

Proyecto Fin de Carrera Ingeniería de la Energía

Análisis del diseño de sistema de transporte submarino de parques eólicos para el cumplimiento del nuevo código de red (Orden TED/749/2020)

Autor: Juan Carlos Fernández Méndez

Tutor: Javier Serrano González

**Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2023



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de la Energía

**Análisis del diseño de sistema de transporte
submarino de parques eólicos para el cumplimiento
del nuevo código de red (Orden TED/749/2020)**

Autor:

Juan Carlos Fernández Méndez

Tutor:

Javier Serrano González

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2023

Proyecto Fin de Carrera: Análisis del diseño de sistema de transporte submarino de parques eólicos para el cumplimiento del nuevo código de red (Orden TED/749/2020)

Autor: Juan Carlos Fernández Méndez

Tutor: Javier Serrano González

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2023

El Secretario del Tribunal

A mi familia.

A Claudia Fdez.

Agradecimientos

Mi más profundo y sincero agradecimiento es para Claudia Fernández, mi compañera, novia y mejor amiga. Su ayuda no solo ha sido fundamental para la realización de este trabajo, sino que también su constante apoyo a lo largo mi etapa académica ha sido invaluable. El cierre de este ciclo en mi vida tiene una única y significativa responsable: ella.

Además, quiero expresar mi gratitud a mi familia, en especial a mi madre Rosario, a mi hermana María y a mi primo Antonio por su colaboración y estar presentes en los momentos de necesidad.

Juan Carlos Fernández Méndez

Sevilla, 2023

Resumen

Producto del constante cambio de las necesidades energéticas que presenta el mercado eléctrico español, la generación de electricidad se ha visto arrastrada a un escenario donde las fuentes renovables juegan un papel primordial para poder alcanzar un desarrollo sostenible del sistema energético. Una de estas fuentes de energía, entre las más aclamadas para la generación de electricidad, es la energía eólica, la cual es capaz de generar electricidad a través de la captación de energía del viento mediante un conjunto de elementos que se agrupan en lo que se denomina aerogenerador.

Unas de las variantes de este tipo de energía eólica y la cual será utilizada para el análisis de este trabajo es la que se encuentra situada en el mar, alejada de la costa, recibiendo el nombre de offshore debido a ello. Este tipo de instalación aún está con espacios para desarrollar y mejorar sus prestaciones, tanto de generación, como de costes. La evolución en la tecnología no implica simplemente un aumento de las torres y palas de los aerogeneradores, también implica un reto técnico para la interconexión y adaptación de dichos parques de generación en el mar con el sistema energético en tierra mediante sus propias líneas submarinas de transporte de energía.

De esta forma nace una normativa que será objetivo de aplicación en este trabajo; Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión. Dicho documento recoge los requisitos técnicos de conexión a la red que se han de cumplir para las instalaciones de generación de electricidad según frecuencia, tensión, potencia de cortocircuito y potencia reactiva entre otros.

Dentro de los diferentes requisitos técnicos, este trabajo se centrará en el cumplimiento de la capacidad de potencia reactiva, debido a su importancia en las líneas de transmisión, para determinados supuestos que ha de cumplir el parque de generación, con el fin de asegurar la calidad del suministro al sistema energético.

Abstract

As a result of the constant changes in the energy needs of the Spanish electricity market, electricity generation has been dragged into a scenario where renewable sources play a key role in achieving a sustainable development of the energy system. One of these energy sources, among the most acclaimed for electricity generation, is wind energy, which is capable of generating electricity through the capture of wind energy by a set of elements grouped together in what is called a wind turbine.

In this paperwork, one of the several variants of wind energy technologies will be analyzed in more detail, specifically the one located by the sea, far from the coast, known as offshore wind. For this type of installation there is still room for development and improvement in both generation and costs. Technological evolution does not simply imply an increase in the towers and blades of wind turbines, but also presents a technical challenge for the interconnection and adaptation of such generation parks with the onshore energy system through their own energy transmission submarine lines.

Thus, a specific regulation has been lunched, and it will be the objective of application in this paperwork; Order TED/749/2020, of July 16, which establishes the technical requirements necessary for connection to the grid for the implementation of connection grid codes. This document sets out the technical connection requirements that must be met for electricity generation installations in terms of frequency, voltage, short-circuit power, and reactive power, among others.

In this work, among the different technical requirements considered, the focus will be on compliance with reactive power capacity for certain assumptions that the generation park must meet with regards to the transmission lines, in order to ensure the quality of the power supply system.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
ÍNDICE DE TABLAS	xvii
ÍNDICE DE FIGURAS	xix
Notación	xxi
1 Introducción	1
1.1. <i>Situación actual y evolución de la energía eólica</i>	2
1.1.1 Europa	3
1.1.2 España	5
1.2. <i>Potencial eólico en los mares</i>	7
1.2.1 Europa	8
1.2.2 España	8
1.3. <i>Instalación submarina de transporte</i>	10
1.4. <i>Objetivo del proyecto</i>	11
2 Interconexión de sistemas eléctricos	13
2.1. <i>Introducción AC/DC</i>	14
2.2. <i>Descripción del parque</i>	16
2.3. <i>Descripción de reactiva que genera el cable</i>	18
2.4. <i>Posibilidad de compensación en 1 o 2 extremos</i>	20
2.5. <i>Códigos de Red</i>	21
2.5.1 Rangos de operación	22
2.5.2 Suministro de potencia reactiva	23
2.5.3 Comportamiento durante faltas	24
2.6. <i>Orden TED/749/2020</i>	25
3 Análisis de casos	28
3.1. <i>Caso base</i>	31
3.2. <i>Sensibilidad</i>	38
4 Conclusión	44
5 Bibliografía	46

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características del aerogenerador	17
Tabla 2: Características eléctricas del cable AC submarino. Fuente: [14]	19
Tabla 3: Límites de los umbrales de los módulos de generación de electricidad de tipo B, C y D. Fuente: [23]	26
Tabla 4: Condiciones de estudio según normativa	31
Tabla 5: Resultados por kilómetros para condición 1	34
Tabla 6: Resultados por kilómetros para condición 2	35
Tabla 7: Resultados por kilómetros para condición 3	36
Tabla 8: Resultados por kilómetros para condición 4	37
Tabla 9: Condiciones de estudio según normativa. Resultados para 30 km	38
Tabla 10: Resultados por kilómetro en capacidad máxima para condición 1	39
Tabla 11: Resultados por kilómetro en capacidad máxima para condición 2	40
Tabla 12: Resultados por kilómetro en capacidad máxima para condición 3	41
Tabla 13: Resultados por kilómetro en capacidad máxima para condición 4	42
Tabla 14: Condiciones de estudio según normativa. Resultados hasta capacidad máxima del cable	43

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Capacidad eólica total instalada por región. Fuente: WWEA [3]	2
Figura 2. Retraso en el crecimiento de la energía eólica. Fuente: GWEC [4]	2
Figura 3. Crecimiento de la demanda global de electricidad para 2050 en 3 escenarios. Fuente: IEA [5]	3
Figura 4. Nuevas instalaciones eólicas en Europa en 2022. Fuente: WindEurope [6]	4
Figura 5. Nuevas instalaciones eólicas en Europa según escenarios. Fuente: WindEurope [6]	4
Figura 6. Demanda de energía y energía eólica producida en EU-27 + UK en 2022. Fuente: WindEurope [6]	5
Figura 7. Potencia eólica instalada en España, acumulada e incremento anual (1997-2021). Fuente: AEE [7]	5
Figura 8. Potencia eólica instalada por comunidades autónomas para finales de 2021. Fuente: AEE [7]	6
Figura 9. Cobertura de la demanda eléctrica con eólica por CC.AA (Año 2020). Fuente: AEE [7]	6
Figura 10. Nuevas instalaciones offshore 2006-2021 (MW). Fuente: GWEC [8]	7
Figura 11. Nuevas instalaciones offshore en Europa por países (MW). Fuente: GWEC [8]	8
Figura 12. Demarcaciones Marinas en España. Fuente: [10]	9
Figura 13. Esquema visual de la interconexión del proyecto Rómulo. Fuente: [12]	10
Figura 14. CAPEX para un parque terrestre offshore típico 2020. Fuente: GWEC [4]	10
Figura 15. CAPEX para un parque eólico offshore típico 2020. Fuente: GWEC [4]	11
Figura 16. Sistema de transmisión HVAC para parques offshore. Fuente [14]	14
Figura 17. Sistema de transmisión HVDC para parques offshore. Fuente [14]	14
Figura 18. Costes de cableado para el transporte de electricidad a la costa según tecnología. Fuente: [15]	15
Figura 19: Profundidad y distancia a la costa de plantas eólicas offshore en Europa. Fuente: [16]	15
Figura 20. Profundidad del agua en Europa. Fuente: [25]	16
Figura 21: Tipos de cimentación. Fuente: [17]	16
Figura 22: Porcentaje sobre el total de parques eólicos instalados. Fuente [17]	17
Figura 23: Curva P-Q aerogenerador. Fuente: Ficha Técnica de General Electric	18
Figura 24: Reactiva generada por el cable. Fuente: Elaboración propia	19
Figura 25: Corriente a lo largo del cable según el tipo de compensación de potencia reactiva. Fuente: Elaboración propia.	20
Figura 26: Rango de frecuencia operativa. Fuente: [20]	22
Figura 27: Rango de tensión operativa ($U \geq 300$ kV). Fuente: [20]	22
Figura 28: Capacidad de potencia reactiva según voltaje. Fuente [20]	23

Figura 29: Capacidad de potencia reactiva según potencia activa. Fuente: [20]	24
Figura 30: Capacidad para soportar huecos de tensión según país. Fuente: [21]	25
Figura 31: Diagrama U-Q/P _{max} de un módulo de generación de electricidad síncrono tipo D. Fuente: [22]	27
Figura 32: Modelo en π de una línea. Fuente: [24]	29
Figura 33: Reactiva que ha de aportar/consumir el parque para condiciones 1. Fuente: Elaboración propia	33
Figura 34: Reactiva que ha de aportar/consumir el parque para condiciones 2. Fuente: Elaboración propia	34
Figura 35: Reactiva que ha de aportar/consumir el parque para condición 3. Fuente: Elaboración propia	36
Figura 36: Reactiva que ha de aportar/consumir el parque para condición 4. Fuente: Elaboración propia	37
Figura 37: Reactiva que ha de aportar/consumir el parque para condiciones 1 (80 km). Fuente: Elaboración propia	39
Figura 38: Reactiva que ha de aportar/producir el parque para condición 2 (80 km). Fuente: Elaboración propia	40
Figura 39: Reactiva que ha de aportar/producir el parque para condición 3 (90 km). Fuente: Elaboración propia	41
Figura 40: Reactiva que ha de aportar/producir el parque para condición 4 (80 km). Fuente: Elaboración propia	42

Notación

km	Kilómetro
GW	Gigavatio
CO ₂	Dióxido de carbono
°C	Grado Celsius
%	Porcentaje
NZE	Net Zero Emissions
EU	Unión Europea
TWh	Teravatio-hora
GWh	Gigavatio-hora
MW	Megavatio
MTon	Millones de toneladas
RD	Real Decreto
TEP	Toneladas equivalentes de petróleo
€ ₂₀₁₅	Precio del € para 2015
m/s	Metro por segundo
m	Metro
km ²	Kilómetro cuadrado
I+D+i	Investigación, desarrollo e innovación
kV	Kilovoltio
MVA	Megavoltamperio reactivo
P	Potencia
Q	Potencia reactiva
MT	Media tensión
AT	Alta tensión
mm ²	Milímetros cuadrados
mΩ	miliohmios
mH	Milihenrio
nF	Nanofaradio
MVA	Megavoltamperio
V	Tensión
I	Intensidad
I*	Conjugado
Se	Sección
l ₀	Longitud
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
kW	Kilovatio
S	Potencia compleja

π
cosh
sinh
p.u

Pi
Coseno hiperbólico
Seno hiperbólico
Por unidad

1 INTRODUCCIÓN

El sistema energético en España está sufriendo una transformación radical con el fin de reducir la dependencia energética provenientes de terceros países y mejorar sus propios indicadores de eficiencia energética de manera simultánea. La dependencia con dichos países y el efecto de los distintos acuerdos internacionales donde España se ve involucrada están provocando ciertas tensiones geopolíticas donde el castigado acaba siendo el mercado energético español, repercutiendo todo ello en el consumidor final, los ciudadanos y en el precio a pagar en sus facturas.

A su vez, también existen obligaciones internacionales con la intención de frenar, el cada vez más visible, cambio climático. Todo ello se quiere conseguir con el impulso y uso de las energías renovables que favorecen un avance para el sistema energético a través de energía limpia.

Las transformaciones de los sistemas renovables, ya sea eólica, fotovoltaica, hidroeléctrica, termosolar, biomasa, etc. Han experimentado un aumento en sus desarrollos tecnológicos a una velocidad inesperada en el transcurso de un par de décadas, tanto en costes de fabricación, instalación, repercusión económica y la más importante, en la aceptación de la sociedad a la necesidad de un cambio energético, dejando de lado la dependencia de las reservas fósiles. El foco principal de dicho cambio energético se centra en dos sistemas, eólico y fotovoltaico; el desarrollo de este documento se centrará en el primero de ellos, en concreto en su variante offshore.

Se pretende que para la fecha de 2030 la capacidad instalada de tecnologías renovables alcance los 120 GW, siendo más de una tercera parte proveniente de la energía eólica. [1] A su vez, las centrales térmicas de carbón están desapareciendo del mercado al entrar en juego las sanciones al precio de la tonelada de CO₂ impuestas en las obligaciones europeas. Debido a que tres de cada cuatro toneladas de gases de efecto invernadero se generan en el sistema energético, los objetivos son la descarbonización de dicho sistema, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y avanzar en la dirección de un sistema energético donde las energías renovables sean el pilar principal.

La forma de alcanzar los ambiciosos objetivos impuestos para 2030 se centran en atacar tres grandes grupos: aumentar la generación de electricidad a través de proyectos de generación renovable con elevada capacidad, sobre todo mediante energía eólica y energía solar, al ser estas las fuentes de generación de electricidad con mayor rentabilidad cuanto mayor sea la escala del proyecto. Mejorar la consciencia social sobre las energías renovables para así favorecer los sistemas de autoconsumo gracias a la disminución de costes de los sistemas necesarios para la instalación y aprovechar así la cantidad de recurso renovable existente en el ámbito nacional. Por último, implementar directrices para la integración de las energías renovables en el mercado eléctrico y en el sistema español, favoreciendo el desarrollo de los parques de generación de gran escala al simplificar la regulación requerida y permitir compensar los excedentes inyectados a la red de las instalaciones de autoconsumo.

El auge de generación renovable a gran escala implica un reto técnico para la interconexión e integración de dichos parques de generación al sistema energético actual, el cual no está completamente capacitado para el crecimiento de las renovables que se prevé que experimentaremos. De esta forma se lanza una normativa que será objetivo de aplicación en este proyecto; Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión, con el fin de facilitar la ejecución de los proyectos al establecer las directrices que hay que seguir en cada situación.

1.1. Situación actual y evolución de la energía eólica

La necesidad de un cambio en el sistema energético para frenar el inminente cambio climático derivado de las emisiones de gases de efecto invernadero producidos en la generación de electricidad requiere un proceso de descarbonización del sistema de forma efectiva y rápida. La forma más directa de descarbonizar la economía y alcanzar los objetivos del Acuerdo de París en el escenario de 1,5°C [2] es a través de las energías renovables, entre las más destacadas, la energía eólica.

El crecimiento exponencial de la energía eólica durante los últimos años no es más que una señal inequívoca de que los recursos eólicos juegan el rol principal para poder alcanzar los objetivos en política ambiental, tanto a nivel mundial, europeo y español, como fuente de energía limpia y asequible.

Para visualizar con mayor precisión la evolución de la tecnología, en la Figura 1 a nivel mundial, se contaba en el año 2010 con una capacidad eólica de 197 GW y en tan solo un poco más de una década después se cuenta con 846 GW (2021) lo que corresponde con un crecimiento de +430% [3]. Con previsión de alcanzar a finales de 2023 una capacidad total instalada de más de 1 millón de megavatios, gracias a la apuesta del continente asiático por el desarrollo de las energías renovables, siendo la región que mayor incremento ha experimentado.



Figura 1. Capacidad eólica total instalada por región. Fuente: WWEA [3]

Con las tasas de instalaciones actuales, el crecimiento de la energía eólica, aun siendo este más elevado anualmente, no llegará al mínimo requerido para cumplir los objetivos de transición energética global, como se puede observar en la Figura 2, desviándose de la tendencia que debería de seguir para cumplir con el escenario de 1,5°C y cero emisiones netas para 2050. Obteniendo de esta forma, según la evolución proyectada, un poco más de un tercio de la meta que deberíamos alcanzar para 2030 de capacidad global instalada.

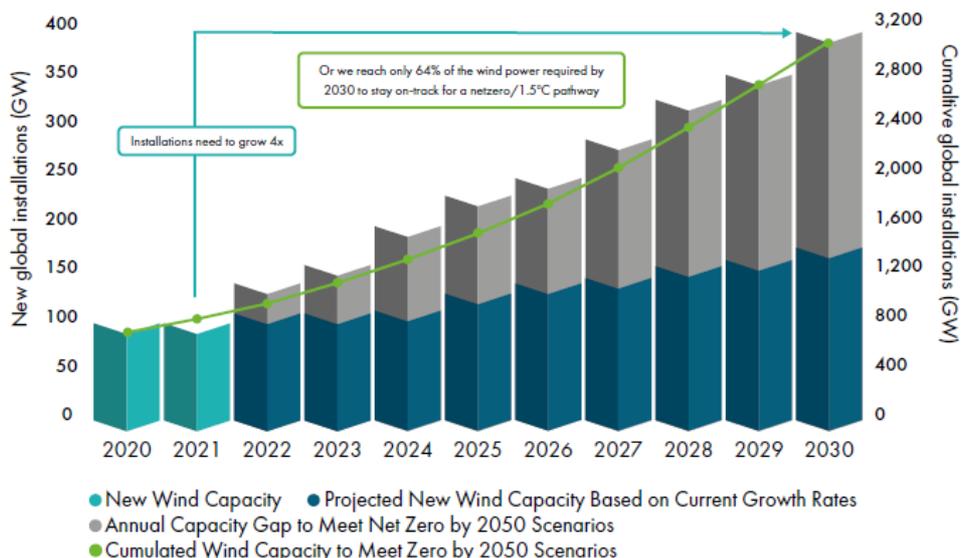


Figura 2. Retraso en el crecimiento de la energía eólica. Fuente: GWEC [4]

La hoja de ruta propuesta por la IEA [5] respecto a un escenario de cero emisiones netas propone una composición de fuentes renovables para la generación de electricidad, columna NZE de la Figura 3, con una participación de la energía eólica (35%), energía solar (33%), hidráulica (12%), nuclear (10%), bioenergía (5%), basadas en sistemas de hidrógeno (3%) y a través de combustibles fósiles, pero con captura y almacenamiento de carbono (2%).

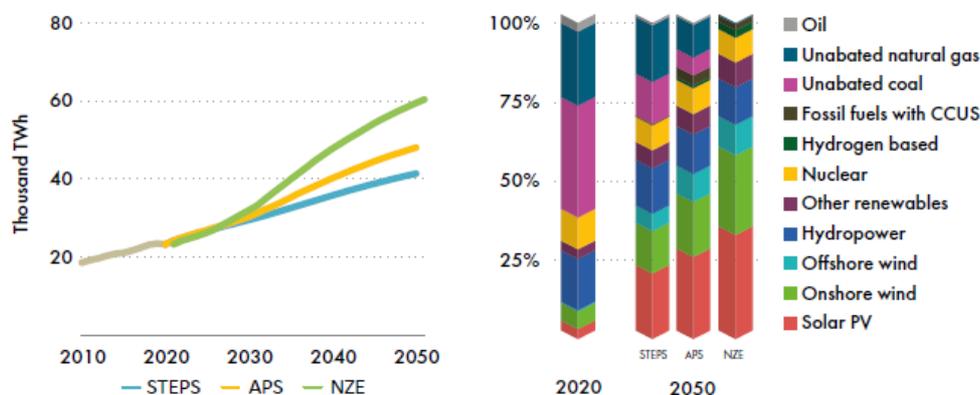


Figura 3. Crecimiento de la demanda global de electricidad para 2050 en 3 escenarios¹. Fuente: IEA [5]

Alcanzar las metas establecidas en los diferentes escenarios internacionales con el fin, entre otros, de reducir la dependencia del combustible fósil en el sistema energético y encaminar la generación de electricidad a un sistema libre de emisiones requiere un despliegue masivo de proyectos con fuentes de energía renovables, establecer cadenas de suministros firmes y duraderas que aseguren a la industria el respaldo necesario al que se verá enfrentada si dicho despliegue se hace efectivo.

Desde el comienzo de la invasión rusa en Ucrania en febrero de 2022 se dejó claro a los gobiernos que la falta de independencia de los combustibles fósiles importados no solo es un problema para la salud humana y ambiental, sino también una advertencia de los problemas energéticos de los que puede derivar depender de una sola fuente de energía, trascendiendo en tensiones de seguridad geopolíticas.

Con el fin de reducir el riesgo geopolítico y a su vez mejorar la propia seguridad del sistema energético, además de los beneficios socioeconómicos, algunas regiones optan por la creación de “hub” y así exprimir eficientemente los recursos renovables de la región. Todo lo anteriormente mencionado no se puede conseguir si no se aplican políticas que apoyen el cambio en el sistema, a su vez, estén en constante evolución con la tecnología y se desarrollen normativas regulatorias explícitas que permitan una fácil incorporación a grupos de inversores.

