

Ensayos y resultados

4.1 Parámetros del sistema

Dado el alto número de variables que intervienen en el problema, a continuación se presenta una breve descripción de los parámetros más destacados de modo que se facilite la comprensión del lector en los sucesivos ensayos realizados.

- Precio de venta de la energía. El precio del MWh viene marcado por el estudio de los mercados eléctricos en dos países con diferentes fuentes de abastecimiento como son Reino Unido y Noruega. Este parámetro presenta un comportamiento aleatorio y ha sido modelado por una distribución normal de media, μ , y desviación típica, σ cuya representación estadística se muestran en la Figura 8 y la Figura 9. Para la evaluación de un proyecto más realista, para cada escenario se generan dos matrices, una para cada mercado, con valores aleatorios dentro de esta distribución. Estos valores permiten la valoración de los ingresos, de las pérdidas económicas por pérdidas eléctricas en la línea y posibilita la toma de decisiones para la orientación del flujo de energía.
- Tecnología desarrollada. La generación de alternativas de diseño se realiza mediante el ensayo de 300 configuraciones posibles, de las cuales 280 corresponden a la tecnología de corriente alterna, HVAC, y 20 corresponden a corriente continua, HVDC-VSC. La elección de una u otra dependerá de varios factores como la longitud de la línea eléctrica, las pérdidas eléctricas generadas por cada configuración y el nivel de potencia nominal requerida para la línea eléctrica en cuestión.
- Nivel de tensión de la red de transporte en tierra. Se tomará como referencia para ambos países 400 kV, aunque también se podría haber considerado un nivel de 220 kV y 132 kV para la red de distribución. Este hecho solo afecta a los transformadores situados en tierra firme y la elección de uno u otro nivel no tiene influencia sobre las soluciones óptimas alcanzadas.
- Tensión de línea. La tensión de línea hace referencia a la tensión en cada uno de los dos tramos que componen el sistema, pudiendo ser diferentes en cada tramo y a su vez diferentes a la tensión de red del sistema eléctrico en tierra firme con

el que se conecte. Dependiendo de la tecnología empleada nos podemos encontrar con tensiones de 150 kV y 300 kV, en el caso de que la tecnología empleada sea HVDC, o 132, 220 y 400 kV en el caso de tecnología HVAC.

- Tarifa de acceso. Serán dos variables económicas independientes cada una asociada a cada uno de los posibles sentidos de circulación de flujo de energía por el sistema, $T_{AC,PA \rightarrow PB}$ y $T_{AC,PB \rightarrow PA}$. Su valor tiene un doble juego puesto que es directamente proporcional a la remuneración obtenida por el traspaso de energía y también guarda una relación inversamente proporcional al paso de energía en la toma de decisiones. Por tanto en el óptimo del problema se debe hallar un valor de la misma en el que los ingresos se maximicen, encontrando un equilibrio entre la cantidad de energía transportada y su correspondiente remuneración. Posteriormente en el análisis de sensibilidades se desarrollara este concepto de manera más detallada.
- Longitud. La longitud total del sistema está constituida por la longitud de cada uno de los tramos que lo componen. En la red eléctrica aquí ensayada el número de tramos serán dos. Un primer tramo, al que llamaremos tramo A, que constará de 40 km uniendo el país A, Reino Unido, con la planta eólica. El segundo tramo, tramo B, será el encargado de unir al parque con el país B, Noruega, mediante un cable de 160 km de longitud. Véase Figura 21.

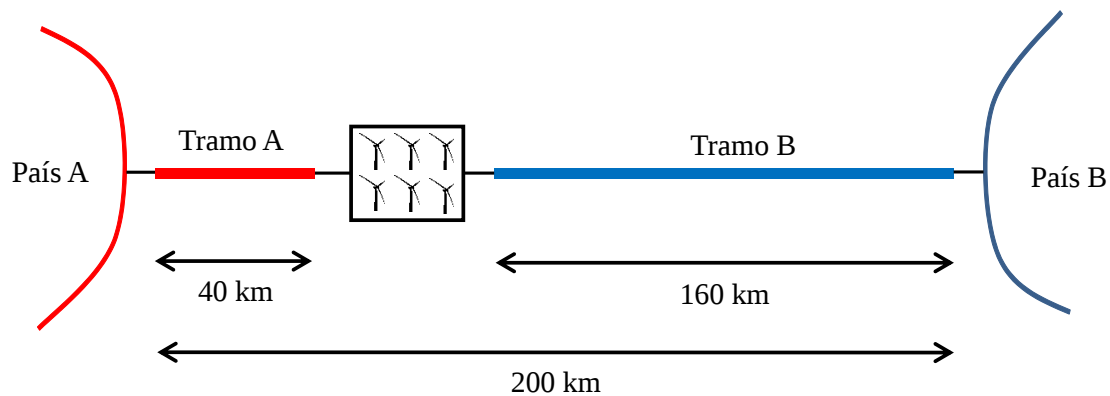


Figura 25. Distribución de las longitudes parciales y total del sistema de interconexión

- Potencia nominal del parque eólico marino. El parque eólico está constituido por N_t turbinas, de 5 MW de potencia nominal, siendo posible adaptar la potencia nominal del parque en función del estudio que se requiera. A modo de ejemplo se muestra un parque que dispone de 100 turbinas proporcionando una potencia máxima de 500 MW en las condiciones más favorables de viento y disponibilidad de los equipos. Debido a la variabilidad del viento, la potencia desarrollada por la planta eólica no es constante. A continuación en la Figura 26

se muestra la curva de duración del parque, que representa el porcentaje del tiempo para cada potencia del parque desarrollada.

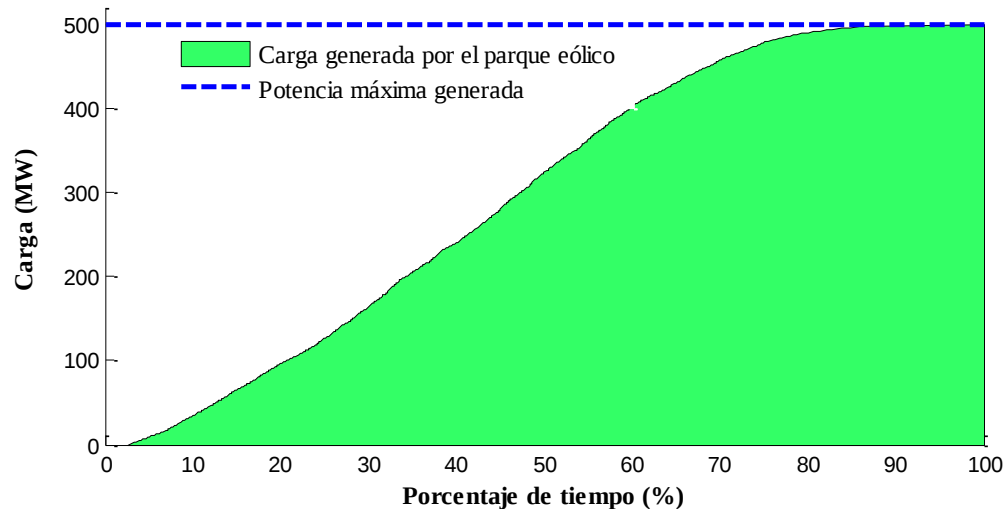


Figura 26. Curva de duración del parque

- Tiempo de vida esperado. El tiempo de vida esperado del proyecto es de 40 años, aunque este periodo puede variar dependiendo de factores tales como: aspectos climatológicos, horas equivalentes de funcionamiento al año, etc.
- Tasa de interés. La tasa de interés para acometer los análisis de rentabilidad de la inversión se ha fijado como una tasa constante para cada año e igual al 4 %.
- Número de escenarios. Cada escenario es un posible estado del sistema compuesto por un valor aleatorio de cada una de las variables del problema que tengan asociado un determinado nivel de riesgo. Estas variables son:
 - Comportamiento del viento. El cual afecta a la energía neta producida por el parque eólico. Se ha modelado como una variable con distribución Weibull mediante un parámetro de forma, K , y el parámetro de escala, C .
 - Los precios de mercado. Los cuales afectan directamente en la toma de decisiones. Se ha caracterizado como una variable de distribución normal caracterizada por su valor medio, μ , y su desviación típica, σ .

En cada uno de los ensayos realizados el número de escenarios utilizados será 3000, lo cual supone un amplio abanico de situaciones.

4.2 Casos

En esta sección se muestran los principales resultados obtenidos al aplicar la metodología descrita sobre diferentes situaciones. El orden en que se muestran los ensayos está hecho con el objetivo de encaminar al lector a una mejor comprensión. Se parte desde la estructura clásica que actualmente se sigue para el transporte de energía entre parques eólicos marinos y el sistema eléctrico en tierra firme, hasta la versión más arriesgada de este proyecto en la que se examina un sistema de interconexión eléctrico entre dos países con conexiones intermedias de parques eólicos. En cada caso ensayado se muestran tanto las principales características técnicas como económicas que arroje el sistema eléctrico en cuestión, una vez que se ha encontrado la solución que maximice la rentabilidad del proyecto.

4.2.1 Caso 4.1. Disposición clásica del sistema eléctrico

En este *Caso 4.1* se ha querido representar la situación actual en la que se encuentran la mayoría de los parques offshore construidos y los que están en proyecto, es decir, conectados por un único sistema eléctrico en tierra firme. Aunque la distancia media a la costa a la que se sitúan la mayoría de los parques corresponde a una distancia media de 29 km, como ya se ha comentado en capítulos anteriores, en este *Caso 4.1* se ha considerado una distancia de 40 km puesto que uno de los objetivos de este proyecto es conocer la rentabilidades de los sistemas de transmisión eléctrica para elevadas distancias, y estos 40 km dan pie a los sucesivos ensayos que se han realizado.

El parque eólico en cuestión está compuesto por 50 turbinas de 5 MW de potencia nominal cada una, constituyendo un parque eólico de 250 MW en las condiciones más favorables de viento y disponibilidad de los equipos. En la Figura 27 se muestra un croquis del sistema país-línea-parque.

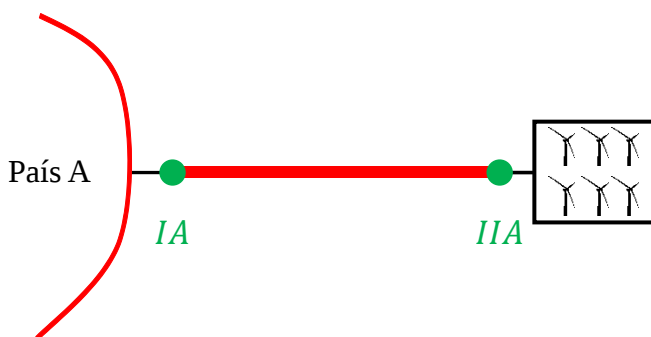


Figura 27. Croquis del sistema eléctrico para el *Caso 4.1*

La tarifa de acceso, T_{AC} , para la realización de este ensayo se ha tomado con un valor constante de 0.14 €/ (MWh·km) constante, no siendo objeto de este análisis la obtención de una tarifa que maximice la rentabilidad del proyecto. Más adelante en el estudio de

sensibilidades se mostrará la evolución de la rentabilidad con el valor de la tarifa de acceso.

Con objeto de obtener unos resultados lo más realistas posibles se han generado 3000 escenarios teniendo en cuenta el comportamiento aleatorio del viento y de los precios del mercado de la electricidad en el país A (Reino Unido). Para alcanzar el óptimo en este *Caso 4.1* se han tenido en cuenta 300 configuraciones de diseño distintas para cada escenario y potencia nominal de línea ensayada. De éstas 280 corresponden a tecnología en corriente alterna y 20 a corriente continua, como se explicó en el *Apartado 2.3*. Después del análisis de todas las configuraciones posibles en todos los escenarios especificados, el programa arrojó los resultados técnicos y económicos mostrados en la Tabla 8 y la Tabla 9. El tiempo de ejecución del algoritmo fue de 2486.9 s.

Tabla 8. Principales características técnicas de la configuración óptima obtenida en el *Caso 4.1*

Longitud de la línea (km)	40
Tecnología empleada	HVAC
Nº de conductores	1
Sección del conductor (mm^2)	500
Nivel de tensión (kV)	220
Nº de convertidores	-
Potencia nominal del convertidor	-
Numero de transformadores offshore	1
Potencia nominal transformador offshore (MVA)	250
Número de transformadores onshore	1
Potencia nominal transformador onshore (MVA)	460
Potencia nominal del sistema (MW)	250
Tipo de compensación	En ambos extremos

Se observa que la tecnología empleada es en corriente alterna, HVAC, situación que era de prever puesto que la tecnología en corriente continua supone un gran desembolso que solo se equipara con la inversión en corriente alterna cuando las distancias a cubrir son muy elevadas, y 40 km no es una distancia tan amplia como para que se preste a este resultado. La potencia nominal del sistema que optimiza la rentabilidad del proyecto coincide con la potencia máxima entregada por el parque, 250MW. Esto se debe a que el algoritmo está diseñado de forma que la configuración elegida permita todo el flujo de energía generada por la planta eólica. Situación que provoca una limitación en la optimización del problema, puesto que no se ajusta la capacidad del enlace en función de la energía media transportada sino del máximo valor alcanzado por la carga. Este hecho se debe a que es necesario evaluar el sistema eléctrico bajo las mismas condiciones en las que se desarrollaría el enlace en caso de pertenecer a la empresa propietaria del parque y no a un inversor externo.

