_{mc} & \bar{B}_{mc} \\ \bar{C}_{mc} & \bar{D}_{mc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_f \\ \bar{I}_f \end{bmatrix}$$

Finalmente se introducen las cuatro ecuaciones en la función NSolve. La quinta se obtiene a partir de la potencia aparente demandada y de las tensiones y corrientes

finales tal y como se hizo antes. De este modo hay cinco ecuaciones con cinco incógnitas.

```
NSolve[
{Vi == as * Vme + bs * 2 Ime,
 2 Ii == cs * Vme + ds * 2 Ime,
 Vme == amc * Vfi + bmc * Ifi,
 Ime == cmc * Vfi + dmc * Ifi,
 S == 3 * Vfi * Conjugate[Ifi]} ,
{Vfi, Ifi, Ii, Ime, Vme}]
```

NSolve::ratnz : NSolve was unable to solve the system with inexact coefficients.

The answer was obtained by solving a corresponding exact system and numericizing the result. >>

```
{{Vfi -> 13713.5 - 23346.5 i, Ifi -> 297.807 - 1609.78 i,
 Ii -> 306.685 - 1557.38 i, Ime -> 305.127 - 1590.14 i, Vme -> 89781.9 - 15213.7 i},
 {Vfi -> 229408. - 24311.5 i, Ifi -> 172.701 - 84.2236 i, Ii -> 182.058 + 50.6078 i,
 Ime -> 180.398 + 3.3334 i, Vme -> 231964. - 16193.4 i}}
```

De las dos opciones que da la primera se elimina por incongruente. El parámetro que más interesa es Vfi, del cual se calcula su valor absoluto y se multiplica por raíz de tres para obtener el valor de línea:

```
3^0.5 * Abs[229408.4110608474` - 24311.471203652378` i]
399572.
```

Se obtiene una tensión final de 399,57kV, un valor muy alejado de los 384,51kV que se obtuvieron en el cambio de modo sin subestaciones intermedias.

- Opción 2. El circuito desconectado está aguas abajo y el otro tramo en modo inductivo. Las ecuaciones son las siguientes:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_i \\ \bar{I}_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A}_{mc} & \bar{B}_{mc} \\ \bar{C}_{mc} & \bar{D}_{mc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_{me} \\ \bar{I}_{me} \end{bmatrix} \qquad \begin{bmatrix} \bar{V}_{me} \\ 2 \bar{I}_{me} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A}_S & \bar{B}_S \\ \bar{C}_S & \bar{D}_S \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_{fi} \\ 2 \bar{I}_{fi} \end{bmatrix}$$

La quinta ecuación también se puede modificar para que aparezcan los doses aunque esto no influya nada:

```
NSolve[
{Vi == amc * Vme + bmc * Ime,
 Ii == cmc * Vme + dmc * Ime,
 Vme == as * Vfi + bs * 2 Ifi,
 2 Ime == cs * Vfi + ds * 2 Ifi,
 2 S == 3 * Vfi * Conjugate[2 Ifi]},
{Vfi, Ifi, Ii, Ime, Vme}]
```

NSolve::ratnz : NSolve was unable to solve the system with inexact coefficients. The answer was obtained by solving a corresponding exact system and numericizing the result. >>

```
{{Vfi -> 13797.2 - 23340. i, Ifi -> 301.874 - 1606.75 i, Ii -> 306.755 - 1515.66 i, Ime -> 305.13 - 1589.3 i,
 Vme -> 157079. - 8520.15 i},
 {Vfi -> 223499. - 23814.8 i, Ifi -> 177.207 - 86.5467 i,
 Ii -> 182.138 + 47.3683 i, Ime -> 180.513 - 40.189 i, Vme -> 230430. - 8506.53 i}}
```

```
3^0.5 * Abs[223499.33922728122` - 23814.83163023001` i]
389304.
```

Comprobaciones

• Es este apartado se comprobará que coinciden los valores del Wolfram Mathematica 8.0 con los del Excel. Se analiza la línea, por ejemplo, con los dos circuitos desconectados en ambos lados:

```
NSolve[
{Vi == as * Vme + bs * Ime,
Ii == cs * Vme + ds * Ime,
Vme == as * Vfi + bs * Ifi,
Ime == cs * Vfi + ds * Ifi,
2 S == 3 * Vfi * Conjugate[Ifi]},
{Vfi, Ifi, Ii, Ime, Vme}]
NSolve::ratnz : NSolve was unable to solve the system with inexact
coefficients. The answer was obtained by solving a corresponding exact system and numerizing the result. >>
{{Vfi -> 19497.7 - 30479.7 i, Ifi -> 536.922 - 2390.6 i, Ii -> 549.482 - 2287.83 i, Ime -> 546.312 - 2360.81 i,
Vme -> 126341. - 15474.5 i}, {Vfi -> 219806. - 31104.4 i, Ifi -> 352.589 - 187.497 i,
Ii -> 365.447 - 2.53773 i, Ime -> 362.195 - 96.1548 i, Vme -> 227401. - 15867.1 i}}
3^0.5 * Abs[219806.49259190494` - 31104.440094576235` i]
384509.
```

Se comprueba como el valor de tensión Vfi son los 384,51kV que aparecían en la Tabla 13.