1.1.1 Europa

Para fecha de 2022 como se puede ver en la Figura 4, en Europa donde ya se contaba con 255 GW de capacidad eólica [6], se ha instalado en dicho año 19,1 GW de nueva potencia eólica (suma de todas las nuevas instalaciones eólicas, tanto offshore, como onshore), lo que representa un 4% más de lo sucedido en el año anterior (2021). Para EU-27 (países miembros) dicha cantidad de nueva capacidad fue de 16 GW en 2022, equivaliendo a un 40% más que en 2021, pero aun estando muy lejos de lo que debería ser instalados para alcanzar las metas establecidas en los acuerdos de energía y clima para 2030.

Casi el 90% de las instalaciones eólicas llevadas a cabo en 2022 en Europa fueron en tierra (onshore) siendo los países que más aportaron a este porcentaje Alemania, Suecia y Finlandia, en este porcentaje España se encuentra con un 9%, entre los 6 países con mayor instalación de eólica. Con un 48%, casi la mitad de las instalaciones marinas, offshore, UK lidera este ranking como país que apuesta por esta tecnología.

¹ STEPS: Escenario con las políticas establecidas actuales. APS: Escenario donde las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC's) son cumplidas en su totalidad a tiempo a mediados de 2021. NZE: Escenario donde se logra emisiones netas cero para 2050.

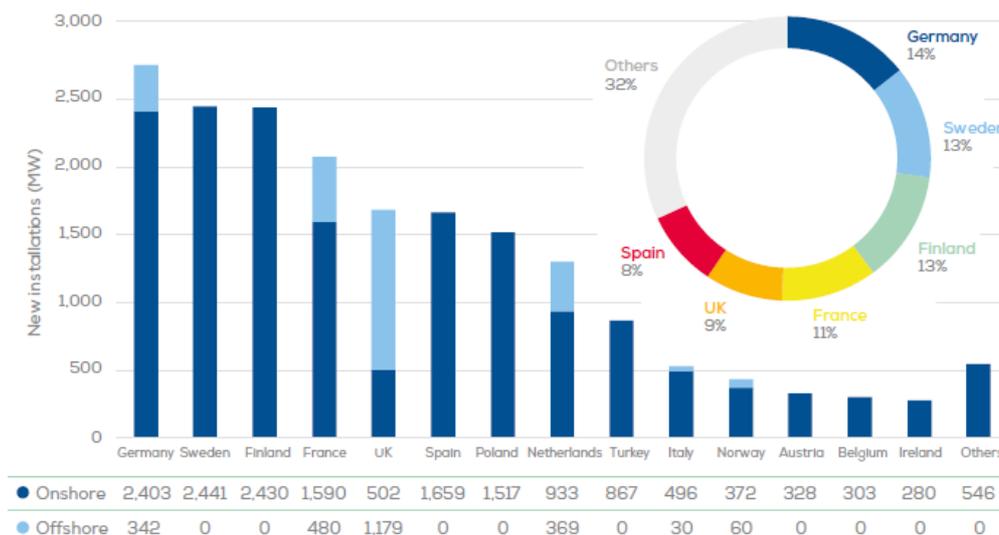


Figura 4. Nuevas instalaciones eólicas en Europa en 2022. Fuente: WindEurope [6]

Las expectativas a corto-medio plazo (2023-2027), que aparecen en la Figura 5 para Europa es la instalación de 129 GW de nuevos parques eólicos, siendo tres de cada cuatro instalaciones nuevas realizadas en tierra.

El promedio de nuevas instalaciones para cumplir los objetivos previstos para 2030 deberá de ser más de 31 GW anuales empezando desde 2023, lo que supone un 60% más de lo que ha sucedido en 2022. El objetivo fijado por Europa para 2030 es contar con el 45% de capacidad de energías renovables en el sistema energético. El mayor impedimento para la expansión de la energía eólica continúa siendo la enorme cantidad de permisos necesarios por los gobiernos para la instalación de nuevos parques.

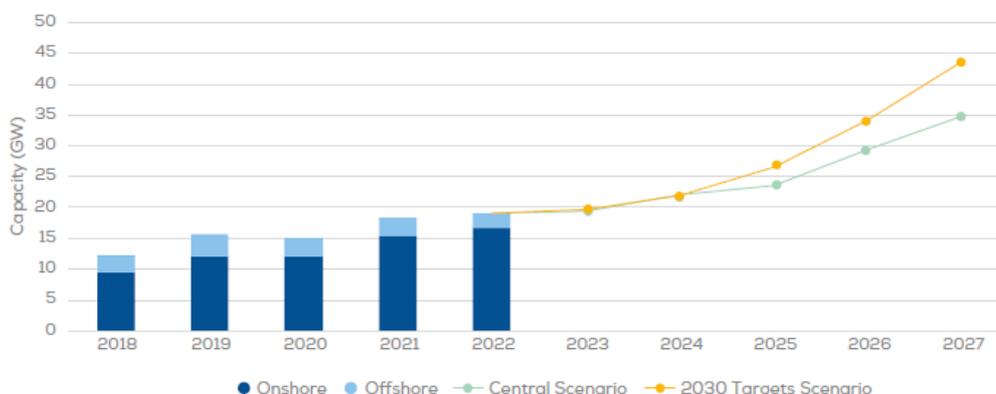


Figura 5. Nuevas instalaciones eólicas en Europa según escenarios. Fuente: WindEurope [6]

En la Figura 6 se puede ver como los parques eólicos en Europa en 2022 alcanzan para generar una cantidad de electricidad de 487 TWh, gracias a las mejores condiciones del viento en los países del norte de Europa, junto a Reino Unido, dicha generación con respecto al año anterior, 2021, ha significado un aumento de más del 9%, cubriendo lo equivalente a un 17% de la demanda de electricidad de EU-27+UK, de igual manera, siendo este valor un 2% más que en 2021. España e Italia, para el año 2021, fueron los únicos países entre los principales mercados de Europa en aumentar la generación eléctrica a través de energía eólica con respecto al año anterior.

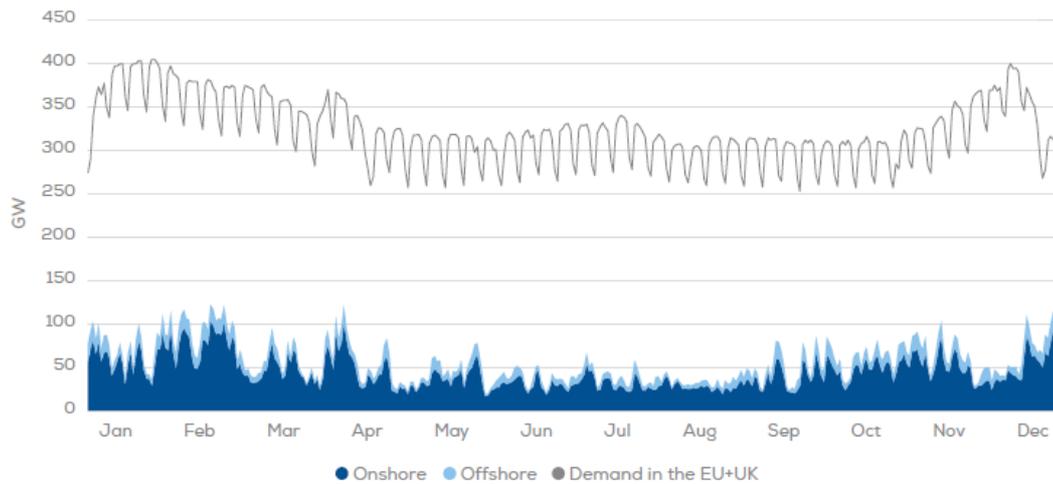


Figura 6. Demanda de energía y energía eólica producida en EU-27 + UK en 2022. Fuente: WindEurope [6]

El día que se lleva el récord a la mayor producción a través de energía eólica es el 16 de febrero, con 2.927 GWh, con una media de producción de 122 GW o de manera similar, el 56% de las instalaciones del conjunto EU-27 + UK generaron a su máxima producción todo ese día. Tan solo el mes de febrero, la energía eólica, cubrió el 26% de la demanda eléctrica. A su vez, el peor día de generación fue el 30 de mayo, donde las plantas de generación solo alcanzaron a generar 449 GWh, cubriendo tan solo el 6% de la demanda en Europa para dicho día.

1.1.2 España

La situación en España de la energía eólica es muy favorable, habiéndose instalado 842,61 MW en el transcurso de 2021 como se puede ver en la Figura 7, siendo una cifra significativa aún está lejos de los 2,2 GW anuales necesarios hasta 2030 si se pretende alcanzar las metas marcadas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

Los objetivos principales que se quieren obtener con este plan son, entre otros, tener una potencia de energía eólica instalada de 50 GW para 2030, la cual aporte un 34% de la generación total, reducir en casi 12 Mton las emisiones anuales de CO₂, repotenciación de 10-20 GW de eólica y poder llegar a 2030 con un porcentaje de renovables en energía final del 42%.

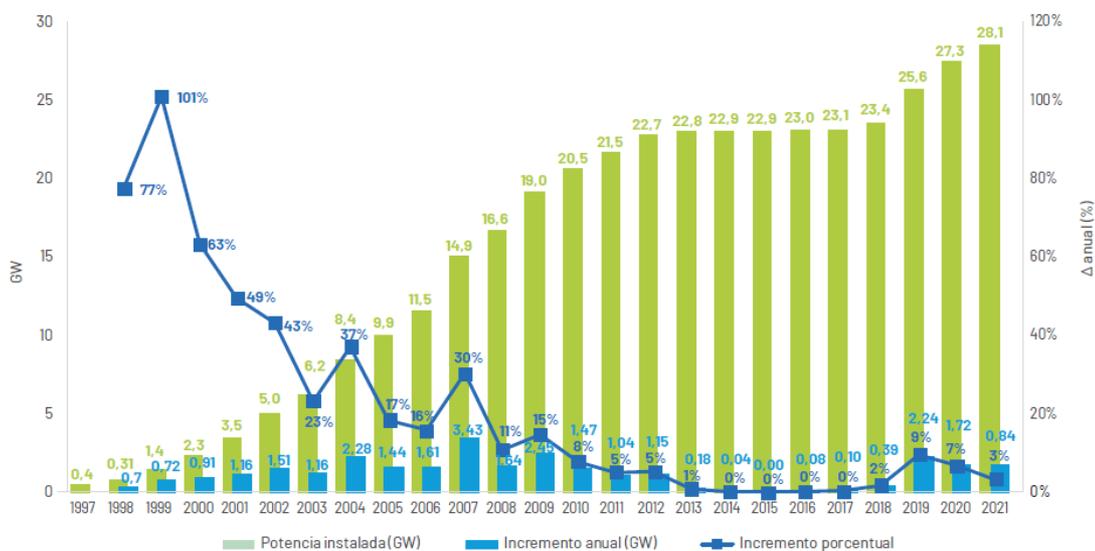


Figura 7. Potencia eólica instalada en España, acumulada e incremento anual (1997-2021). Fuente: AEE [7]

Para entender mejor la importancia del recurso eólico en el terreno español, de las 50 provincias que tiene España, 47 de ellas disponen de generación eólica y dentro de las 47 provincias, 20 generan más de 1 TWh de electricidad a través del recurso eólico [7]. De media en España, con 1 TWh se cubre el consumo de 285.000 hogares. Las comunidades autónomas con mayor producción son Castilla y León, Aragón y Castilla La Mancha, en ese orden, se puede ver la potencia eólica instalada en cada comunidad en la Figura 8 de a continuación:

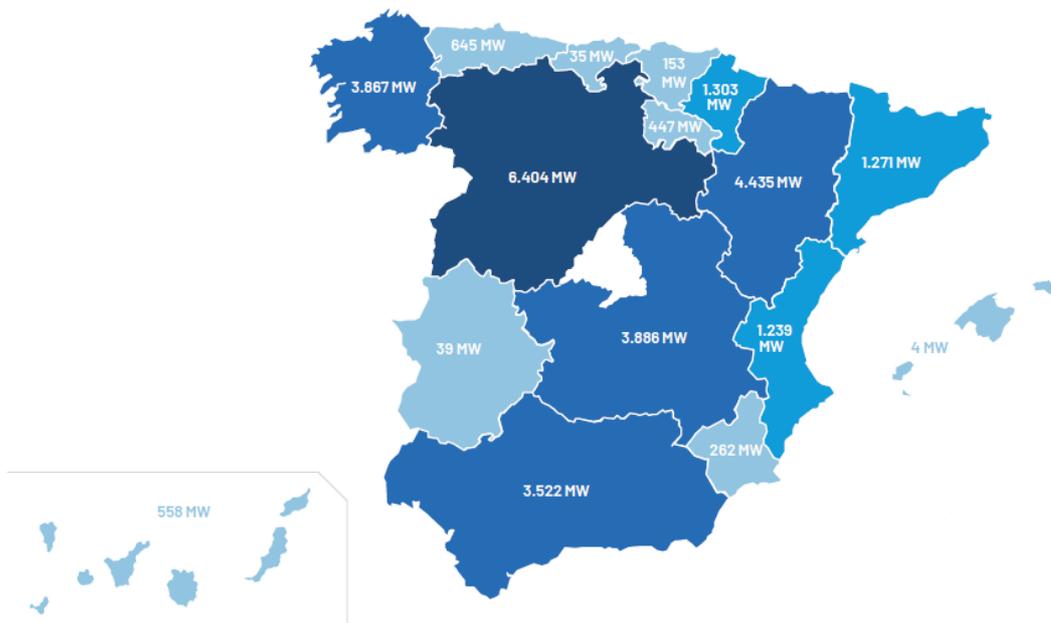


Figura 8. Potencia eólica instalada por comunidades autónomas para finales de 2021. Fuente: AEE [7]

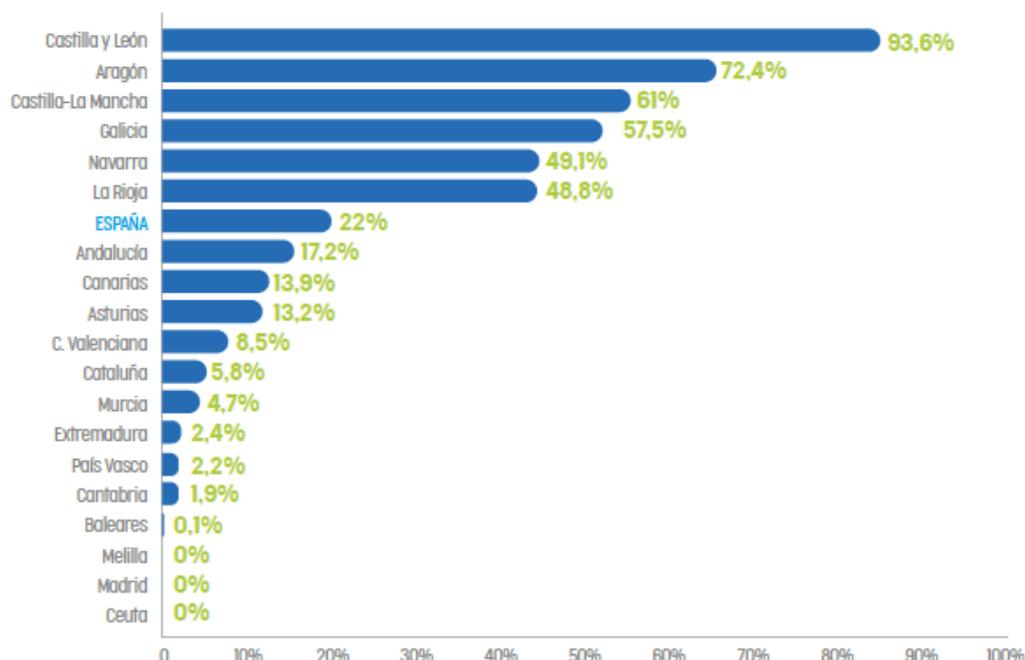


Figura 9. Cobertura de la demanda eléctrica con eólica por CC.AA² (Año 2020). Fuente: AEE [7]

Uno de los aspectos que ha condicionado el auge de la energía eólica en España ha sido la creación de subastas de energías renovables tras el RD 960/2020, de 3 de noviembre y la Orden TED/1161//2020, de 4 de diciembre. Para el período 2020-2025 ya existe un calendario de subastas donde se pondrán a disposición 1,5 GW de potencia anualmente. Se espera que la capacidad de energía eólica terrestre aumente en 10-12 GW durante los próximos cinco años (2022-2027), lo que lo convertirá en uno de los mercados más grandes de Europa.

² CC.AA: Comunidades Autónomas

El mayor impacto positivo que se obtiene con la generación de electricidad a través de energía eólica es la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles en el sistema energético español. Desde el año 2012 y hasta 2021 la cantidad de energía producida por combustible fósil de 517 TWh fue suplida por energía eólica, siendo el valor en 2021 de 60 TWh. Permitiendo reducir las importaciones de petróleo, en concreto, para este mismo período de tiempo, se dejó de importar 99.2 millones de TEP³ con un valor de 19.668,5 millones de €₂₀₁₅ [26].

En el año 2021, España logró conseguir que casi la mitad de la electricidad consumida por los españoles durante ese año fuese aportada a través de renovables, con un 47%, representando la energía eólica el mayor porcentaje de participación en el mix energético con un 23,3%, superando el valor del año anterior de 22% como se puede ver en la Figura 9 anterior, desbancando a la energía nuclear del primer puesto que venía siendo la primera tecnología del mix años anteriores.

1.2. Potencial eólico en los mares

El mundo está en constante cambio, provocando que surjan nuevos desafíos energéticos que requieren de una inminente solución por parte de los países que lo forman, como por ejemplo atender a los objetivos climáticos para frenar la influencia del calentamiento global y, además, establecer y asegurar un suministro de energía seguro. Un ejemplo claro del cambio drástico que necesitan los sistemas energéticos de los países se puede apreciar en la subida de los precios, desde 2021, de la energía y de los combustibles, que acompañados de la inflación derivada de la crisis geopolítica, ha dado como resultado un aumento del coste de vida visible en todos los rincones del planeta.

La energía eólica, en concreto la marina, puede ejercer como alternativa crucial para la transición energética que requieren los países, ya que se benefician del recurso eólico en los mares aún no exprimido en su complejidad, como si lo está la solar fotovoltaica terrestre. La energía eólica marina aun dispone de desarrollo tecnológico y estructural que permita, apostando por ella, una expansión económica nacional y local por la creación de empleo y reducción del precio de ejecución, consiguiendo además cumplir con el reto de obtener una fuente de energía sostenible y limpia que contribuya a la seguridad del sistema energético y a su vez permita reducir los costes finales de la energía.

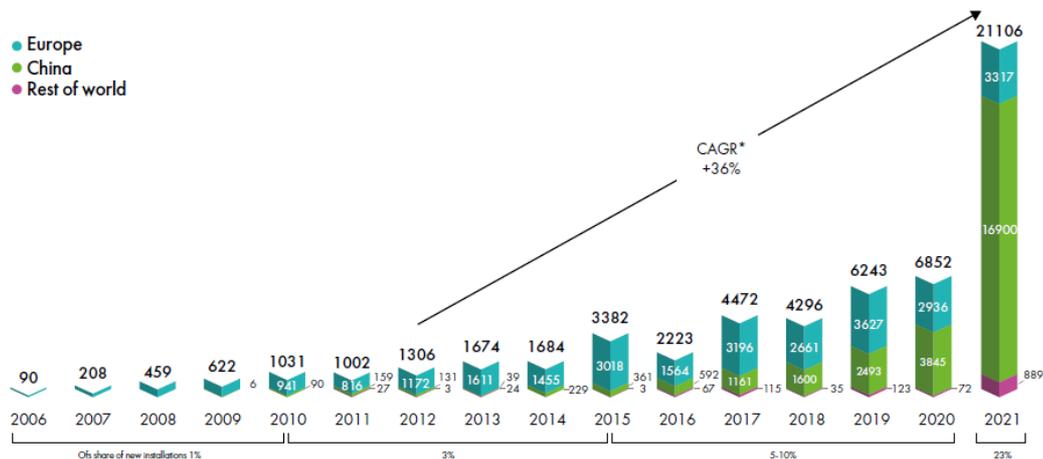


Figura 10. Nuevas instalaciones offshore 2006-2021 (MW). Fuente: GWEC [8]

La Figura 10 muestra cómo, en tan solo un año, se ha conseguido conectar a la red 21,1 GW a través de todo el mundo, estableciendo el 2021 como año con mejor registro, con la mirada en los resultados de 2022 previsto a superar el récord anterior de expansión de energía eólica marina global. China lidera el ranking con casi 17 GW de nueva capacidad gracias a las políticas impuestas en el país para acelerar el desarrollo y la inversión de energías renovables ofreciendo contratos beneficiosos a productores a largo plazo, conocido como Feed-In-Tariffs.

³ TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo

1.2.1 Europa

La primera instalación de eólica marina de fondo fijo tuvo lugar en Dinamarca, en el año 1991, en el mar Báltico, mientras Noruega, en el año 2009, instaló la primera eólica marina flotante del mundo [9]. Con estas hazañas, queda reflejada la importancia y confianza que tuvo Europa en esta tecnología con vistas a futuro y como, actualmente, sigue siendo Europa el núcleo tecnológico de desarrollo de los diferentes aerogeneradores marinos.

Desafortunadamente Europa ha perdido el liderazgo del mercado con mayor número de instalaciones offshore, aunque lleva destinando recursos más de una década para el desarrollo e implantación de la tecnología en el continente, aun siendo evidente la diferencias con Asia respecto a la capacidad, Europa seguirá teniendo una tasa de crecimiento positiva, como aparece en la Figura 11, sumar además medidas políticas favorables a este tipo de tecnologías y a su vez, la tensión geopolítica derivada por la invasión rusa a Ucrania se acabe.