En la Figura 28 se muestra el perfil de carga de la línea, en los dos puntos representados en la Figura 27, IA y IIA. El punto IIA muestra la carga de potencias al principio de la línea, mientras que en color verde se muestra el perfil de carga que realmente llega al sistema eléctrico del país, punto IA. Se observa que las pérdidas eléctricas que se producen en la línea no adquieren un valor relevante gracias a la configuración elegida por el algoritmo que trata de minimizar en la medida de lo posible estas pérdidas. El coste anual asociado a este tipo de pérdidas es de 0.0067 M€ cantidad muy alejada de los 7.914 M€ en ingresos anuales que suponen el tránsito de energía, desde el punto de vista del operador del sistema.

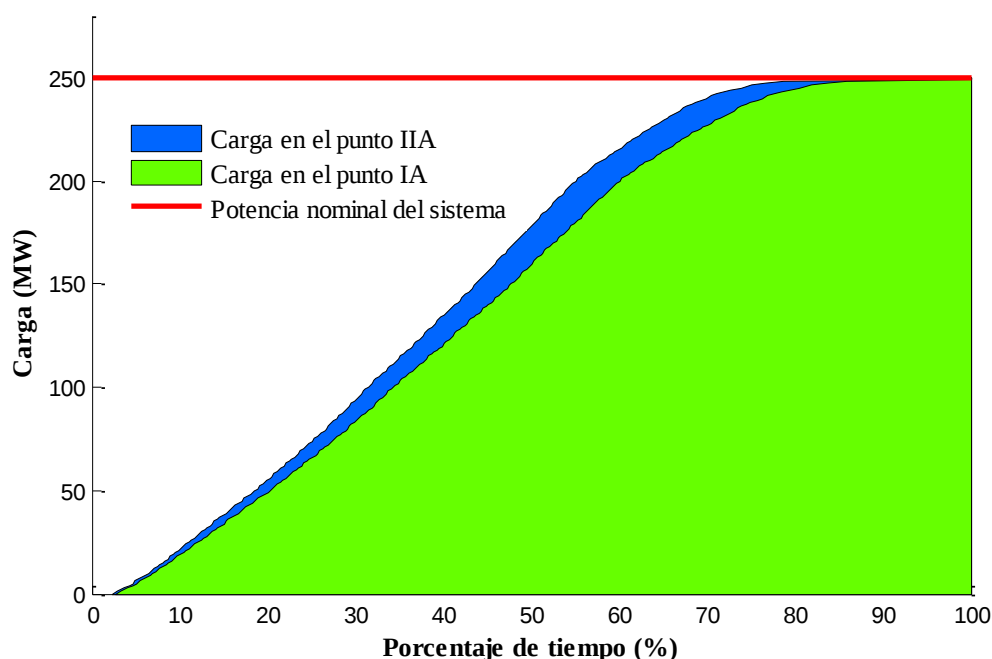


Figura 28. Evolución de carga en el sistema para el Caso 4.1

En la Tabla 9 se muestran los principales resultados económicos en la que se indica tanto la rentabilidad del proyecto, que resulta ser positiva con un valor de 99.795 M€ bajo una tarifa de acceso asociada de 0.14 €/ (MWh·km), una tasa de interés del 4 % y una vida útil esperada de 40 años. También se presenta en dicha tabla la inversión total del proyecto y un desglose de los costes de las partes que componen el sistema. El coste parcial de inversión más elevado proviene de la subestación situada en altamar con un valor de 22.240 M€, sin embargo la subestación de tierra que tiene el mismo número de transformadores y ambos tienen la misma potencia nominal, 250 MW, sólo supone 6.059 M€. Esto a priori puede resultar algo llamativo pero cabe recordar que en el coste de instalación de la subestación en alta mar supone un coste asociado al transformador más un coste asociado a la plataforma en la que se sustenta dicha subestación, siendo en este caso especialmente llamativo dada la baja potencia nominal del sistema.

Tabla 9. Principales resultados económicos correspondientes a la configuración óptima para el *Caso 4.1*

VAN (M€)	99.795
Inversión total (M€)	56.837
Coste de la subestación en el mar (M€)	22.240
Coste de la subestación en tierra (M€)	6.059
Coste de adquisición de cables (M€)	17.328
Coste de instalación de los cables (M€)	9.576
Coste de las unidades de compensación (M€)	1.633
Ingresos anuales (M€)	7.914

Adentrándonos un poco en la perspectiva del propietario del parque eólico, las pérdidas eléctricas que se producen por el transporte de carga por el sistema se traducen en unas pérdidas económicas de 1.612 M€. Este concepto se valora como se ha dicho en función de las pérdidas eléctricas originadas en el transporte por el valor de mercado del MWh en el que vende la energía. Concepto que no influye de forma explícita sobre la fórmula del VAN, sin embargo sí que influye en la toma de decisiones del parque cuando la red esté conectada a más de un país. Situación en la que la valoración de éstas influye en el sentido de circulación del flujo y que se verá más adelante.

4.2.2 Caso 4.2. Conexión a dos países

Este *Caso 4.2* representa la antesala a los demás ensayos realizados en este estudio, donde se presenta un sistema eléctrico conectado a dos países con mercados eléctricos muy diferentes como son Reino Unido, país A, y Noruega, país B. El objeto de este estudio es conocer de manera cualitativa el comportamiento del sistema ante la posibilidad de poder vender la energía generada por el parque a dos mercados con diferente distribución de precios del MWh. Desde el punto de vista del propietario del parque esto supone un aumento de los ingresos, pues en cada hora se permite el flujo en uno u otro sentido dependiendo de qué mercado le reporte unos ingresos mayores. Sin embargo desde el punto de vista del operador del sistema, que es desde donde está planteando este proyecto, la rentabilidad del mismo disminuye puesto que supone una inversión adicional por la construcción de una nueva línea eléctrica para la misma cantidad de flujo de energía que en el *Caso 4.1* anterior. En este *Caso 4.2* solo tendremos en cuenta el flujo de energía procedente de la planta eólica, de forma que se pueda analizar de forma más cualitativa que cuantitativa la rentabilidad del proyecto. Se deja para los siguientes casos la posibilidad de incorporar al sistema eléctrico, energía procedente de los países.

La distancia total del sistema eléctrico se ha establecido en 200 km, longitud bastante amplia que permitiría la conexión entre cualesquiera dos países perteneciente a la zona del mar del Norte, localización en la que se emplaza el proyecto. A su vez el sistema se

ha subdividido en dos tramos como se puede ver en la Figura 29, los tramos A y B. El primer tramo, tramo A, que conecta el país A con la plataforma en la que se halla ubicado el parque eólico se ha fijado en una longitud de 40 km, y un segundo tramo que conecta al parque eólico a través de 160 km de línea con el país B.

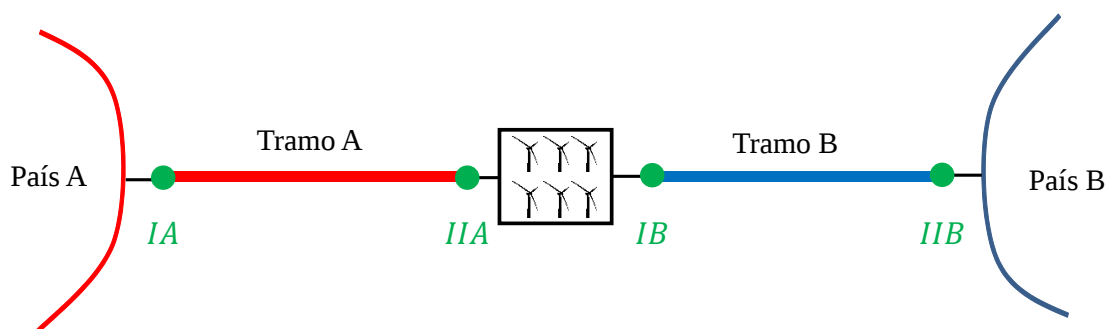


Figura 29. Croquis del sistema para el Caso 4.2

Los parámetros económicos tomados para la realización de este caso son los mismos que para el *Caso 4.1*, es decir, tarifa de acceso constante e igual a 0.14 €/ (MWh·km), tasa de interés del 4 % y vida útil del proyecto 40 años. El objeto de considerar los mismos parámetros no es otra que corroborar la no rentabilidad del sistema, debido a la enorme inversión en la que se incurre por la instalación del segundo tramo de línea que permite la conexión del sistema al país B (Noruega).

El tiempo de ejecución del algoritmo, tomando nuevamente una cantidad representativa de 3000 escenarios y 300 configuraciones posibles para cada uno de los tramos de línea que componen el sistema, ha sido de 2809.4 s. Esta cantidad de escenarios ha permitido establecer una situación representativa de los precios del MWh en cada mercado y de la distribución de los vientos para la obtención de la curva de carga del parque eólico, curva de similares características a la presentada en la Figura 26, siendo en este caso la potencia nominal de generación del parque es 250 MW al igual que en el *Caso 4.1*.

En la Tabla 10 se muestran las principales características técnicas del sistema, donde se puede apreciar las configuraciones tan dispares asociadas a cada uno de los tramos debido principalmente a las longitudes asociadas a los mismos. En el primer tramo, tramo A, la configuración óptima nos indica una configuración en corriente alterna como era de prever dada su longitud de 40 km, al igual que ocurriera en el *Caso 4.1*. Sin embargo en el segundo tramo, que conecta el parque eólico con el país B, presenta una configuración en corriente continua.

La línea B que presenta una configuración en corriente continua, resulta ser la mejor solución encontrada por el algoritmo para mejorar la rentabilidad del proyecto. Los 160 km de cable que suponen esta línea son prácticamente inabordables en tecnología HVAC dada la alta inversión que supone la adquisición e instalación de estos cables y

por las considerables pérdidas eléctricas que obtendríamos para un tramo de tales longitudes. Si examinamos los datos mostrados en la Tabla 10, parece extraño que la potencia nominal de este tramo sea de 376 MW cuando la potencia máxima entregada por el parque no supera los 250 MW. Este hecho no debe ser analizado por parte del lector de forma cuantitativa, pues esta causa viene dada por la limitada base de datos de equipos en corriente continua, siendo el número de posibles configuraciones en HVDC relativamente reducido, siendo esta de 376 MW la configuración con menor potencia nominal posible. Aun así podemos extraer que la configuración en corriente continua a pesar de no estar ajustada fielmente a las condiciones de potencia del problema es más rentable que las configuraciones aportadas en corriente alterna.

Tabla 10. Principales características técnicas de la configuración óptima obtenida para el Caso 4.2

	Tramo A	Tramo B
Longitud de la línea (km)	40	160
Tecnología empleada	HVAC	HVDC
Nº de conductores	1	1
Sección del conductor (mm^2)	500	1000
Número de convertidores	-	1
Potencia nominal del convertidor (MW)	-	376
Nivel de tensión (kV)	220	150
Numero de transformadores offshore	1	-
Potencia nominal transformador offshore (MVA)	250	-
Número de transformadores onshore	1	-
Potencia nominal transformador onshore (MVA)	460	-
Potencia nominal del sistema (MW)	250	376
Tipo de compensación	En ambos extremos	-

Atendiendo ahora a los principales resultados económicos expuestos en la Tabla 11, el parámetro más destacable es la no rentabilidad del proyecto con un VAN de -32.838 M€. Este resultado era predecible dado que en esta nueva situación, desde el punto de vista del operador del sistema, la fuente de ingresos no ha sufrido cambios destacables mientras que la inversión se ha visto aumentada de forma significativa.

Analizando el sistema por partes, el tramo A supone la misma inversión que en el Caso 4.1, dado que el sistema de transmisión está diseñado de forma que siempre se pueda evacuar toda la energía producida por el parque y este es igual en ambos casos. Por otro lado el tramo B, que es el resultado de forzar el algoritmo para conectar el parque y el país B, supone una inversión de 220.449 M€ que implica unos gastos de inversión equiparables a cuatro tramos de las características del tramo A.