• Inicialmente se hará otra comprobación en donde en ambos tramos en modo normal a 149,15MW (S_{mín}) la tensión final alcanza el límite establecido en 408kV.

```
NSolve[
{Vi == an * Vme + bn * Ime,
Ii == cn * Vme + dn * Ime,
Vme == an * Vfi + bn * Ifi,
Ime == cn * Vfi + dn * Ifi,
Smin == 3 * Vfi * Conjugate[Ifi]},
{Vfi, Ifi, Ii, Ime, Vme}]
NSolve::ratnz : NSolve was unable to solve the system with inexact
coefficients. The answer was obtained by solving a corresponding exact system and numerizing the result. >>
{{Vfi -> 4098.69 - 7932.36 i, Ifi -> 380.298 - 2937.29 i, Ii -> 384.1 - 2026.54 i, Ime -> 383.125 - 2908.51 i,
Vme -> 110587. - 4106.57 i}, {Vfi -> 235396. - 8760.8 i, Ifi -> 104.032 - 42.2002 i,
Ii -> 108.288 + 177.522 i, Ime -> 107.187 + 68.1833 i, Vme -> 235289. - 4627.15 i}}
3^0.5 * Abs[235396.1819869261` - 8760.801559589125` i]
408000.
```

Cálculo de Q

```
NSolve[
{Vi == amc * Vme + bmc * Ime,
Ii == cmc * Vme + dmc * Ime,
Vme == as * Vfi + bs * 2 Ifi,
2 Ime == cs * Vfi + ds * 2 Ifi,
2 S == 3 * Vfi * Conjugate[2 Ifi],
Q == 2 (Im[3 Vi * Conjugate[Ii]] - Im[S])},
{Vfi, Ifi, Ii, Ime, Vme, Q}]
NSolve::ratnz : NSolve was unable to solve the system with inexact coefficients. The
answer was obtained by solving a corresponding exact system and numerizing the result. >>
{{Vfi -> 13797.2 - 23340. i, Ifi -> 301.874 - 1606.75 i, Ii -> 306.755 - 1515.66 i,
Ime -> 305.13 - 1589.3 i, Vme -> 157079. - 8520.15 i, Q -> 2.00943 * 10^9},
{Vfi -> 223499. - 23814.8 i, Ifi -> 177.207 - 86.5467 i, Ii -> 182.138 + 47.3683 i,
Ime -> 180.513 - 40.189 i, Vme -> 230430. - 8506.53 i, Q -> -1.56373 * 10^8}}
```

13.5. Cables

Cables de Aluminio o aleación con alma de acero para líneas aéreas



Construcción

Los cables de Aluminio o aleación con alma de acero son conductores cableados concéntricos, compuestos de una alma de acero del tipo ST1A y una o más capas de hilos de aleación del tipo AL2.

Utilización

Los cables de Aluminio o aleación con alma de acero se utilizan normalmente en líneas aéreas.

Normas aplicables

UNE-EN 50 189 UNE-EN 50 183 UNE-EN 50 889 UNE-EN 50 182 UNE 21 018

Características eléctricas y dimensionales de los cables de Aluminio con alma de acero - AL1/ST1A

Designación		Sección (mm ²)			Nº de hilos		Diámetro hilos (mm)		Diámetro (mm)		Masa/ unidad compr.	Carga rotura nominal	Resistencia electr. máx. a 20°C	Modulo elasticidad final	Coefficiente dilatación lineal	Capacidad nominal (A)
Nueva	Antiga	Al	acero	total	Al	acero	Al	acero	alma	cable	Kg/Km	kN	Ω/Km	N/mm ²	1/K	A
27-AL1/4-ST1A	LA 30	26,7	4,4	31,1	6	1	2,38	2,38	2,38	7,14	107,8	9,74	1,0736	76000	18,6E-6	155
47-AL1/8-ST1A	LA 56	46,8	7,8	54,6	6	1	3,15	3,15	3,15	9,45	188,8	16,29	0,6129	76000	18,6E-6	220
67-AL1/11-ST1A	LA 78	67,3	11,2	78,6	6	1	3,78	3,78	3,78	11,30	271,8	23,12	0,4256	76000	18,6E-6	275
94-AL1/22-ST1A	LA 110	94,2	22,0	116,2	30	7	2,00	2,00	6,00	14,00	432,5	43,17	0,3067	80000	17,9E-6	345
119-AL1/28-ST1A	LA 145	119,3	27,8	147,1	30	7	2,25	2,25	6,75	15,80	547,4	54,03	0,2423	80000	17,9E-6	405
147-AL1/34-ST1A	LA 180	147,3	34,4	181,6	30	7	2,50	2,50	7,50	17,50	675,8	64,94	0,1963	80000	17,9E-6	465
242-AL1/39-ST1A	LA 280 HAWK	241,6	39,5	281,1	26	7	3,44	2,68	8,04	21,80	976,2	84,89	0,1195	73000	18,9E-6	635
337-AL1/44-ST1A	LA 380 GULL	337,3	43,7	381,0	54	7	2,82	2,82	8,46	25,40	1274,6	107,18	0,0857	70000	19,4E-6	785
402-AL1/52-ST1A	LA 455 CONDOR	402,3	52,2	454,5	54	7	3,08	3,08	9,24	27,70	1520,5	123,75	0,0719	70000	19,4E-6	880
485-AL1/63-ST1A	LA 545 CARDINAL	484,5	62,8	547,3	54	7	3,38	3,38	10,10	30,40	1831,1	149,04	0,0597	70000	19,4E-6	990
565-AL1/72-ST1A	LA 635 FINCH	565,0	71,6	636,6	54	19	3,63	2,19	11,00	32,90	2123,0	174,14	0,0512	70000	19,5E-6	1095

Características eléctricas y dimensionales de los cables de aleación con alma de acero - AL2/ST1A

