

Metodología

3.1 Evaluación económica del proyecto

Las soluciones óptimas presentadas en este proyecto son obtenidas a través del análisis del valor actual neto, VAN, de la instalación durante su ciclo de vida.

El valor actual neto consiste en actualizar a valor presente los flujos de caja futuros que va a generar el proyecto, descontados a un cierto tipo de interés y compararlo con el importe inicial de la inversión. Su cálculo viene dado por la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

Donde I_0 es la inversión inicial, CF_t son los flujos de caja por año, i el tipo de interés y t el número de años en los que se establece la vida útil del proyecto.

Cálculo de los ingresos anuales

El flujo de caja de cada año se obtendrá a partir de la retribución de la actividad del transporte de energía eléctrica. Dicha retribución viene generada por un peaje o tarifa de acceso asociada a la cantidad de energía transportada y a la distancia de transporte entre la fuente y el país destino.

Esta tasa o tarifa de acceso es el único medio de generar ingresos en el proyecto. Su valor está compuesto de dos partes, una parte que podríamos considerar fija y otra parte variable que es función de la rentabilidad óptima del proyecto.

Como se indica en el Real Decreto 325/2008 [23], la retribución a la actividad del transportada estará compuesta por una parte proporcional al desembolso inicial y otra parte, en este caso variable, que recogerá los gastos asociados al mantenimiento del sistema y a la retribución directa del operador del sistema. Es por esta razón por la que el valor de la tarifa de acceso aquí adoptada podría dividirse en las siguientes dos partes:

- Parte fija. Sería proporcional al desembolso inicial en el que se incurre por la instalación del sistema eléctrico de transmisión, dividido por el número de años que se prevé que la instalación esté en funcionamiento y por la máxima

capacidad de transmisión de energía por hora del sistema. De esta forma el valor de esta parte fija viene marcado en €/MWh·km.

- Parte variable. Vendría expresada en los mismos términos que la parte fija, €/MWh·km, y permitirá tanto la posibilidad de hacer frente al mantenimiento del sistema como el enriquecimiento del operador del sistema.

Esta composición de la tarifa de acceso no ha sido considerada físicamente en el problema, debido a las limitaciones que presenta esta estructuración cuando se pretende analizar la conveniencia o no de implantar una red. Obligar en cierta manera al proyecto a recuperar la inversión además de una tarifa por el transporte, conduciría siempre a un proyecto rentable. Sin embargo dejaríamos de tener en cuenta los márgenes que deben tener las fuentes para el uso de esta red. Es por este motivo por el que se opta por una única tarifa que maximice la rentabilidad del proyecto y que permita en caso de no ser posible la rentabilidad del mismo ajustar la tarifa a las menores pérdidas.

Dado la posibilidad del sistema de actuar en dos direcciones de flujo energético dependiendo del precio de mercado del MWh, en la optimización de este problema se consideran dos tarifas de acceso una para cada sentido de circulación posible del flujo energético.

En las siguientes ecuaciones (2) y (3) se muestran la forma en la que se calculan los ingresos generados para un día normal de funcionamiento del sistema eléctrico en la que se consideran dos aportaciones diferentes de energía, la energía procedente de los países y la energía procedente del parque.

$$Ingresos_{países,d} = \sum_{i=1}^{24} (T_{Ac,PA \rightarrow PB} \cdot E_{PA,i} + T_{Ac,PB \rightarrow PA} \cdot E_{PB,i}) \cdot L_{Total} \quad (2)$$

$$Ingresos_{parque,d} = \sum_{i=1}^{24} T_{Ac,PA \rightarrow PB} \cdot E_{parque \rightarrow PB,i} \cdot L_{parque \rightarrow PB} + T_{Ac,PB \rightarrow PA} \cdot E_{parque \rightarrow PA,i} \cdot L_{parque \rightarrow PA} \quad (3)$$

Donde $T_{Ac,PA \rightarrow PB}$ y $T_{Ac,PB \rightarrow PA}$ representa la tarifa de acceso asociada a cada uno de los dos posibles sentidos de circulación del flujo energético, $E_{PA,i}$ y $E_{PB,i}$ la energía entregada por cada país y por hora en caso de que la toma de decisiones permita el flujo en ese sentido, $E_{parque \rightarrow PB,i}$ y $E_{parque \rightarrow PA,i}$ energía entregada por el parque eólico por hora y por cada sentido de circulación posible, L_{Total} longitud total del sistema de transmisión, $L_{parque \rightarrow PB}$ y $L_{parque \rightarrow PA}$ longitud parcial existente entre el parque eólico y los dos posibles sumideros de energía.

Se ha de resaltar que los ingresos generados por el transporte de energía son aplicados sobre la energía que inicialmente es entregada por el país origen o por el parque eólico. De forma que las pérdidas eléctricas generadas en el transporte adquieren gran importancia desde el punto de vista del propietario del parque eólico o por parte del país que está entregando la energía.