Tabla 11. Principales resultados económicos correspondientes a la configuración óptima obtenida para el Caso 4.2

	Tramo A	Tramo B
VAN (M€)	-32.838	
Inversión total (M€)	56.836	220.449
Coste de la subestación en el mar (M€)	22.240	60.520
Coste de la subestación en tierra (M€)	6.059	37.720
Coste de adquisición de cables (M€)	17.328	56.544
Coste de instalación de los cables (M€)	9.576	65.664
Coste de las unidades de compensación (M€)	1.633	-
Ingresos por el flujo de energía del país B al país A (M€/año)	6.385	
Procedente del traspaso de energía entre países (M€/año)	-	
Procedente de la energía producida por el parque (M€/año)	6.385	
Ingresos por el flujo de energía del país A al país B (M€/año)	5.966	
Procedente del traspaso de energía entre países (M€/año)	-	
Procedente de la energía producida por el parque (M€/año)	5.966	

Mención aparte merecen los ingresos asociados a cada sentido de flujo. Para tener una perspectiva total de estos, es necesario primero conocer los perfiles de carga en ambos sentido los cuales se muestran en la Figura 30. Analizando el gráfico vemos que bajo las condiciones en las que se ha desarrollado este Caso 4.2 y tras la toma de decisiones llevada por el algoritmo, aproximadamente el 80 % de la energía producida por el parque se vende en UK y menos del 20 % en Noruega. Las dos principales causas por la que se da esta particular distribución son por el precio de los mercados, siendo la media de precios del MWh en Reino Unido mayor que en Noruega, y por las longitudes de los tramos que afectan directamente sobre la toma de decisiones llevada por el algoritmo.

Una vez analizado el reparto de carga es posible entender los ingresos generados por el flujo de energía hacia cada país. La tarifa de acceso, $T_{AC,PA \rightarrow PB} = T_{AC,PA \rightarrow PB}$, que se adoptó en este caso estaba fijada en 0.14 €/ (MWh·km), luego los ingresos anuales por el traspaso de energía del parque están asociados tanto a la cantidad de energía transportada como a la longitud del transporte. Los ingresos anuales en el tramo A y B son 6.385 y 5.966 M€ respectivamente y cuyo peso es prácticamente el mismo aun teniendo perfiles muy diferentes. Eliminando el componente de la longitud del precio del MWh que se cobra al parque dependiendo del destino de la energía, el precio para cada tramo es 5.6 €/MWh y 22.4 €/MWh, es por eso que aunque la energía transportada al país B supone menos de un 20 % aporta unos ingresos similares a los proporcionados por el transporte de energía hasta el país A. Cabe mencionar para orientación del lector que el precio medio del mercado de la electricidad en este ensayo es de 44.324 €/MWh en el mercado británico y de 30.378 €/MWh en el mercado noruego.

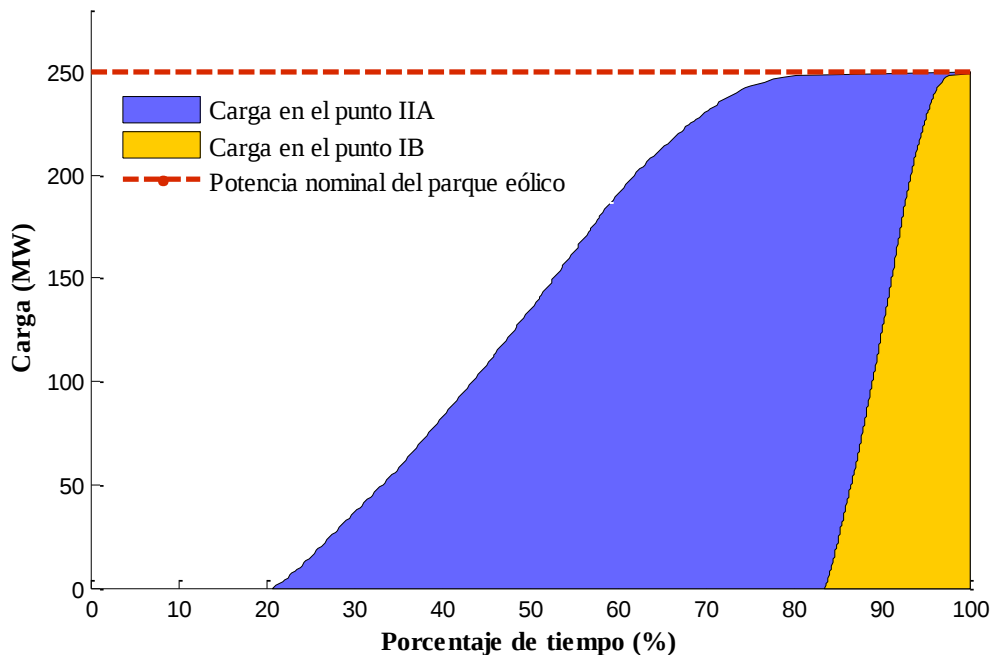


Figura 30. Distribución de carga en ambos sentido de flujo para el Caso 4.2

Evaluando los aspectos económicos desde el punto de vista de la entidad propietaria del parque offshore. Los ingresos brutos que genera el parque eólico en esta disposición del sistema son en total 65.097 M€, 52.954 M€ por el flujo de carga al país A y 12.143 M€ por el flujo al país B. Esta situación hace que el parque pierda en concepto de pérdidas eléctricas 1.33 M€ por el transporte en el tramo A, hacia el país A, y 0.66 M€ por el transporte en el tramo B, hacia el país B. Valores que suponen entre un 2 y un 4 % del beneficio obtenido por parte del parque y que no guarda relación directa con la rentabilidad del proyecto desde el punto de vista del operador del sistema. Estos valores junto a los costes por la tarifa de acceso influyen sobre la toma de decisiones del parque, que de manera indirecta terminan influyendo sobre la rentabilidad del proyecto del operador del sistema.

4.2.3 Caso 4.3. Dos países y generación de energía por países

En este Caso 4.3 se analiza la rentabilidad económica del proyecto permitiéndose la venta de energía entre países, es decir, considerando ambos países como dos generadores sin limitación de potencia. La aportación de energía por parte de cada país para el sistema eléctrico solo presentará las limitaciones que la toma de decisiones responsable del flujo de energía le condicione. Al igual que se ha considerado que no existe limitaciones dentro de la red eléctrica de tierra para abastecer la demanda, se considera que no existen limitaciones de compra sobre la energía que llegue al país destino.

Para el análisis de este *Caso 4.3* se ha considerado el mismo valor de la tarifa de acceso que en el *Caso 4.1* y *Caso 4.2*, es decir, $T_{Ac,PA \rightarrow PB} = T_{Ac,PB \rightarrow PA} = 0.14 \text{ €/}(MWh \cdot km)$. Cabe recordar que la tarifa de acceso no está asociada a un tramo específico del sistema de transmisión, sino que se corresponde con el sentido de circulación de flujo de la energía. Así se define la tarifa correspondiente al flujo de energía desde el país A al país B como $T_{Ac,PA \rightarrow PB}$, y en el sentido de flujo inverso como $T_{Ac,PB \rightarrow PA}$.

Este *Caso 4.3* está subdividido en dos subcasos, el *Caso 4.3.a* en el que no se considera la conexión de parque eólico alguno al sistema eléctrico y el *Caso 4.3.b* en el que si se considera la incorporación de un parque de potencia nominal 250 MW como viene siendo en los casos anteriores.

4.2.3.1 Caso 4.3.a

Este primer *Caso 4.3.a* es corresponde con la situación en la que no hay aportación de energía por parte de un parque eólico offshore. En la Figura 31 se muestra un croquis de la composición del sistema eléctrico de transmisión, el cual cubre una distancia total entre países de 200 km repartidos de igual modo que en el *Caso 4.2*, con 40 km para el tramo de línea A y 160 km para el siguiente tramo.



Figura 31. Croquis del sistema de transmisión sin la presencia de un parque eólico marino

El objeto de este caso es conocer la viabilidad de la red con las condiciones impuestas de longitud de las líneas y tarifa de acceso de valor constante de $0.14 \text{ €/}(MWh \cdot km)$. El algoritmo nos mostrará la mejor combinación posible del sistema de forma que se maximicen la rentabilidad del proyecto o en el caso de no ser rentable minimizar las pérdidas. Cabe resaltar que se ha impuesto al algoritmo una limitación la cuál siempre permita la conexión entre ambos países aunque esto suponga un perjuicio para el proyecto. Esta condición viene impuesta principalmente por las condiciones del tramo B, el cuál al presentar una gran longitud implica una fuerte inversión.

Para la realización de este *Caso 4.3.a* se han considerado nuevamente todas las configuraciones posibles para el diseño de la red, 300 configuraciones por potencia nominal ensayada y tramo. Además de un numero representativo de escenarios, 3000, para las variables que poseen un carácter aleatorio como son la generación de vientos y

precios del MWh de cada uno de los dos mercados eléctricos presentados. El tiempo de ejecución del algoritmo bajo estas condiciones ha sido de 1755.8 s.

Tabla 12. Principales características técnicas de la configuración óptima obtenida para el *Caso 4.3.a*

	Tramo A	Tramo B
Longitud de la línea (km)	40	160
Tecnología empleada	HVAC	HVDC
Nº de conductores	2	1
Sección del conductor (mm^2)	1000	1000
Nº de convertidores	-	2
Potencia nominal del convertidor	-	376
Nivel de tensión (kV)	220	300
Numero de transformadores offshore	1	-
Potencia nominal transformador offshore (MVA)	800	-
Número de transformadores onshore	1	-
Potencia nominal transformador onshore (MVA)	800	-
Potencia nominal del sistema (MW)	718	752
Tipo de compensación	En ambos extremos	-

En la Tabla 12 se muestran las principales características técnicas del sistema bajo estudio donde el resultado más llamativo se corresponde con la tecnología empleada para el diseño de cada tramo. Al igual que ocurriera en el *Caso 4.2*, el tramo A se ha diseñado en corriente alterna, HVAC, y el segundo tramo en tecnología de corriente continua, HVDC. Este hecho se debe como se explicó en el *Caso 4.2* a las longitudes asociadas a cada tramo y que hacen prácticamente inviable el empleo de tecnología HVAC para la línea eléctrica de 160 km.

Atendiendo a las potencias nominales del sistema se observa que bajo las condiciones impuestas para este *Caso 4.3.a* el algoritmo nos arroja como solución óptima un primer tramo, tramo A, de 718 MW y un segundo tramo, tramo B, de 752 MW. La potencia nominal de este segundo tramo, como se verá más adelante, viene marcada por la dimensión del primer tramo y por las limitaciones técnicas de las configuraciones en corriente continua.

En la Tabla 13 se muestran las principales características económicas del sistema bajo estudio donde se pone de manifiesto la gran diferencia de inversiones existente entre ambas líneas. La mayor parte de esa diferencia se debe al coste de la subestación de tierra dado que en el tramo de corriente alterna solo se requiere de un transformador elevador de 220 kV a 400 kV de coste 8.077 M€, mientras que el tramo de corriente

continua precisa un convertidor DC/AC para poderse conectar a la red eléctrica de tierra y que supone un coste de esta subestación de 75.441 M€.

Tabla 13. Principales resultados económicos correspondientes a las configuración óptima obtenida para el Caso 4.3.a

	Tramo A	Tramo B
VAN (M€)	-99.519	
Inversión total (M€)	131.218	310.481
Coste de la subestación en el mar (M€)	55.917	98.241
Coste de la subestación en tierra (M€)	8.077	75.441
Coste de adquisición de cables (M€)	41.952	61.104
Coste de instalación de los cables (M€)	20.976	75.696
Coste de las unidades de compensación (M€)	4.2959	-
Ingresos por el flujo de energía del país B al país A (M€/año)	16.767	
Procedente del traspaso de energía entre países (M€/año)	16.767	
Procedente de la energía producida por el parque (M€/año)	-	
Ingresos por el flujo de energía del país A al país B (M€/año)	0.521	
Procedente del traspaso de energía entre países (M€/año)	0.521	
Procedente de la energía producida por el parque (M€/año)	-	

La rentabilidad total del proyecto bajo las condiciones impuestas resulta ser no rentable con un VAN= -99.519M€. Observando la Tabla 13 se puede extraer que el principal responsable de este resultado como ya ocurriera en el Caso 4.2 es el enlace en corriente continua. Este enlace requiere una inversión tan elevada que los nuevos ingresos que se puedan generar por una mejor venta del MWh pasan prácticamente desapercibidos.

Cabe resaltar la diferencia de ingresos existente dependiendo del país destino al que llega finalmente la energía. Esto se debe tanto a los precios del mercado de la electricidad en el país A, los cuales poseen un valor medio más elevado que los precios de mercado del país B, como a la limitación que provoca la tarifa de acceso seleccionada. Recordemos que el valor asociado a la tarifa de acceso juega un papel muy importante en la toma de decisiones puesto que existe una relación inversamente proporcional entre la cantidad de energía transportada y el valor de la tarifa de acceso. Puede ser que en este caso en el que dicha tarifa se ha tomado con un valor constante no esté permitiendo obtener el máximo rendimiento posible de este sistema.

En resumen si se fuerza la conexión entre ambos países, limitando la generación de energía solo a los países y bajo una tarifa de 0.14 €/ (MWh·km), el proyecto es no rentable. Siendo la solución óptima que minimiza las pérdidas económicas un sistema compuesto por dos tramos de 718 y 752 MW respectivamente.

