CAPÍTULO 2

Presentación del problema

2.1 Introducción

El sistema de transmisión eléctrico de un parque eólico marino es la instalación que permite evacuar la energía eléctrica generada por las turbinas ubicadas en alta mar hasta la red de transporte existente en tierra firme. El coste total de esta infraestructura supone de media entre el 15 y 30 % del coste total de un parque eólico offshore. Luego es el coste del sistema de transmisión, el que supone el principal escollo para situar estos parques a mayores distancias de la costa.

En la actualidad la distancia media entre la costa y las plantas eólicas marinas construidas es de 29 km. Sin embargo existen ya algunos parques situados a distancias muy superiores a la media, como son el Alpha Ventus en Alemania situado a 56.2 km de la línea de costa. La tendencia actual es ir alejándose progresivamente cada vez más de tierra firme en pos de unas mejores condiciones de los vientos y un mayor rendimiento energético, hecho se ve frenado por el importante desembolso económico que se requiere.

Desde el punto de vista de la empresa propietaria del parque eólico, la implantación de estos parques a distancias cada vez mayores depende en gran medida de la evolución de la tecnología HVAC y/o HVDC. En los últimos años el desarrollo de la tecnología en corriente continua, HVDC, ha permitido construir enlaces eléctricos de gran longitud como es el caso del proyecto Rómulo que une la Península con las Islas Baleares. La gran ventaja de la tecnología en corriente continua frente a la tecnología en corriente alterna son las pérdidas eléctricas que se producen en ambos sistemas. En corriente alterna las pérdidas eléctricas vienen dadas por los equipos de transformación y el cable, llegando a alcanzar unos valores importantes para grandes distancias, como consecuencia de la energía reactiva generada por el efecto capacitivo del propio cable. En contraposición nos encontramos la tecnología basada en la corriente continua la cual genera una cantidad mucho menor de pérdidas eléctricas pero a un mayor desembolso inicial pues la implantación de esta tecnología alcanza un valor bastante más elevado. La tecnología HVDC no comienza a ser rentable hasta alcanzar longitudes de línea superiores a 70-80 km.

Con la intención de abordar este problema de forma satisfactoria se presenta a continuación varias ideas las cuales fueron la base para desarrollar este proyecto.

La primera posibilidad que se podría plantear es la construcción de una línea de transmisión que conecte a un grupo de parques eólicos offshore. Este planteamiento requeriría la agrupación zonal de varios parques con el objetivo de construir un sistema eléctrico de transmisión compartido. Este modelo supondría un aumento de la potencia nominal del sistema y un aumento de la inversión pero que estaría repartida de manera ponderada entre los parques participantes en dicha red.

La siguiente posibilidad que se puede plantear es conseguir una disposición de los parques que se preste al mismo planteamiento anterior, pero en esta ocasión la infraestructura que permita el tránsito de energía a tierra firme pertenezca a un propietario externo. Dicho inversor acometería la inversión integra del sistema de transmisión de energía y sería el encargado de la operación, mantenimiento y seguridad del mismo. El retorno de la inversión más el beneficio de éste vendría dado por unas tasas o peajes a cada uno de los parques conectados por el transporte de energía.

Por su parte los propietarios de los parques se ahorrarían entre el 15 y el 30 % de la inversión inicial para poner en marcha el proyecto, aunque ésta o parte de ésta se asemeje a la cantidad finalmente pagada por conceptos de peajes en la vida útil del proyecto.

Es a partir de este último planteamiento de donde surge la idea de este proyecto. La cada vez mayor tendencia a alejarnos de la costa nos hace plantearnos si en un futuro no muy lejano será posible, no solo la conexión entre varios parques eólicos marinos sino además el conexión de éstos a más de un país. No hace mucho años este hecho era impensable dada la tecnología existente, sin embargo la continua mejora en tecnología de corriente continua (HVDC) está permitiendo alcanzar cada vez proyectos más ambiciosos.

Dicha idea se puede equiparar a la red eléctrica en tierra firme existente en cualquier país industrializado, con la peculiaridad de que esta se desarrolla en el lecho marino. A continuación se exponen las principales circunstancias que conducen inevitablemente a que esta idea será en poco tiempo una realidad:

- La construcción de parques eólicos en tierra firme es cada vez más limitada, sobre todo en países con larga tradición eólica como es el caso de España y Alemania. Lugares donde cada vez está más restringido el espacio destinado a la implantación de molinos de viento, ya sea bien por la disponibilidad del terreno o por las condiciones no favorables de viento para un rendimiento adecuado de las turbinas. Sin embargo la creación de plataformas marinas no presentan este tipo de problema, además se favorecen otros aspectos como pueden ser unas

mejores condiciones de viento y la eliminación de la contaminación acústica y visual.