Designación		Sección (mm ²)			Nº de hilos		Diámetro hilos (mm)		Diámetro (mm)		Masa/ unidad compr.	Carga rotura nominal	Resistencia electr. máx. a 20°C	Modulo elasticidad final	Coefficiente dilatación lineal	Capacidad nominal (A)
Nueva	Antiga	aleación	acero	total	Al	acero	Al	acero	alma	cable	Kg/Km	kN	Ω/Km	N/mm ²	1/K	A
27-AL2/4-ST1A	DA 30	26,7	4,4	31,1	6	1	2,38	2,38	2,38	7,1	107,7	13,75	1,2474	76000	18,6E-6	145
47-AL2/8-ST1A	DA 56	46,8	7,8	54,6	6	1	3,15	3,15	3,15	9,5	188,6	23,77	0,7121	76000	18,6E-6	205
67-AL2/11-ST1A	DA 78	67,3	11,2	78,6	6	1	3,78	3,78	3,78	11,3	271,6	33,55	0,4945	76000	18,6E-6	260
94-AL2/22-ST1A	DA 110	94,2	22,0	116,2	30	7	2,00	2,00	6,00	14,0	432,2	56,36	0,3563	80000	17,9E-6	325
119-AL2/28-ST1A	DA 145	119,3	27,8	147,1	30	7	2,25	2,25	6,75	15,8	547,0	71,33	0,2815	80000	17,9E-6	380
147-AL2/34-ST1A	DA 180	147,3	34,4	181,6	30	7	2,50	2,50	7,50	17,5	675,3	87,03	0,2280	80000	17,9E-6	435
226-AL2/53-ST1A	DA 280	226,4	52,8	279,3	26	7	3,10	3,10	9,30	21,7	1038,4	131,71	0,1483	80000	17,9E-6	575

Nota: Para todas las composiciones, dos capas sucesivas estarán siempre cableadas en sentido contrario, estando la última capa exterior cableada a derecha (Z)

(1) Los valores de la capacidad nominal de corriente son meros indicativos y habian sido calculados en las condiciones siguientes del funcionamiento del cable: velocidad del viento de 0,6 m/s; temperatura ambiente de 35°C; temperatura máxima del cable de 80°C (régimen permanente).

Composiciones

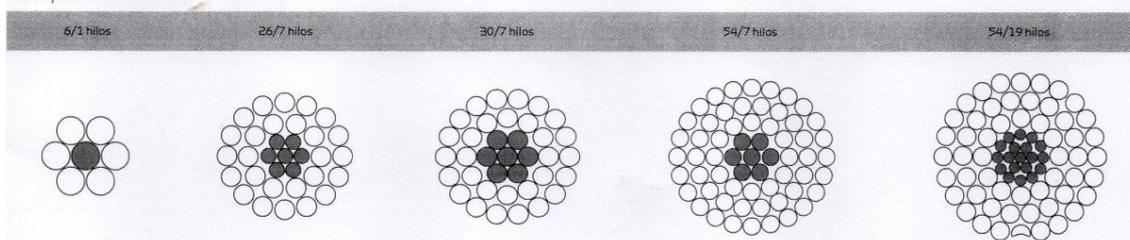


Ilustración 55. Propiedades de los cables. Fuente: SolidAI, Conductores Eléctricos, S.A. (26)

13.7. Cables de puesta a tierra

Cables OPGW para líneas aéreas



Construcción

Los cables OPGW están cableados concéntricamente, compuestos de uno ó más grupos de hilos de aleación de Aluminio, del tipo AL2, AL3, AL4 ó ALS, y un núcleo de acero galvanizado de alta resistencia, del tipo ST1A, ST2B, ST3D, ST4A, ST5E ó de ACS del tipo 20 SA. La unidad óptica está compuesta por un número definido de fibras ópticas, acondicionadas en el interior de uno o más tubos de acero inoxidable.

Utilización

El cable de guarda con fibra óptica (OPGW) integrada en el concepto del tradicional cable de tierra un componente de telecomunicaciones de alto rendimiento. A pesar de esta función adicional, el cable OPGW no dejará de ser un cable cuya función primaria es la protección de las líneas aéreas contra descargas atmosféricas, garantizando a la vez una disipación eficaz de las corrientes de cortocircuito.

Normas aplicables

UNE EN 50 183 UNE EN 50 189 UNE EN 61 232 UNE EN 50 182

Características de las fibras ópticas

Parámetros	Especificación (ITU-T G.652C/D)
Coefficiente de atenuación @ 1300 nm (dB/km)	≤0.35
Coefficiente de atenuación @ 1310 nm (dB/km)	≤0.34
Coefficiente de atenuación @ 1383 nm (dB/km)	≤0.33
Coefficiente de atenuación @ 1550 nm (dB/km)	≤0.21
Coefficiente de atenuación @ 1625 nm (dB/km)	≤0.24
Longitud de onda de dispersión cromática cero (λ0)	1302 ~ 1322 nm
Pendiente máxima para @ λ0	0.091 ps/(nm2.km)
Coefficiente de dispersión cromática:	
1285 ~ 1330 nm	3.0 ps/(nm.km)
1271 ~ 1360 nm	5.3 ps/(nm.km)
1550 nm	17.5 ps/(nm.km)
1625 nm	22 ps/(nm.km)
Longitud de onda de corte en la fibra cableada	
Fibra desnuda (Método 312 – EN 188000)	1100 ~ 1280 nm
Fibra nel cable (Método 313 – EN 188000)	≤1260 nm
PMD [ps/km 1/2]	< 0.5
Diámetro de campo modal	9.2 ± 0.4 μm @ 1310 nm 10.4 μm ± 0.5 μm @ 1550 nm
No circularidad del campo modal	≤6%
Error de concentricidad del campo modal [μm]	≤1 μm @ 1310 nm
Diámetro del revestimiento	125 ± 0.7 μm
No circularidad del revestimiento	≤ 0.8%
Diámetro del recubrimiento primario	250 ± 15 μm
Nivel de Proof - test	≥ 700 MPa