Haciendo un pequeño inciso, se puede analizar los detalles económicos con los que cuenta la entidad que proporciona la energía en cada uno de los países que están conectados a la red. Estos resultados no tienen relevancia directa con la evaluación del VAN por parte del operador del sistema, aunque si influyen sobre la toma de decisiones y por consiguiente en la cantidad de energía entregada por cada país a la red en cada hora. El inversor del país B genera unos ingresos brutos por la venta de energía en el país A de 68.111 M€, cantidad a la que habrá que descontar los costes asociados a las pérdidas eléctricas del sistema, 2.189 M€, los costes asociados a la tarifa de acceso y el coste de comprar la energía al precio que marca el mercado del país B en esa misma hora. Igual comportamiento siguen los costos e ingresos para el inversor del país A, sin embargo el flujo en el sentido del país A al país B es menor por lo que tanto los ingresos brutos, 4.152 M€, como los costos serán de menor proporción en este caso (costo por pérdidas eléctricas 0.093 M€).

4.2.3.2 Caso 4.3.b

En este *Caso 4.3.b* las características de entrada son idénticas al *Caso 4.3.a* pero con la peculiaridad de la incorporación de un parque eólico formado por 50 turbinas de potencia nominal 5 MW que producen en las condiciones más favorables de viento y disponibilidad de los equipos una potencia máxima de 250 MW, cuya curva de carga es de similares características a la presentada anteriormente en la Figura 26. Se ha de tener en cuenta que en este *Caso 4.3.b* la potencia máxima que puede fluir por el sistema no presenta limitación alguna y la única limitación al sistema viene dada por el precio de la tarifa de acceso que se tomara con un valor constante e igual a los casos anteriores de 0.14 €/ (MWh·km).

En la Figura 32 se muestra un croquis de la disposición del sistema, en la cual se incluye la presencia de un parque eólico offshore. Las longitudes total y parcial de cada tramo se conservan al mismo valor que en los casos anteriores, es decir, 40 km para el primer tramo y 160 km para el segundo tramo. En cada tramo aparecen un par de puntos resaltados que pueden ayudar a la orientación del lector cuando se expliquen algunos parámetros relacionados con el flujo de cargas.

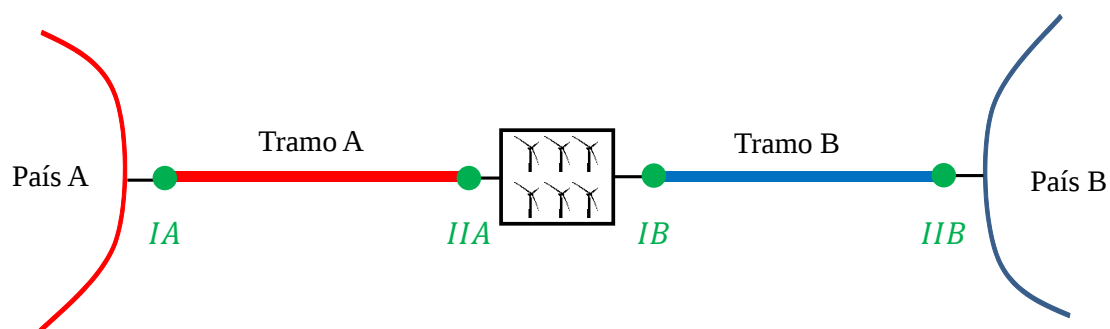


Figura 32. Croquis del sistema de transmisión con la presencia de un parque eólico marino

En la

Tabla 14 se muestran las principales características técnicas de cada tramo del sistema eléctrico. Al igual que en el *Caso 4.3.a* el primer tramo o tramo A tiene configuración en corriente alterna, HVAC, y el tramo B configuración en corriente continua, HVDC, esto se debe como comentamos anteriormente a las longitudes asociadas a cada línea. La diferencia más notoria entre los resultados técnicos arrojados en este *Caso 4.3.b* y el *Caso 4.3.a*, es la dimensión que adquiere el tramo en corriente alterna. En el *Caso 4.3.a* la potencia nominal de este tramo era de 718 MW mientras que con la incorporación del parque al sistema, esta potencia asciende hasta un valor óptimo de 800 MW. Esta circunstancia en la que el tramo en corriente alterna se ve mayorado, se debe principalmente a que la mayor parte de la energía generada por el parque toma el sentido de circulación de flujo hacia el país A. Luego a la energía procedente del país B hay que sumarle en el punto IIA la energía procedente de la generación del parque eólico. En la Figura 33 y Figura 34 se muestran los repartos de carga asociados a cada sentido de flujo y las aportaciones de parque y país a la carga total.

Tabla 14. Principales características técnicas de la configuración óptima obtenida para el *Caso 4.3.b*

	Tramo A	Tramo B
Longitud de la línea (km)	40	160
Tecnología empleada	HVAC	HVDC
Nº de conductores	3	1
Sección del conductor (mm^2)	500	1000
Nº de convertidores	-	2
Potencia nominal del convertidor	-	376
Nivel de tensión (kV)	220	300
Numero de transformadores offshore	1	-
Potencia nominal transformador offshore (MVA)	800	-
Número de transformadores onshore	1	-
Potencia nominal transformador onshore (MVA)	800	-
Potencia nominal del sistema (MW)	800	752
Tipo de compensación	En ambos extremos	-

En el apartado económico los resultados mejoran con creces los presentados en el *Caso 4.3.a*. La rentabilidad total del proyecto es de 72.388 M€ lo que hace viable el sistema eléctrico en contraposición al sistema generado en el *Caso 4.3.a* que era deficitario. Atendiendo a las inversiones realizadas se puede ver que el aumento de la rentabilidad no viene dado por una disminución de la inversión, es más en esta ocasión el tramo A supone una inversión de 152.384 M€, lo cual hace aumentar la inversión total inicial en 21.166 M€. Sin embargo aunque la aportación de energía del parque supone una

inversión relativa algo superior se ve recompensada por el aumento de ingresos anuales que se producen.

Los ingresos anuales asociados al sentido de flujo hacia el país A suponen 20.668 M€, de los cuales 14.296 M€ proviene de la venta de energía generada por el país B y 6.372 M€ de la energía procedente del parque. Esta situación ocasiona un ingreso anual un 23.3 % mayor que en la situación en la que no hay aportación de energía del parque eólico, *Caso 4.3.a*.

Tabla 15. Principales resultados económicos correspondientes a las configuración óptima obtenida para el *Caso 4.3.b*

	Tramo A	Tramo B
VAN (M€)	72.388	
Inversión total (M€)	152.384	310.481
Coste de la subestación en el mar (M€)	58.628	98.241
Coste de la subestación en tierra (M€)	8.077	75.441
Coste de adquisición de cables (M€)	51.984	61.104
Coste de instalación de los cables (M€)	28.728	75.696
Coste de las unidades de compensación (M€)	4.967	-
Ingresos por el flujo de energía del país B al país A (M€)	20.668	
Procedente del traspaso de energía entre países (M€)	14.296	
Procedente de la energía producida por el parque (M€)	6.372	
Ingresos por el flujo de energía del país A al país B (M€)	6.375	
Procedente del traspaso de energía entre países (M€)	0.433	
Procedente de la energía producida por el parque (M€)	5.942	

Analizando ahora la aportación de ingresos en el sentido de flujo hacia el país B, se observa que en esta nueva situación este aporte económico ya adquiere cierta relevancia. En el *Caso 4.3.a* los ingresos por el flujo de energía eran muy bajos, concretamente suponían un ingreso anual de 0.521 M€. Sin embargo en la situación actual estos ingresos ascienden hasta los 6.375 M€, dividiéndose entre 0.433 M€ por el flujo de energía entre países y 5.942 M€ por el flujo de energía procedente del parque. Esta disparidad de aportaciones viene dada por la toma de decisiones, recordemos que independientemente de los costes asociados a las pérdidas y al peaje el flujo de energía entre países estará permitido a groso modo si el precio del MWh en un país es mayor que en el otro. Sin embargo la energía producida por el parque no posee un valor con el que compararse con los precios de los mercados, salvo los costos asociados a peaje y pérdidas eléctricas, pues se considera que la energía generada es gratis desde el punto de vista del operador del sistema.

En las Figura 33 y Figura 34 se muestran la evolución de la carga con el tiempo de los dos tramos que componen el sistema. Ambas gráficas muestran la distribución de cargas a la salida del parque donde se produce la saturación de cargas con el fin de optimizar el sistema, puntos IIA y IB.

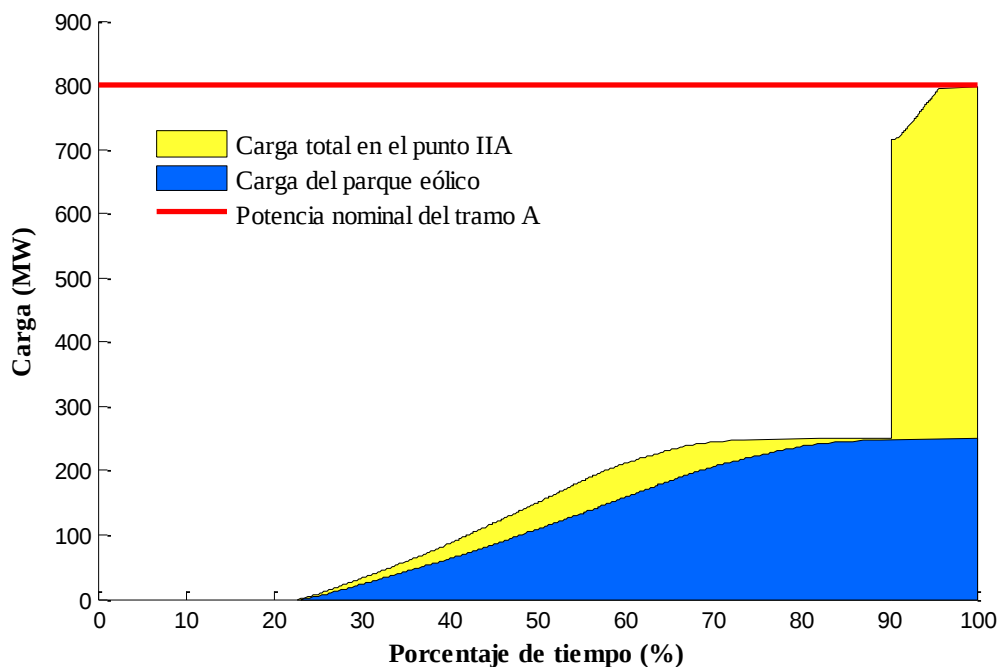


Figura 33. Aportaciones de potencia al tramo A en el sentido de flujo del país B al A, para el Caso 4.3.b

En la Figura 33 se muestra la distribución de carga en el tramo A, en el cual se puede observar que cuando la toma de decisiones permite el flujo de energía para ambas aportaciones se produce un escalón. Este escalón es un efecto de la optimización del problema, cuando se permite el flujo de energía procedente del país se intenta saturar la línea respetando siempre el aporte del parque el cual es prioritario. No siempre se consigue esta saturación, habrá veces en la que la combinación de aportes haga saturar el tramo y ocasiones en las que la aportación del parque sea menor y la limitación de potencia del tramo anterior, tramo B, hagan que no sea posible esta saturación. Es el algoritmo el encargado de encontrar un diseño del sistema en el que la potencia nominal de cada tramo tenga un techo que no penalice en exceso la carga transmitida ni tampoco incurra en inversiones que alejen al sistema del óptimo.

En esta figura y otras tantas que se presentan en los sucesivos ensayos se puede apreciar como la aportación del parque es la misma con o sin la presencia de energía de los países. Sin embargo la pendiente de la curva de carga es diferente en ambas situaciones. Este cambio de pendiente se debe al resultado del reparto de cargas más la toma de decisiones. Cuando se ajusta la carga para obtener la mayor saturación en un punto de la línea, como se ha comentado en el apartado anterior, no tiene por qué coincidir los

puntos de máxima generación del parque con las horas en las que el país interviene. Por tanto el porcentaje de tiempo en el que solo actúa el parque este podrá generar todo su rango de potencias pero en un periodo menor, de ahí el cambio de pendiente experimentado por la curva de carga.