- Inversiones iniciales más relajadas, dado que la construcción del sistema de transmisión supone hoy en día para el propietario del parque un costo medio considerable de la inversión inicial del proyecto, este hecho supondría un abaratamiento de los costos totales de inversión.
- El continuo desarrollo en materia de energía eólica en parques offshore como es el caso de Reino Unido y en menor medida de otros países de la Unión Europea como son Alemania, Dinamarca, Bélgica o Suecia. La implantación de parques eólicos en alta mar por parte de estos países es continua y alimenta la posibilidad de una interconexión eléctrica entre algunos de ellos para dar salida a este tipo de energía.
- La UE se ha marcado unos objetivos para el año 2020 conocidos como el protocolo 20 20 20, en el que entre otras pautas se compromete a que el conjunto de la UE elevará el consumo de energía renovable hasta el 20 % del consumo total. Este hecho puede hacer necesario el intercambio de energía renovable entre países con muy diferentes formas de generar energía para poder cumplir estas condiciones. Circunstancia parecida a lo que ocurre desde el año 2008 entre Noruega y Holanda, a través de la línea eléctrica submarina que las une, y la cual permite el trasvase de energía hidroeléctrica desde Noruega hasta Holanda relajando la demanda de esta última en combustibles fósiles. Además la iniciativa de la UE de una Europa más verde podría conllevar a una hipotética financiación de parte de estas instalaciones.
- Globalización de los mercados de la electricidad. Dicha red permitiría además un amplio margen de maniobra sobra la venta de energía de los parques eólicos y de la producida desde cada país, pudiendo decidir a qué mercados acudir en función del precio del MWh de cada uno de los países que conforme la red eléctrica submarina. En definitiva se permitiría una libre competencia en los mercados eléctricos.
- Relajaría la dependencia de algunos países con determinados tipos de combustibles y la poca diversificación del suministro energético existente hoy en día. El gas que utiliza la UE proviene en un 42 % de Rusia y el 38 % del petróleo de la OPEP, lo que implica que cualquier conflicto con uno de estos importadores puede provocar graves perturbaciones a nivel europeo. Como puede ser la situación actual de conflicto entre la Unión Europea y Rusia por la independencia de Ucrania. O el previsible aumento de los precios de los combustibles fósiles en las próximas décadas.

Todas estas circunstancias abren un amplio horizonte de oportunidades para el desarrollo de una red eléctrica submarina a nivel europeo, donde el sistema eléctrico de transmisión entre los parques eólicos offshore y los distintos países se verían regidos por un operador del sistema independiente.

En la Figura 7 se muestra a la izquierda la situación actual en la que se conecta un parque eólico marino al sistema eléctrico en tierra firme. A la derecha se muestra un esquema simplificado de lo que podría ser el esquema que siga una red eléctrica que conecte a varios países y parque eólicos marinos.

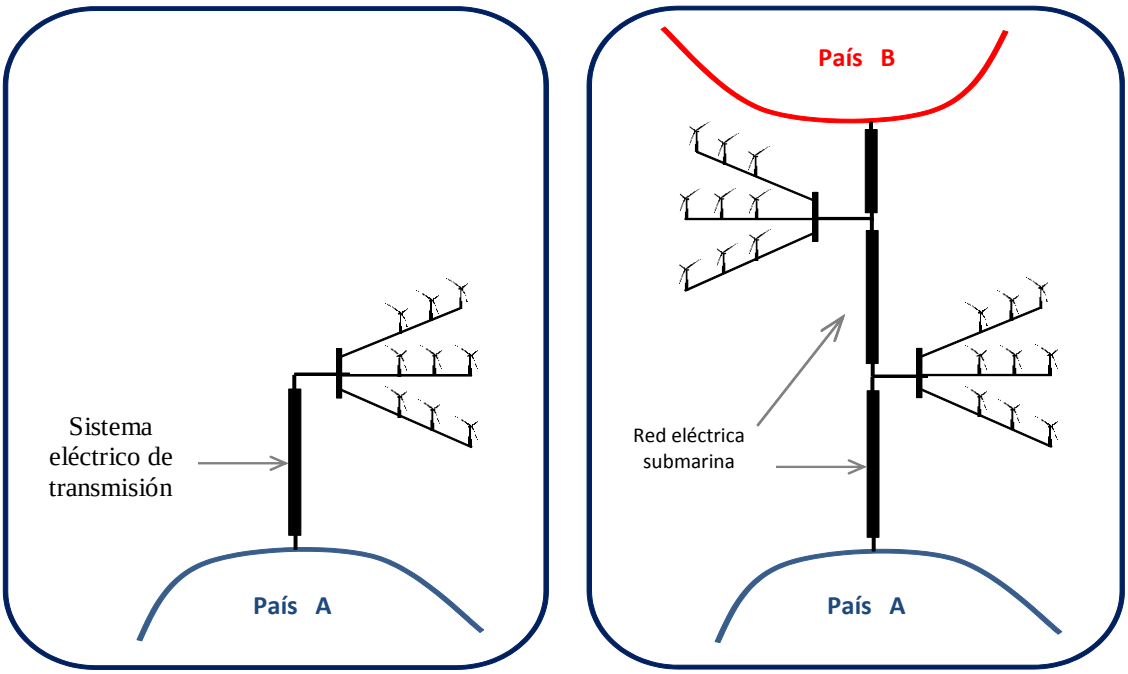

Figura 7. Dcha: parque eólico offshore aislado, conexión tradicional. Izda: Conexión de varios parques eólicos marinos en una red global

Bajo estas condiciones el objetivo de este proyecto es el estudio del sistema de transmisión eléctrico óptimo que permita el flujo de energía entre países. Este sistema debe permitir tanto el flujo entre países como el transporte de energía por parte de los posibles parques eólicos marinos que se pudieran conectar al sistema.