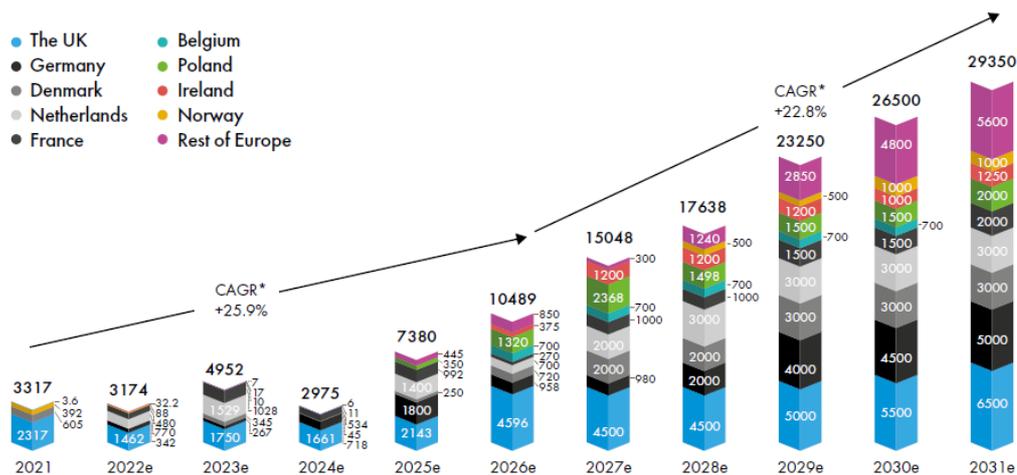


Figura 11. Nuevas instalaciones offshore en Europa por países (MW). Fuente: GWEC [8]

El crecimiento de las instalaciones offshore no solo estará provocado por políticas favorables u obligaciones internacionales para poder alcanzar los objetivos acordados, sino además gracias al desarrollo constante de la tecnología en el continente a través de los años, la cual ha permitido convertirla en la tercera fuente de generación de electricidad más rentable, solo detrás de la eólica terrestre y de la solar fotovoltaica, pero presentando esta una ventaja frente a las demás y es la de poder efectuar grandes proyectos beneficiándose de la economía de escala.

1.2.2 España

La señal de apoyo al avance e integración de la energía eólica marina en España se ve reflejada en la aprobación del Real Decreto que regula los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM). [10] Dicho Real Decreto abre las puertas para poder cumplir los objetivos, establecido en la Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España [11], de 3 GW de potencia eólica marina instalada para el año 2030 y con la visión de obtener en 2050 una capacidad de 17 GW.

Varios de los factores por los cuales, dicho avance por la energía marina, no se ha visto implementados años anteriores son debidos a la gran disponibilidad de localizaciones con gran potencial eólico en toda la geografía española, originando un mayor interés de los inversores por la eólica terrestre. Además, España cuenta con zonas costeras que sin necesidad de contar con distancias medio-largas como en otras regiones, tiene una profundidad de aguas muy elevada, dificultando la instalación de cimentación fija, que hasta la fecha es la disposición más consolidada para la tecnología.

A través de la energía eólica marina se contempla cumplir con los retos energéticos y climáticos, un desafío adicional es cumplir con tales objetivos sin dejar de lado la protección ambiental del entorno marino. El alcance medio global es de un 7,4% de superficie marina protegida, mientras que en España más del 12% de la superficie marina está protegida. En los POEM se recogen cinco demarcaciones en todo el entorno español, Figura 12, donde una posible ejecución de una instalación offshore conlleve a maximizar su potencial energético a la par que se armoniza la dicha producción con la protección marina y costera del entorno demarcado.

Las zonas delimitadas satisfacen los siguientes requisitos simultáneamente:

- Velocidad media superior a 9 m/s
- Ubicación con profundidades aceptables (Profundidad < 200 m)
- Superficie elevada para mejorar la economía de escala (Superficie > 150-200 km²)
- Distancia hasta la costa disminuida, para evitar la instalación de subestación flotante
- Accesibilidad adecuada que no eleven los servicios de mantenimiento



Figura 12. Demarcaciones Marinas en España. Fuente: [10]

Favorecer la implementación de proyectos de fuentes renovables de generación de electricidad offshore es fundamental para, además de cumplir con los objetivos en clima y energía, desarrollar y exprimir aún más todo el potencial que tiene la industria eólica en España, tecnología por la que se ha ido apostando durante los últimos años con investigación I+D+i.

La manera óptima de allanar el camino a la expansión de la tecnología es con la creación de un marco normativo que ponga en manifiesto tres aspectos clave:

- Gestión del espacio físico para los proyectos; respetando la zonificación establecida en los Planes de Ordenación del Espacio Marino, asegurando la coexistencia entre las diferentes actividades y aplicaciones, y velar por la protección del medio marino.
- Capacidad de acceso y conexión al sistema eléctrico; la localización del proyecto debe justificarse con garantía respecto a la capacidad e integración de la energía generada con el punto de conexión.
- Modelo de negocio; los inversores tendrán más confianza si se dispone de un marco seguro y definido que permita, aun existiendo riesgo, obtener viabilidad de los proyectos.

1.3. Instalación submarina de transporte

La primera unión eléctrica submarina a larga distancia que ocurrió en España, a finales de 2011, fue a través del proyecto Rómulo [12], con el fin de incrementar la fiabilidad del suministro eléctrico en las islas Baleares, ya que este proyecto abarca la interconexión submarina de transporte de energía entre la península Ibérica y las islas Baleares mediante corriente continua. Para la conexión submarina se usaron tres cables, uno de ellos de retorno, de alta tensión ± 250 kV con una longitud de 237 km con una profundidad de 1.485 metros.

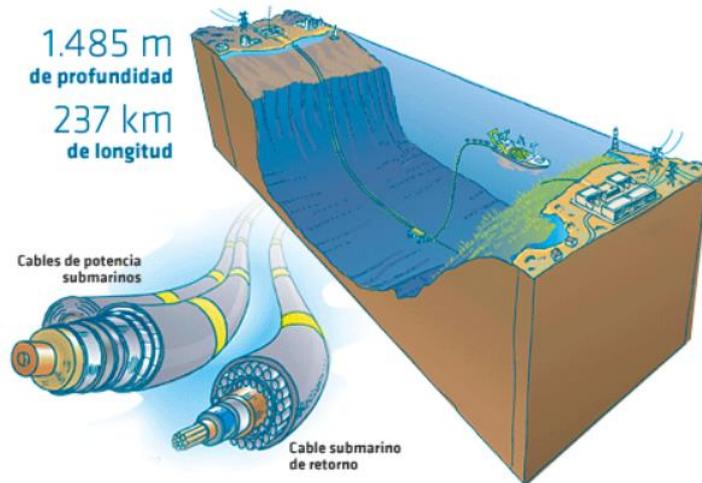


Figura 13. Esquema visual de la interconexión del proyecto Rómulo. Fuente: [12]

El uso de la tecnología de corriente continua fue determinado por las características del proyecto; distancias y potencias a transportar. La colocación de los cables submarinos en el lecho marino se realizó con vehículos de control remoto para preservar el entorno marino y su posible afección correspondiente a la pesca de la zona.

Uno de los proyectos más ambiciosos en referencia a las instalaciones submarinas de transporte de energía es el Proyecto de Energía Marruecos-UK presentado por Xlinks [13] que pretende transportar energía generada mediante fuentes renovables, solar y eólica terrestre, en combinación con un sistema de almacenamiento con baterías a través de cuatro cables submarinos en corriente continua de alta tensión de 3.800 km cada uno, pretenderá alcanzar un 8% de la demanda eléctrica de UK.

Una de las diferencias principales de los parques offshore, que además supone un reto técnico, frente a los parques eólicos terrestres es la infraestructura eléctrica, ya que requiere de una línea eléctrica submarina exclusiva para comunicar el propio parque eólico en el mar con la red eléctrica en tierra para transportar la energía generada. En las Figura 14 y 15 se muestra la diferencia del porcentaje que se destina de la inversión a cada componente del parque eólico según el tipo de parque.

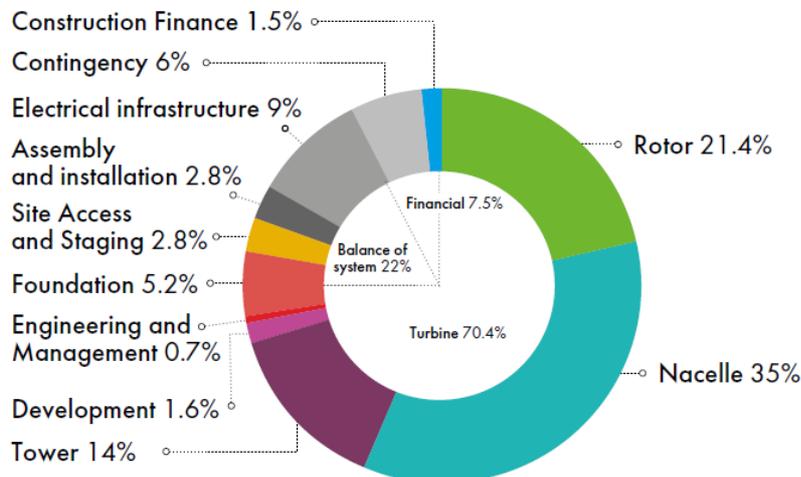


Figura 14. CAPEX para un parque terrestre offshore típico 2020. Fuente: GWEC [4]

En los casos offshore, la infraestructura eléctrica supone casi un 18% de CAPEX⁴, mientras que para parques terrestres este valor se reduce a la mitad, con un 9% del CAPEX. A pesar de ser un valor más elevado, el aumento del factor de capacidad de los parques offshore a consecuencia de las mejores condiciones que aporta el viento en el mar hace que dicha inversión llegue a ser de interés.

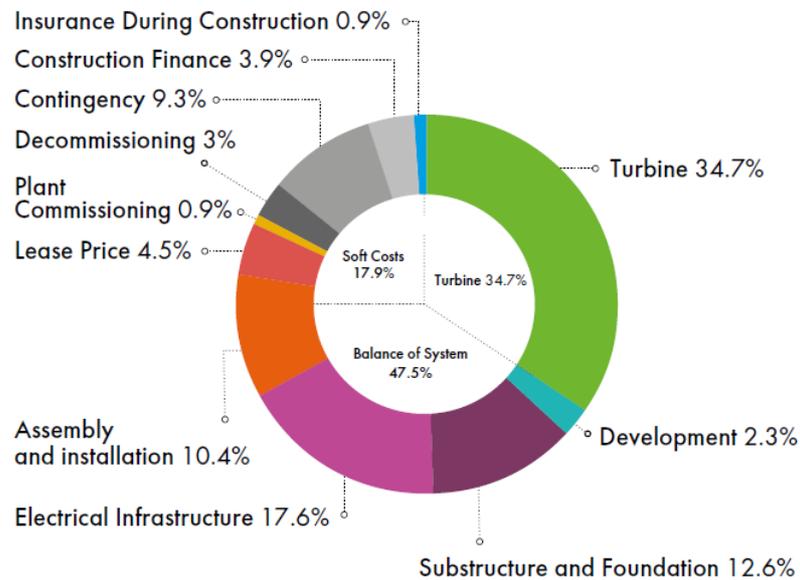


Figura 15. CAPEX para un parque eólico offshore típico 2020. Fuente: GWEC [4]

1.4. Objetivo del proyecto

El propósito principal de este trabajo es realizar un análisis del sistema de transporte de energía submarino, en concreto para parques eólicos localizados en el mar, de tal forma que se cumplan los requisitos de potencia activa y reactiva establecidos en la nueva normativa para códigos de red recogida en la Orden TED/749/2020. Mediante una evaluación de los resultados obtenidos, en referencia a lo establecido en la orden, de una línea de transmisión de energía de un parque offshore establecido se proporcionará una comprensión general del papel tan importante que juega este tipo de tecnología en la actualidad y de sus limitaciones, además de su potencial para transformar el sistema energético en uno más limpio y sólido.

Este trabajo a su vez tiene por objetivo ofrecer una base para el conocimiento y el análisis de la energía eólica frente a la dificultad de integración en el sistema energético español, exponiendo las diferentes tomas de decisiones, dando a conocer la industria energética actual, el protagonismo de esta fuente de energía renovable y los diferentes beneficios que presenta su integración al panorama energético global.

⁴ CAPEX: Inversión de capital que crean beneficios.

2 INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

España cuenta con diferentes interconexiones eléctricas en la península ibérica, por el oeste, con Portugal; formando lo que se conoce actualmente como sistema eléctrico ibérico. Por el sur, con el norte de África; siendo el enlace de conexión de África y Europa, y con el resto de Europa a través de la unión con Francia, la cual a su vez está interconectada con el resto de los países centroeuropeos y estos con los países nórdicos y las islas británicas, configurando de esta forma el sistema eléctrico más grande del mundo.

En 2002 se instó a través de la UE que todos los países miembros contasen con al menos un 10% de ratio de interconexión, consistiendo este en el total de las capacidades a importar frente a la potencia de generación dotada del país, todo ello con el objetivo de combatir los sistemas aislados, favorecer el respaldo entre países e impulsar el mercado de electricidad.

Una de las grandes ventajas que presenta la interconexión de sistemas eléctricos es la contribución a una mayor participación energías renovables. Dado que existe vacíos de tiempo dónde no se aprovecha toda la generación de electricidad renovable, tener un sistema eléctrico con una alta capacidad de interconexión permite que dicha energía que no tiene posibilidad de ser usada en el propio sistema se derive a los países vecinos a través de las diferentes interconexiones, evitando no ser aprovechada, además de reducir el precio de la electricidad del país implicado a nivel mayorista.

Provocado por la situación geográfica que tenemos en España, en forma de península, el ratio de interconexión con el resto de Europa es muy inferior al 10% establecido por la UE, lo que la lleva a ser denominada 'isla energética'. La falta de interconexión del sistema eléctrico español con los países vecinos se ha visto reflejada en los precios de la electricidad para el usuario final y en una mayor fragilidad del sistema energético español frente a circunstancias externas, como se ha mencionado anteriormente, por ejemplo, por la invasión rusa a Ucrania.

Por el contrario, la parte positiva de la situación geográfica de España es la cantidad de recurso renovable que hay presente en todo el ámbito nacional, además de tener localizaciones con condiciones óptimas para proyectos solares y eólicos terrestres, cuenta con casi 8.000 km de costa, haciendo que sea un país idóneo para el desarrollo e implementación de la energía eólica offshore.

El impulso e integración, de esta última tecnología mencionada, al sistema energético español presenta un reto técnico respecto al transporte de energía y conexión submarino entre el propio parque de generación en el mar con el sistema eléctrico en tierra. El objetivo de la conexión eléctrica es permitir el funcionamiento correcto del parque en caso de posibles defectos en la red y viceversa, evitar que por posibles fallos del parque se vea afectada la estabilidad de la red.

Dicha conexión eléctrica no es más que un conjunto de subestaciones y líneas eléctricas submarinas configuradas de tal forma que sean capaces de transportar la energía originada en el parque de generación offshore hasta el punto de conexión de la red en tierra. El buen estudio y diseño de estas conexiones es imprescindible para asegurar una correcta operación en el mercado eléctrico interior y garantizar la fiabilidad de la red eléctrica.

2.1. Introducción AC/DC

Existen diferentes tecnologías para el transporte de energía del parque eólico offshore hasta la red eléctrica en tierra. Las soluciones más implantadas en este mercado son la conexión en AC⁵ por medio de una línea submarina, de alta o muy alta tensión, además de subestaciones onshore y offshore [Figura 16]. La otra alternativa es mediante una conexión en DC⁶, línea submarina también, pero a diferencia de la CA, se cuenta con estaciones convertidora en vez de subestaciones en ambos extremos de la línea [Figura 17].

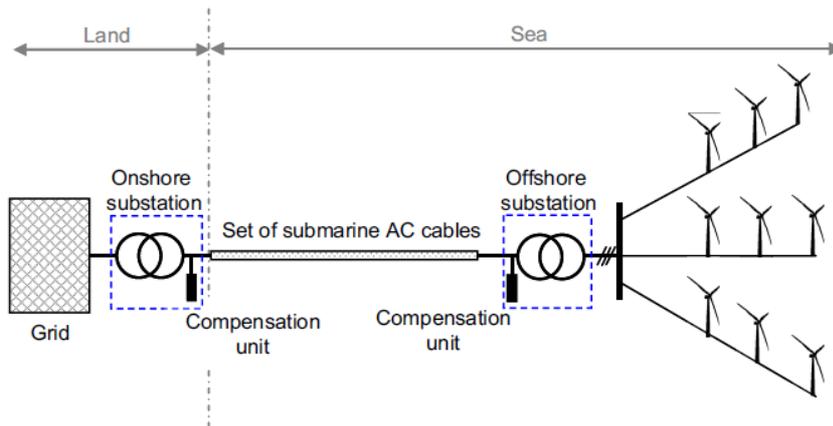


Figura 16. Sistema de transmisión HVAC para parques offshore. Fuente [14]

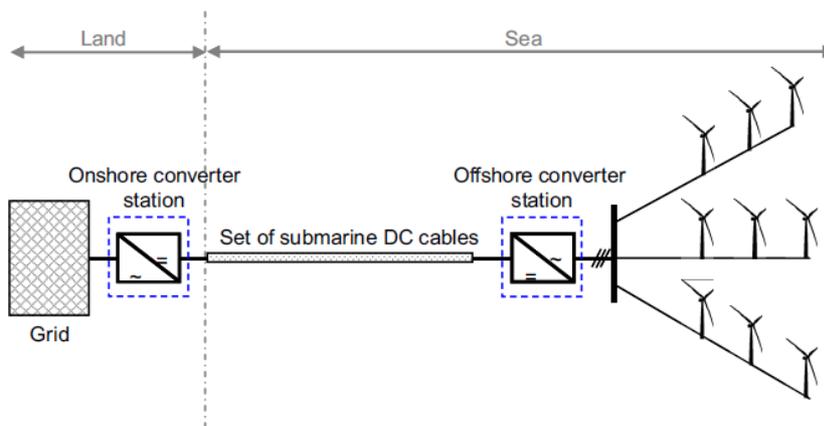


Figura 17. Sistema de transmisión HVDC para parques offshore. Fuente [14]

La decisión generalmente adoptada para la transmisión de la electricidad producida en los parques eólicos offshore es a través de la corriente alterna de alto voltaje (HVAC), es la solución más rentable para proyectos ubicados cercanos a la costa entre 20 y 60 km [Figura 18]. La desventaja principal que presenta el uso de esta tecnología es la presencia de varias pérdidas de potencia en la transmisión, ya sea a través de efecto corona, efectos superficiales o por radiación.

El uso de corriente continua de alta tensión (HVDC) es una solución más asequible para proyectos en ubicaciones más lejanas a la costa, por encima de 80 km, ya que los costes de cableado en corriente continua a mayores distancias son menores que los de corriente alterna debido a que las pérdidas de potencia son mucho menores gracias a la armonización tanto del suministro de corriente como del campo magnético.

⁵ AC: Corriente alterna

⁶ DC: Corriente continua

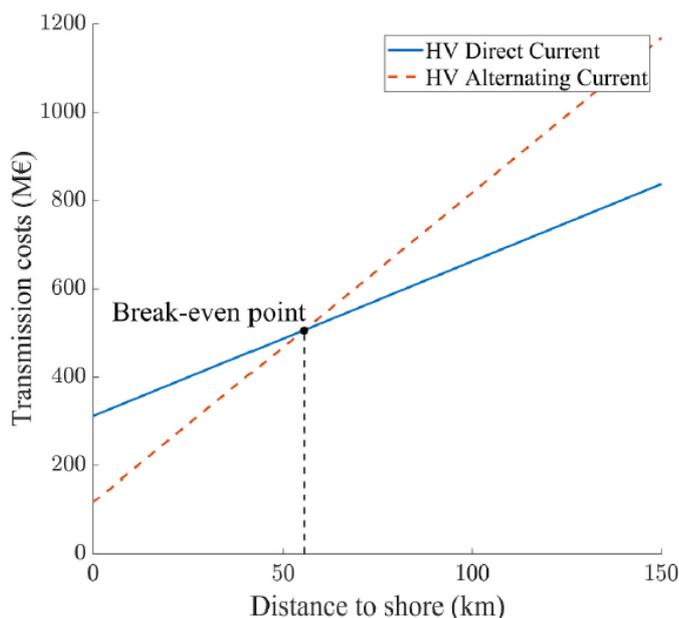


Figura 18. Costes de cableado para el transporte de electricidad a la costa según tecnología. Fuente: [15]

Los factores que tienen mayor importancia a la hora de escoger un sistema u otro son la distancia que ha de recorrer la línea de transmisión y la potencia que se desea transportar hasta el punto de conexión en la costa, para el primer aspecto, la HVAC está condicionada por el efecto capacitivo del cable, ya que este implica pérdidas de potencia y, por tanto, la distancia para su uso se ve limitada.

En la Figura 19, de a continuación, se puede ver la distribución según la profundidad y la distancia a la costa de los parques eólicos marinos en Europa desde 1990 y con previsión hasta 2030. Además, en la Figura 20, se muestra las condiciones batimétricas de las zonas costeras de España, donde las aguas poco profundas están muy cercanas a la costa, a diferencia del resto de Europa.

De modo que, cumpliendo con las restricciones que nos aporta el litoral español y conforme a lo visto en las gráficas expuestas sobre los costes de los sistemas de transmisión y los proyectos llevados a cabo en Europa según distancia y profundidad, se opta para el análisis de este estudio una distancia a la costa de 30 km, como caso base de análisis, a través de una línea de transmisión en HVAC, siendo el sistema idóneo para este tipo de parque eólico offshore.