Características eléctricas y dimensionales de los cables OPGW (núcleo óptico en ARL)

Designación	Area (mm²)			Nº de hilos			Diámetro hilos (mm)			Diámetro (mm)	Masa/ unidad compr. Kg/Km	Carga rotura nominal kN	Resistencia electr. máx. a 20°C Q/Km	Modulo elasticidad final N/mm²	Coef. dilatación lineal 1/K	Corriente máx. de defecto suportable (1) kA².s	
	Al	ALR	total	Al	ALR	tubos	Al	ALR	tubo								
92-AL3/28-A20SA/ST - 48 fo	91,9	28,3	120,2	13	4	2	3,00	3,00	2,95	9,00	15,0	476,0	61,00	0,3230	80100	18,2E-6	116
92-AL3/35-A20SA/ST - 24 fo	91,9	35,3	127,2	13	5	1	3,00	3,00	2,95	9,00	15,0	506,0	69,50	0,3150	84500	17,7E-6	127
91-AL2/38-A20SA/ACST - 40 fo	90,6	37,7	128,3	12	5	2	3,10	3,10	3,00	9,30	15,5	541,0	74,70	0,3190	86400	17,5E-6	127
91-AL2/45-A20SA/ACST - 16 fo	90,6	45,3	135,9	12	6	1	3,10	3,10	3,00	9,30	15,5	571,0	81,10	0,3080	90600	17,0E-6	194
92-AL2/57-A20SA/ST - 48 fo	92,4	57,0	149,4	15	7	1	2,80	3,22	4,20	10,60	16,2	663,0	98,40	0,2930	95800	16,5E-6	165
100-AL3/50-A20SA/ACST - 24 fo	99,5	49,8	149,3	12	6	1	3,25	3,25	3,20	9,80	16,3	628,0	89,10	0,2800	90600	17,0E-6	170
125-AL3/48-A20SA/ST - 24 fo	125,1	48,1	173,2	13	5	1	3,50	3,50	3,45	10,50	17,5	687,0	91,70	0,2310	84700	17,7E-6	321
204-ALS/34-A20SA/ST - 36 fo	203,7	33,9	237,6	30	5	2	2,94	2,94	2,90	8,82	20,6	822,0	100,80	0,1450	70300	19,7E-6	504

Nota: Para todas las composiciones, dos capas sucesivas estarán siempre cableadas en sentido contrario, estando la última capa exterior cableada a derecha (Z).

(1) Los valores de la corriente máxima de defecto suportable son meros indicativos y habian sido calculados para las subidas de la temperatura de 30 a 180°.

Composiciones

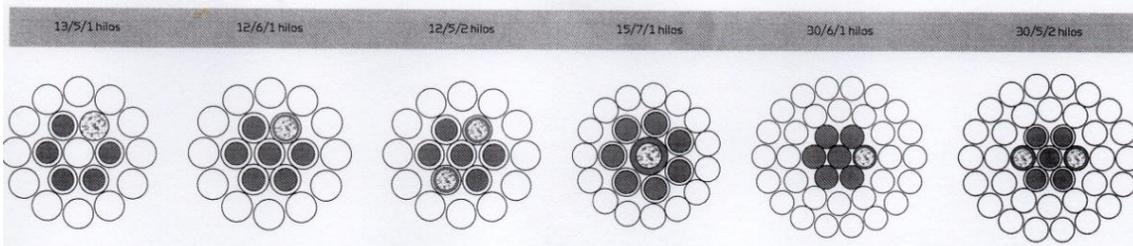


Ilustración 56. Características del cable de puesta a tierra. Fuente Solid Al, Conductores Eléctricos, S.A. (26)

13.8. Seccionadores de pantógrafo

Características técnicas

Montaje	Referencia	Fig.	Peso (1)	Referencia (con PAT)	Peso (1)	Tensión nominal (kV)	Intensidad nominal (A)	Tensión de ensayo						Intensidad de corta duración (valor eficaz) (kA)	Valor cresta de la intensidad (1) (kA)	Tipo de aislador (1)
								A tierra y entre polos			Sobre la distancia de seccionamiento					
								A frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	A impulso tipo rayo (kV)	A impulso tipo maniobra (kV)	A frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	A impulso (kV)	A impulso tipo maniobra (kV)			
9	SP-170/4000	2	103	SPT-170/4000	153	170	4000	325	750	-	375	860	-	50	125	C6-750
10	SP-245/4000	2	112	SPT-245/4000	162	245	4000	460	1050	-	530	1200	-	50	125	C6-1050
11	SP-245/4000	2	112	SPT-245/4000	162	245	4000	460	1050	-	530	1200	-	63	160	C8-1050
12	SPD-245/4000	3	133	SPDT-245/4000	183	245	4000	460	1050	-	530	1200	-	50	125	C6-1050
13	SPD-245/4000	3	133	SPDT-245/4000	183	245	4000	460	1050	-	530	1200	-	63	160	C8-1050
14	SPD-420/4000	3	150	SPDT-420/4000	200	420	4000	520	1425	1050	610	1665	1245	50	125	C6-1425
15	SPD-420/4000	3	150	SPDT-420/4000	200	420	4000	520	1425	1050	610	1665	1245	63	160	C8-1425