El estudio aquí realizado está hecho desde la perspectiva de un operador del sistema, situación en la cual se deberán fijar unas condiciones de transporte y unos costes asociados a este para conocer la rentabilidad final del proyecto y en consecuencia si este es factible de llevarse a cabo.

En los sucesivos apartados se presentan las principales partes involucradas en el desarrollo del problema. El problema aquí abordado está limitado a la presencia de solo dos países, los cuales están conectados a través de un único sistema de transmisión

eléctrica submarino. Esto se debe a la elevada complejidad que presenta el problema aún para una situación aparentemente tan simple como la que se presentara en los sucesivos apartados.

2.2 Estudios de mercados

El marco geográfico en el cuál se va a desarrollar este proyecto se establece en la región del mar del Norte, dadas sus excelentes condiciones litográficas y el alto número de parques eólicos offshore que se encuentran en la zona Sureste de Reino Unido. Aunque en este proyecto se ha particularizado para un espacio concreto, mar del Norte, el algoritmo aquí desarrollado es fácilmente implementable para cualquier otro espacio que se preste a posibles interconexiones eléctricas submarinas con conexiones intermedias de parques eólicos marinos.

Atendiendo a la localización elegida se va a realizar un análisis económico del mercado de la electricidad en Reino Unido y en Noruega. El motivo por el cual han sido elegidos estos dos países es por las diferencias existentes entre ambos mercados. Mientras que Reino Unido basa su generación eléctrica fundamentalmente por el consumo de materiales fósiles, Noruega se nutre fundamentalmente por su generación hidroeléctrica. Esta situación permite obtener dos mercados de la electricidad que previsiblemente tendrán un comportamiento muy diferente, y que supondrán una amplia toma de decisiones para la venta de energía.

Para poder realizar el estudio de mercado eléctrico de Reino Unido se ha hecho uso de los datos de público acceso de APX, obteniéndose datos del precio de la energía para cada hora de un año completo. Las estimaciones del precio de la energía en €/MWh después de haber sometido los datos a una distribución normal, son los expuestos en la Figura 8. Se puede observar que la media de precios en función de la hora del día en la que nos encontremos ronda un valor de 50 €/MWh, con desviaciones que pueden ir desde los 30 €/MWh hasta una cota máxima de 100 €/MWh para las horas de mayor consumo.

Para conseguir unos datos representativos del mercado eléctrico de Noruega se ha acudido a los datos de acceso público aportados por “Nord Pool Spot”. Tras el análisis de los datos para un año completo y para cada hora de ese año, se ha obtenido una distribución normal del comportamiento del precio de la energía que se muestra en la Figura 9, para cada hora del día.

Se puede observar que en este caso que la tendencia del precio medio del MWh se establece en un valor cercano a los 30 €/MWh, formando una banda aproximada de entre 10 y 50 €/MWh.