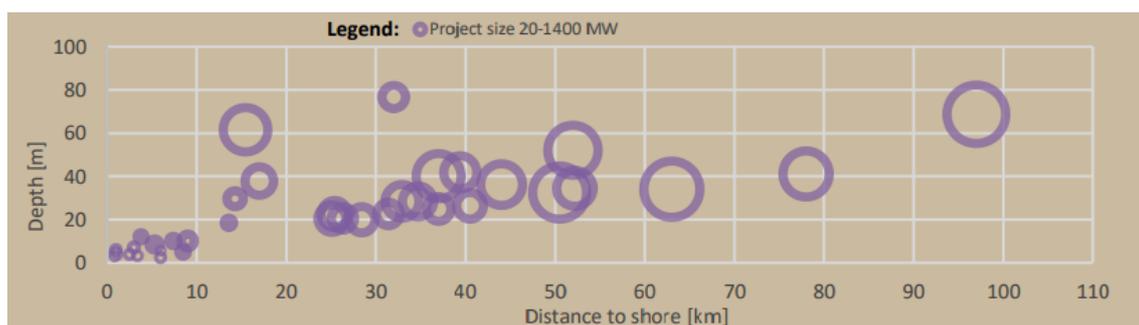


Figura 19: Profundidad y distancia a la costa de plantas eólicas offshore en Europa. Fuente: [16]

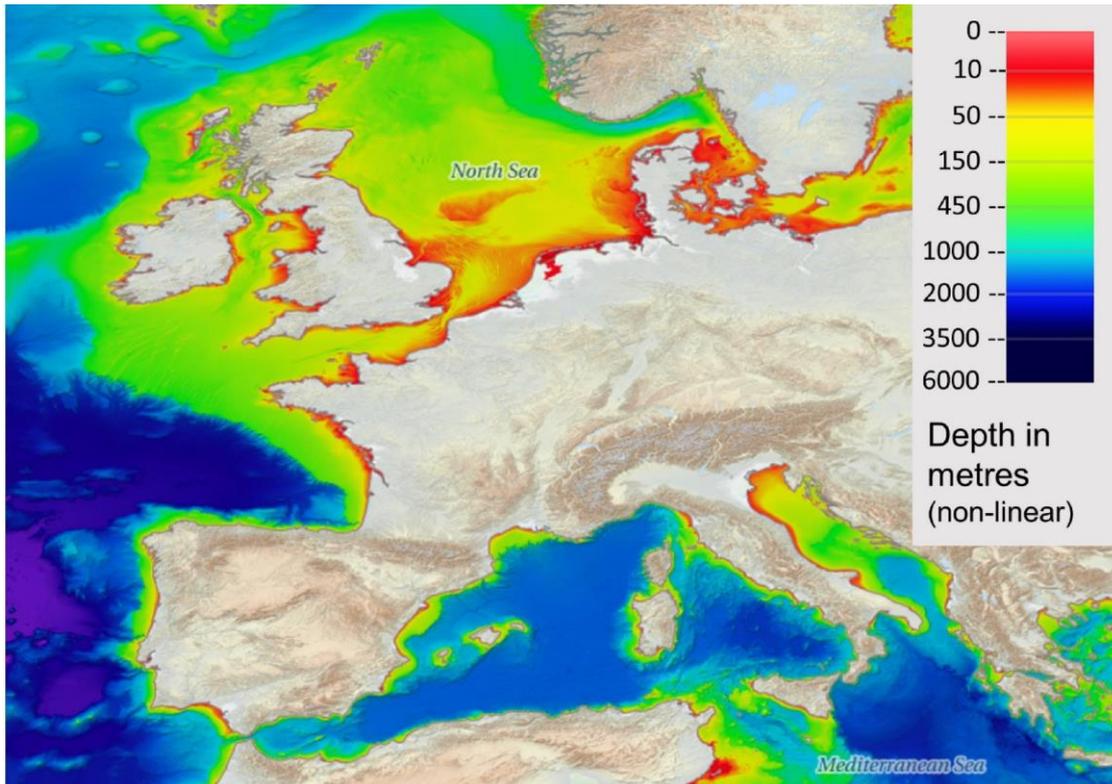


Figura 20. Profundidad del agua en Europa. Fuente: [25]

2.2. Descripción del parque

Una de las principales diferencias entre un parque eólico situado en tierra y el parque de estudio que vamos a analizar en el mar es la obra civil, especialmente lo relacionado a la estructura requerida para soportar el conjunto aerogenerador. Para los parques offshore la cimentación fija es una de las soluciones más desarrolladas e implantadas en la actualidad, ya que el concepto de estructura flotante está aún desarrollo y los costes en comparación a la cimentación fija son elevados.

Existen diversos tipos de cimentación fija para las turbinas offshore, entre los diferentes tipos de cimentación los más destacados se encuentran en la Figura 21, en la izquierda se encuentra la base por gravedad, en el centro el monopilote y, por último, en la derecha de la figura la estructura trípode.

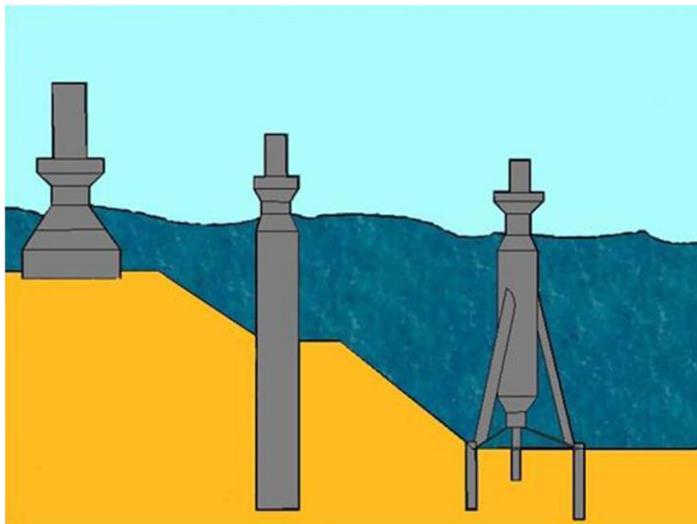


Figura 21: Tipos de cimentación. Fuente: [17]

De tal forma, se opta por para el diseño del parque por una cimentación fija con monopilotes al ser la más implantada en la actualidad, como se puede apreciar en la Figura 22.

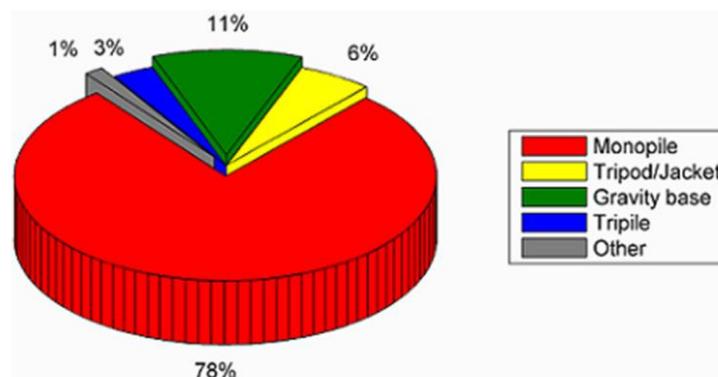


Figura 22: Porcentaje sobre el total de parques eólicos instalados. Fuente [17]

La disposición y orientación de los aerogeneradores que forman el parque offshore no es ámbito de estudio en el análisis de este trabajo. Para la resolución de este solo son relevantes las características eléctricas del propio aerogenerador, como aparecen en la Tabla 1 y en la Figura 23 de a continuación.

El aerogenerador seleccionado para este estudio es el correspondiente al fabricante General Electric modelo de 5,5 MW, como se ha mencionado anteriormente, el resto de las características del propio aerogenerador, ya sean el diámetro del rotor, área barrida, altura de la torre, etc... No son relevantes para el análisis del sistema de transporte de energía del parque, ya que no afectan de manera directa al comportamiento de este.

Tabla 1: Características del aerogenerador

P [MW]	Q_{\min} [MVar]	Q_{\max} [MVar]
0	-0,6	0,6
0,0499	-0,6	0,6
0,05	-2,66377	2,66377
5,5	-2,66377	2,66377

El parque offshore será conformado por un total de 40 aerogeneradores de General Electric de 5,5 MW de potencia nominal, aportando una capacidad total de 220 MW, que será el dato que se tenga en cuenta para la resolución numérica del análisis.

La velocidad del viento afecta de manera directa con la capacidad de generar potencia activa y reactiva del parque eólico. Es importante tener en cuenta los modos de funcionamiento, ya que no solo ha de ajustarse a las condiciones del viento, sino como vamos a ver en este trabajo también deberá adaptarse a las condiciones de demanda de energía y normativa vigente en cada momento.

Con relación a la curva P-Q del aerogenerador, Figura 23, el valor de potencia activa corresponde con dos valores, extremos entre ellos, de potencia reactiva. En un extremo aparece los valores relacionados al funcionamiento capacitivo, donde el valor de reactiva es positivo, por tanto, el aerogenerador inyecta reactiva a la red, mientras que, en el otro extremo, aparecen los valores de reactiva negativos correspondientes al funcionamiento inductivo, el aerogenerador esta vez absorbe reactiva de la red.

De tal manera que el modo de funcionamiento del aerogenerador irá cambiando en función de las condiciones que se requieran, además la tensión deberá de conservarse dentro de los límites estables en relación con su valor nominal, para así inyectar o absorber potencia reactiva con el fin de cumplir las exigencias recogidas en la normativa y asegurar la estabilidad de la red.

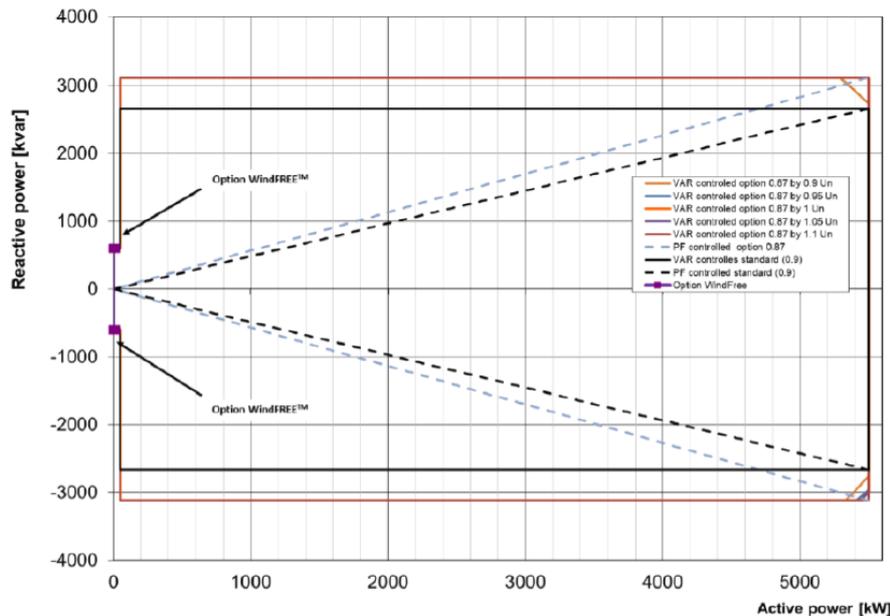


Figura 23: Curva P-Q aerogenerador. Fuente: Ficha Técnica de General Electric

Respecto al sistema de transmisión de energía del parque eólico offshore en HVAC, este lo componen los subsistemas que se pueden ver en la Figura 16 y que se desglosan a continuación:

- Red interna del parque (Transformador en aerogenerador + cableado en MT⁷)
- Subestación transformadora offshore
- Línea de evacuación submarina en AT
- Unidades de compensación de reactiva

Los propios aerogeneradores son capaces, a través de un transformador interno, de elevar la tensión de 0,69 kV de la energía producida a un cierto valor de tensión correspondiente en MT. El cableado en MT se conecta entre sí, de los diferentes aerogeneradores, hasta llegar a la subestación transformadora offshore.

Una vez agrupados en la subestación transformadora offshore, se vuelve a elevar la tensión hasta alcanzar AT, de esta forma se facilita su transporte a través de la línea evacuación submarina hasta la subestación onshore, la cual no se ha tenido en cuenta dentro del propio sistema de transmisión del parque debido a que suele pertenecer a la red existente. Las unidades de compensación de reactiva no son obligatorias en ambos extremos de la línea, pero si es necesario un diseño de ellas adecuado en algún extremo, para así evitar o minimizar el efecto capacitivo del cable submarino y que pueda llegar a transcender en problemas de interconexión entre el parque y la red existente.

2.3. Descripción de reactiva que genera el cable

Para poder explicar el fenómeno de generación de energía reactiva que sucede en la línea de transmisión a través del cable, es necesario definir previamente el efecto capacitivo de este mismo. El efecto capacitivo o capacitancia en líneas de alta tensión aparece por el propio comportamiento natural que tienen dichas líneas que son propensas a cargarse eléctricamente, tanto positivamente como negativamente, derivado de la diferencia de potencial que se presenta entre los conductores de fase, debido a que las tensiones trifásicas están desfasadas entre sí 120 grados.

Cualquier par de cargas en circuitos eléctricos con signos opuestos separados por cualquier tipo de dieléctrico forman un efecto capacitivo propio, por lo que este mismo efecto se da también con la tierra y los conductores de fase, siendo en este caso el dieléctrico que separa a ambos el aire, creando dicha diferencia de potencial.

⁷ MT: Media Tensión

De esta forma podemos decir que la línea de transmisión se comporta como un condensador, por lo que, y en relación con este apartado, la línea se puede suponer como un generador de potencia reactiva capacitiva. En la Figura 24 se puede visualizar la cantidad de reactiva que genera el cable para una distancia de 50 km y con las condiciones de estudio que se muestran a continuación.

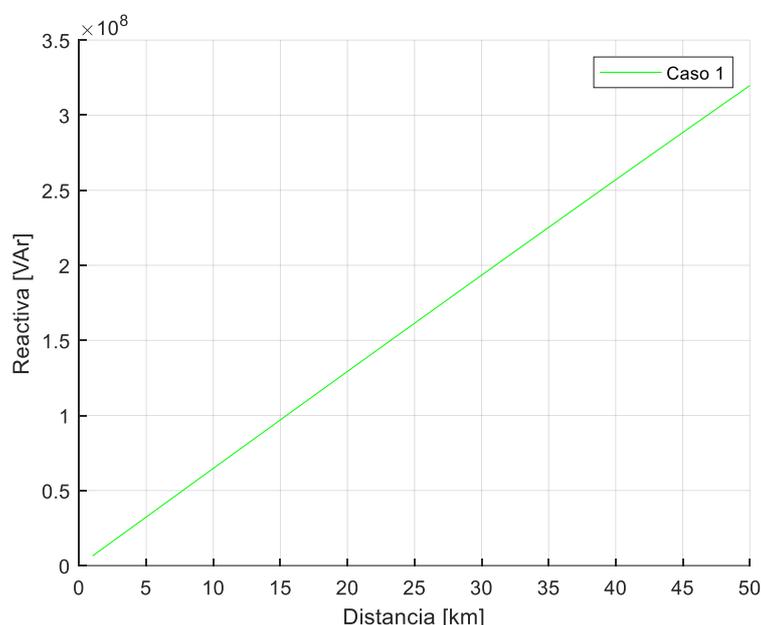


Figura 24: Reactiva generada por el cable. Fuente: Elaboración propia

En la siguiente tabla se muestran las características de un cable de corriente alterna submarino, dentro de los parámetros eléctricos que definen al cable, estos tienen resistencia, inductancia y también capacitancia, valor para tener en cuenta en este caso, al contrario que en líneas aéreas donde el efecto capacitivo se suele despreciar debido a que el valor de capacitancia es del orden de 20 veces inferior que en el caso de líneas submarinas [18].

Tabla 2: Características eléctricas del cable AC submarino. Fuente: [14]

Voltage [kV]	Sección (mm ²)	R [mΩ/km]	L [mH/km]	C [nF/km]	S _{max} [MVA]
220	500	48,9	0,437	136	279
	630	39,1	0,415	154	308
	800	31,9	0,400	163	335
	1000	27,0	0,386	177	359
400	800	31,4	0,540	130	603
	1000	26,5	0,520	140	646
	1200	22,1	0,490	170	683

Para el estudio de este trabajo se opta por un cable para la línea de transmisión con los siguientes parámetros:

- Voltaje: 400 kV
- Sección: 1200 mm²
- Resistencia: 22.1 mΩ/km
- Inductancia: 0.490 mH/km
- Capacitancia: 170 nF/km
- Potencia compleja: 683 MVA

2.4. Posibilidad de compensación en 1 o 2 extremos

Anteriormente se ha comentado el efecto capacitivo que se da en las líneas de corriente alterna de muy alta tensión, sobre todo en el caso de líneas submarinas, donde la generación de energía reactiva producida por el cable provocado por este efecto llega a afectar a la propia difusión de la corriente a través de toda la longitud de la línea.

En la Figura 25 se presenta las diferentes evoluciones de la corriente, obtenidas mediante la resolución de parámetros distribuidos para una línea de $P = 220$ MW, $V = 400$ kV, $S = 1200$ mm², $l_0 = 50$ km, más las características eléctricas anteriormente mencionadas y en función del tipo de compensación de reactiva utilizado. Es importante conocer la evolución de la corriente a lo largo del cable, ya que será la responsable de determinar las pérdidas de potencia de la propia línea.

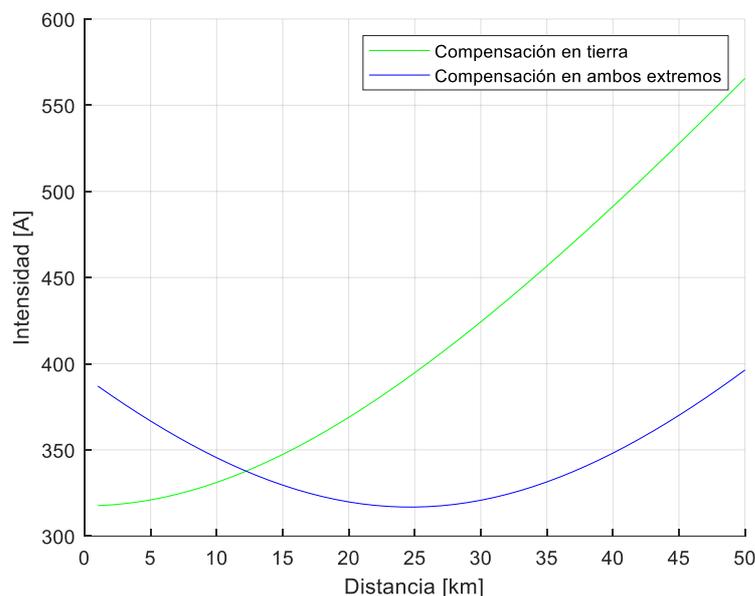


Figura 25: Corriente a lo largo del cable según el tipo de compensación de potencia reactiva. Fuente: Elaboración propia.

El foco del análisis de este trabajo se centrará en la segunda de las dos posibilidades de configuración de las unidades de compensación que se describen a continuación y se han visto reflejadas en la Figura 25 anterior:

- Compensación de toda la potencia reactiva producida por el cable submarino con unidades de compensación en tierra
- Compensación de toda la potencia reactiva producida por el cable submarino con unidades de compensación al inicio de la línea (offshore) y al final de la misma (en tierra), repartidas a partes iguales.

No se va a diseñar, ni dimensionar el propio sistema de compensación requerido, pero si cabe destacar las diferentes tecnologías existentes actualmente que se utilizan para cumplir los límites establecidos en las normativas aplicables según las necesidades y características particulares de cada parque. Las tecnologías más frecuentadas en la actualidad son las siguientes:

- SVC (Static Var Compensator “Compensador estático de reactiva”)
- STATCOM (Static Synchronous Compensator “Compensador síncrono estático”)
- Convertidor del aerogenerador
- Baterías automáticas de condensadores
- Transformador de conexión del parque a la red con tomas variables bajo carga

2.5. Códigos de Red

El aumento significativo del porcentaje de generación de energía eléctrica en la red a través de fuentes renovables le ha planteado diversos desafíos a la propia red, con el fin de asegurar la estabilidad de esta, en los últimos años se han desarrollado nuevos procedimientos, códigos de red, que han de llevarse a cabo para proveer al sistema eléctrico de una mayor flexibilidad y mejora de su eficiencia de transporte.

Dichos procedimientos no se crean solo para cubrir la alta incorporación de las energías renovables al sistema eléctrico, además también se elaboran para responder a las nuevas exigencias existentes debido a la evolución de la tecnología, apareciendo requisitos más estrictos. Un ejemplo de nuevo requisito para los módulos de generación inducido por el avance de la tecnología, siendo el foco de estudio de este trabajo, es disponer de la capacidad de control de potencia reactiva, esta condición contribuye a una mejor estabilidad del voltaje en la red.

En general, los códigos de red determinan las reglas y los requisitos técnicos que han de adoptar los módulos de generación para adaptarse a las limitaciones operativas, mantener la seguridad del sistema y velar por el funcionamiento del mercado energético español.

Existen varios tipos de códigos de red, los cuales se muestran a continuación:

- Códigos de conexión
 - Código de Conexión del Generador
 - Código de Conexión de la Demanda
 - Código de Conexión HVDC
- Códigos de operación
 - Código Operacional de Seguridad
 - Código Operacional de Planificación y Programación
 - Código de Control de Frecuencia de Carga y Reservas
- Códigos de planificación
 - Código de Planificación del Generador
 - Código de Planificación de la red
- Códigos de mercado
 - Código Regulaciones del Mercado
 - Asignación de Capacidad de la Red y Código de gestión de la Congestión
 - Código de Balance de la Red

Los códigos de red están en constante cambio, ya que, como se ha comentado anteriormente el aumento de la aportación de fuentes de energía renovable a la generación de electricidad ha provocado que se introduzcan nuevos requerimientos y estos a su vez se van adaptando a los avances de la tecnología. Estos nuevos requisitos no son siempre iguales para todos los países, aun estando interconectados entre ellos o en el propio país, por ejemplo, en España existen diferencias entre la zona peninsular y las no peninsulares para las condiciones de operación.