Tensión nominal (kV)	Fig.	A	C	E	F (aprox.)	K (aprox.)	L (min)	R (aprox.)	Anclajes (vista B-B) (2)		
									I	Nº agujeros	P
170	2	4390	1700	300	2970	2145	1630	875	225	(4xØ18)	270
245	2	5630	2300	460	3230	2540	2280	1250	225	(4xØ18)	270
245	3	6250	2300	460	3960	1740	2350	1235	225	(4xØ18)	270
420	3	8250	3350	550	4865	2285	3150	1590	254	(4xØ18)	330

(1) Peso unipolar y sin aisladores.

(1) Posibilidad de utilizar aisladores tipo C4 hasta 170 kV 2500 A, reduciéndose la intensidad de cortocircuito a 31,5 kA/1s - 80 kA.

(2) Valores para aisladores tipo C6. Para otros tipos de aisladores consultar a MESA.

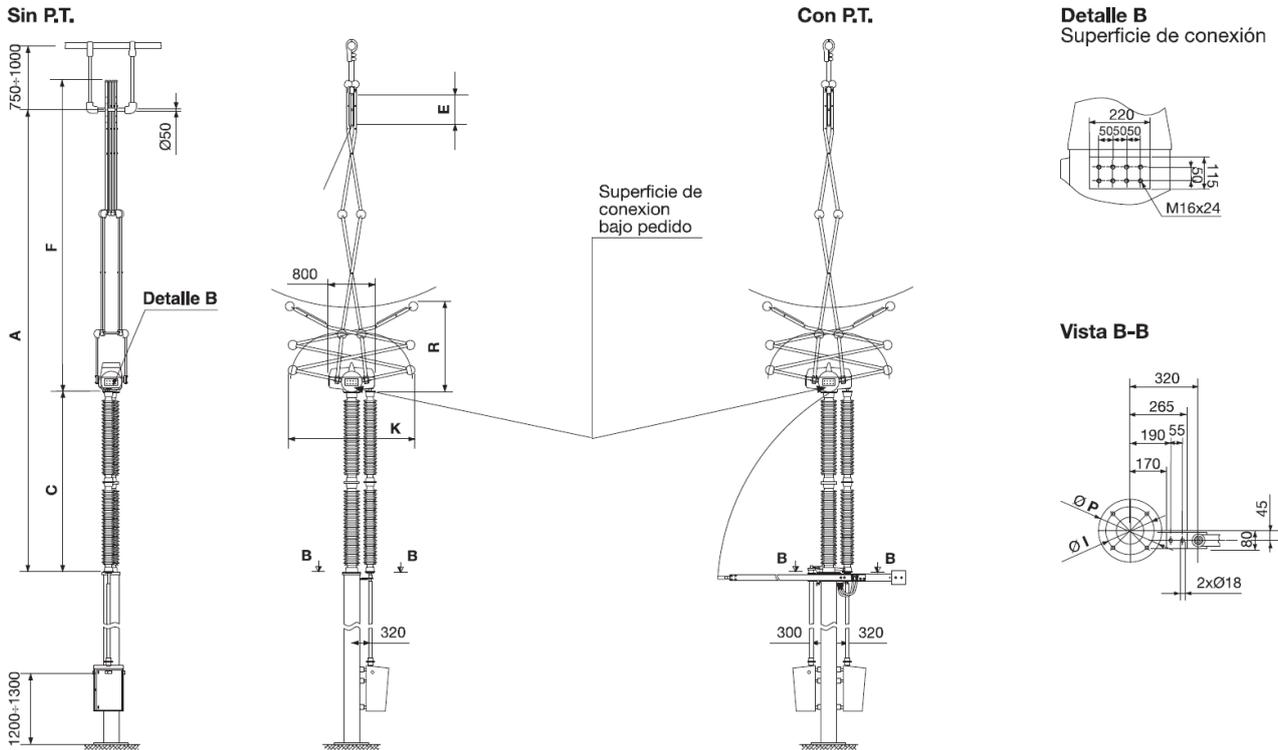


Ilustración 57. Características técnicas y esquema de los pantógrafos de 420kV. Fuente: MESA (27)

13.9. Apoyo auxiliar

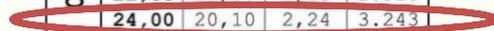


Mod. "C" - Celosía

MEDIDAS GENERALES Y PESOS (Mesures générales et Poids) [General weights and Measurements]