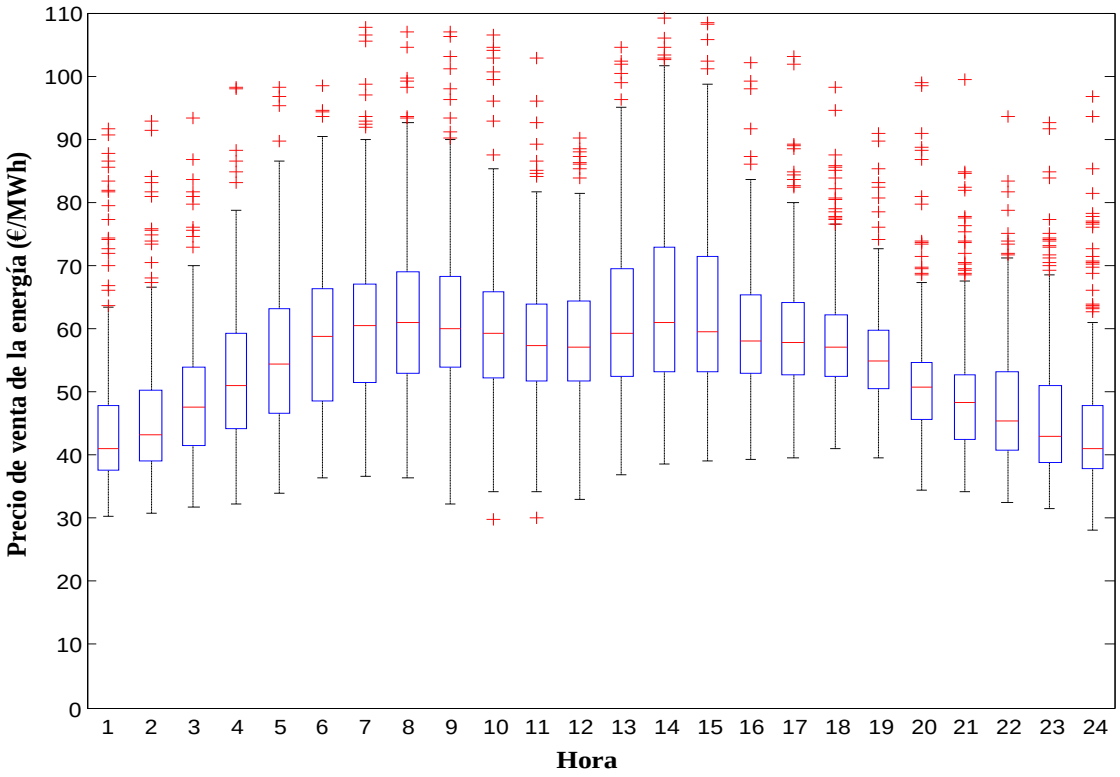

Figura 8. Datos económicos del mercado de la electricidad en Reino Unido

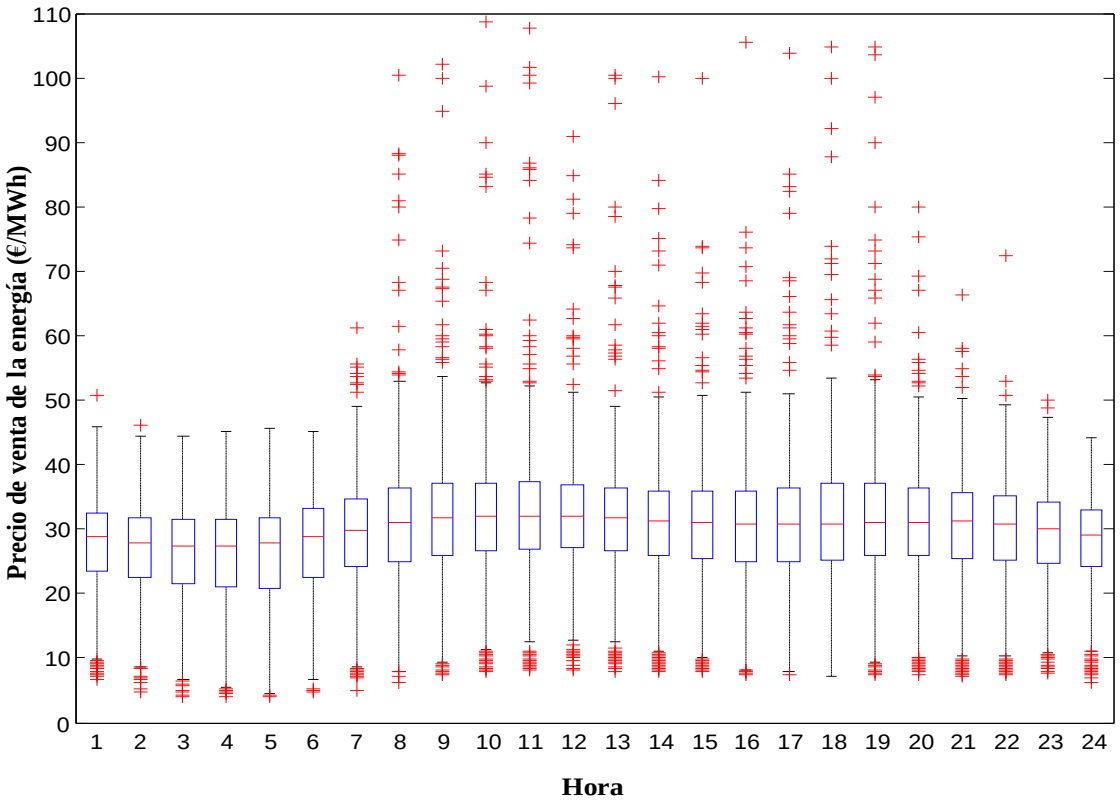

Figura 9. Datos económicos del mercado de la electricidad en Noruega

Según los resultados mostrados para los dos mercados bajo estudio, los precios del MWh resultan ser de mayor precio para el mercado inglés que para el mercado noruego. Situación que como se anunció no es extrañable puesto que Noruega es un país con una enorme tradición en la energía hidráulica, situación que favorece los bajos precios puesto que no se requieren desembolsos por la compra de materias primas como es el caso de Reino Unido.

Además la diferencia entre los precios medios de ambos mercados se prestan a la situación en la que se ha encaminado este proyecto, es decir, la de un operador del sistema europeo que obtenga beneficios a partir de un peaje asociado al transporte de energía.

2.3 Generación de alternativas de diseño

Una alternativa de diseño corresponde a una posible configuración del sistema de transmisión de un parque eólico marino. Las alternativas de diseño se generan teniendo en cuenta la base de datos disponible referente a los diferentes componentes del sistema de transmisión.

La conexión de un parque eólico marino con la red de transporte existente en tierra firme puede realizarse tanto en corriente alterna como en corriente continua. En función de la tecnología bajo estudio, los componentes del sistema serán diferentes.

En la Figura 10 se muestra esquemáticamente el sistema de transmisión de un parque eólico marino en corriente alterna.