Independientemente de los límites establecidos según los códigos de red de cada país, los objetivos generales que abarcan tienden a ser los mismos. Gran parte de los requisitos comunes que se recogen en los códigos de red son [19]:

- Rango de voltaje para operación continua
- Rango de frecuencia para operación continua
- Capacidad de resistencia a baja tensión
- Control del punto de ajuste de potencia activa y tasa de rampa

- Control de potencia reactiva y regulación de voltaje
- Calidad de la energía, como parpadeo, armónicos y fluctuación de voltaje.

2.5.1 Rangos de operación

Los códigos de red definen intervalos de actuación en términos de funcionamiento normal, se establecen tanto para el voltaje, como para la frecuencia. Lo que busca conseguir es que los módulos de generación de energía no se desconecten, quedando inoperativos, en caso de existir modificaciones en el punto de conexión a la red en los términos de frecuencia o voltaje. En la Figura 26 y Figura 27 se puede observar cómo se determinan tiempos mínimos fijados por el código de red previos a la posibilidad de desconexión del propio generador, en función de la variación que sufra la frecuencia o el voltaje con relación a su valor nominal.

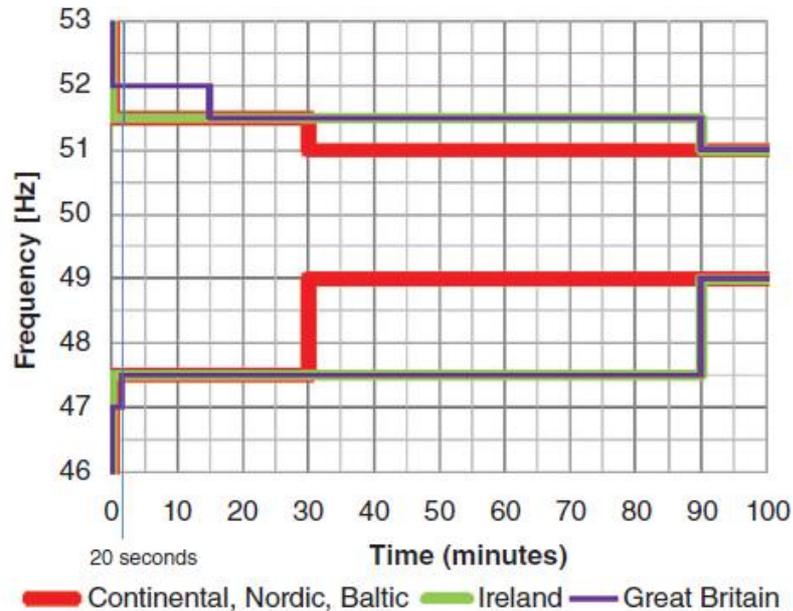


Figura 26: Rango de frecuencia operativa. Fuente: [20]

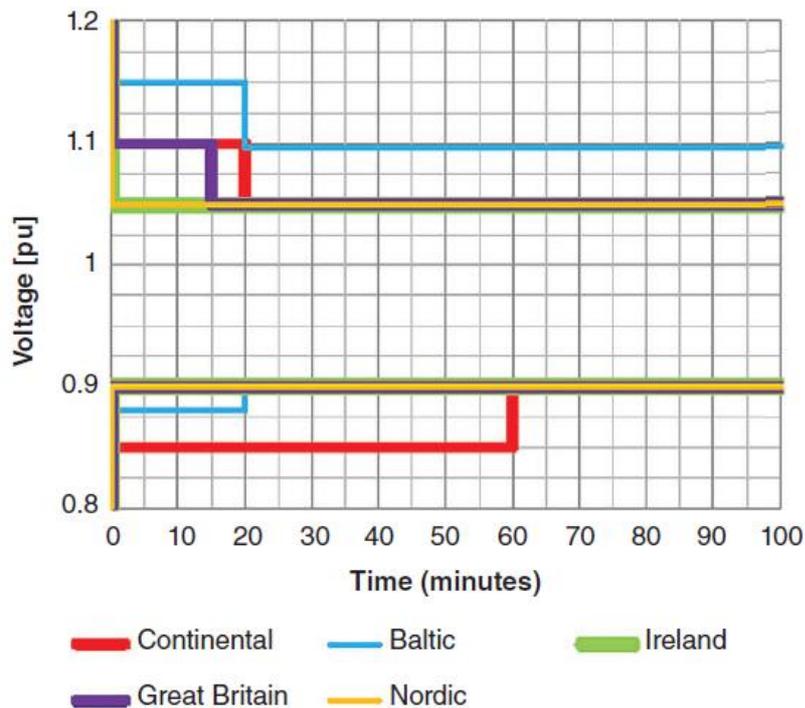


Figura 27: Rango de tensión operativa ($U \geq 300$ kV). Fuente: [20]

2.5.2 Suministro de potencia reactiva

La forma óptima de tener un control adecuado sobre la tensión de la red eléctrica es mediante la capacidad de potencia reactiva. La potencia reactiva permite que, en caso de existir una posible caída de tensión en la línea entre nodos, se pueda compensar dicha caída a través de la energía reactiva, en este caso aumentando la inyección desde el nodo, de energía reactiva, a la línea. De igual forma, para el caso donde se produce un aumento de la tensión, este se puede compensar reduciendo la inyección de energía reactiva.

De tal forma, los códigos de red establecen la capacidad de control de potencia reactiva en caso de grandes módulos de generación, con el fin de asegurar la estabilidad de la tensión en la red.

2.5.2.1 Características U-Q

El perfil U-Q, como el que se muestra a continuación en la Figura 28, sirve para determinar los requisitos que ha de cumplir la capacidad de potencia reactiva a la máxima potencia activa para cada nivel de tensión específico. El límite de color negro con forma discontinua lo determina ENTSO-E⁸, mientras que el perfil interior azul queda a disposición de su definición al Gestor de Red de Transporte de cada país, por lo que dicho perfil azul solo ha de cumplir la condición de definirse dentro de los límites establecidos por la línea discontinua.

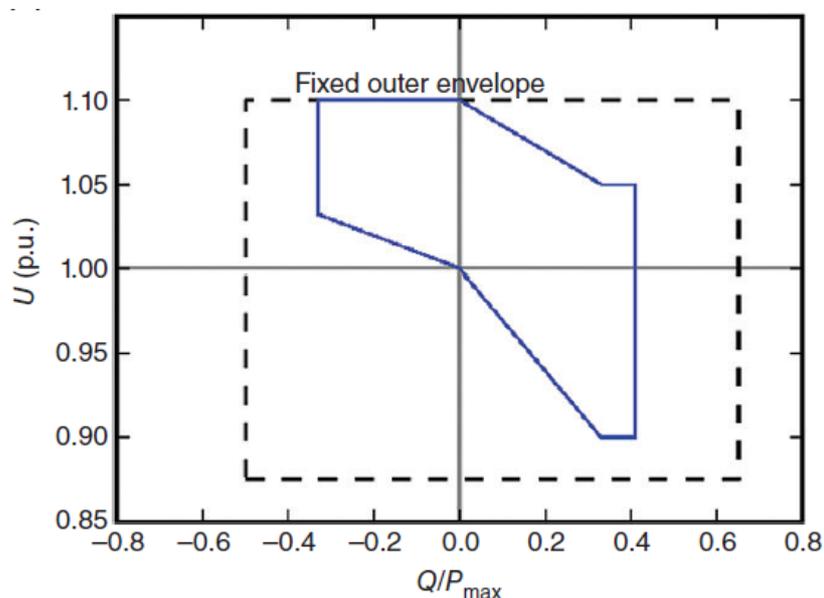


Figura 28: Capacidad de potencia reactiva según voltaje. Fuente [20]

De esta forma, se exige a los módulos de generación la capacidad de suministrar potencia reactiva dentro de unos límites del perfil U-Q. El perfil interior de color azul que se muestra en la Figura 28 es un ejemplo del código de red para los parques eléctricos offshore de Alemania, este perfil puede aparecer de diversas formas según el país o zona a delimitar, siempre cumpliendo la exigencia anteriormente descrita de no superar los límites de la línea discontinua.

2.5.2.2 Características P-Q

Como se puede observar en la Figura 29, la forma de especificar el requisito para la capacidad de potencia reactiva en referencia a la capacidad de potencia activa máxima es parecida al perfil U-Q. Igual que lo comentado anteriormente, el perfil azul corresponde con un ejemplo de requisito del código de red para los parques eléctricos offshore de Alemania.

⁸ ENTSO-E: Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad.

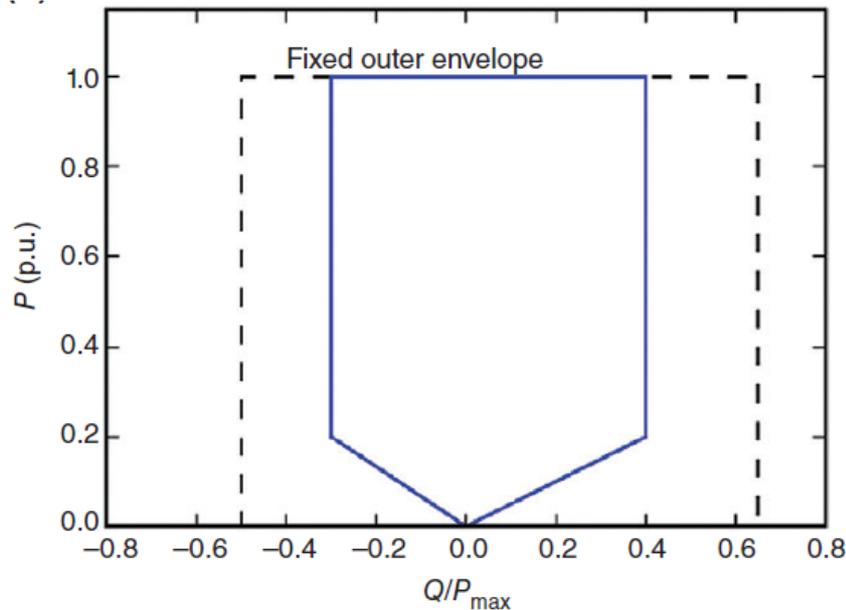


Figura 29: Capacidad de potencia reactiva según potencia activa. Fuente: [20]

El perfil P-Q presenta una peculiaridad y es que, debido a los límites de color negro discontinuo establecidos por ENTSO-E, posibilitan a los Gestores de Red de Transporte tener la posibilidad de solicitar inyección o absorción de potencia reactiva en condiciones de potencia activa igual a cero, lo que puede llegar a implicar costes adicionales para determinadas plantas eólicas que se encuentren en funcionamiento con potencias activas igual a cero a lo largo de un periodo considerable de tiempo, por ejemplo en periodos donde no se presenten condiciones óptimas de funcionamiento debido al viento.

De esta forma la planta eólica pasaría a volverse, desde el punto de vista de la red, en un consumidor, debido a que suministrar potencia reactiva lleva intrínseco pérdidas de energía. Este requisito también aparece en las plantas de energía fotovoltaicas, siendo el efecto aún más duro, ya que operan todas las noches con potencias activas igual a cero.

2.5.3 Comportamiento durante faltas

Ante la posibilidad de alteraciones en los niveles de tensión, ya sea por sobretensión o subtensión, los módulos de generación de energía tienen que disponer de la capacidad de continuar conectados al sistema durante el transcurso de dicha alteración. Con la incorporación de estos requisitos la estabilidad de la red se ha incrementado considerablemente, ya que el comportamiento durante estas faltas del sistema impide el desplome de la tensión en ciertas áreas de la red.

Uno de los principales motivos por los que se produce un descenso en el nivel de tensión son los cortocircuitos que suceden en las proximidades del sistema de energía (no es con referencia a la distancia, sino a la propia impedancia de la red). Otros ejemplos pueden ser la puesta en funcionamiento de motores grandes, conmutación por cargas grandes, etc. Este descenso del nivel de tensión crea lo que se conoce como huecos de tensión, que suponen una disminución drástica de la tensión en un determinado punto del sistema eléctrico, superando el límite inferior determinado y continuado de una recuperación de la tensión.

El tiempo del hueco de tensión depende del tiempo máximo de accionamiento de las protecciones de acuerdo con el sistema de protección, en comparación con el tiempo de recuperación de dicho hueco de tensión que es función de las protecciones de subtensión de los módulos de generación. El perfil de comportamiento ante los huecos de tensión es establecido por cada gestor de la red correspondiente, de esta forma se puede ver en la Figura 30 como difiere entre las diferentes zonas.

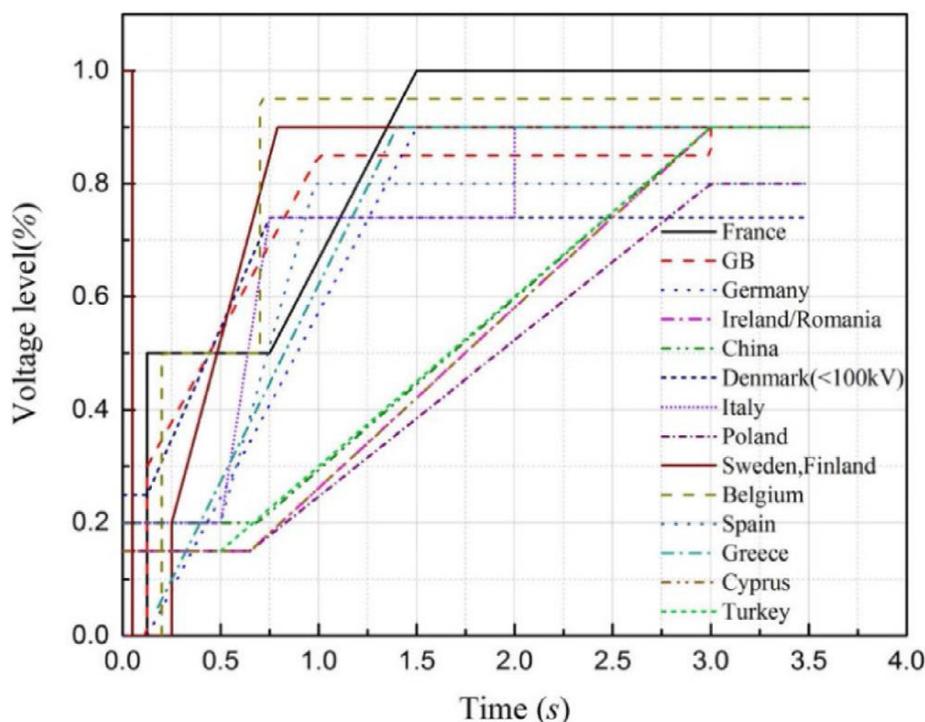


Figura 30: Capacidad para soportar huecos de tensión según país. Fuente: [21]

Por el momento, el requisito de comportamiento durante un hueco de tensión no está definido por ENTSO-E, de tal forma, se está dificultando la unificación del código de red europeo, debido a que existen diferencias considerables entre los diferentes códigos de red de cada país, lo que provoca que dicho requerimiento se presente como un inconveniente para los fabricantes de turbinas eólicas al no tener un perfil común.

Además, existe una relación bidireccional entre el desarrollo por parte de los fabricantes de equipos técnicos basados en estándares nacionales e internacionales y los diferentes requisitos aplicables tanto al diseño, instalación y puesta en marcha de los módulos de generación establecidos en los códigos de red, ya que, para adaptarse a los nuevos requisitos, se precisan de nuevas funcionalidades y viceversa. Para el caso de las turbinas eólicas, el estándar a seguir es el IEC 61400 que contiene todo lo relacionado al diseño de aerogeneradores.

2.6. Orden TED/749/2020

Previos a la creación de la orden existen varios reglamentos comunitarios que forman lo que se conoce como códigos de red de conexión, entre los que se encuentran el Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda y el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red. El objetivo principal de estos reglamentos a través de los diferentes requisitos técnicos mínimos que imponen es preservar la seguridad de los diferentes sistemas eléctricos a los que se conecten a la red e impulsar la incorporación de energías renovables.

Algunos de los requisitos técnicos dispuestos en los reglamentos anteriormente mencionados son de directa aplicación, mientras que existen otros tantos no están plenamente detallados y para su ejecución necesitan que sean planteados por los gestores de la red y con posterioridad aprobados.

Con el objetivo de coordinar las propuestas que deben presentar los gestores de la red sobre los requisitos no completamente definidos y brindar un espacio de discusión previo para resolver problemas relacionados con la implementación de dichos reglamentos, se estableció grupos de trabajo con agentes interesados bajo la dirección del operador del sistema eléctrico. Red Eléctrica de España presentó una propuesta de modificación del Procedimiento de Operación 12.2, donde incluyó su recomendación sobre los requisitos técnicos que no están completamente definidos en los Reglamentos (UE) 2016/631, de 14 de abril y el Reglamento (UE) 2016/1388, de 17 de agosto.

La disposición final séptima del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas, autorizó al ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a aprobar, a través de esta orden, los requisitos técnicos para la conexión a la red eléctrica extraídos de los impuestos por el Reglamento (UE) 2016/631 y el Reglamento (UE) 2016/1388.

El anexo I de esta orden establece los requisitos técnicos de conexión a la red de instalaciones de generación de electricidad que requieren aplicar medidas de diseño y/o control según frecuencia, tensión, resistencia, recuperación y gestión del sistema pertinentes para el cumplimiento de los mismos, sumados a los requisitos previamente fijados en el Reglamento (UE) 2016/631.

El análisis de este trabajo se centra en los requisitos de tensión, uno de ellos especialmente, los requisitos de tensión de los módulos de generación de electricidad síncronos que tiene relación con la capacidad de potencia reactiva.

Primero, es necesario definir la categoría del módulo de generación a analizar, ya que según el nivel de tensión en su punto de conexión y su capacidad máxima deberá de satisfacer con unos límites distintos a otros módulos de diferente categoría para cada requisito.

Categorías según el punto de conexión y capacidad máxima:

- Tipo A: Punto de conexión inferior a 110 kV y capacidad máxima de 0,8 kW o más
- Tipo B: Punto de conexión inferior a 110 kV y capacidad máxima igual o superior al umbral especificado en la tabla 3
- Tipo C: Punto de conexión inferior a 110 kV y capacidad máxima igual o superior al umbral especificado en la tabla 3
- Tipo D: Punto de conexión de 110 kV o superior. También puede ser tipo D con tensión en el punto de conexión inferior a 110 kV y su capacidad máxima es igual o superior al umbral especificado en la tabla 3

Tabla 3: Límites de los umbrales de los módulos de generación de electricidad de tipo B, C y D. Fuente: [23]

Zonas síncronas	Capacidad máxima a partir del cual un módulo de generación de electricidad se considera tipo B	Capacidad máxima a partir del cual un módulo de generación de electricidad se considera tipo C	Capacidad máxima a partir del cual un módulo de generación de electricidad se considera tipo D
Europa continental	1 MW	50 MW	75 MW
Gran Bretaña	1 MW	50 MW	75 MW
Países Nórdicos	1,5 MW	10 MW	30 MW
Irlanda e Irlanda del Norte	0,1 MW	5 MW	10 MW
Estados Bálticos	0,5 MW	10 MW	15 MW

Por lo que se puede concluir, según las especificaciones del parque, que se corresponde con un módulo de generación tipo D.

Los módulos de generación síncronos tipo D están obligados a contar con capacidades técnicas necesarias para la generación y absorción de potencia reactiva (Q), bajo unas condiciones de tensión entre $0,95 < V < 1,05$ pu, trabajando a su capacidad máxima (P_{max}), de tal forma que se ajustarán los niveles de producción/absorción de potencia reactiva bajo los límites marcados en la Figura 31 mediante línea continua.

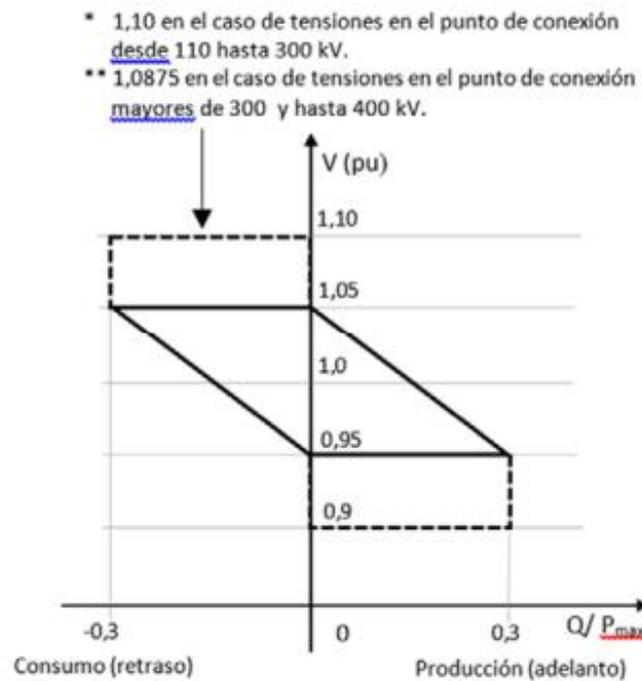


Figura 31: Diagrama $U-Q/P_{max}$ de un módulo de generación de electricidad síncrono tipo D. Fuente: [22]

Se dispondrá de dicha inyección de potencia reactiva independientemente del régimen de trabajo en el que se encuentre en cada momento, ya sea régimen permanente o en régimen perturbado. La potencia reactiva complementaria que se genere o se absorba tendrá la función de compensar al completo la energía reactiva desde la propia instalación hasta el punto de conexión que demanda la línea de alta tensión.

A partir de esta Figura 31 se elabora una tabla de condiciones que ha de cumplir la planta eólica offshore con referencia al punto de conexión a red, condiciones que varían según determinados valores de tensión y potencia, de tal forma que independientemente de la situación en la que se encuentre el parque y/o la red eléctrica, siempre se esté cumpliendo los límites establecidos por la norma tanto en consumo, como en producción.