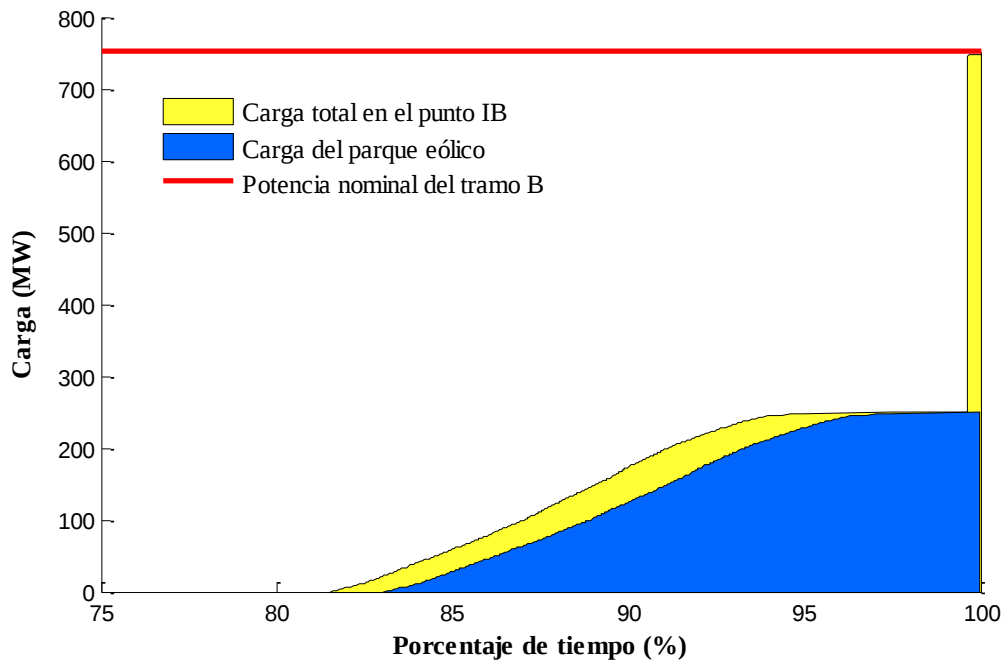


Figura 34. Aportaciones de potencia al tramo B en el sentido de flujo del país A al B, para el *Caso 4.3.b*

En la Figura 34 se muestra el reparto de carga para el tramo B en el sentido de flujo hacia el país B, donde como se mencionó anteriormente en el análisis de los ingresos anuales prácticamente la totalidad de la carga se debe al aporte del parque eólico.

En resumen el flujo de energía bajo estas condiciones y con un tarifa de acceso constante de $0.14 \text{ €/}(MWh \cdot km)$ hacen rentable el proyecto desde el punto de vista del operador del sistema. Cabe estudiar como otros valores de tarifa de acceso influyen sobre el dimensionamiento y la rentabilidad del proyecto, situación que se analizará en los siguientes casos.

En este *Caso 4.3.b* donde ya existe aportación de carga por parte del parque eólico y por parte de los países, se hará una última referencia hacia los ingresos y costos en los que incurren las entidades propietarias del parque eólico y los agentes que negocien con la energía generada en cada país. Esto se debe a que estos resultados no son objeto de estudio de este problema, teniendo una relevancia no directa con la rentabilidad del proyecto y los cuales si se han tenido en cuenta para realizar la toma de decisiones en ambos casos.

Los ingresos brutos generados por la venta de energía en el país A supone para el inversor del país A un ingreso de 59.455 M€, valor al que debe descontársele los costos asociados a las pérdidas eléctricas, a la tarifa de acceso y al precio de compra por la energía en el país B en esa misma hora. Situación similar se puede encontrar para el otro sentido de flujo donde el ingreso bruto del país A por la venta de energía en el país B es de 3.216 M€. Ingreso considerablemente menor puesto que el transporte de carga en este sentido de circulación solo se da un tiempo inferior al 20 % del total de horas en el que hay transporte de energía. De igual modo a estos ingresos brutos por parte del país A hay que sustraerle los mismos conceptos de costos que los analizados para el inversor del país B.

Para la entidad propietaria del parque, los ingresos brutos obtenidos por la venta de energía en el país A alcanzan los 52.753 M€ y por la venta en el país B 12.043 M€.

4.2.4 Análisis de sensibilidad

En este apartado se ha querido estudiar la influencia de la tarifa de acceso sobre la rentabilidad del proyecto.

Se han realizado dos análisis bajo las mismas condiciones de entrada que en el *Caso 4.3.a* y *Caso 4.3.b*, es decir, se ha considerado una distancia total del sistema eléctrico de 200 km repartidos en 40 km del tramo A y 160 km del tramo B. Además parámetros como la tasa de interés, $t=4\%$, o la vida útil del proyecto, $n=40$ años, se han mantenido inalterados para obtener una representación fiel de los resultados.

Las configuraciones usadas para el análisis de sensibilidades son las arrojadas como optimas en el *Caso 4.3.a*, para la situación en la que no hay parque eólico marino, y en el *Caso 4.3.b*, para el caso en que existe aportación externa al sistema por parte de un parque eólico marino de potencia nominal máxima 250 MW.

4.2.4.1 Análisis de Sensibilidad 1: Influencia de la tarifa de acceso sobre el sistema sin parque eólico marino

El análisis realizado ha consistido en determinar la evolución del VAN, rentabilidad del proyecto, para diferentes valores de la tarifa de acceso, manteniendo la configuración del sistema que viene indicada en la Tabla 16 que es la misma configuración arrojada por el algoritmo para el *Caso 4.3.a*.

En este primer análisis donde la energía solo procede de los países, la toma de decisiones que toma el algoritmo es conceptualmente sencilla. Siguiendo las ecuaciones presentadas (17) y (18), que ya fueron analizadas en detalle en el *Capítulo 3*.

$$Precio_{PA,h} \cdot E_{PB,h} > Precio_{PB,h} \cdot E_{PB,h} + C.Perd_{PB \rightarrow PA,h} + C.Tar_{Ac,PB \rightarrow PA}$$

$$Precio_{PB,h} \cdot E_{PA,h} > Precio_{PA,h} \cdot E_{PA,h} + C.Perd_{PA \rightarrow PB,h} + C.Tar_{Ac,PA \rightarrow PB}$$

Donde $Precio_{PA}$ y $Precio_{PB}$ representan los precios del MWh en cada mercado eléctrico, $E_{PA,h}$ y $E_{PB,h}$ representan la energía que se incorpora al sistema desde los países origen, $C.Perd_{PB \rightarrow PA,h}$ y $C.Perd_{PA \rightarrow PB,h}$ las pérdidas económicas asociadas a las pérdidas eléctricas y $C.Tar_{Ac,PB \rightarrow PA}$ y $C.Tar_{Ac,PA \rightarrow PB}$ los costes en los que se incurre por el transporte de energía.

Además de estas ecuaciones la toma de decisiones tiene en cuenta de manera indirecta la inversión en la que se incurre por cada posible configuración de línea, en este caso la configuración está fijada y solo tendremos en cuenta la ecuación (17) y la ecuación (18) para examinar la rentabilidad económica.

Tabla 16. Principales características técnicas del sistema eléctrico bajo el que se realiza el *Análisis de Sensibilidad 1*

	Tramo A	Tramo B
Longitud de la línea (km)	40	160
Tecnología empleada	HVAC	HVDC
Nº de conductores	2	1
Sección del conductor (mm^2)	1000	1000
Nº de convertidores	-	2
Potencia nominal del convertidor	-	376
Nivel de tensión (kV)	220	300
Numero de transformadores offshore	1	-
Potencia nominal transformador offshore (MVA)	800	-
Número de transformadores onshore	1	-
Potencia nominal transformador onshore (MVA)	800	-
Potencia nominal del sistema (MW)	718	752
Tipo de compensación	En ambos extremos	-

En la Figura 35 se muestra la evolución del VAN con la tarifa de acceso, se muestran además dos resultados puntuales. El resultado de aplicar una tarifa de 0.14 €/ (MWh·km) como en el *Caso 4.3.a* y la tarifa de acceso que maximiza la rentabilidad del sistema.

La forma de la curva representada se explica por el doble juego que impone el valor de la tarifa en la toma de decisiones y en los ingresos totales. Si la tasa de acceso toma unos valores pequeños, menores a 0.066 €/ (MWh·km), se favorecerá el flujo de energía pero el beneficio aportado tendrá menor peso que el coste de la inversión inicial. Por otro lado si se toma un valor de la tasa de acceso muy elevado, como ha sido el *Caso*

4.3.a, la toma de decisiones limitará el flujo de energía cada vez más incurriéndose también en una menor inversión pero que no favorece por ello la mejora de los ingresos.

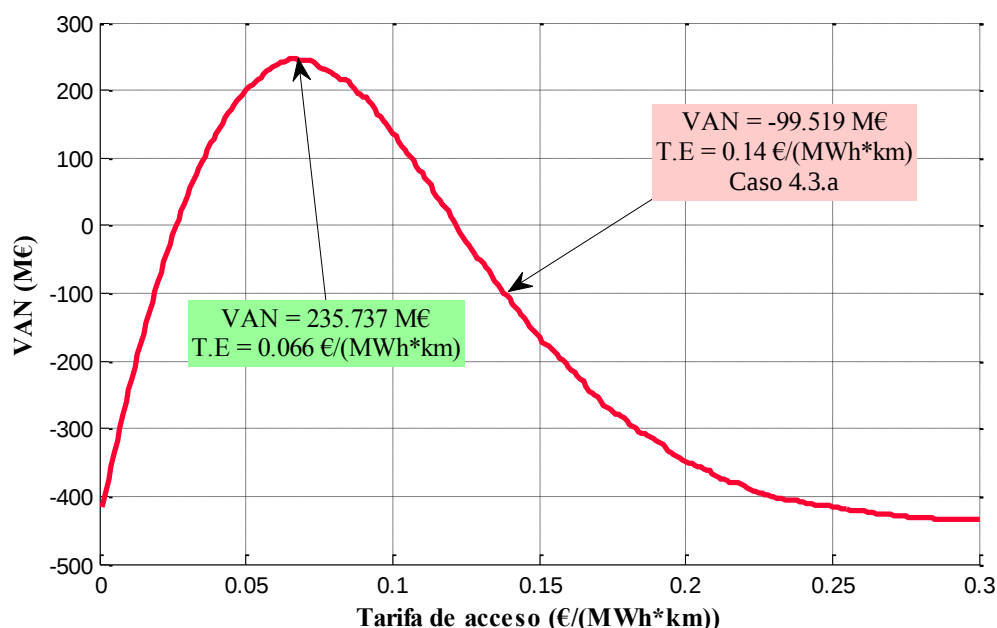


Figura 35. Evolución de la rentabilidad del proyecto con la tarifa de acceso sin la presencia de parque eólico y bajo la configuración técnica del sistema del *Caso 4.3.a*

El punto óptimo se encuentra para un valor de la tarifa de acceso, igual para ambos sentidos de flujo, de 0.066 €/MWh*km). Situación en la que la rentabilidad del proyecto alcanza los 235.737 M€, todo lo contrario que en el *Caso 4.3.a* donde el uso de una tarifa sobre elevada conduce a una no rentabilidad del mismo.

4.2.4.2 Análisis de sensibilidad 2: Influencia de la tarifa de acceso sobre el sistema con parque eólico marino

En este análisis de sensibilidad en el cual se usa una configuración de línea como la indicada en la Tabla 17, que se corresponde con la configuración óptima arrojada por el programa para el *Caso 4.3.b*, se pretende analizar la influencia en la rentabilidad del proyecto con la tarifa. Teniendo en cuenta que en esta situación interviene además de la aportación de energía por parte de los países la energía procedente de un parque eólico de potencia nominal máxima de 250 MW.

La particularidad de este análisis con respecto al presentado en el apartado anterior es que la toma de decisiones que sigue la energía generada por el parque difiere en parte con la seguida por parte de la energía procedente de los países. Mientras que la toma de decisiones por parte de la energía procedente del país se encuentra limitada principalmente por la diferencia de precios del MWh entre ambos países. En la toma de decisiones del parque no se tiene una referencia del valor del MWh generado por las

turbinas, sino que se considera a costo cero. Esto tiene explicación desde el punto de vista de operador del sistema el cual como se ha dicho en otras secciones no tiene constancia real del precio del MWh generado por el parque. Además desde el punto de vista del propietario del parque, tampoco tiene mucho sentido fijar un precio para el MW generado pues una vez realizada la inversión inicial, interesa vender a cualquier precio por pequeño que sea el margen de beneficios que obtenga. Siempre y cuando los costes asociados al peaje y a las pérdidas económicas de origen eléctrico no supongan un margen de rentabilidad negativo. En el siguiente conjunto de expresiones, ecuaciones (25), (26), (31) y (32), se presenta a modo de recordatorio el sistema lógico que rige la toma de decisiones del parque.

$$E_{\text{parque} \rightarrow \text{PA},h} \cdot \text{Precio}_{\text{PA},h} - C \cdot \text{Perd}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA},h} - \\ - C \cdot \text{Tar}_{\text{Ac,parque} \rightarrow \text{PA},h} = \text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA}}$$

$$E_{\text{parque} \rightarrow \text{PB},h} \cdot \text{Precio}_{\text{PB},h} - C \cdot \text{Perd}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB},h} - \\ - C \cdot \text{Tar}_{\text{Ac,parque} \rightarrow \text{PB},h} = \text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB}}$$

$$\text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA}} > \text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB}}$$

$$\text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB}} > \text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA}}$$

Donde $\text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA}}$ y $\text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB}}$ representan la rentabilidad por el transporte de energía entre el parque y los respectivos mercados eléctricos.