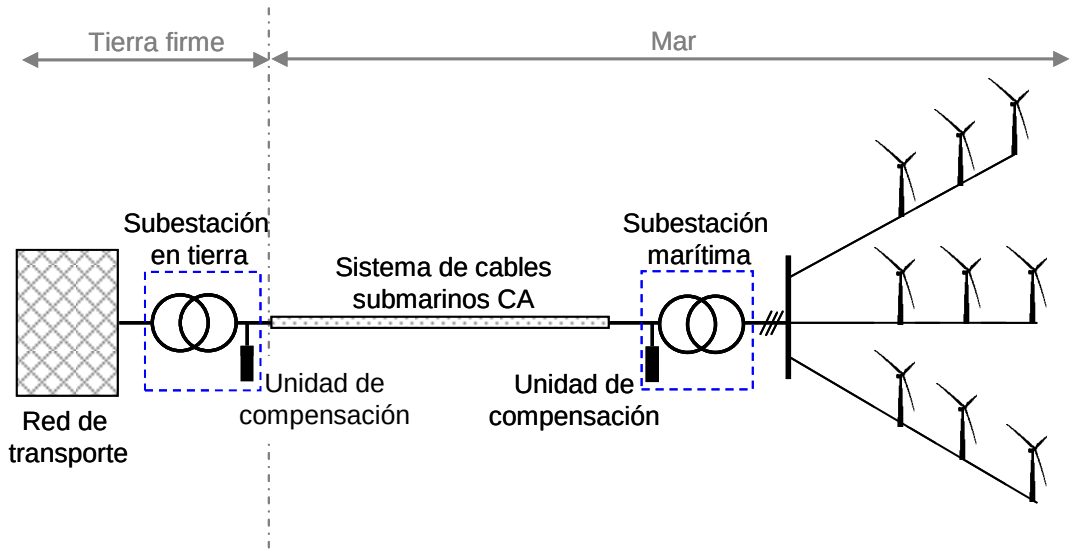

Figura 10. Esquema de conexión de un parque eólico mediante un sistema de transmisión en corriente alterna.

Los principales elementos involucrados en un sistema de transmisión en corriente alterna son:

- Cable/s de transmisión submarino/s. En instalaciones marinas es frecuente el empleo de cables aislados de polietileno reticulado enterrados en el fondo del mar (en prevención de los posibles incidentes que pudieran surgir en relación con las actividades de dragado y pesca en la zona). Un factor importante a tener cuenta en cables aplicados al transporte de energía eléctrica en corriente alterna es su elevado efecto capacitivo, que hace las pérdidas dieléctricas a lo largo del cable puedan llegar a alcanzar valores considerables. Típicamente, sobre el rango de 100 - 150 kVAr/km para tensiones de 33kV, de 1000 kVAr/km para cables de 132 kV, y de 6 - 8 MVAr/km para tensiones de 400 kV [16].
- Transformador/es marítimo/s. El conjunto de transformadores ubicados en alta mar tienen como objetivo elevar el nivel de tensión desde la red interna colectora del parque eólico hasta la tensión de trabajo del sistema de transmisión.
- Plataforma/s marítima/s. La misión de las plataformas sobre el mar es alojar a los transformadores, unidades de compensación, aparamenta, equipos de control y equipos auxiliares, entre otros. Adicionalmente, es habitual la presencia de una estancia habilitada para albergar al personal de mantenimiento así como un puerto de atraque o helipuerto para permitir el acceso a dicho personal.
- Unidades de compensación de potencia reactiva tanto en alta mar como en tierra firme. El objeto de las unidades de compensación es corregir el consumo de la potencia reactiva generada por el efecto capacitivo del cable. Habitualmente, estos elementos están constituidos por reactancias controladas por tristores (TCR, por sus siglas en inglés).
- Transformador en tierra. El objeto es adaptar el nivel de tensión del sistema de transmisión a la tensión de la red de transporte existente en tierra firme.

Si, por el contrario, la tecnología empleada es de alta tensión en corriente continua (véase Figura 12), los elementos que constituirán el sistema son los que se enumeran a continuación:

- Estaciones convertidoras. En el sistema de transmisión existirán dos estaciones convertidoras: una ubicada en tierra firme y otra en alta mar. Como se muestra en la Figura 11 , cada estación convertidora está compuesta por: convertidores en fuente de tensión, filtro de armónicos del lado de la red de corriente alterna, condensador y filtro del lado de corriente continua [17].