3 ANÁLISIS DE CASOS

El cálculo y/o diseño de una línea de transmisión de energía eléctrica consta principalmente de:

- Cálculo eléctrico
- Cálculo mecánico
- Diseño de aislamientos

Para este proyecto, entre los apartados mencionados anteriormente, nos centraremos en el cálculo eléctrico. A continuación, se desarrollarán ecuaciones que facilitarán calcular las diferentes magnitudes en un punto específico de la línea, siempre y cuando se conozcan determinados valores en otro punto de la línea, los valores de los puntos conocidos suelen coincidir con el principio o final de la línea. De esta forma se comprenderá de forma evidente y práctica la repercusión que cada parámetro desempeña en el diseño final de una línea de transmisión de energía.

Los parámetros representativos de cualquier de cualquier sistema de potencia son cuatro: resistencia (R), inductancia (L), conductancia (G) y capacidad (C). Estos parámetros pueden agruparse de forma longitudinal y de forma transversal:

$$\text{Impedancia serie o longitudinal: } Z_1 = R_1 + jL_1\omega \left(\frac{\Omega}{km} \right) \quad (1)$$

$$\text{Admitancia shunt o transversal: } Y_1 = G_1 + jC_1\omega \left(\frac{S}{km} \right) \quad (2)$$

El parámetro conductancia no tiene valor significativo en los resultados, al ser extremadamente pequeño, asimismo, depende de diversas variables siendo difícil de obtener su valor con precisión, por lo que se supone desde aquí en adelante que su valor será 0. El resto de los parámetros afectan de manera distinta, dependiendo de la propia longitud de la línea.

Para longitudes inferiores a 40-50 km, denominadas líneas cortas, la representación de la línea puede hacerse mediante una resistencia en serie con una inductancia y para la resolución de sus problemas se aplica la teoría de circuitos. En nuestro caso, dicho modelo mencionado no es suficiente para caracterizar completamente la complejidad de la línea.

La línea de transmisión que vamos a estudiar se constituye como un circuito de parámetros distribuidos, siendo variables los valores de tensión e intensidad a lo largo de la línea tanto en magnitud, como en fase. Por tanto, precisa del uso de la teoría de parámetros distribuidos, pero debido a su complejidad, para situaciones de régimen estacionario el análisis se hará tratando la línea como un cuadripolo o bipuerta.

El estudio de la línea mediante la teoría de cuadripolos conlleva determinar relaciones entre las variables V_1, I_1, V_2, I_2 , de tal forma que dos de ellas se establecen como variables independientes y, por tanto, las otras dos como variables dependientes a través de la matriz de parámetros en cadena o constantes auxiliares (ABCD):

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma l) & Z_0 \sinh(\gamma l) \\ \frac{1}{Z_0} \sinh(\gamma l) & \cosh(\gamma l) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_2 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} \quad (3)$$

Donde se denomina:

$$\text{Impedancia natural o característica: } Z_0 = \sqrt{Z_1/Y_1} \text{ (}\Omega\text{)} \quad (4)$$

$$\text{Constante de propagación: } \gamma = \sqrt{Z_1 \cdot Y_1} \text{ (km}^{-1}\text{)} \quad (5)$$

Todo ello conduce a usar el modelo en π de la siguiente figura, donde el “1” corresponde con el inicio de la línea y el “2” con el punto final de la misma:

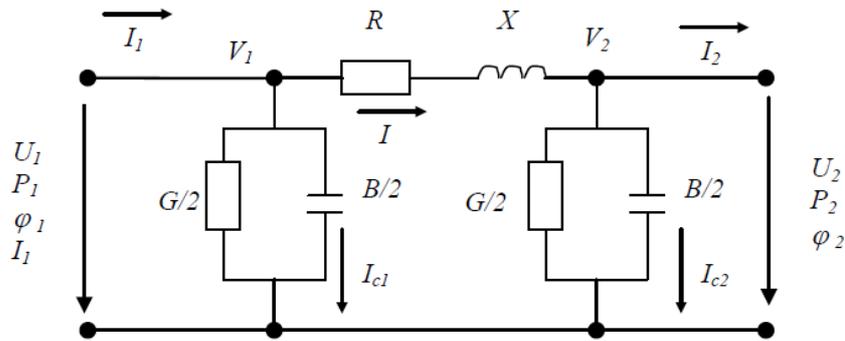


Figura 32: Modelo en π de una línea. Fuente: [24]

Independientemente del modelo elegido para representar la línea, las magnitudes a determinar siempre son las mismas; tensiones y potencias en ambos extremos. La forma de calcular dichas magnitudes es distinta según se establezcan las condiciones iniciales, en nuestro caso establecemos como magnitudes conocidas la tensión y potencia al inicio de la línea (\bar{U}_1 e \bar{P}_1), partiendo de una potencia nominal (\bar{P}_1) de 220 MW correspondiente al parque eólico y una tensión (\bar{U}_1) de 400 kV, previamente establecida como preferente para la línea de transmisión.

Estas dos magnitudes irán variando según las condiciones que establece la norma como aparece recogido en la Tabla 4 de a continuación. Al contrario de lo que se define en la norma con referencia a la tensión, que se hace para el Punto de Conexión a Red (PCR), se ha realizado la simplificación para el estudio de establecer el valor de dicha tensión que recoge la norma en el punto inicial de la línea, aplicar esta simplificación facilitará los cálculos y el posible error frente a los resultados de considerar la tensión en PCR no es determinante, ya que los resultados obtenidos son muy próximos.

De esta forma, nuestros valores de potencia inicial y tensión inicial irán variando según la condición a analizar, una vez establecidos dichos valores iniciales para el caso de estudio, se calculará las magnitudes en el extremo receptor (“2”), para el análisis a realizar en este trabajo, la magnitud que debemos tener en cuenta es la potencia reactiva al final de la línea y por consiguiente, la verificación a través del valor límite de su cumplimiento con lo establecido en el código de red, Orden TED/749/2020.

Conociendo los valores de las magnitudes al principio de la línea, de tensión y potencia, y aplicando el método de parámetros en cadena (ABCD), resulta fácil calcular las otras magnitudes a través de las siguientes ecuaciones:

$$\bar{I}_1 = \left(\frac{P_1 - jQ_1}{\sqrt{3} \cdot \bar{U}_1} \right)^* \quad (6)$$

$$\bar{V}_1 = \frac{\bar{U}_1}{\sqrt{3}} \quad (7)$$

La variable Q_1 corresponde a las unidades de compensación, que será la suma tanto el propio aerogenerador más un sistema de bobinas encargados de consumir y/o producir reactiva, según la condición, de tal forma que el valor final de Q_2 cumpla con los límites establecidos en la norma, en nuestro caso aparece como negativa porque las unidades de compensación consumen reactiva.

La variable Q_1 no tendrá valor inicial, se realizará un proceso de iteración donde su valor se establecerá como incógnita, se establecerá un valor inicial y se irá incrementando. A su vez, se irá comprobando que valor final obtenemos de Q_2 y si cumple con el límite establecido en el PCR, de cumplir con el límite, el primer valor de Q_1 que satisfaga dicha condición será el asignado a las unidades de compensación. En el siguiente apartado se verá un ejemplo de manera que quede más clara la comprensión.

Una vez obtenidos las condiciones al inicio de la línea, el cálculo de las condiciones finales es inmediato a través de la siguiente expresión:

$$\begin{cases} \bar{V}_2 = \bar{V}_1 \cdot \bar{D} - \bar{I}_1 \cdot \bar{B} \\ \bar{I}_2 = \bar{I}_1 \cdot \bar{A} - \bar{V}_1 \cdot \bar{C} \end{cases} \quad (8)$$

Donde, recordemos, las constantes auxiliares (ABCD) están asociados a la matriz antes mencionada en la ecuación 3, siendo:

$$\begin{aligned} A &= D = \cosh(\gamma l) \\ B &= Z_0 \sinh(\gamma l) \\ C &= \frac{1}{Z_0} \sinh(\gamma l) \end{aligned} \quad (9)$$

Las constantes “A” y “D” son adimensionales, por otra parte, la constante “B” tiene unidades de impedancia, mientras que la constante “C” tiene unidades de admitancia.

Una vez obtenidos los valores de tensión (\bar{V}_2) e intensidad (\bar{I}_2) en el final de la línea se procede al cálculo de la potencia compleja (\bar{S}_2) mediante la siguiente expresión y a la obtención de la potencia reactiva (Q_2).

$$\bar{S}_2 = 3 \cdot \bar{V}_2 \cdot \bar{I}_2^* = (P_2 + jQ_2) \quad (10)$$

Dicho valor de reactiva corresponde, al valor de la tercera columna en la tabla 4, con la reactiva en PCR y que será la variable usada para verificar, junto con la P_{\max} que siempre será 220 MW, si se cumple con los límites establecidos en la Orden TED/749/2020.

Tabla 4: Condiciones de estudio según normativa

P/P _{max} [%]	U en PCR	Q en PCR	Valor límite requerido en PCR Q/P _{max}
100 %	90 % U _n	-	0
100 %	95 % U _n	-	0
100 %	100 % U _n	-	-0,15
100 %	105 % U _n	-	-0,3
100 % ⁽¹⁾	108,75 % U _n	-	-0,3
40 %	100 % U _n	-	-0,15
20 %	100 % U _n	-	-0,15
10 %	100 % U _n	-	-0,15
10 %	100 % U _n	-	-0,05
100 % ⁽²⁾	90 % U _n	-	0,3
100 %	95 % U _n	-	0,3
100 %	100 % U _n	-	0,15
100 %	105 % U _n	-	0
100 %	108,75 % U _n	-	0
40 %	100 % U _n	-	0,15
20 %	100 % U _n	-	0,15
10 %	100 % U _n	-	0,15
10 %	100 % U _n	-	0,05
0 % ⁽³⁾	100 % U _n	-	0,05
0 % ⁽⁴⁾	100 % U _n	-	-0,05

3.1. Caso base

Para la aplicación de lo anteriormente mencionado y con el fin de facilitar la comprensión del análisis a realizar, a continuación, se realizará el estudio de las cuatro condiciones más estrictas (enumeradas con un superíndice) del total las condiciones recogidas en la Tabla 4. El estudio de estas condiciones se realizará para una distancia de 30 km como se ha mencionado anteriormente como distancia a la costa aceptable para nuestra situación.

Se mostrará a continuación la comprobación en profundidad de la primera condición de estudio, para visualizar los pasos seguidos hasta la obtención de los resultados finales, mientras que para el resto de las condiciones que vamos a estudiar solo se expondrán las gráficas que permiten verificar el cumplimiento de la línea de transmisión, ya que el procedimiento es igual para todas las condiciones y de esta forma se evita lo redundante.

La primera condición⁽¹⁾ para estudiar establece los siguientes parámetros:

- P/P_{max} = 100 %
- U en PCR = 108,75 %⁹
- Valor límite requerido en PCR Q/P_{max} = -0,3

⁹ Uso de 108,75% en vez de 110% (1,1 pu) por ser la tensión en PCR mayor a 300 kV, en nuestro caso 400 kV

En primer lugar, recordamos las características eléctricas del cable que usaremos para el análisis en todas las condiciones:

- $L_1 = 0,490 \text{ mH/km}$
- $C_1 = 170 \text{ nF/km}$
- $R_1 = 22,1 \text{ m}\Omega/\text{km}$
- $G_1 = 0$
- $S_1 = 683 \text{ MVA}$
- $l_0 = 30 \text{ km}$

A través de las ecuaciones 1 y 2 mencionadas anteriormente, obtendremos los valores de impedancia y admitancia:

$$\text{Impedancia serie o longitudinal: } Z_1 = R_1 + jL_1\omega = 0,0221 + 0,1539j \left(\frac{\Omega}{\text{km}}\right) \quad (11)$$

$$\text{Admitancia shunt o transversal: } Y_1 = G_1 + jC_1\omega = 0 + 5,3407e - 05j \left(\frac{S}{\text{km}}\right) \quad (12)$$

Continuamos con el cálculo de la impedancia característica y de la constante de propagación:

$$\text{Impedancia natural o característica: } Z_0 = \sqrt{Z_1/Y_1} = 53,8250 - 3,8440j (\Omega) \quad (13)$$

$$\text{Constante de propagación: } \gamma = \sqrt{Z_1 \cdot Y_1} = 0,0002 + 0,0029j (\text{km}^{-1}) \quad (14)$$

Para esta condición, la potencia y la tensión en el inicio quedan de tal forma, según las condiciones impuestas:

$$\begin{aligned} P_1 &= 1 \cdot 220e6 = 220e + 06 W \\ U_1 &= 1,0875 \cdot 440e3 = 4,35e + 05 V \end{aligned} \quad (15)$$

$$\bar{V}_1 = \frac{\bar{U}_1}{\sqrt{3}} = 2,5115e + 05 V \quad (16)$$

Así, podemos seguir con el cálculo de la intensidad:

$$\bar{I}_1 = \left(\frac{P_1 - jQ_1}{\sqrt{3} \cdot \bar{U}_1}\right)^* = \left(\frac{220e + 06 - jQ_1}{\sqrt{3} \cdot 4,35e + 05}\right)^* \quad (17)$$

Los parámetros auxiliares dan como resultado:

$$\begin{aligned} A &= D = \cosh(\gamma l) = 0,9897 + 0,0015j \\ B &= Z_0 \sinh(\gamma l) = 1,9074 + 7,6711j \\ C &= \frac{1}{Z_0} \sinh(\gamma l) = 0 + 0,0027j \end{aligned} \quad (18)$$

Aplicando parámetros distribuidos hallamos la tensión e intensidad al final de la línea:

$$\begin{cases} \bar{V}_2 = \bar{V}_1 \cdot \bar{D} - \bar{I}_1 \cdot \bar{B} = 2,5230e + 05 - 1,5392e + 03j \\ \bar{I}_2 = \bar{I}_1 \cdot \bar{A} - \bar{V}_1 \cdot \bar{C} = 2,9072e + 02 + 8,8744 + 01j \end{cases} \quad (19)$$

Finalmente, las potencias:

$$\bar{S}_2 = 3 \cdot \bar{V}_2 \cdot \bar{I}_2^* = (P_2 + jQ_2) = 2,1964e + 08 - 6,8512e + 07j \quad (20)$$

Quedando la comprobación final del límite como:

$$\frac{Q_2}{P_{max}} = \frac{-6,8512e + 07}{220e + 06} = -0,3114 > -0,3 \quad (21)$$

Cumpliendo de esta forma con el límite establecido en la norma, correspondiendo al ratio Q en PCR frente a P_{max} a un valor superior a -0,3, en definitiva, un valor que quede fuera del perfil establecido.

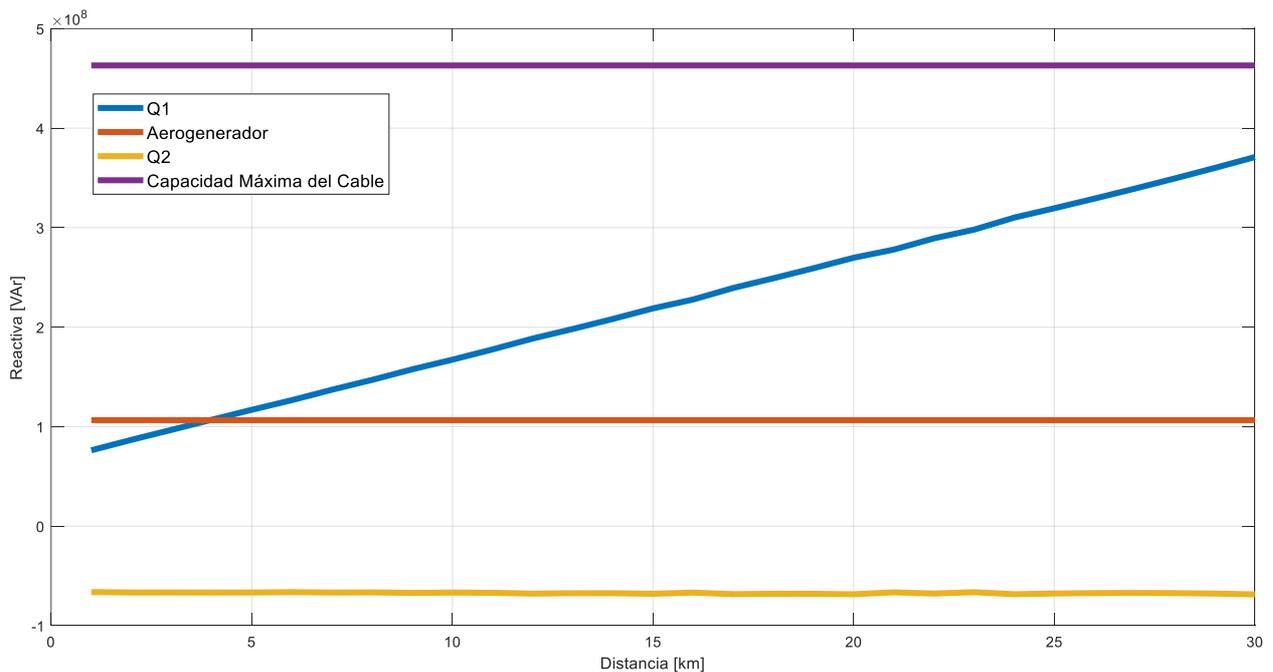


Figura 33: Reactiva que ha de aportar/consumir el parque para condiciones 1. Fuente: Elaboración propia

En la Figura 33, la línea azul representa la cantidad de reactiva que se ha de aportar/consumir por las unidades de compensación, que corresponde con el valor de Q1 anteriormente mencionado, valor respectivo a la suma del propio aerogenerador y un sistema de bobinas externo (STATCOM). Los valores positivos correspondientes a la línea azul significan que tienen que consumir reactiva para compensar la generada por el cable, mientras que si fuesen negativo corresponderían a la necesidad de un aporte de reactiva, como se verá en siguientes gráficas.

La línea de color rojo muestra el límite máximo de potencia reactiva que es capaz de absorber el aerogenerador, valor obtenido de multiplicar los 40 aerogeneradores individuales por su valor de Q_{max} sacado de la Tabla 1 y con referencia a la Figura 23. De esta forma, el STATCOM será el encargado de compensar toda la reactiva que quede por encima de la línea roja hasta su máximo en el kilómetro 30.

La línea morada marca el límite de capacidad máxima del cable submarino, este límite corresponde al valor de S_{max} de la Tabla 2, en la Figura 33 solo se representa la parte correspondiente a la potencia reactiva, por lo que, del valor inicial de 683 MVA le restamos los correspondientes a la potencia activa de 220 MW, quedando los 463 MVA respectivos a la línea morada.

A su vez, en la figura anterior se puede apreciar los valores de reactiva resultante en el PCR (Q_2) para cada kilómetro, línea amarilla. Esta variable permanece casi constante en toda su longitud gracias a la aportación de las unidades de compensación, que en esta condición de estudio al salir valores positivos significa que están consumiendo reactiva, para que el valor de reactiva final de la línea cumpla con la normativa.

En adelante, se respetará el código de colores en las gráficas para cada elemento, de tal forma que se evite la repetición de su significado, quedando ya definidos en los párrafos anteriores.

Tabla 5: Resultados por kilómetros para condición 1

km									
Q ₁ [MVA _r]									
Q ₂ [MVA _r]									
Valor en PCR									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
76.2405	86.7688	96.8052	106.933	116.951	126.641	137.135	147.027	157.633	167.33
-66.178	-66.644	-66.618	-66.684	-66.639	-66.267	-66.697	-66.525	-67.067	-66.698
-0.3008	-0.3029	-0.3028	-0.3031	-0.3029	-0.3012	-0.3032	-0.3024	-0.3048	-0.3032
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
177.624	188.552	198.17	208.279	218.903	227.791	239.411	249.132	259.248	269.774
-66.926	-67.786	-67.334	-67.371	-67.923	-66.734	-68.28	-67.92	-67.954	-68.396
-0.3042	-0.3081	-0.3061	-0.3062	-0.3087	-0.3033	-0.3104	-0.3087	-0.3089	-0.3109
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
277.949	289.234	297.998	310.098	319.495	329.176	339.15	349.427	360.015	370.923
-66.479	-67.677	-66.343	-68.351	-67.645	-67.22	-67.085	-67.249	-67.722	-68.512
-0.3022	-0.3076	-0.3016	-0.3107	-0.3075	-0.3055	-0.3049	-0.3057	-0.3078	-0.3114

Ya especificado el proceso y los pasos seguidos hasta la obtención del valor de reactiva final de la línea para su posterior comprobación del límite, queda analizar las demás condiciones para determinar su comportamiento y verificar a su vez el cumplimiento de la norma.