Tabla 17. Principales características técnicas del sistema eléctrico bajo el que se realiza el *Análisis de Sensibilidad 2*

	Tramo A	Tramo B
Longitud de la línea (km)	40	160
Tecnología empleada	HVAC	HVDC
Nº de conductores	3	1
Sección del conductor (mm^2)	500	1000
Nº de convertidores	-	2
Potencia nominal del convertidor	-	376
Nivel de tensión (kV)	220	300
Numero de transformadores offshore	1	-
Potencia nominal transformador offshore (MVA)	800	-
Número de transformadores onshore	1	-
Potencia nominal transformador onshore (MVA)	800	-
Potencia nominal del sistema (MW)	800	752
Tipo de compensación	En ambos extremos	-

La toma de decisiones del parque también tiene influencia directa sobre la energía generada por los países, puesto que solo está permitido un sentido de flujo por hora. Como se ha venido comentando desde la descripción del problema, la evacuación de energía procedente del parque eólico es prioritaria frente a la procedente de los países, luego es necesario aplicar esta toma de decisiones sobre la toma de decisiones propia de la energía entre países, a fin de no producir un conflicto en el sentido de circulación.

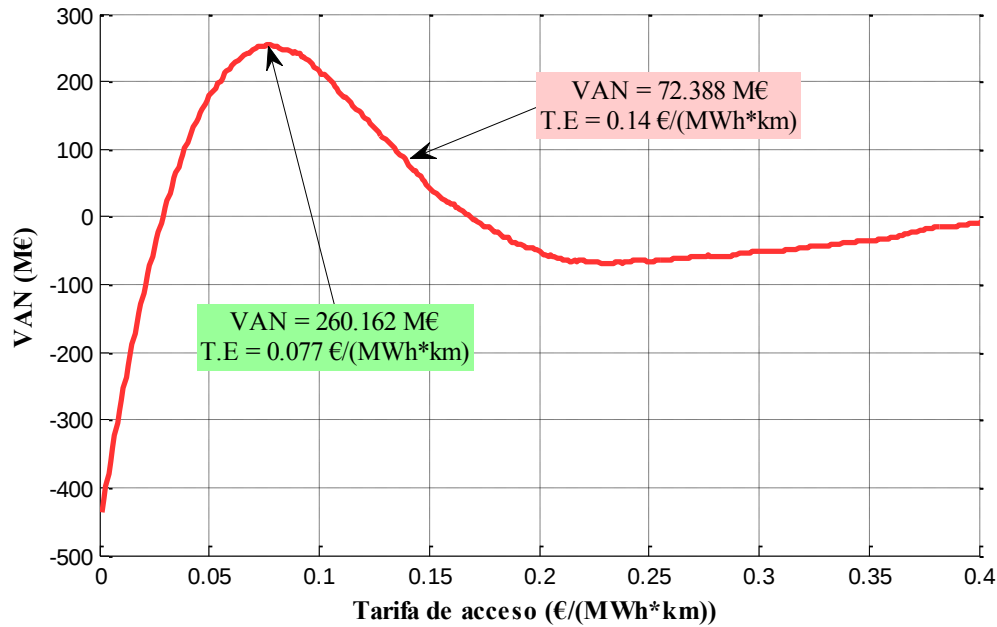


Figura 36. Evolución de la rentabilidad del proyecto con la tarifa de acceso incorporando un parque eólico de 250 MW y bajo la configuración técnica del sistema del Caso 4.3.b

En la Figura 36 se muestra la evolución del VAN para distintos valores de la tarifa de acceso. La zona izquierda desde que la tarifa es nula hasta alcanzar el valor que optimiza la rentabilidad, 0.077 €/MWh·km, presenta una evolución muy similar a la descrita por el sistema en el caso de no existir la aportación de energía por parte del parque. Sin embargo es en la zona derecha donde el comportamiento del sistema empieza evolucionar de manera anómala a lo anteriormente visto o que se podía prever. Hasta un valor de 0.20 €/MWh·km el aumento del valor de la tarifa se ve directamente relacionado con una disminución de la carga provocado por la toma de decisiones sobre la energía entre países. Es a partir de este valor cuando la rentabilidad del proyecto vuelve a aumentar, para explicar el porqué de esta situación es necesario recordar de qué manera se valoraban los ingresos para ambas aportaciones de energía y su relación con la toma de decisiones, ecuaciones (2) y (3).

$$Ingresos_{países} = \sum_{i=1}^{24} (T_{AC,PA \rightarrow PB} \cdot E_{PA,i} + T_{AC,PB \rightarrow PA} \cdot E_{PB,i}) \cdot L_{Total}$$

$$Ingresos_{parque} = \sum_{i=1}^{24} T_{AC,PA \rightarrow PB} \cdot E_{parque \rightarrow PB,i} \cdot L_{parque \rightarrow PB} + \\ + T_{AC,PB \rightarrow PA} \cdot E_{parque \rightarrow PA,i} \cdot L_{parque \rightarrow PA}$$

Para valores elevados de la tarifa de acceso la toma de decisiones ahoga el flujo de energía entre países pero no entre parque y país. Bajo esta circunstancia valores elevados de la tarifa comienzan a tener más peso sobre los ingresos totales generados. Esta nueva situación dista bastante de la realidad puesto que el valor de la tarifa debe tener un valor máximo que permita un margen de beneficio al parque. Circunstancia por la que se ha acotado la búsqueda del óptimo a 0.40 €/ (MWh·km) de manera que la solución óptima no diverja en una solución imposible.

En la Figura 36 se muestran dos etiquetas, la primera en color rosa representa la situación en la que se encuentra el sistema en el Caso 4.3.b con una tasa de acceso constante e igual a 0.14 €/ (MWh·km) para ambos sentidos de flujo, y la segunda muestra el valor de la tarifa de acceso que optimiza el VAN. Esta tarifa óptima alcanza un valor de 0.077 €/ (MWh·km) y consigue una rentabilidad máxima de 260.162 M€ para esta configuración de línea, consiguiendo un equilibrio óptimo entre la cantidad de energía transportada y los ingresos generados por cada MWh.

4.2.5 Caso 4.4. Optimización parcial de la tarifa de acceso

En este Caso 4.4 se han realizado al igual que en el Caso 4.3 dos subcasos, el primero en el que solo se tiene en cuenta la energía que es posible transportar entre ambos países y el segundo subcaso considerando un parque eólico formado por 50 turbinas de 5 MW de potencia nominal cada una. La diferencia principal de este ensayo con respecto al Caso 4.3 es que en la optimización de este ensayo la tasa de acceso es una nueva variable a optimizar conjuntamente con las características técnicas del sistema. En este ensayo al igual que en los casos anteriores el valor de la tarifa se optimizará pero manteniéndose el mismo valor para ambos sentidos de flujo, $T_{AC,PA \rightarrow PB} = T_{AC,PB \rightarrow PA}$.

Esta nueva situación según lo aportado por el análisis de sensibilidad del apartado 4.3, supondrá una variación de la cantidad de energía transmitida en pos de una mejor rentabilidad.

4.2.5.1 Caso 4.4.a

Este Caso 4.4.a ha sido realizado al igual que en los casos anteriores con 3000 escenarios con el fin de obtener unos resultados lo más representativos posibles. La configuración de cada tramo de línea ha sido el resultado del análisis de un elevado número de configuraciones para cada nivel de potencia nominal ensayado por el

algoritmo. El tiempo de ejecución de este caso bajo estas condiciones ha sido de 3223.2 s en el que las principales características técnicas se muestran en la Tabla 18. Debido a las longitudes que presentan ambos tramos, el tramo A de 40 km está diseñado con tecnología de corriente alterna, HVAC, y el tramo B de 160 km con tecnología en corriente continua, HVDC. La composición del sistema es la representada en la Figura 32 del *Caso 4.3.a*.

La optimización de este *Caso 4.4.a* ha arrojado una tasa de acceso óptima de 0.0678 €/ (MWh·km), que como era de prever ha tenido influencia directa sobre la cantidad de energía transportada por el sistema. En esta nueva situación las dimensiones del sistema han pasado de 718 MW a 1077 MW en el tramo A y de 752 MW a 1147.8 MW para el tramo B, en comparación con el *Caso 4.3.a* donde el valor de la tarifa de acceso era constante e igual a 0.14 €/ (MWh·h). Esto supone un aumento de la cantidad de energía transportada que se debe a la relajación del sistema de ecuaciones que rigen la toma de decisiones.

Tabla 18. Principales características técnicas de la configuración óptima obtenida para el *Caso 4.4.a*

	Tramo A	Tramo B
Longitud de la línea (km)	40	160
Tecnología empleada	HVAC	HVDC
Nº de conductores	3	1
Sección del conductor (mm^2)	1000	1400
Nº de convertidores	-	2
Potencia nominal del convertidor	-	573.9
Nivel de tensión (kV)	220	300
Numero de transformadores offshore	2	-
Potencia nominal transformador offshore (MVA)	630	-
Número de transformadores onshore	1	-
Potencia nominal transformador onshore (MVA)	1100	-
Potencia nominal del sistema (MW)	1077	1147.8
Tipo de compensación	En ambos extremos	-

La rentabilidad del proyecto alcanza un valor de 372.972 M€, como se puede observar en la Tabla 19, que supone en primer lugar que el proyecto sea rentable frente a la situación del *Caso 4.3.a* que presentando las mismas condiciones de entrada, salvo por el valor de la tarifa de acceso, era deficitario.

La inversión de la que se requiere para acometer la instalación del tramo B es de 415.495 M€ valor que supone más del doble del coste del tramo A, para una línea cuatro veces más larga. Aun suponiendo un coste muy elevado la importancia del flujo

de energía entre países es tal, que la potencia nominal de este tramo es superior al arrojado por el algoritmo en el caso anterior.

Tabla 19. Principales resultados económicos correspondientes a las configuración óptima obtenida para el *Caso 4.4.a*

	Tramo A	Tramo B
VAN (M€)	372.972	
Inversión total (M€)	194.568	415.495
Coste de la subestación en el mar (M€)	83.006	137.947
Coste de la subestación en tierra (M€)	10.686	115.147
Coste de adquisición de cables (M€)	62.928	82.144
Coste de instalación de los cables (M€)	31.464	80.256
Coste de las unidades de compensación (M€)	6.484	-
Ingresos por el flujo de energía del país B al país A (M€)	47.103	
Procedente del traspaso de energía entre países (M€)	47.103	
Procedente de la energía producida por el parque (M€)	-	
Ingresos por el flujo de energía del país A al país B (M€)	2.564	
Procedente del traspaso de energía entre países (M€)	2.564	
Procedente de la energía producida por el parque (M€)	-	

En este *Caso 4.4.a* se observa de manera muy clara el doble juego al que está sometida la optimización del sistema eléctrico en todo momento. La inversión inicial supone un desembolso total de 610.063 M€, 168.364 M€ más que para el *Caso 4.3.a* lo que representa una cifra para nada desdeñable. Sin embargo, los ingresos generados anualmente en ese *Caso 4.4.a* pasan de 17.288 M€ a los 49.667 M€ lo que establece un aumento de los mismos del 187.3 %.

4.2.5.2 Caso 4.4.b

En este *Caso 4.4.b* se ha querido conocer las características tanto técnicas como económicas que resultan de la optimización del sistema añadiendo al *Caso 4.4.a* un parque eólico marino de 250 MW de potencia máxima nominal.

El tiempo de ejecución de este *Caso 4.4.b* ha sido de 4162.7 s considerando 3000 escenarios posibles, además para que nivel de potencia ensayada el algoritmo analizó las 300 configuraciones posibles en busca de la mejor combinación. Las principales características técnicas se encuentran en la Tabla 20 donde se puede observar la potencia máxima de cada tramo ha aumentado con respecto al *Caso 4.4.a*.

Tabla 20. Principales características técnicas de la configuración óptima obtenida para el Caso 4.4.b

	Tramo A	Tramo B
Longitud de la línea (km)	40	160
Tecnología empleada	HVAC	HVDC
Nº de conductores	4	1
Sección del conductor (mm^2)	800	1400
Nº de convertidores	-	2
Potencia nominal del convertidor	-	573.9
Nivel de tensión (kV)	220	300
Numero de transformadores offshore	2	-
Potencia nominal transformador offshore (MVA)	630	-
Número de transformadores onshore	2	-
Potencia nominal transformador onshore (MVA)	630	-
Potencia nominal del sistema (MW)	1260	1147.8
Tipo de compensación	En ambos extremos	-

Si comparamos este *Caso 4.4.b* con el *Caso 4.4.a* en el que no hay aportación de energía por parque de parque eólico alguno, se observa que en este *Caso 4.4.b* el tramo A es de 1260 MW mientras que antes era de 1077 MW. Esta es la influencia directa del parque sobre el sistema eléctrico. Es decir, la incorporación del parque ha hecho que la dimensión del tramo A necesite ser mayor para ser capaz de transportar más energía, la que proviene del país más la generada por el parque de potencia nominal 250 MW. El tramo B también tiene una dimensión mayor, sin embargo ésta está más relacionada con la dimensión que ha alcanzado el tramo A, que con la influencia del parque eólico sobre este último. Esta situación se debe a que como se ha comentado en varias ocasiones el mercado de la electricidad del país A tiene un valor medio mayor que la media de precios del país B, haciendo que la balanza de flujo se incline fundamentalmente hacia el país A. Este sentido de flujo se suele dar entre un 70 y 80 % del tiempo, luego es lógico el comportamiento que sigue el sistema aumentando la potencia nominal de este tramo A.