En dichos sumandos siempre existirá un término nulo y otro no nulo, dada la imposibilidad de circulación en ambos sentidos. Además para cada hora la dirección de flujo estará fijada por la tomada de decisiones que presenta el parque, esto se estudiará más adelante cuando veamos en detalle la toma de decisiones.

El flujo de caja de cada año se considera igual a los ingresos totales obtenidos por la retribución del transporte tal como se indica en la ecuación (4):

$$CF_t = \sum_{d=1}^{365} Ingresos_{países,d} + \sum_{d=1}^{365} Ingresos_{parque,d} \quad (4)$$

Cálculo de la inversión inicial

La inversión a tener en cuenta para el cálculo del VAN, viene definida por las posibles alternativas de diseño que se tomen para cada uno de los dos tramos de línea que componen el sistema eléctrico.

En principio la configuración técnica adoptada para cada uno de los tramos puede ser cualquiera de las 300 configuraciones posibles dadas por un nivel de potencia nominal y longitud de línea definidos. La configuración o tecnología empleada por tramos dependerá tanto de las condiciones entradas como de la cantidad de energía transportada según la evaluación del algoritmo en el proceso de optimización.

En este mismo capítulo, en el *Apartado 3.5* se explicará en detalle la obtención de la inversión total de cada tramo, en función de la configuración elegida.

3.2 Determinación del sentido de los flujos de potencia

El principal condicionante para el sentido de flujo de potencia son los precios de los mercados eléctricos. En la *Apartado 2.2*, donde se explicó el comportamiento que siguen estos precios, se vio que el valor medio del MWh del mercado británico era superior al valor medio del mercado noruego. Esta circunstancia hace que la tendencia por parte de los agentes que aportan la energía a la red, se vea inclinada hacia el sentido de flujo que apunta al mercado de Reino Unido. Sin embargo no siempre se da esta circunstancia, dependerá de los precios alcanzados en cada mercado para cada hora, de

la localización del parque que influye directamente sobre las pérdidas eléctricas generadas, entre otras.

En este apartado se explica la forma en la que actúa el algoritmo ante las distintas situaciones en las que se pueden dar por el transporte de energía asociados a cada una de las tres fuentes, los dos países y la planta eólica, y dos sumideros, Reino Unido y Noruega.

En el algoritmo se realizan dos tomas de decisiones por separado como las mostradas a continuación, dependiendo de la procedencia de la energía entregada. Pero antes de comenzar con la descripción de la toma de decisiones, hay que destacar dos aspectos fundamentales como son:

- La energía. Se debe diferenciar entre la energía entregada a la red en los puntos de generación y la que finalmente llega a cada mercado. El operador del sistema obtiene sus ingresos aplicando un peaje al transporte de la energía inicial, sin tener en cuenta las pérdidas eléctricas generadas por el transporte. Sin embargo desde la perspectiva de los propietarios de la energía producida, se deben tener en cuenta tanto la energía entregada inicialmente como la que realmente llega a los mercados. La energía que entreguen porque con ella se contabilizará el peaje que se debe asumir por el transporte y la energía que finalmente llega al destino porque esta será la que le reporte beneficios.
- El sentido de flujo o toma de decisiones del parque eólico es dominante frente a la tomada por los países. Esta situación se debe a que el algoritmo ha sido elaborado con la intención de priorizar la evacuación de energía producida por la planta, situación con la que se pretende crear una buena alternativa a los métodos de transporte usados a día de hoy por los parques offshore.

Por otra parte como se verá posteriormente en el *Capítulo 4*, el sistema de transporte eléctrico aquí estudiado puede ser rentable sin la incorporación de parques eólicos al sistema.

3.2.1 Toma de decisiones 1. Fuente de energía: países

En este primer punto se pretende explicar la toma de decisiones sobre la energía transportada entre países. Esta es de las dos tomas que se realizan la que posee un margen más estrecho. Circunstancia que se debe a que la energía entregada por un país no proviene directamente de un parque eólico u otra planta, sino que se debe comprar al precio que marque este mercado. Esta operación la realizará un agente externo y que nada tiene que ver con el operador del sistema, aunque si influye indirectamente sobre el operador del sistema pues sus ingresos se basan en el transporte de esta energía.

En la Figura 16 se ilustra de una forma sencilla el procedimiento seguido para desarrollar la toma de decisiones para el transporte de energía entre países. Los resultados expresado vienen en €/MWh, puesto que el gráfico está hecho para un MWh cualquiera que se entregue al comienzo de la red. Para realizar la toma de decisiones de manera fiel a la realizada en el algoritmo es necesario expresar cada uno de estas porciones en función solo del dinero. Para ello es necesario conocer la cantidad de energía que se puede inyectar a la red, las pérdidas eléctricas generadas en función de la cantidad transportada y las características técnicas de cada tramo, la energía que llegue finalmente al país destino, entre otros.

El cálculo de cada término de energía que se debe usar para la evaluación completa de la toma de decisiones se presenta a continuación a la misma vez que se va desarrollando la toma de decisiones. Esta se irá desarrollando operación más simple que se puede esperar y se irán añadiendo nuevas situaciones. De este modo se pretende alcanzar de una manera amena la toma de decisiones completa.