	Altura total (Hauteur totale) [Total height] (m.)	Altura útil "H" (Hauteur utile "H") [Useful height "H"] (m.)	Ancho base "b" (Largeur base "b") [Base width "b"] (m.)	Peso (Poids) [Weight] (kg.)
C-500	10,00	8,70	0,74	302
	12,00	10,65	0,81	358
	14,00	12,60	0,89	419
	16,00	14,60	0,96	484
	18,00	16,60	1,04	549
	20,00	18,50	1,12	624
	22,00	20,50	1,19	686
	24,00	22,45	1,28	806
	26,00	24,50	1,35	889
	28,00	26,50	1,43	978
30,00	28,50	1,51	1.064	
C-1000	10,00	8,50	0,74	310
	12,00	10,50	0,81	374
	14,00	12,45	0,89	447
	16,00	14,45	0,96	512
	18,00	16,45	1,05	602
	20,00	18,45	1,13	687
	22,00	20,45	1,20	775
	24,00	22,45	1,29	922
	26,00	24,55	1,36	1.023
	28,00	26,55	1,44	1.134
30,00	28,55	1,52	1.238	
C-2000	10,00	8,20	0,74	473
	12,00	10,20	0,81	562
	14,00	12,15	0,89	682
	16,00	14,10	0,96	812
	18,00	16,10	1,04	927
	20,00	18,10	1,12	1.048
	22,00	20,10	1,20	1.196
	24,00	22,10	1,29	1.412
	26,00	24,20	1,36	1.567
	28,00	26,20	1,44	1.740
30,00	28,20	1,52	1.898	
C-3000	10,00	7,90	0,74	549
	12,00	9,90	0,81	681
	14,00	11,85	0,89	840
	16,00	13,80	0,98	984
	18,00	15,75	1,05	1.141
	20,00	17,75	1,13	1.306
	22,00	19,75	1,20	1.456
	24,00	21,75	1,29	1.779
	26,00	23,85	1,36	1.973
	28,00	25,85	1,45	2.186
30,00	27,85	1,52	2.362	

	Altura total (Hauteur totale) [Total height] (m.)	Altura útil "H" (Hauteur utile "H") [Useful height "H"] (m.)	Ancho base "b" (Largeur base "b") [Base width "b"] (m.)	Peso (Poids) [Weight] (kg.)
C-4500	10,00	7,50	0,74	739
	12,00	9,45	0,81	910
	14,00	11,40	0,90	1.118
	16,00	13,35	0,99	1.318
	18,00	15,30	1,06	1.527
	20,00	17,25	1,15	1.760
	22,00	19,20	1,22	1.968
	24,00	21,20	1,31	2.329
	26,00	23,30	1,38	2.570
	28,00	25,30	1,47	2.838
30,00	27,30	1,54	3.069	
C-7000	12,00	9,45	1,17	1.151
	14,00	11,35	1,36	1.390
	16,00	13,35	1,54	1.637
	18,00	15,30	1,70	1.874
	20,00	17,25	1,88	2.153
	22,00	19,15	2,04	2.402
	24,00	21,10	2,23	2.677
	26,00	23,50	2,39	2.967
	28,00	25,45	2,57	3.262
	30,00	27,35	2,75	3.567
C-9000	12,00	9,20	1,17	1.359
	14,00	11,15	1,35	1.662
	16,00	13,05	1,54	1.956
	18,00	15,05	1,70	2.248
	20,00	17,00	1,89	2.603
	22,00	19,00	2,05	2.928
	24,00	20,10	2,24	3.243
	26,00	23,35	2,43	3.568
	28,00	25,35	2,59	3.878
	30,00	27,35	2,77	4.208



- Para el transporte y almacenamiento, además de los pesos ya indicados, hay que tener en cuenta que cada apoyo tiene un volumen de 4,54 x 0,51 x 0,51 m.
- (Pour le transport et l'emmagasinage, en plus des poids déjà indiqués, il faut tenir compte du fait que chaque pylôn a un volume total de 4,54 x 0,51 x 0,51 m.)
- [For transport and storage, in addition to the weights stated above, please note that each tower has a total volume of 4.54 x 0.51 x 0.51 m.]

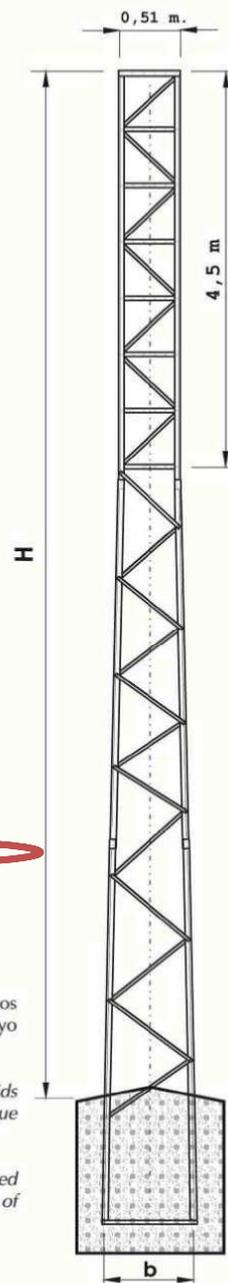


Tabla 20. Medidas torre celosía. Fuente: Fammsa (28)