La segunda condición ⁽²⁾ para estudiar establece los siguientes parámetros:

- $P/P_{max} = 100 \%$
- U en PCR = 90 %
- Valor límite requerido en PCR $Q/P_{max} = 0,3$

Se obtienen los siguientes resultados que se muestran en la gráfica siguiente:

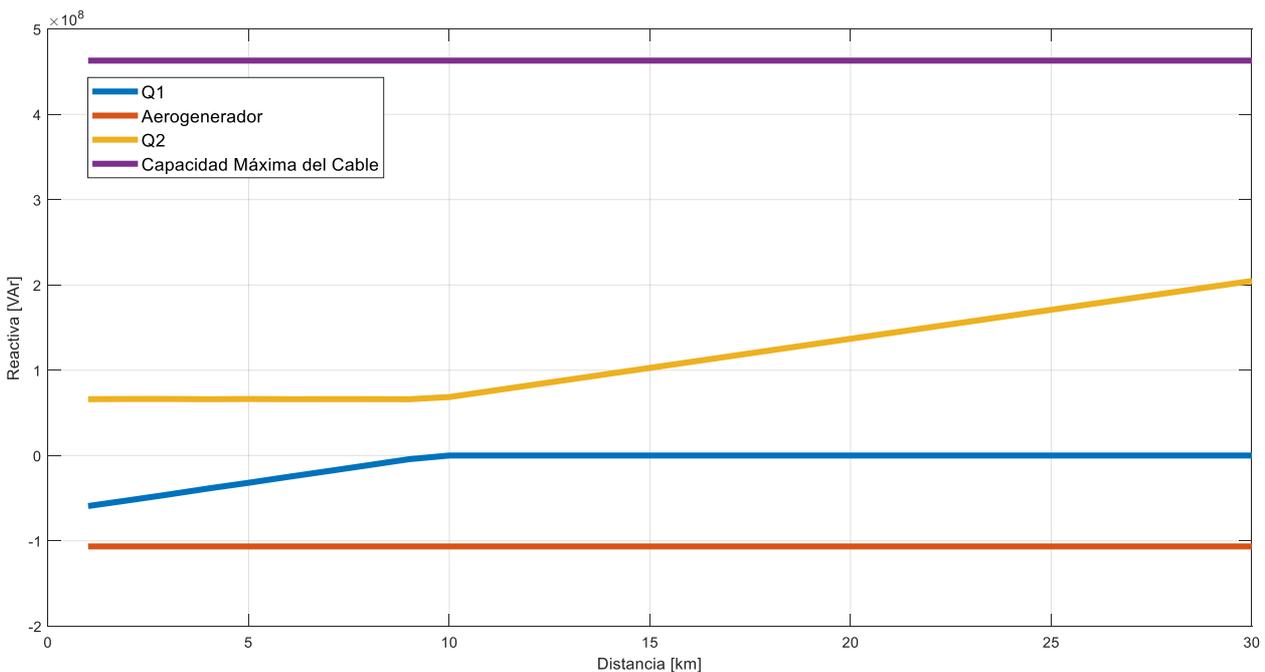


Figura 34: Reactiva que ha de aportar/consumir el parque para condiciones 2. Fuente: Elaboración propia

El límite para esta condición al contrario que el anterior, es positivo, lo que da más facilidad para que se cumpla debido a que solo es necesario un pequeño aporte de reactiva en los kilómetros iniciales de la línea donde aún el cable no ha generado la suficiente reactiva por sí mismo. Como se puede apreciar en la Figura 34, los propios aerogeneradores esta vez actúan en modo generación (valor negativo) y no consumo, como en la condición anterior. De esta forma, la capacidad de producir reactiva de los aerogeneradores sirve para cubrir la generación de reactiva necesaria en los primeros kilómetros sin necesidad de ayuda del STATCOM.

Es de interés también mencionar, que a partir de aproximadamente el kilómetro 10, el cable genera la suficiente reactiva que para esta condición donde el límite en PCR es positivo, no se requiere de ayuda de las unidades de compensación.

De tal modo, solo viendo estas dos condiciones anteriores, ya se puede sacar a modo de conclusión que cumplir con los límites de la parte positiva de la Figura 23 es más fácil que sus correspondientes a la parte negativa, debido a la naturaleza del cable.

Tabla 6: Resultados por kilómetros para condición 2

km									
Q ₁ [MVar]									
Q ₂ [MVar]									
Valor en PCR									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-59.209	-52.545	-45.712	-38.598	-31.949	-24.913	-18.119	-11.239	-4.281	-1E-07
66.0678	66.2619	66.2869	66.0309	66.2394	66.061	66.125	66.1024	66.0033	68.5771
0.30031	0.30119	0.3013	0.30014	0.30109	0.30028	0.30057	0.30047	0.30001	0.31171
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
-1E-07	-1E-07	-1E-07	-1E-07	-1E-07	-1E-07	-1E-07	-1E-07	-1E-07	-1E-07
75.4233	82.2664	89.1064	95.9429	102.776	109.605	116.429	123.25	130.066	136.877
0.34283	0.37394	0.40503	0.4361	0.46716	0.4982	0.52922	0.56023	0.59121	0.62217
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
-1E-07	-1E-07	-1E-07	-1E-07	-1E-07	-1E-07	-1E-07	-1E-07	-1E-07	-1E-07
143.683	150.484	157.279	164.069	170.853	177.63	184.401	191.166	197.924	204.675
0.6531	0.68402	0.7149	0.74577	0.7766	0.80741	0.83819	0.86894	0.89965	0.93034

Las dos últimas condiciones son de interés para analizar porque son las correspondientes al cable trabajando en vacío, tanto para la parte correspondiente al retraso (izquierda de los límites), como para el adelanto (derecha de los límites)

La tercera condición ⁽³⁾ para estudiar establece los siguientes parámetros:

- $P/P_{\max} = 0 \%$
- $U \text{ en PCR} = 100 \%$
- Valor límite requerido en PCR $Q/P_{\max} = 0,05$

Se obtienen los siguientes resultados que se muestran en la gráfica siguiente:

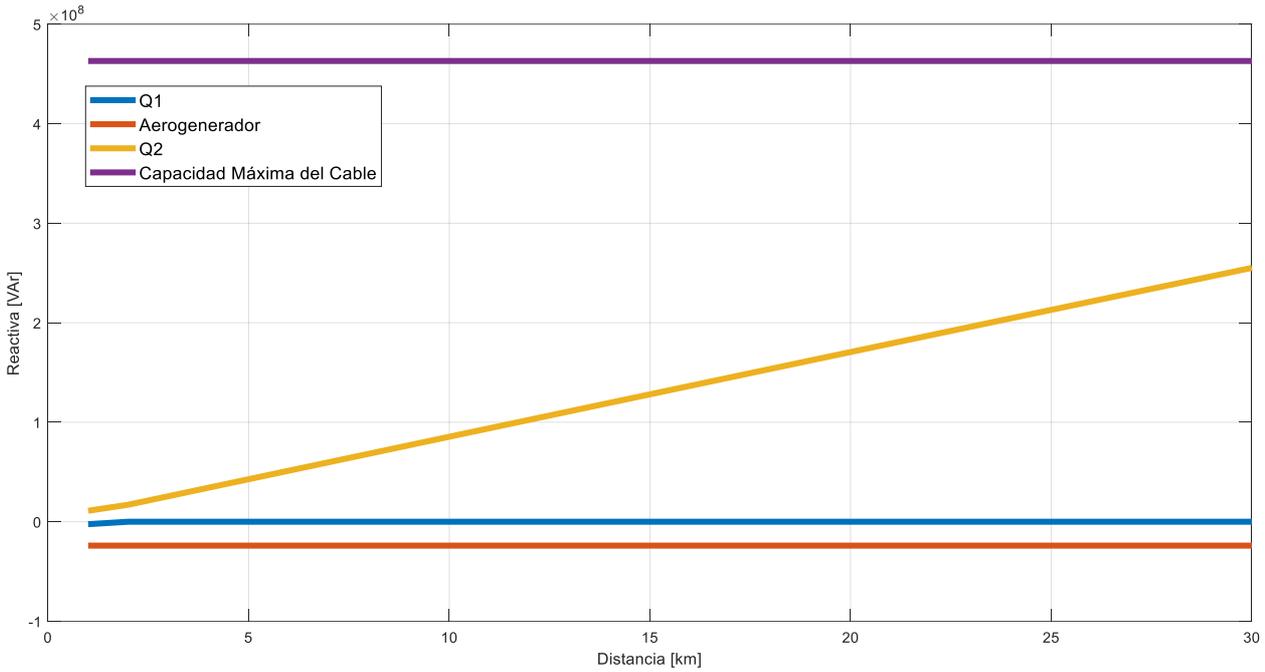


Figura 35: Reactiva que ha de aportar/consumir el parque para condición 3. Fuente: Elaboración propia

De forma muy similar a la condición anterior, se puede ver en la figura anterior, como no es necesaria la ayuda de las unidades de compensación, ni si quiera la propia capacidad de producción de los aerogeneradores, que para este caso al trabajar en vacío el valor de reactiva que son capaces de suministrar es diferente, corresponde esta vez con la primera fila de valores de la Tabla 1 y de igual forma, multiplicando su valor unitario por los 40 aerogeneradores.

Para cumplir con el límite establecido para esta condición solo se requiere la capacidad de generar reactiva del propio cable, obteniendo de esta forma valores por encima de 0,05 en cada kilómetro para el ratio Q_2 entre P_{max} .

Tabla 7: Resultados por kilómetros para condición 3

km									
Q ₁ [MVA _r]									
Q ₂ [MVA _r]									
Valor en PCR									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-2.4667	-1E-08								
11.0117	17.0899	25.6341	34.1775	42.7198	51.2607	59.7999	68.3371	76.872	85.4045
0.05005	0.07768	0.11652	0.15535	0.19418	0.233	0.27182	0.31062	0.34942	0.3882
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
-1E-08	-1E-08	-1E-08	-1E-08	-1E-08	-1E-08	-1E-08	-1E-08	-1E-08	-1E-08
93.9341	102.461	110.984	119.503	128.019	136.53	145.037	153.539	162.036	170.528
0.42697	0.46573	0.50447	0.5432	0.5819	0.62059	0.65926	0.69791	0.73653	0.77513
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
-1E-08	-1E-08	-1E-08	-1E-08	-1E-08	-1E-08	-1E-08	-1E-08	-1E-08	-1E-08
179.014	187.495	195.969	204.436	212.897	221.351	229.798	238.237	246.668	255.091
0.8137	0.85225	0.89077	0.92926	0.96771	1.00614	1.04454	1.0829	1.12122	1.15951

La cuarta condición ⁽⁴⁾ para estudiar establece los siguientes parámetros:

- $P/P_{\max} = 0 \%$
- U en PCR = 100 %
- Valor límite requerido en PCR $Q/P_{\max} = -0,05$

Se obtienen los siguientes resultados que se muestran en la gráfica siguiente:

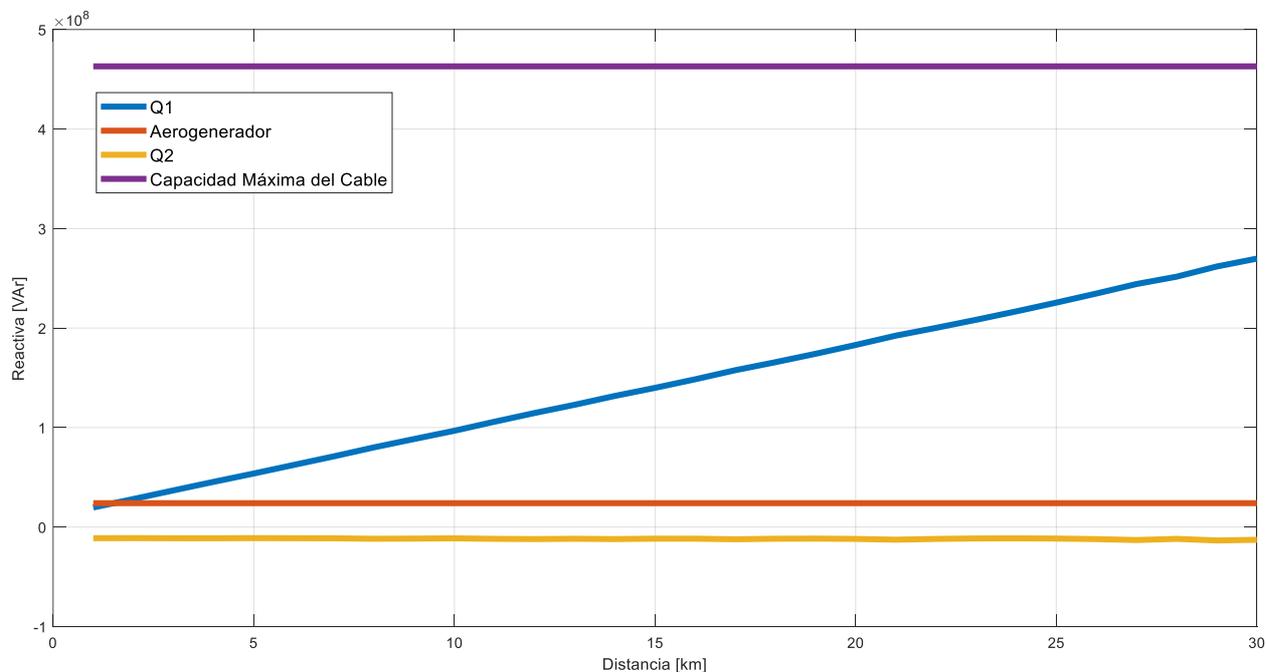


Figura 36: Reactiva que ha de aportar/consumir el parque para condición 4. Fuente: Elaboración propia

Esta vez nos encontramos con el límite negativo, por lo que, si será necesario la ayuda de las unidades de compensación para absorber la energía reactiva generada por el cable, la forma de actuar sería como se ha mencionado anteriormente, todo lo que se encuentre por debajo de la línea roja lo consume los aerogeneradores, con el inconveniente de que trabajar en vacío penaliza la capacidad de consumir de los mismos. Por otra parte, lo que esté entre la línea azul que es el total y la línea roja, será lo que el sistema STATCOM tiene que absorber.

Tabla 8: Resultados por kilómetros para condición 4

km									
Q ₁ [MVar]									
Q ₂ [MVar]									
Valor en PCR									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19.7006	28.187	36.8744	45.4438	53.8193	62.4825	71.1109	80.1295	88.5129	96.8052
-11.156	-11.097	-11.239	-11.262	-11.091	-11.207	-11.288	-11.758	-11.591	-11.332
-0.0507	-0.0504	-0.0511	-0.0512	-0.0504	-0.0509	-0.0513	-0.0534	-0.0527	-0.0515
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
105.874	114.647	122.917	131.784	139.891	148.497	157.633	165.673	174.124	183.007
-11.848	-12.066	-11.78	-12.089	-11.637	-11.681	-12.253	-11.727	-11.609	-11.919
-0.0539	-0.0548	-0.0535	-0.055	-0.0529	-0.0531	-0.0557	-0.0533	-0.0528	-0.0542
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
192.342	200.152	208.279	216.735	225.536	234.693	244.223	251.623	261.84	269.774
-12.68	-11.912	-11.458	-11.331	-11.544	-12.111	-13.047	-11.848	-13.464	-12.791
-0.0576	-0.0541	-0.0521	-0.0515	-0.0525	-0.0551	-0.0593	-0.0539	-0.0612	-0.0581

Ya vistos las condiciones que tienen más interés para el análisis del sistema de transporte, lo restante es completar la Tabla 4 con los resultados obtenidos, la tercera columna corresponde al valor de Q_2 en el kilómetro 30, pero como se ha visto anteriormente en los diferentes gráficos para esta distancia se cumple tanto el límite establecido por la norma para cada kilómetro, como la capacidad máxima del cable, al no verse nunca superada por la cantidad de reactiva que hay que transportar por el mismo.

Tabla 9: Condiciones de estudio según normativa. Resultados para 30 km

P/P _{max} [%]	U en PCR	Q en PCR [VAr]	Valor límite requerido en PCR Q/P _{max}
100 %	90 % Un	-5,3130e+03	0
100 %	95 % Un	-2,2113e+03	0
100 %	100 % Un	-3,3899e+07	-0,15
100 %	105 % Un	-6,7705e+07	-0,3
100 % ⁽¹⁾	108,75 % Un	-6,8512e+07	-0,3
40 %	100 % Un	-3,5490e+07	-0,15
20 %	100 % Un	-3,5276e+07	-0,15
10 %	100 % Un	-3,5211e+07	-0,15
10 %	100 % Un	-1,2828e+07	-0,05
100 % ⁽²⁾	90 % Un	2,0467e+08	0,3
100 %	95 % Un	2,2845e+08	0,3
100 %	100 % Un	2,5347e+08	0,15
100 %	105 % Un	2,7974e+08	0
100 %	108,75 % Un	3,0028e+08	0
40 %	100 % Un	2,5478e+08	0,15
20 %	100 % Un	2,5499e+08	0,15
10 %	100 % Un	2,5505e+08	0,15
10 %	100 % Un	2,5505e+08	0,05
0 % ⁽³⁾	100 % Un	2,5509e+08	0,05
0 % ⁽⁴⁾	100 % Un	-1,2791e+07	-0,05

3.2. Sensibilidad

En este apartado se va a someter al sistema de transporte a un análisis de sensibilidad, de tal forma que se busque la distancia máxima de la línea hasta el límite donde se supere la capacidad máxima del cable. A diferencia del apartado anterior se va a realizar un análisis de la misma línea, pero sin límite de distancia a la costa, para así determinar el kilómetro exacto donde dejaría de cumplir el parque eólico con los límites establecidos para cada condición.

La intención con este análisis es establecer la distancia máxima a la que se podría localizar el parque en el mar si se usa el cable de corriente alterna que se ha seleccionado con sus respectivos parámetros eléctricos, ya que se determinará la distancia máxima que soporta la línea para cada condición que vendrá reflejada en la Tabla 14, con su valor correspondiente de reactiva final en PCR que satisface con el límite respectivo. El conjunto del parque eólico tiene que ser capaz de satisfacer todas las condiciones para su correcto funcionamiento y para evitar problemas en la red de transporte, por lo que la distancia mínima que se obtenga del análisis de las diferentes condiciones será la limitante para establecer una longitud máxima a la costa del propio parque.

Igual que para el apartado anterior, se hará el análisis para las cuatro condiciones marcadas con un superíndice en la tabla, ya que son las que presentan mayor interés y como se verá a continuación, también son las que presentan valores máximos y mínimos.

Para la primera condición ⁽¹⁾ se obtienen los siguientes resultados que se muestran en la gráfica siguiente:

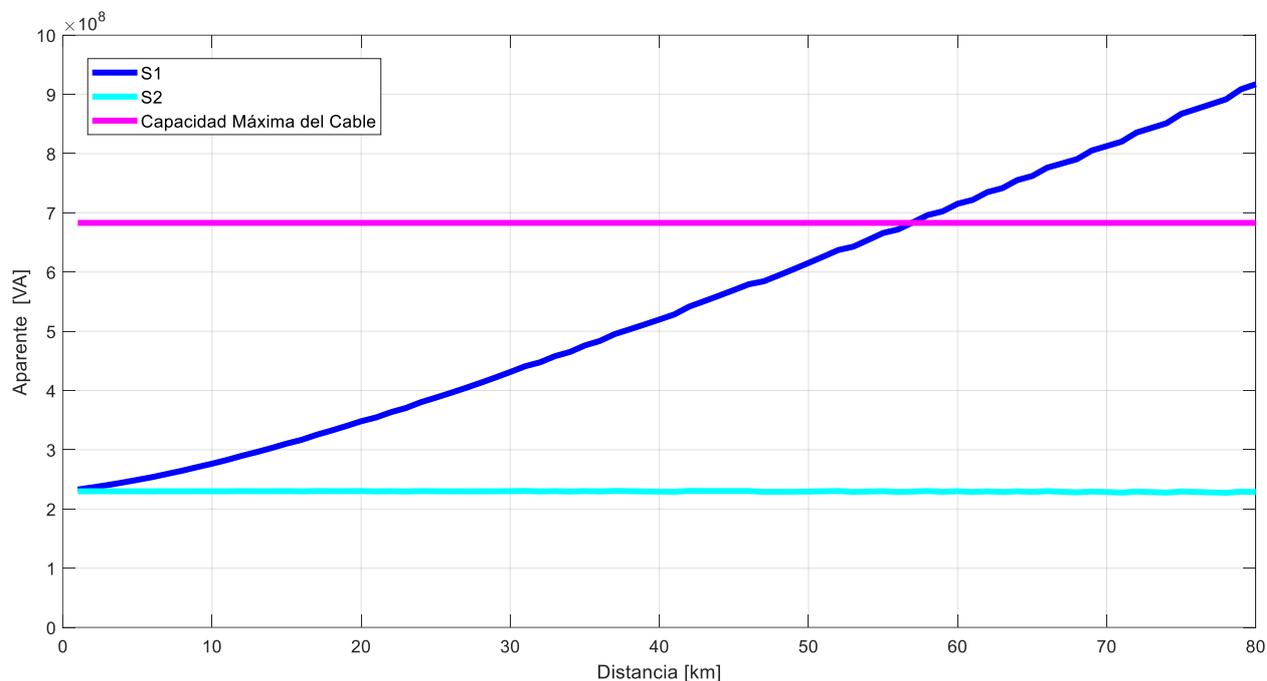


Figura 37: Reactiva que ha de aportar/consumir el parque para condiciones 1 (80 km). Fuente: Elaboración propia

Esta vez las variables a comparar son las potencias aparentes, ya que se dispone del valor límite establecido por la capacidad máxima del cable, valor de 683 MVA, por tanto, cualquier kilómetro con un valor que sobrepase el mencionado anteriormente será la distancia máxima que podría ubicarse el parque eólico. Para esta primera condición se obtiene una distancia límite de 56 km, como se puede apreciar en la figura anterior y en los valores obtenidos en la Tabla 10 de a continuación.

En la Tabla 10, y como se hará con los demás casos, para evitar tablas excesivamente grandes con datos irrelevantes, solo se representarán valores cercanos tanto por arriba, como por abajo del límite para así ver el comportamiento y la evolución de la línea y tener constancia de donde está el límite de esta para la determinada condición de estudio y los valores que debería de tener para distancia superiores manteniendo como objetivo cumplir con los límites en el PCR.