La tasa de acceso que maximiza este *Caso 4.4.b* es de 0.0736 €/ (MWh·km) valor muy próximo al presentado como óptimo en el ensayo de sensibilidades, aunque el ensayo de sensibilidades fue realizado con otra configuración del sistema. Este valor de la tarifa de acceso es algo mayor que en el caso anterior, *Caso 4.4.a*, esto se debe a la influencia del parque sobre la rentabilidad del proyecto.

La rentabilidad económica global del sistema es de 430.324 M€ cantidad que supera en 357.936 M€ a la rentabilidad obtenida en el *Caso 4.3.b*. Diferencia bastante llamativa

pero totalmente lógica pues en el *Caso 4.3.b* el valor de la tarifa de acceso era tan alta, 0.14 €/ (MWh·km), que limitaba en demasía el transporte de energía. Sin embargo con esta nueva tarifa las tomas de decisiones son más relajadas permitiendo un flujo mayor de energía, y por consecuencia una mejor relación tarifa de ingresos frente a rentabilidad.

Tabla 21. Principales resultados económicos correspondientes a las configuración óptima obtenida para el *Caso 4.4.b*

	Tramo A	Tramo B
VAN (M€)	430.324	
Inversión total (M€)	231.306	415.495
Coste de la subestación en el mar (M€)	89.056	137.947
Coste de la subestación en tierra (M€)	13.931	115.147
Coste de adquisición de cables (M€)	82.080	82.144
Coste de instalación de los cables (M€)	38.304	80.256
Coste de las unidades de compensación (M€)	7.936	-
Ingresos por el flujo de energía del país B al país A (M€)	48.872	
Procedente del traspaso de energía entre países (M€)	45.499	
Procedente de la energía producida por el parque (M€)	3.373	
Ingresos por el flujo de energía del país A al país B (M€)	5.548	
Procedente del traspaso de energía entre países (M€)	2.428	
Procedente de la energía producida por el parque (M€)	3.120	

En la Tabla 21 se muestran los principales datos económicos de este *Caso 4.4.b* donde lógicamente este aumento de la potencia nominal de ambos tramos se ve reflejada en una mayor inversión. Pero este aumento de la inversión inicial no es comparable con las cifras arrojadas por los ingresos anuales en estas nuevas condiciones. Recuérdese que en el *Caso 4.3.b* los ingresos anuales suponían 27.043 M€ para una inversión inicial de 462.871 M€, mientras que en esta nueva situación los ingresos anuales reportan un total de 54.420 M€, que es algo más del doble que en el *Caso 4.3.b*. Mientras que la inversión solo ha crecido hasta los 646.801 M€, es decir, un aumento de la inversión del 39.7 % suponen con una tarifa óptima de 0.0736 €/ (MWh·km) un incremento de los ingresos anuales del 101.2 %.

En la Figura 37 y Figura 38 se muestra la distribución de cargas en ambos tramos del sistema y las aportaciones del parque eólico y los países, a la potencia nominal de cada tramo en función del sentido de circulación del flujo eléctrico.

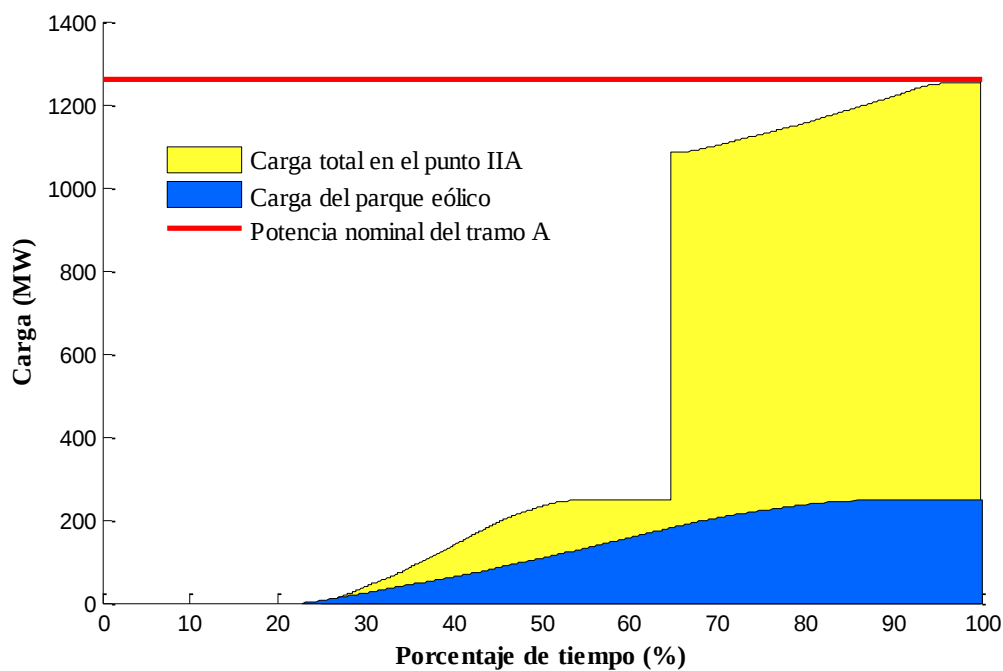


Figura 37. Aportaciones de potencia al tramo A en el sentido de flujo del país B al A, para el Caso 4.4.b

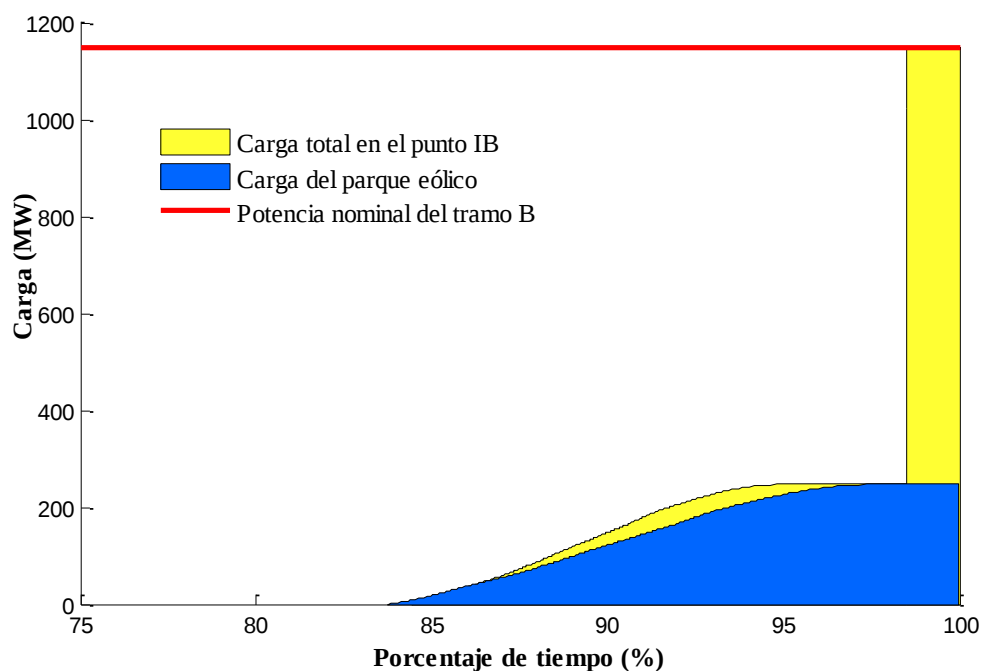


Figura 38. Aportaciones de potencia al tramo B en el sentido de flujo del país A al B, para el Caso 4.4.b

La Figura 37 representa el nivel de carga en el punto de IIA del tramo A, punto de conecta la salida del parque con la línea que conecta al país A, que es donde se realiza el ajuste para saturar la capacidad de carga de la línea y aumentar la rentabilidad de esta.

Se observa que durante algo de un 30 % del tiempo se produce el flujo de energía de ambas aportaciones, parque y país B, lo cual indica que se está haciendo un buen aprovechamiento de la misma.

En la Figura 38 se muestran las aportaciones de carga en el sentido de flujo inverso al mostrado en la Figura 37 en el punto IB, punto de conexión entre parque y línea B. Se observa que en esta ocasión el flujo de energía procedente del país A es posible en contraposición a lo ocurrido en el *Caso 4.3.b* donde el valor de la tarifa de acceso era tan alto que prácticamente no se permitía este aporte de energía en este sentido de flujo.

4.2.6 Caso 4.5. Optimización de todas las variables

En este *Caso 4.5* se ha querido analizar el comportamiento del sistema eléctrico de transmisión bajo la optimización conjunta pero independiente de todas las variables que intervienen en la optimización del problema de forma directa.

Las cuatro variables a optimizar son las potencias nominales de cada uno de los dos tramos de línea eléctrica que componen el sistema y las dos tarifas de acceso asociadas al sentido de flujo de la energía.

Como en los casos anteriores los resultados mostrados son consecuencia del análisis de 300 configuraciones posibles para cada nivel de potencia nominal ensayado, y para un número de 3000 escenarios posibles que conformen un escenario representativo de las variables aleatorias que se presentan en este problema.

4.2.6.1 Caso 4.5.a

Este *Caso 4.5.a* se corresponde con la situación en la que no existe aportación de carga por parte de parque eólico alguno. La distribución del sistema es bastante simple compuesto por dos líneas eléctricas de 40 km para el tramo A y 160 km para el tramo B, croquis que es igual al presentado en la Figura 31 para el *Caso 4.3.a*.

El tiempo de ejecución de este *Caso 4.5.a* ha sido de 2833.1 s en los que los principales resultados técnicos del sistema arrojados por el algoritmo se muestran en la Tabla 22.

La combinación de potencias nominales de ambos tramos de línea, 1077 MW para el tramo A y 1128 MW para el tramo B, valores muy cercanos a los presentados en el *Caso 4.4.a* donde la optimización del problema se realizaba teniendo en cuenta una única tarifa de acceso para ambos sentidos de flujo. Luego la distinción entre dos tarifas, una para cada sentido de flujo, no parece afectar al menos a las características técnicas del sistema para este *Caso 4.5.a*.

Tabla 22. Principales características técnicas de la configuración óptima obtenida para el Caso 4.5.a

	Tramo A	Tramo B
Longitud de la línea (km)	40	160
Tecnología empleada	HVAC	HVDC
Nº de conductores	3	1
Sección del conductor (mm^2)	1000	1400
Nº de convertidores	-	3
Potencia nominal del convertidor	-	376
Nivel de tensión (kV)	220	300
Numero de transformadores offshore	2	-
Potencia nominal transformador offshore (MVA)	630	-
Número de transformadores onshore	1	-
Potencia nominal transformador onshore (MVA)	1100	-
Potencia nominal del sistema (MW)	1077	1128
Tipo de compensación	En ambos extremos	-

Los valores de las tarifas de acceso para el sentido circulación del flujo de energía desde el país B hasta el país A y viceversa son respectivamente 0.0663 y 0.0409 €/ (MWh·km). Con estos resultados y los datos técnicos mencionados anteriormente, las principales características económicas del proyecto se presentan en la Tabla 23. La rentabilidad total del sistema es de 381.909 M€, lo que hace el proyecto rentable y supone una mejora de la rentabilidad de 8.937 M€ con respecto al Caso 4.4.a. Esta diferencia se debe principalmente a la energía transportada hacia el país B.

La tarifa de acceso $T_{Ac,PA \rightarrow PB}$, igual a 0.0409 €/ (MWh·km), posee un valor ligeramente menor a los 0.0663 €/ (MWh·km) presentados cuando solo existe una única tarifa de acceso. Esta bajada de $T_{Ac,PA \rightarrow PB}$ supone una relajación de la toma de decisiones en este sentido de flujo, permitiéndose por tanto el transporte de una mayor cantidad de energía que mejora los ingresos obtenidos. Véase que en este Caso 4.5.a los ingresos anuales en este sentido de flujo se fijan en 3.248 M€ por los 2.564 M€ del Caso 4.4.a, lo que supone un aumento relativo del 26.67 %.

Tabla 23. Principales resultados económicos correspondientes a las configuración óptima obtenida para el Caso 4.5.a

	Tramo A	Tramo B
VAN (M€)	381.909	
Inversión total (M€)	194.568	411.522
Coste de la subestación en el mar (M€)	83.006	135.961
Coste de la subestación en tierra (M€)	10.686	113.161
Coste de adquisición de cables (M€)	62.928	82.144
Coste de instalación de los cables (M€)	31.464	80.256
Coste de las unidades de compensación (M€)	6.484	-
Ingresos por el flujo de energía del país B al país A (M€)	46.670	
Procedente del traspaso de energía entre países (M€)	46.670	
Procedente de la energía producida por el parque (M€)	-	
Ingresos por el flujo de energía del país A al país B (M€)	3.248	
Procedente del traspaso de energía entre países (M€)	3.248	
Procedente de la energía producida por el parque (M€)	-	

Como conclusión se puede afirmar que en la situación en la que el enlace eléctrico solo sirva para el trasiego de energía entre países, sin tener en cuenta la incorporación al sistema de parques eólicos marinos, la mejor solución viene dada por una optimización independiente de las tarifas de acceso en función del sentido de flujo.