13.10. Aisladores

Modelo EAP

Características Mecânicas							
Modelo	Classe de Tensão (kV eficaz)	Nº Saías	Comprimento "L" (c-c) (mm)	Distância de Escoamento (mm)	Distância de Arco (mm)	Peso unitário aprox. (kg)	Peso Emb. c/ 25 pgs (kg)
IPB 69/XX/CMIN/EAP/21	69	21	910	2.550	700	3,2	80
IPB 69/XX/CMIN/EAP/23		23	965	2.785	755	3,5	90
IPB 69/XX/CMIN/EAP/27		27	1.075	3.250	865	4,1	105
IPB 138/XX/CMIN/EAP/39	138	39	1.405	4.645	1.105	5,9	105
IPB 138/XX/CMIN/EAP/45		45	1.570	5.345	1.270	6,5	165
IPB 230/XX/CMIN/EAP/65		65	2.120	7.675	1.755	9,0	225
IPB 230/XX/CMIN/EAP/67	230	67	2.175	7.910	1.810	10,0	250
IPB 230/XX/CMIN/EAP/69		69	2.230	8.140	1.865	11,0	275
IPB 230/XX/CMIN/EAP/71		71	2.285	8.375	1.920	12,0	300
IPB 230/XX/CMIN/EAP/73		73	2.340	8.610	1.975	13,0	325
IPB 230/XX/CMIN/EAP/75		75	2.395	8.840	2.030	14,0	350
IPB 345/XX/CMIN/EAP/81		81	2.560	9.540	2.145	16,0	400
IPB 345/XX/CMIN/EAP/83	345	83	2.615	9.775	2.205	16,5	413
IPB 345/XX/CMIN/EAP/85		85	2.670	10.005	2.255	18,0	450
IPB 345/XX/CMIN/EAP/87		87	2.725	10.240	2.310	18,5	462
IPB 345/XX/CMIN/EAP/91		91	2.810	10.705	2.370	19,0	475
IPB 500/XX/CMIN/EAP/115		115	3.475	13.450	3.035	25,0	625
IPB 500/XX/CMIN/EAP/117	500	117	3.530	13.710	3.065	25,5	638
IPB 500/XX/CMIN/EAP/119		119	3.585	13.950	3.090	26,0	650

Características Elétricas												
Modelo	Impulso						60 Hz					
	Tensão suportável			Tensão disruptiva			Tensão suportável nominal		Tensão disruptiva		RV (1MHz)	
	a seco (ambas polaridades) (kV crista)	de manobra (kV eficaz)		(kV crista)		SECO	CHUVA	SECO	CHUVA	Tensão de ensaio (kV ef)	(µs)	
IPB 69/XX/CMIN/EAP/21	425	N/A	N/A	440	485	245	215	280	255	44	< 20	
IPB 69/XX/CMIN/EAP/23	460	N/A	N/A	470	510	260	225	300	275	88	< 50	
IPB 69/XX/CMIN/EAP/27	520	N/A	N/A	530	570	290	255	335	315			
IPB 138/XX/CMIN/EAP/39	695	N/A	N/A	715	735	385	335	445	420			
IPB 138/XX/CMIN/EAP/45	780	N/A	N/A	805	820	425	375	490	470	160	< 100	
IPB 230/XX/CMIN/EAP/65	1.050	N/A	N/A	1.090	1.100	550	505	625	605			
IPB 230/XX/CMIN/EAP/67	1.080	N/A	N/A	1.120	1.130	560	515	635	615			
IPB 230/XX/CMIN/EAP/69	1.105	N/A	N/A	1.145	1.160	575	525	645	630			
IPB 230/XX/CMIN/EAP/71	1.130	N/A	N/A	1.170	1.185	585	540	660	640			
IPB 230/XX/CMIN/EAP/73	1.155	N/A	N/A	1.200	1.215	595	550	670	650			
IPB 230/XX/CMIN/EAP/75	1.180	N/A	N/A	1.225	1.245	605	565	675	660	220	< 100	
IPB 345/XX/CMIN/EAP/81	1.255	1.045	920	1.305	1.330	635	600	705	690			
IPB 345/XX/CMIN/EAP/83	1.280	1.065	940	1.330	1.360	645	610	710	700			
IPB 345/XX/CMIN/EAP/85	1.305	1.085	955	1.350	1.385	665	620	720	705			
IPB 345/XX/CMIN/EAP/87	1.330	1.110	975	1.380	1.415	660	635	725	715			
IPB 345/XX/CMIN/EAP/91	1.350	1.125	990	1.400	1.525	690	670	830	740	317,5	< 200	
IPB 500/XX/CMIN/EAP/115	1.640	1.375	1.215	1.715	1.830	855	810	1.020	930			
IPB 500/XX/CMIN/EAP/117	1.660	1.395	1.230	1.735	1.860	865	825	1.035	940			
IPB 500/XX/CMIN/EAP/119	1.680	1.410	1.245	1.755	1.890	880	835	1.055	955			

Caso necessite de outros engates ou dimensões, consulte nosso Depto. Técnico. Os isoladores para 138kV e 230kV são equipados com anel anti-corona e de proteção em seus terminais, os isoladores para 345kV e 500 kV são equipados com 2 anéis anti-corona. Devido aos constantes desenvolvimentos de materiais e técnicas, as informações deste catálogo estão sujeitas a alterações sem prévio aviso. Outros modelos mediante consulta.

Tabla 21. Características técnicas aisladores. Fuente: Balestro (29)

13.11. Tabla estudio del efecto en función de la potencia consumida.

Pot. (MW)	V normal (kV)	V min cap (kV)	ΔV (kV)	Pérd. normal (kW)	Pérd. ind. (kW)	Δ Pérd. (kW)	Q normal (MVar)	Q mínim a cap. (MVar)	ΔQ (MVar)
0	414,92	414,61	0,31	741	484	256,16	307,17	248,44	58,7
25	413,81	413,31	0,50	690	447	243,48	306,83	248,11	58,7
50	412,68	411,99	0,69	670	439	230,65	306,16	247,37	58,8
75	411,53	410,63	0,90	680	463	217,56	305,15	246,21	58,9
100	410,36	409,25	1,11	722	518	204,13	303,80	244,64	59,2
125	409,17	407,84	1,33	796	606	190,21	302,10	242,64	59,5
150	407,96	406,39	1,57	904	727	176,29	300,04	240,20	59,8
175	406,73	404,92	1,81	1.043	882	160,4	297,63	237,31	60,3
200	405,47	403,41	2,06	1.217	1.072	144,16	294,84	233,97	60,9
225	404,20	401,87	2,33	1.425	1.298	126,79	291,68	230,15	61,5
250	402,90	400,29	2,61	1.668	1.560	108,09	288,13	225,85	62,3
275	401,58	398,68	2,90	1.948	1.860	87,79	284,19	221,06	63,1
300	400,23	397,03	3,20	2.265	2.199	65,58	279,85	215,75	64,1
325	398,86	395,34	3,52	2.619	2.578	41,36	275,09	209,92	65,2
350	397,46	393,60	3,86	3.012	2.998	14,63	269,91	203,55	66,4
375	396,03	391,83	4,20	3.445	3.460	-15,17	264,31	196,61	67,7
400	394,58	390,01	4,57	3.919	3.967	-48,2	258,26	189,09	69,2