Tabla 10: Resultados por kilómetro en capacidad máxima para condición 1

km				
S1 [MVA]				
S2 [MVA]				
Valor límite en PCR				
54	55	56	57	58
654.232	665.908	671.844	683.912	696.249
229.436	230.022	228.773	229.447	230.219
-0.3138	-0.3234	-0.305	-0.3163	-0.3286

Para la segunda condición ⁽²⁾ se obtienen los siguientes resultados que se muestran en la gráfica siguiente:

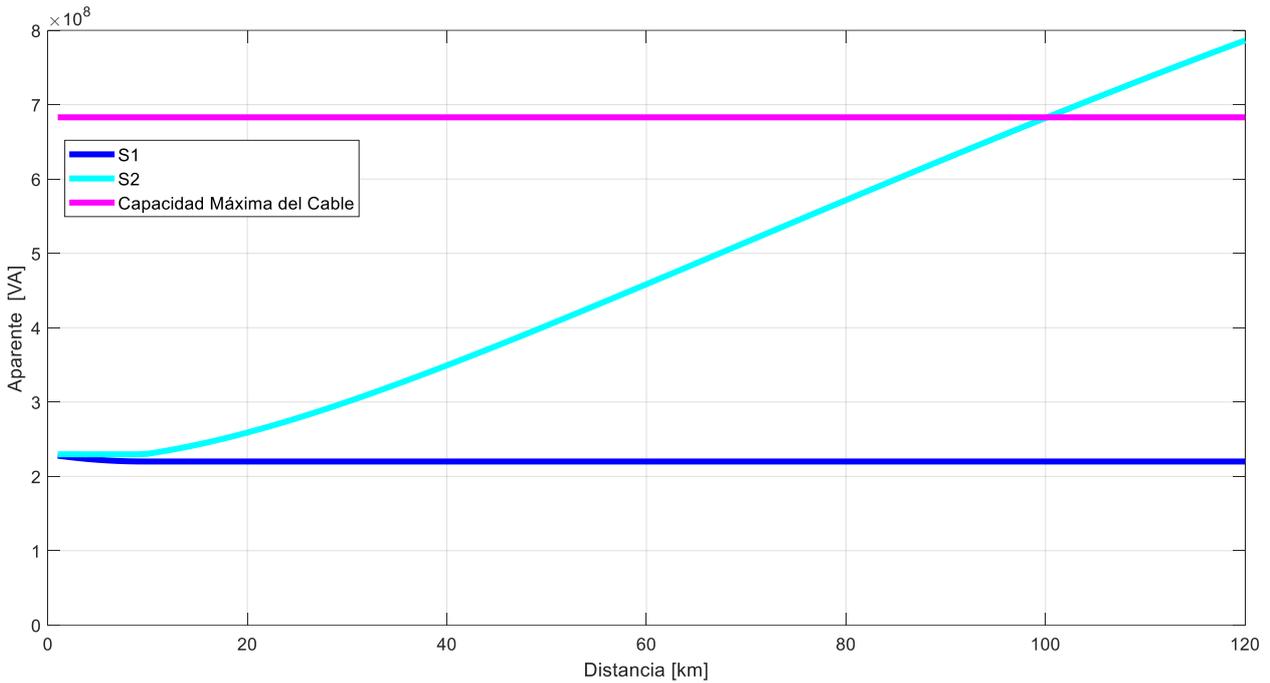


Figura 38: Reactiva que ha de aportar/producir el parque para condición 2 (80 km). Fuente: Elaboración propia

Para esta condición y con referencia al caso base, la capacidad de producción de los propios aerogeneradores es capaz de satisfacer la demanda inicial del parque para cumplir con el límite en los kilómetros iniciales, mientras que para el kilómetro 10 en adelante, con la generación de reactiva propia del cable no se requiere de aporte externo de las unidades de compensación, el interés en esta condición se da en que esta vez el límite de capacidad máxima del cable se limita por la propia generación del mismo, dando una distancia de 100 km.

Tabla 11: Resultados por kilómetro en capacidad máxima para condición 2

km				
S1 [MVA]				
S2 [MVA]				
Valor límite en PCR				
98	99	100	101	102
220	220	220	220	220
671.336	676.753	682.155	687.541	692.91
2.88819	2.91432	2.94036	2.9663	2.99213

Para la tercera condición ⁽³⁾ se obtienen los siguientes resultados que se muestran en la gráfica siguiente:

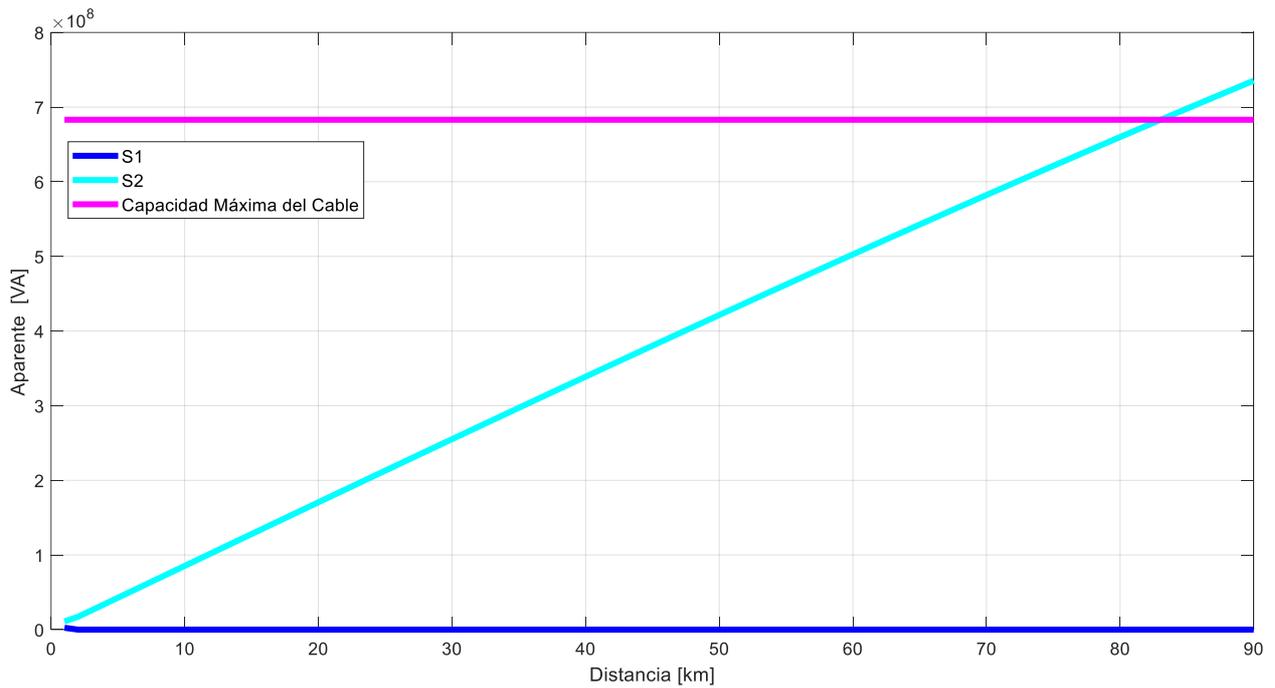


Figura 39: Reactiva que ha de aportar/producir el parque para condición 3 (90 km). Fuente: Elaboración propia

Para las condiciones donde se trabaja en vacío, la línea de transmisión solo se encarga de transportar reactiva, y al tener que cumplir con un límite positivo, esta solo requiere del aporte del cable, como se ve en la gráfica anterior el valor de S1 es prácticamente 0, mientras que S2 da una distancia máxima donde se superaría la capacidad máxima del cable a los 83 km.

Tabla 12: Resultados por kilómetro en capacidad máxima para condición 3

km				
S1 [MVA]				
S2 [MVA]				
Valor límite en PCR				
81	82	83	84	85
1E-08	1E-08	1E-08	1E-08	1E-08
667.536	675.165	682.772	690.356	697.918
3.03425	3.06892	3.1035	3.13797	3.17234

Para la cuarta condición ⁽⁴⁾ se obtienen los siguientes resultados que se muestran en la gráfica siguiente:

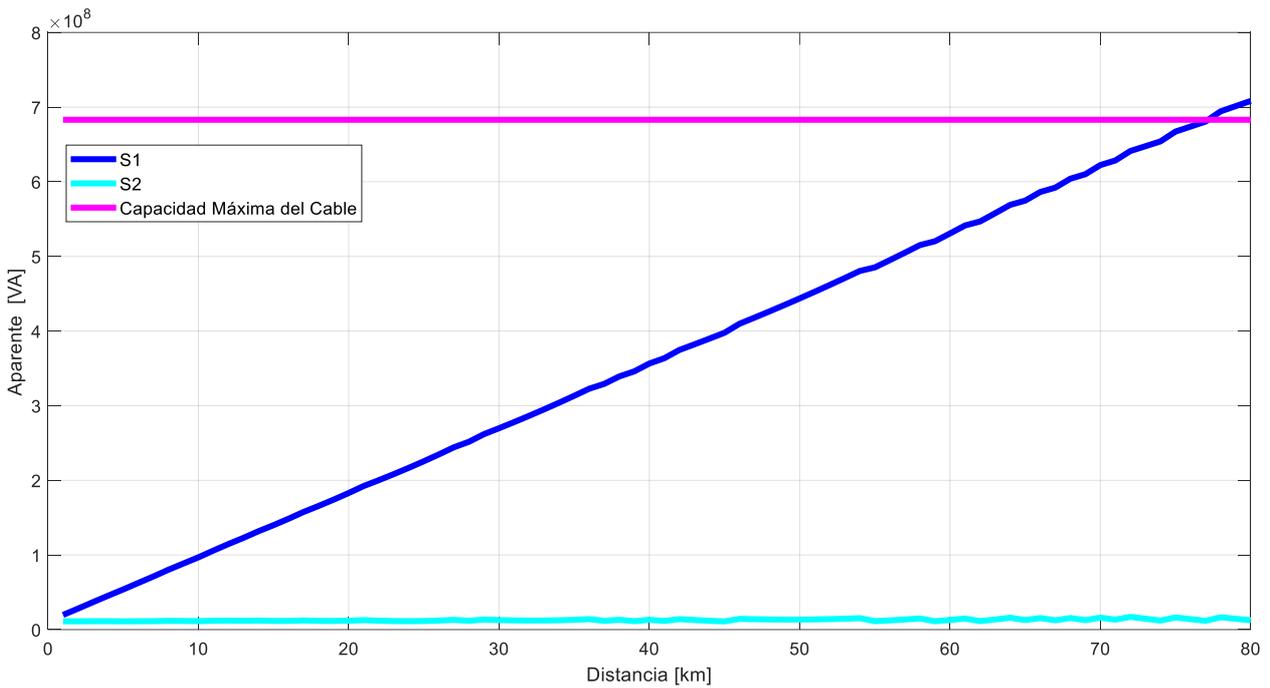


Figura 40: Reactiva que ha de aportar/producir el parque para condición 4 (80 km). Fuente: Elaboración propia

Para la condición con el límite negativo si se requiere ayuda de las unidades de compensación, actuando como se ha mencionado anteriormente en los apartados, pero con el inconveniente que en vacío la capacidad de los aerogeneradores de consumir reactiva se ve mermada. Por otro lado, el límite máximo del cable para esta condición se da para los 77 km, con un ratio en PCR que cumple con la norma superior a -0,05.

Tabla 13: Resultados por kilómetro en capacidad máxima para condición 4

km				
S1 [MVA]				
S2 [MVA]				
Valor límite en PCR				
75	76	77	78	79
667.183	673.855	680.594	694.274	701.217
16.3224	14.0488	11.8381	16.5223	14.4875
-0.0738	-0.0634	-0.0533	-0.0747	-0.0653

Por último, queda completar la tabla de la norma con los resultados obtenidos para cada condición con su distancia límite donde no se supere la capacidad máxima de transporte del cable y con el valor respectivo de reactiva final de la línea en PCR (Q_2) para dicha distancia. En la Tabla 14 aparece de a continuación se recogen dichos valores.

El parque eólico tiene que estar preparado para cumplir cualquier condición en cualquier momento, como así se define en los códigos de red, por lo que la distancia máxima a la que se puede situar un parque eólico offshore con las características del que hemos estudiado en este trabajo sería con una línea de transmisión no superior a 56 km de la costa.

Tabla 14: Condiciones de estudio según normativa. Resultados hasta capacidad máxima del cable

P/P _{max} [%]	U en PCR	Q en PCR [VAr]	Valor límite requerido en PCR Q/P _{max}	Distancia límite por capacidad máxima del cable [km]
100 %	90 % Un	-3,6800e+06	0	91
100 %	95 % Un	-2,6332e+06	0	82
100 %	100 % Un	-3,9329e+07	-0,15	70
100 %	105 % Un	-6,7515e+07	-0,3	60
100 % ⁽¹⁾	108,75 % Un	-6,7110e+07	-0,3	56
40 %	100 % Un	-3,3011e+07	-0,15	74
20 %	100 % Un	-3,9101e+07	-0,15	74
10 %	100 % Un	-3,8861e+07	-0,15	74
10 %	100 % Un	-1,1704e+07	-0,05	77
100 % ⁽²⁾	90 % Un	6,4688e+08	0,3	100
100 %	95 % Un	6,4390e+08	0,3	88
100 %	100 % Un	6,4706e+08	0,15	79
100 %	105 % Un	6,4636e+08	0	71
100 %	108,75 % Un	6,3820e+08	0	65
40 %	100 % Un	6,7389e+08	0,15	82
20 %	100 % Un	6,7467e+08	0,15	82
10 %	100 % Un	6,8256e+08	0,15	83
10 %	100 % Un	6,8256e+08	0,05	83
0 % ⁽³⁾	100 % Un	6,8277e+08	0,05	83
0 % ⁽⁴⁾	100 % Un	-1,1718e+07	-0,05	77

4 CONCLUSIÓN

Los requisitos de conexión a red para los parques de generación eléctrica, en especial generación a través de fuentes renovables, son cada vez más estrictos y se requiere de análisis más profundos para así asegurar la correcta integración de estos al sistema energético del país, sin dejar de lado el objetivo de maximizar la capacidad de transporte de la energía del parque y de la red mediante las líneas de transmisión y distribución existentes. La tendencia respecto a los requisitos más exigentes para las plantas de energía eólica, que son las que nos interesan en este trabajo, son casi inevitables debido a la importancia que está teniendo la tecnología en las últimas décadas y la que se prevé que tenga a un corto plazo, ya que, como hemos visto en este mismo trabajo la contribución de la energía eólica al mix energético, tanto de nuestro mercado español, como a nivel mundial, está creciendo considerablemente.

El proceso de equiparación de los códigos de red para las plantas de energía renovables frente a las plantas convencionales aún no está totalmente definido, lo que permite que a futuro estos vean cierta evolución en sus requisitos, en particular en el objetivo de unificar los requisitos de manera internacional a través de ENRSO-e, ya que todavía quedan puntos clave sin especificar y son los gestores de la red de transporte de cada país los encargados de definirlos en sus normativas, como en nuestro caso, con la Orden TED/749/2020.

Con la realización de este trabajo se ha querido mostrar la importancia que presenta un buen diseño y análisis del sistema de transporte de un parque eólico offshore, siendo esta tecnología prácticamente inexistente en el ámbito español mientras que, para el resto de Europa y el mundo, está en completo auge. La llegada de este tipo de tecnología al litoral español es inminente y gracias a este trabajo, se ha visto claramente los retos técnicos que involucran este tipo de parques de generación a la red eléctrica, debido sobre todo a la complejidad que el mismo litoral español presenta en cuanto a su profundidad lo que dificulta su localización y al claro espacio de mejora que aun presenta la tecnología en relación a todos los elementos que la implica, ya sea de obra civil, de instalación eléctrica, como de adaptación a la normativa.

Los resultados obtenidos en este estudio muestran como una posible planta eólica offshore es capaz de transportar la energía generada en los aerogeneradores hasta la costa con una distancia máxima de 56 kilómetros es viable respecto al cumplimiento de los códigos de red necesarios para su ejecución, gracias a la capacidad propia de los aerogeneradores y de las unidades de compensación, en nuestro caso los STATCOMs, de absorber la cantidad de reactiva necesaria para compensar el exceso producido por la naturaleza del cable. Se ha dejado visible a través de las gráficas como cumplir con ciertas condiciones de la norma, en concreto con los límites positivos asociados a la producción de reactiva es más sencillo que para el caso donde los límites son negativos y se requiere de ayuda externa de los elementos de compensación.

Esto se debe al uso del cable de corriente alterna de muy alta tensión, que por su propia naturaleza genera una cantidad de reactiva que en caso de límites negativos requiere de compensación. La elección del cable de corriente alterna es discutible en una situación real, pero en un caso hipotético como el analizado y frente a lo mostrado a lo largo de este trabajo, para el litoral español y los costes estimados en comparación a la tecnología de corriente continua, es la mejor elección. A futuro, cuando la tecnología de estructuras flotante para los parques eólicos offshore esté más implementada en el mercado, las líneas de transmisión a través de corrientes continua serán mayores que las de corriente alterna, a su vez el desarrollo de este tipo de tecnologías permitirá la instalación de mayor número de plantas, ya que no se dependerá de profundidades relativamente pequeñas para su instalación, mientras, las unidades de compensación seguirán siendo una gran alternativa para solventar los problemas de potencia reactiva que presentan las líneas de transmisión como la estudiada y así, facilitar la integración de este tipo de parques de generación al sistema energético, verificando en todo momento su cumplimiento con la normativa existente.

5 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020, 20 de enero) *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*. Miteco.gob. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
- [2] United Nations Climate Action (2015). *Paris Agreement*. United Nations Climate Change. <https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>
- [3] WWEA (2021) *Global Wind Power Statistics by 2021*. World Wind Energy Association Interactive Dashboards. <https://library.wwindea.org/global-wind-power-statistics/>
- [4] GWEC (2022) *Global Wind Report 2022*. Global Wind Energy Council. <https://gwec.net/market-intelligence/resources/>
- [5] IEA (2021) *World Energy Outlook 2021*. International Energy Agency Analysis. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- [6] WindEurope (2022). *Wind energy in Europe: 2022 Statistics and the outlook for 2023-2027*. Wind Europe Reports. <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2022-statistics-and-the-outlook-for-2023-2027/>
- [7] AEE (2022) *Anuario Eólico 2022*. Asociación Empresarial Eólica. <https://aeolica.org/nueva-edicion-anuario-eolico-2022-la-voz-del-sector-un-analisis-de-la-actualidad-de-la-eolica-en-espana-y-en-el-mundo-y-su-papel-clave-en-el-nuevo-escenario-energetico/>
- [8] GWEC (2022) *Global Offshore Wind Report 2022*. Global Wind Energy Council. <https://gwec.net/market-intelligence/resources/>
- [9] WindEurope (2023) *History of Europe's Wind Industry*. Wind Europe About wind. <https://windeurope.org/about-wind/history/>
- [10] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado (2023, 04 de marzo) *Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, por el que se aprueban los planes de ordenación del espacio marítimo de las cinco demarcaciones marinas españolas*. BOE. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-5704
- [11] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2021, diciembre) *Hoja de Ruta Eólica Marina y Energías del Mar en España*. Miteco.gob. <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/>
- [12] Interconexión Península – Baleares. *Proyecto Rómulo*. Red Eléctrica Instalaciones Especiales. <https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/interconexion-peninsula-baleares>
- [13] Xlinks (2023) *Morocco-UK Power Project*. Xlinks Project. <https://xlinks.co/morocco-uk-power-project/>
- [14] J. Serrano González, M. Burgos Payán, J. Riquelme Santos. *Optimum design of transmissions systems for offshore wind farms including decision making under risk*, Renewable Energy, Volume 59, 2013, Pages 115-127, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.03.024>.
- [15] A. Martínez, G. Iglesias. *Mapping of the levelised cost of energy for floating offshore wind in the European Atlantic*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 154, 2022, 111889, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111889>.
- [16] WindEurope (2022, junio) *Offshore wind vessel availability until 2030: Baltic Sea and Polish perspective*. Wind Europe News. <https://windeurope.org/newsroom/news/europes-offshore-wind-expansion-will-depend-on-vessel-availability/>
- [17] Antonio Colmenar-Santos, Javier Perera-Perez, David Borge-Diez, Carlos dePalacio-Rodríguez. *Offshore wind energy: A review of the current status, challenges and future development in Spain*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 64, 2016, Pages 1-18, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.087>.

- [18] Hongtao Tan, Hui Li, Xuewei Xiang, Xiuqi Zhang, Ran Yao, Zhiting Zhou, Jie Zheng. *Characterization of static voltage stability region of offshore wind farms considering submarine cable capacitance parameters and converter saturation*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 150, 2023, 109095, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109095>.
- [19] Khalid Loudiyi, Asmae Berrada, Harald G. Svendsen, Konstantina Mentesi. *Grid code status for wind farms interconnection in Northern Africa and Spain: Descriptions and recommendations for Northern Africa*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 81, Part 2, 2018, Pages 2584-2598, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.065>.
- [20] Vrana TK, Flynn D, Gomez-Lazaro E, Kiviluoma J, DavyMarcel, Cutululis N, Smith JC. *Wind power within European grid codes: Evolution, status and outlook*. Wiley Interdisciplinary Rev: Energy Environ 2018, 7(3), e285.281-e285.221. <https://wires.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/wene.285>
- [21] Monika Yadav, Nitai Pal, Devender Kumar Saini. *Low voltage ride through capability for resilient electrical distribution system integrated with renewable energy resources*, Energy Reports, Volume 9, 2023, Pages 833-858, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.12.023>.
- [22] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado (2020, 1 de agosto) *Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión*. BOE. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-8965>
- [23] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado (2016, 27 de abril) *Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red*. BOE. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2016-80721>
- [24] Ramon M. Mujal. *Cálculo de líneas y redes eléctricas*. (2013) ISBN: 9788476539873. Universitat Politècnica de Catalunya BarcelonaTech. <https://upcommons.upc.edu/handle/2099.3/36622>
- [25] M. Cullinane, F. Judge, M. O'Shea, K. Thandayutham, J. Murphy, *Subsea superconductors: The future of offshore renewable energy transmission?*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 156, 2022, 111943, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111943>.
- [26] AEE (2021) *Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España. Datos 2021*. Asociación Empresarial Eólica. <https://aeeolica.org/estudio-macroeconomico-del-impacto-del-sector-eolico-en-espana-datos-2021/>