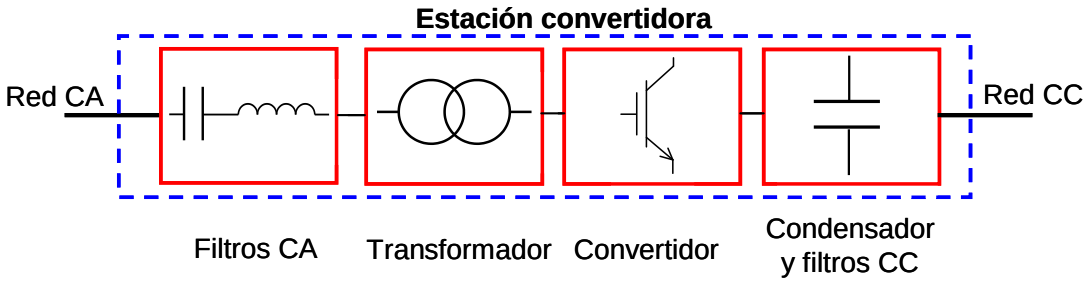

Figura 11. Esquema simplificado de una estación convertidora

- Plataforma/s marítima/s. La función de la plataforma es la misma que en el caso de un sistema de transmisión en corriente alterna, con la salvedad de que la estación convertidora presenta un mayor requerimiento de espacio, por lo que generalmente resulta más cara en comparación con la necesaria para un sistema de transmisión en corriente alterna.
- Cable de transmisión en corriente continua. Puede demostrarse que la capacidad de transporte de un enlace bipolar en corriente continua es prácticamente equivalente a la de un conjunto de tres cables de corriente alterna con las mismas características constructivas y niveles de tensión [18]. Además, los requisitos de aislamiento requeridos en corriente continua son menores, ya que en este caso no existen corrientes de fuga capacitivas y la potencia de transmisión únicamente está restringida por las pérdidas Joule.

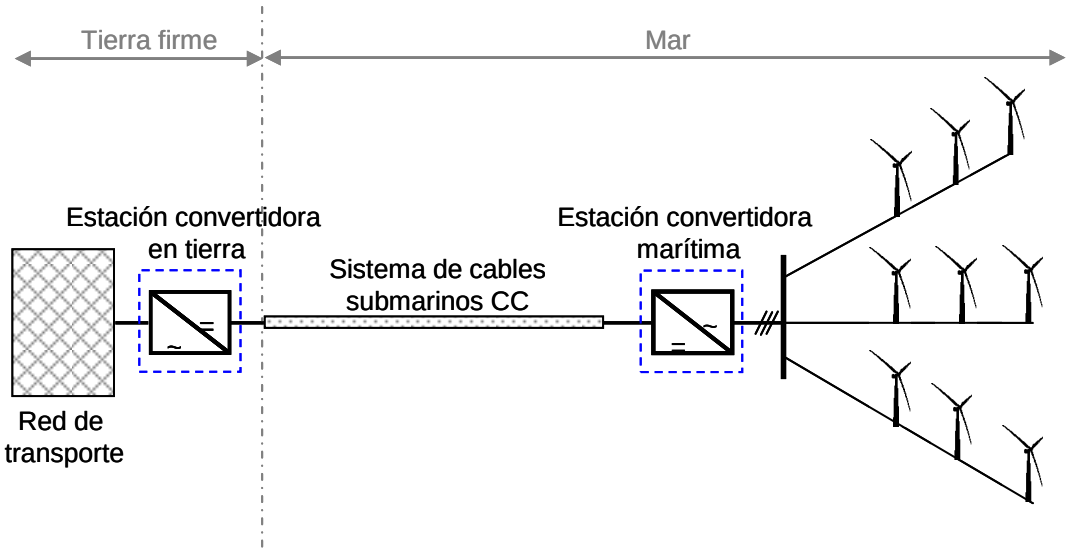

Figura 12. Esquema de conexión de un parque eólico mediante un sistema de transmisión en corriente continua.

La generación de alternativas consistirá, en primer lugar, en seleccionar la tecnología a emplear y seguidamente dimensionar los diferentes elementos correspondientes a dicha tecnología. Por ejemplo, en el caso de corriente alterna sería necesario seleccionar la tensión del enlace y posteriormente la sección de los cables, dimensionado de los

transformadores tanto en alta mar como en tierra y el tipo de compensación (en tierra o en ambos extremos). Si la tecnología seleccionada es de corriente continua, será necesario seleccionar el nivel de tensión, la sección de los conductores y la capacidad nominal de los convertidores. En la Figura 13 se muestra un ejemplo del árbol de decisión empleado para realizar la generación de alternativas de diseño.