Tabla 22. Estudio del efecto en función de la potencia consumida. Fuente: elaboración propia.

13.12. Tabla estudio del efecto en función de la longitud de línea

Long. (km)	V normal (kV)	V min cap (kV)	ΔV (kV)	Pérd. normal (kW)	Pérd. ind. (kW)	Δ Pérd. (kW)	Q normal (MVar)	Q mínim a cap. (MVar)	ΔQ (MVar)
0	400,00	400,00	0	0	0	0	0	0	0
25	399,03	398,83	0,20	160	161	-1,14	28,24	22,17	6,1
50	398,32	397,92	0,40	313	318	-5,59	56,48	44,32	12,2
75	397,89	397,27	0,62	461	467	-5,97	84,77	66,49	18,3
100	397,73	396,87	0,86	608	615	-6,86	113,14	88,73	24,4
125	397,86	396,75	1,11	757	762	-4,74	141,66	111,07	30,6
150	398,26	396,88	1,38	912	911	1,88	170,35	133,56	36,8
175	398,96	397,30	1,66	1.077	1.062	14,69	199,30	156,24	43,1
200	399,96	398,00	1,96	1.255	1.220	35,37	228,53	179,15	49,4
225	401,27	398,99	2,28	1.451	1.385	65,80	258,13	202,33	55,8
250	402,90	400,29	2,61	1.668	1.560	108,08	288,13	225,85	62,3
275	404,86	401,90	2,96	1.914	1.749	164,40	318,60	249,74	68,9
300	407,17	403,85	3,32	2.192	1.955	237,26	349,60	274,07	75,5
325	409,84	406,14	3,70	2.510	2.181	329,33	381,20	298,88	82,3
350	412,90	408,80	4,10	2.875	2.431	443,71	413,48	324,23	89,3

Tabla 23. Tabla estudio del efecto en función de la longitud. Fuente: elaboración propia.

13.13. Tabla estudio del efecto en función del factor de potencia.

cos(φ)	V normal (kV)	V min cap (kV)	ΔV (kV)	Pérd. normal (kW)	Pérd. ind. (kW)	Δ Pérd. (kW)	Q normal (MVar)	Q mínim a cap. (MVar)	ΔQ (MVar)
1	411,84	411,21	0,63	2.074	1.825	249	290,78	229,30	61,5
0,99	408,38	406,99	1,39	1.869	1.674	195	290,24	228,56	61,7
0,98	406,89	405,17	1,72	1.800	1.628	171	289,82	228,01	61,8
0,97	405,71	403,73	1,98	1.753	1.600	153	289,40	227,47	61,9
0,96	404,69	402,48	2,21	1.717	1.581	137	288,99	226,94	62,1
0,95	403,76	401,35	2,41	1.690	1.568	122	288,56	226,41	62,2
0,94	402,90	400,29	2,61	1.668	1.560	108	288,13	225,85	62,3
0,93	402,08	399,29	2,79	1.652	1.557	95	287,68	225,29	62,4
0,92	401,30	398,33	2,97	1.638	1.556	82	287,22	224,71	62,5
0,91	400,55	397,40	3,15	1.629	1.559	70	286,76	224,10	62,7
0,90	399,81	396,50	3,31	1.622	1.564	58	286,26	223,49	62,8
0,89	399,10	395,61	3,49	1.618	1.572	46	285,77	222,84	62,9
0,88	398,39	394,74	3,65	1.616	1.583	34	285,25	222,18	63,1
0,87	397,69	393,88	3,81	1.618	1.596	22	284,71	221,50	63,2
0,86	397,00	393,03	3,97	1.621	1.611	10	284,15	220,80	63,4

Tabla 24. Tabla estudio del efecto en función del factor de potencia. Fuente: elaboración propia.

13.14. Tabla de datos combinación dinamización de líneas e inductancias.

Potencia consumida (MW)	V normal (kV)	V Mín. cap. (kV)	V Normal 25MVar (kV)	V min. cap. 25MVar (kV)	V Normal 50MVar (kV)	V min. cap. 50MVar (kV)
0					410,09	408,75
10					409,64	408,22
20					409,19	407,69
30					408,73	407,15
40					408,27	406,60
50					407,80	406,06
60				408,5	407,34	405,5
70				407,95	406,87	404,94
80				407,39	406,39	
90			408,39	406,83	405,91	
100			407,91	406,27	405,43	
110			407,43	405,70		
120		408,12	406,95	405,12		
130		407,55	406,46	404,55		
140	408,45	406,97	405,98			
150	407,96	406,39	405,48			
160	407,47	405,81				
170	406,98	405,22				
180	406,48	404,62				
190	405,98	404,02				
200	405,47	403,41				

Tabla 25. Tabla de datos combinación dinamización de líneas e inductancias. Fuente: elaboración propia