4.2.6.2 Caso 4.5.b

En este *Caso 4.5.b* se tiene en cuenta, como viene siendo la nota habitual, la incorporación de un parque eólico marino de potencia máxima nominal de 250 MW. Su incorporación al sistema de transmisión se realiza como en los casos anteriores entre los tramos A y B del sistema. Situándose por tanto a 40 km del país A y a 160 km del país B.

El tiempo de ejecución del algoritmo ha sido de 4128.2 s. donde las principales características técnicas de cada tramo del sistema de transmisión se muestran en la Tabla 24.

La potencia nominal del tramo A es de 1260 MW siendo del orden de 100 MW mayor que la potencia nominal del tramo B que es de 1147.8 MW. Estos resultados son los mismos que proporciona el programa para el *Caso 4.4.b* por lo que no merece mención especial las características técnicas bajo estas nuevas condiciones de optimización.

Tabla 24. Principales características técnicas de la configuración óptima obtenida para el Caso 4.5.b

	Tramo A	Tramo B
Longitud de la línea (km)	40	160
Tecnología empleada	HVAC	HVDC
Nº de conductores	4	1
Sección del conductor (mm^2)	800	1400
Nº de convertidores	-	2
Potencia nominal del convertidor	-	573.9
Nivel de tensión (kV)	220	300
Numero de transformadores offshore	2	-
Potencia nominal transformador offshore (MVA)	630	-
Número de transformadores onshore	2	-
Potencia nominal transformador onshore (MVA)	630	-
Potencia nominal del sistema (MW)	1260	1147.8
Tipo de compensación	En ambos extremos	-

Centrándonos en los resultados económicos arrojados en esta simulación los valores alcanzados por las tarifas de acceso son $T_{Ac,PB \rightarrow PA} = 0.0671$ €/ (MWh·km) y $T_{Ac,PA \rightarrow PB} = 0.2282$ €/ (MWh·km). Donde llama especialmente la atención el elevado valor de $T_{E,PA \rightarrow PB}$, el cual provoca que prácticamente no exista circulación de energía procedente del país A en este sentido de flujo y por consiguiente que la casi totalidad de energía que circule en este sentido provenga del parque eólico. Esto se debe a que este valor de la tarifa, 0.2282 €/ (MWh·km), es tan sumamente alto que estrangula el flujo de energía procedente del país A. Esta circunstancia en la que se permite el flujo de energía desde el parque pero no desde el país se debe a que la toma de decisiones por parte de la energía del parque es más relajada que la que regula el flujo energía entre países. A continuación se muestran a modo de recordatorio las ecuaciones que regulan la toma de decisiones en ambos casos. En primer lugar para el flujo de energía entre países, ecuaciones (17) y (18):

$$Precio_{PA,h} \cdot E_{PB,h} > Precio_{PB,h} \cdot E_{PB,h} + C \cdot Perd_{PB \rightarrow PA,h} + C \cdot Tar_{Ac,PB \rightarrow PA}$$

$$Precio_{PB,h} \cdot E_{PA,h} > Precio_{PA,h} \cdot E_{PA,h} + C \cdot Perd_{PA \rightarrow PB,h} + C \cdot Tar_{Ac,PA \rightarrow PB}$$

Bajo estas condiciones puede que sea más favorable el flujo en una dirección, en otra o que no se den las condiciones para transportar energía. Esta última situación es la que se favorece con una tarifa tan elevada, cuando la relación de precios de los mercados se ve favorecida en el sentido de flujo del país A al país B, la tarifa que ha sido asociada a este sentido de circulación hace casi imposible que se dé una situación favorable.

Sin embargo la toma de decisiones para el parque (ecuaciones (25), (26), (31) y (32)) es más relajada puesto que no se le asigna un valor al MWh generado por el parque. Esto como ya se ha dicho en varias ocasiones se debe a que una vez realizada la inversión por parte del propietario del parque eólico, su única forma de aumentar sus ingresos es mediante la venta de energía la mayor cantidad de tiempo posible. Puesto que una vez realizada la inversión no se precisa desembolso por la materia prima, el precio asociado al MWh generado por el parque se puede estimar en 0 €/MWh, y siempre interesará vender mientras que los costes asociados al peaje y a las pérdidas eléctricas no superan los valores marcados por el mercado.

$$E_{\text{parque} \rightarrow \text{PA},h} \cdot \text{Precio}_{\text{PA},h} - C \cdot \text{Perd}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA},h} - \\ - C \cdot \text{Tar}_{\text{Ac,parque} \rightarrow \text{PA},h} = \text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA}}$$

$$E_{\text{parque} \rightarrow \text{PB},h} \cdot \text{Precio}_{\text{PB},h} - C \cdot \text{Perd}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB},h} - \\ - C \cdot \text{Tar}_{\text{Ac,parque} \rightarrow \text{PB},h} = \text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB}}$$

$$\text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA}} > \text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB}}$$

$$\text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB}} > \text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA}}$$

Si las rentabilidades resultan ser positivas el sentido de flujo seleccionado será el que aporte un mayor beneficio. Es por este motivo por lo que el algoritmo encuentra como optimo este valor de 0.2282 €/(MWh·km), porque reporta mayor beneficio aplicar una tarifa elevada aunque solo se recojan beneficios de la circulación de energía del parque que mantener una tarifa baja que favorezca la cantidad de energía transportada.

En la Tabla 25 se muestran los principales resultados económicos en los que aparecen los ingresos asociados a la circulación de energía en la dirección del país A al país B. Los ingresos anuales en este sentido de flujo para este *Caso 4.5.b* son de 8.153 M€ de los que 8.084 M€ provienen de la energía del parque. Que se ajusta a las condiciones comentadas anteriormente.

La rentabilidad total del proyecto bajo estas condiciones es de 480.548 M€, cantidad que supera en 50.224 M€ al *Caso 4.4.b* en la que el sistema se analizaba bajo las mismas condiciones pero con un mismo valor de la tarifa de acceso para ambos sentidos de flujo.

Tabla 25. Principales resultados económicos correspondientes a la configuración óptima obtenida para el Caso 4.5.b

	Tramo A	Tramo B
VAN (M€)	480.548	
Inversión total (M€)	231.306	415.495
Coste de la subestación en el mar (M€)	89.056	137.947
Coste de la subestación en tierra (M€)	13.931	115.147
Coste de adquisición de cables (M€)	82.080	82.144
Coste de instalación de los cables (M€)	38.304	80.256
Coste de las unidades de compensación (M€)	7.936	-
Ingresos por el flujo de energía del país B al país A (M€)	48.805	
Procedente del traspaso de energía entre países (M€)	45.745	
Procedente de la energía producida por el parque (M€)	3.059	
Ingresos por el flujo de energía del país A al país B (M€)	8.153	
Procedente del traspaso de energía entre países (M€)	0.069	
Procedente de la energía producida por el parque (M€)	8.084	

En la Figura 39 y Figura 40 se muestran los perfiles de carga para ambos sentidos de circulación. En los que se ve de manera directa la clara influencia de la tarifa sobre el nivel de carga en los puntos IIA y IB, puntos en los que el programa pretende ajustar el máximo nivel de carga.

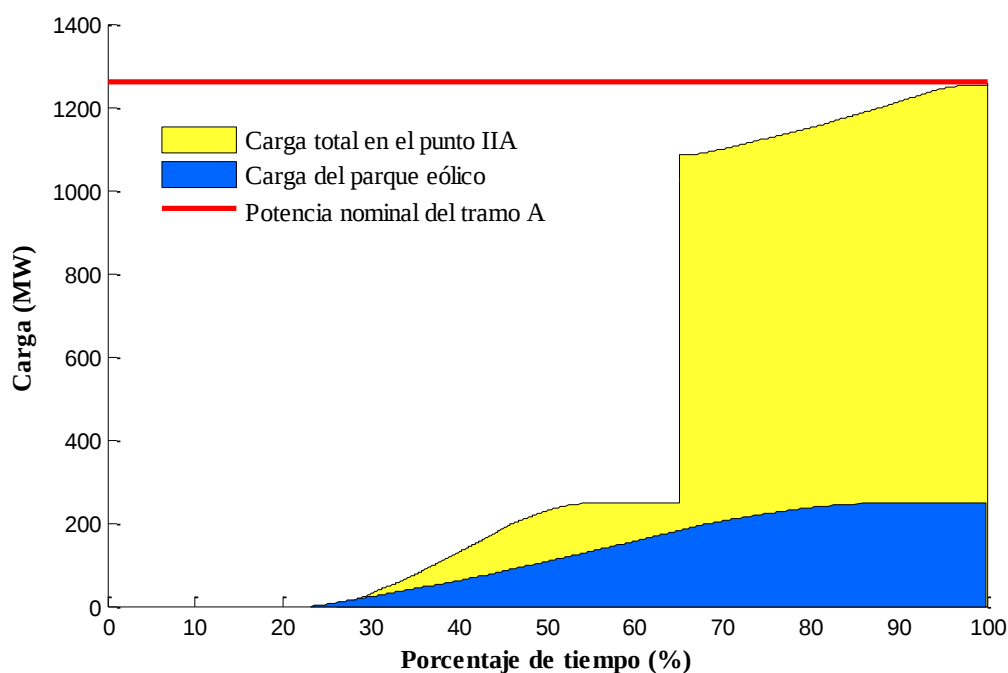


Figura 39. Aportaciones de potencia al tramo A en el sentido de flujo del país B al A, para el Caso 4.5.b

Es el segundo gráfico, Figura 40, se observa que la ocupación en tiempo de la línea B en el sentido de flujo del país A al país B esta entre el 15 y el 20 % que es de un orden similar al obtenidos en los otros casos. Sin embargo la ocupación de carga es inferior al 25 % puesto que prácticamente la única energía transportada es la procedente del parque eólico y este tiene una potencia nominal de 250 MW.

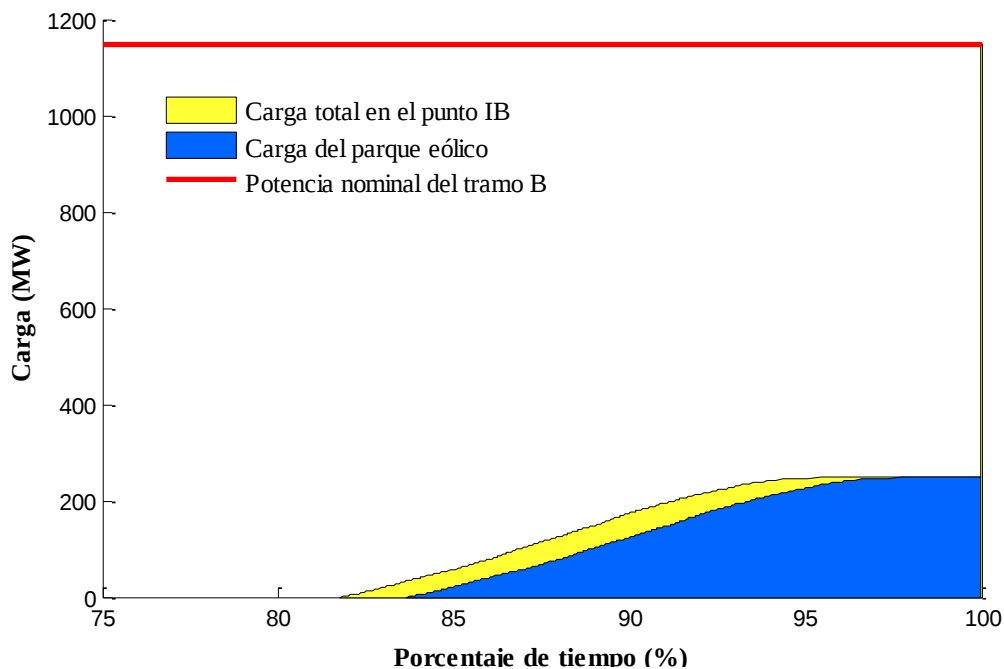


Figura 40. Aportaciones de potencia al tramo B en el sentido de flujo del país A al B, para el *Caso 4.5.b*

Se puede desprender tras el análisis de este *Caso 4.5.b* es que los valores óptimos arrojados pueden no ser satisfactorios en la realidad. Dado que el valor que alcanza $T_{AC,PA \rightarrow PB} = 0.2282 \text{ €/}(MWh \cdot km)$ es tan sumamente alto que podría hacer replantearse al propietario del parque eólico si le es más rentable invertir en un enlace tradicional parque eólico-país. Situación que precisamente es la que se ha pretendido abandonar con este modelo de transmisión eléctrica.

Cabe destacar que la solución matemática obtenida es completamente lógica. Sin embargo, la conveniencia o no de esta solución desde un punto de vista global teniendo en cuenta todos los agentes involucrados, requeriría de un análisis más profundo que está fuera del alcance del presente proyecto. En cualquier caso, desde el punto de vista de la herramienta propuesta en este trabajo, esta situación sería fácilmente abordable mediante la consideración del valor apropiado de una tasa de acceso máxima.