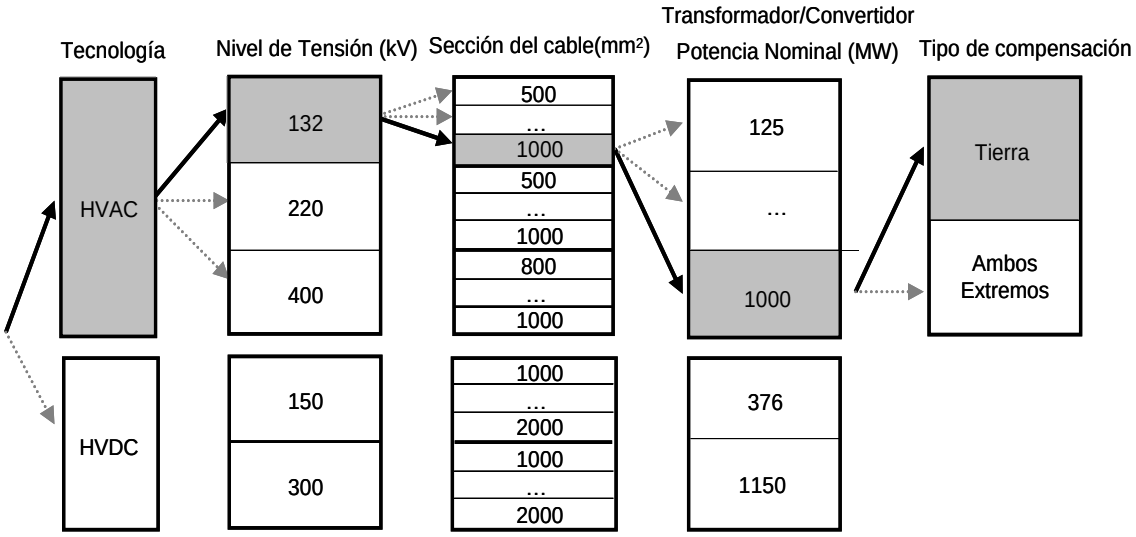

Figura 13. Árbol de decisión empleado para la generación de alternativas de diseño.

El proceso de generación de alternativas se lleva a cabo inspeccionando todas las configuraciones posibles, en función de la base de datos disponible de los diferentes elementos. Además, durante el proceso de generación de alternativas de diseño se tendrán en cuenta las siguientes restricciones:

- La capacidad de transmisión del sistema —delimitada por la potencia nominal de los diferentes equipos— ha de ser superior a la potencia nominal del parque eólico.
- La agrupación de diferentes componentes en paralelo (cables, transformadores o convertidores) para alcanzar una determinada potencia de evacuación se realizará de forma que el número de elementos empleados sea el mínimo posible.
- Si es preciso seleccionar componentes trabajando en paralelo, todos ellos tendrán las mismas características eléctricas.

Es importante señalar que en este trabajo se propone un método —para la generación de alternativas de diseño en función de la base de datos disponible sobre los diferentes componentes del sistema de transmisión— siguiendo unos determinados criterios o restricciones que permiten obtener configuraciones que cumplen con la estructura típica de un sistema de transmisión. El número de configuraciones generadas mediante este método depende de la extensión de la base de datos y de las propias restricciones

consideradas acerca del sistema de transmisión. Sin embargo, aunque el número de configuraciones generadas puede diferir según los criterios considerados y la amplitud de la base de datos, el conjunto total de alternativas de diseño será relativamente moderado. Por lo tanto, no es necesario recurrir a un método de optimización para determinar la solución óptima. Es decir, el tamaño del espacio soluciones es tal que es posible hallar la solución más adecuada mediante la exploración de dicho espacio de soluciones.

2.4 Generación de escenarios

Cada escenario es un posible estado de la naturaleza compuesto por un valor aleatorio de cada una de las variables del problema que tengan asociado un determinado nivel de riesgo. En este trabajo, las variables empleadas para realizar el diseño del sistema de transmisión de un parque eólico marino se han modelado como variables aleatorias de distribución normal, caracterizadas por su valor medio, μ, y desviación típica, σ. Las principales variables que hemos tenido en cuenta han sido el comportamiento del viento y el precio de los mercados de la electricidad.

El comportamiento del viento afecta a la energía neta producida por el parque eólico y, por tanto, también afectará a las pérdidas eléctricas existentes en el sistema. La velocidad del viento en el emplazamiento se caracteriza estadísticamente mediante una distribución de Weibull.

Así con los datos obtenidos de la distribución del viento y la curva de potencia de la turbina somos capaces de obtener el nivel de producción de energía en un determinado periodo de tiempo.

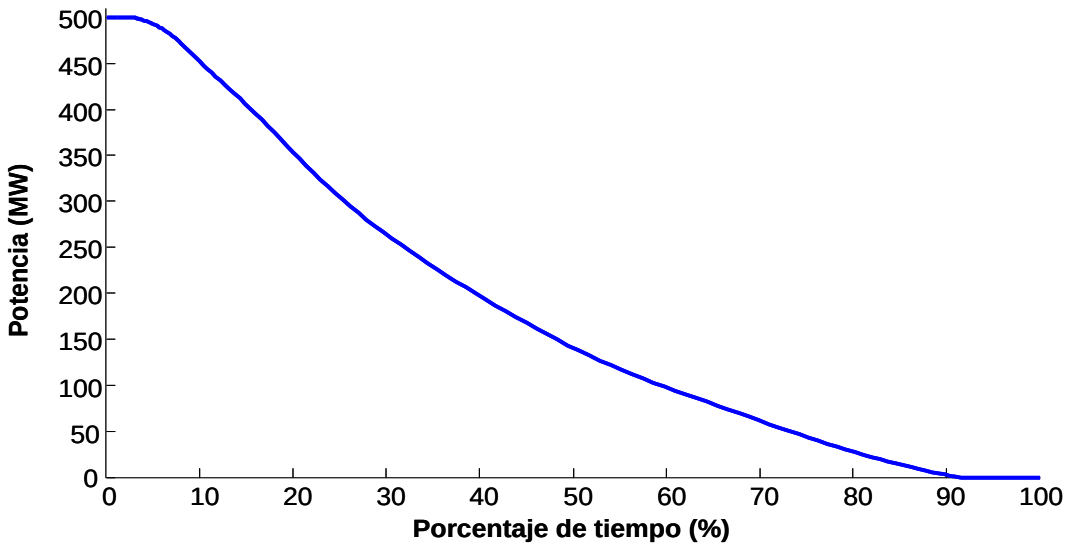

Figura 14. Ejemplo de curva de duración de un parque eólico de 500 MW

Debido a la distribución de los vientos el nivel de producción del parque no permanece constante a lo largo del tiempo. En la Figura 14 se muestra a modo de ejemplo la curva de duración de un parque eólico compuesto por 100 turbinas de potencia nominal 5 MW, constituyendo un parque de potencia máxima nominal de 500 MW.

Esta característica hace que la carga a la que estarán sometidos los diferentes equipos del sistema de transmisión sea variable a lo largo del tiempo y, por tanto, también lo serán las pérdidas eléctricas.

2.5 Descripción del problema

Una vez definidos los mercados eléctricos que intervendrán en la toma de decisiones del problema, las posibles configuraciones que se pueden presentar para el sistema eléctrico de transmisión y la generación de energía por parte del parque eólico, se puede comenzar a describir el problema. En la Figura 15 se muestra una representación esquemática del transporte energético entre ambos mercados.

El objetivo del problema que aquí se presenta trata de analizar, de la forma más realista posible, la rentabilidad de una red eléctrica de interconexión submarina desde el punto de vista del operador del sistema.

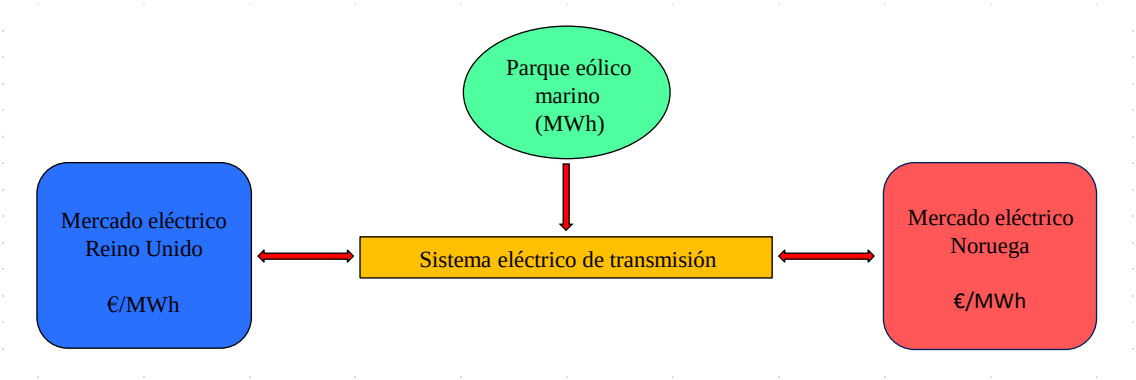

Figura 15. Esquema simplificado del flujo de potencias en el problema

Esta red eléctrica debe ser capaz de permitir el transporte de energía entre ambos países, priorizando el flujo de energía procedente del parque eólico. Para ello se divide el sistema eléctrico en dos tramos independientes, de forma que el flujo energético por parte del parque eólico no suponga aumentar la capacidad de transmisión del sistema completo.

La elección idónea de las características técnicas de cada tramo, supone la evaluación de un alto número de elementos de diseño. Cada alternativa de diseño, como se explicó en

el *Apartado 2.3*, se compone de la tecnología empleada, nivel de tensión, número de conductores, sección de los conductores, entre otros.

Esta elevada cantidad de alternativas de diseño en combinación para ambos tramos hace que el número de posibles combinaciones a las que el algoritmo debe atender sea muy elevada. Sin embargo las característica de los equipos disponibles (secciones del conductor, potencia nominal de los transformadores, potencia nominal de los convertidores, entre otros) hacen que sea posible hallar de forma combinatorial el óptimo para una potencia de diseño determinada.

Además de la generación de alternativas de diseño, es necesario encontrar una combinación de las principales variables que intervienen en el problema y que maximizan la rentabilidad del proyecto. Dado el elevado número de variables que intervienen y la fuerte relación que guardan unas con otras, se ha optado por tomar como variables de entrada sólo las dos siguientes parejas:

- $P_{N,tramoA}$, $P_{N,tramoB}$. Se definen como la potencia nominal asignada a cada uno de los dos tramos que componen el sistema. De su nivel depende la energía que es capaz de transportarse por el sistema, la inversión inicial y la toma de decisiones.
- $T_{Ac,PA\rightarrow PB}$ y $T_{Ac,PB\rightarrow PA}$. Se definen como la tarifa de acceso asociada a cada uno de los dos sentidos de circulación de flujo eléctrico. Su función es doble, por un lado reportan los ingresos asociados al sistema y por otro lado intervienen sobre la toma de decisiones del problema.

La optimización de estas cuatro variables se realiza de forma heurística puesto que la búsqueda combinatorial óptima de estos elementos conduce a unos tiempos de ejecución inasumibles.

El modo en el que se evalúan las distintas alternativas, así como la mejor combinación de características técnicas del sistema eléctrico se explican de manera detallada en el *Capítulo 3*.