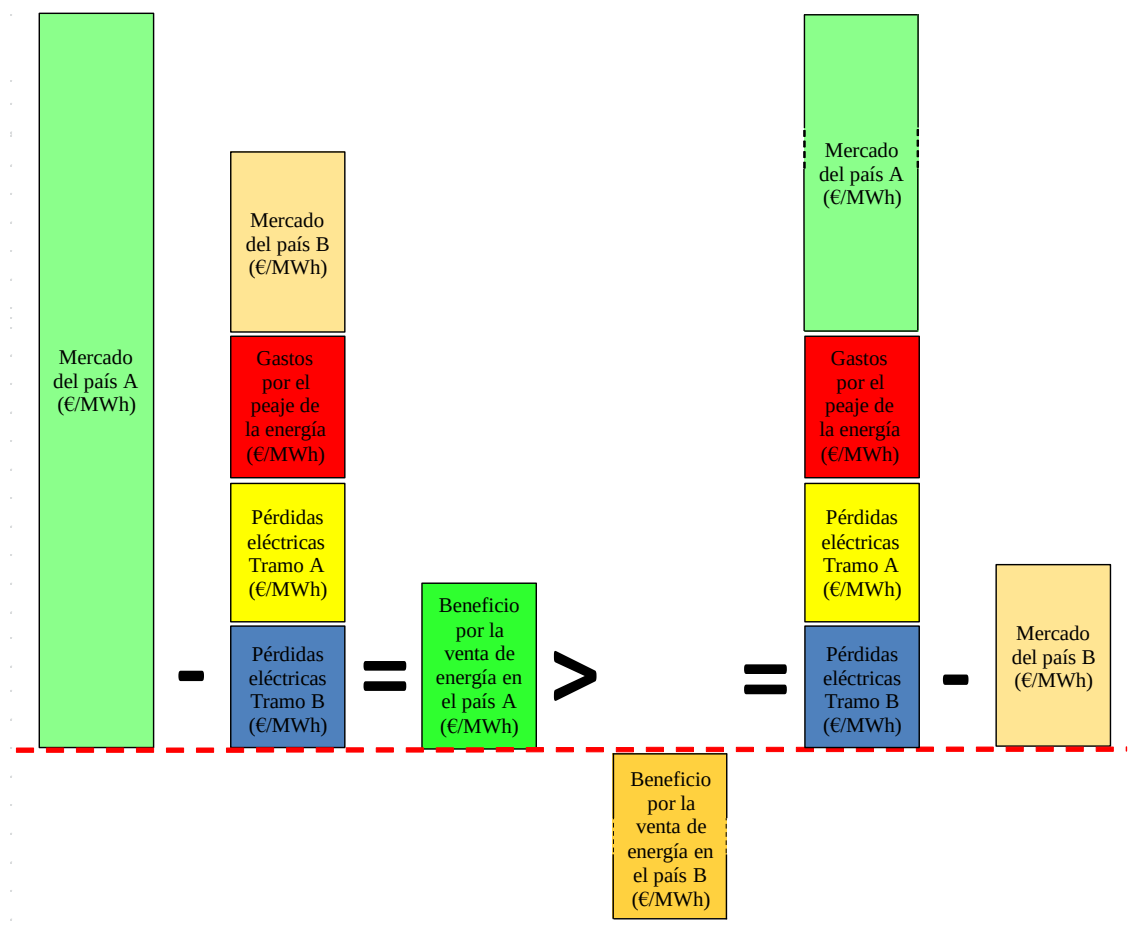


Figura 16. Esquema de la toma de decisiones para la energía entre países

Partiendo de la diferencia de precios de la energía, se puede hacer una primera diferenciación por país y hora. De forma que dependiendo de la hora, se establezca un flujo de energía en un sentido u en otro siempre buscando la mayor cantidad de ingresos posibles. Las ecuaciones (5) y (6) muestran tal circunstancia

$$\text{Precio}_{PA,i} > \text{Precio}_{PB,i} \quad (5)$$

$$\text{Precio}_{PA,i} \leq \text{Precio}_{PB,i} \quad (6)$$

Donde $\text{Precio}_{PA,i}$ representa el precio marcado por el mercado británico en €/MWh y $\text{Precio}_{PB,i}$ el precio marcado por el mercado noruego también en €/MWh.

Bajo estas condiciones siempre existirá flujo de energía en uno u otro sentido. Sin embargo esta situación dista bastante de la realidad. Para valorar realmente la posibilidad de enviar energía en uno u otro sentido hay que tener en cuenta la cantidad de energía transportada y las pérdidas eléctricas asociadas a este transporte. De esta forma las ecuaciones que regirían la toma de decisiones vendrían dadas por:

$$\text{Precio}_{PA,h} \cdot E_{PB,h}^f > \text{Precio}_{PB,h} \cdot E_{PB,h}^i \quad (7)$$

$$\text{Precio}_{PB,h} \cdot E_{PA,h}^f > \text{Precio}_{PA,h} \cdot E_{PA,h}^i \quad (8)$$

Donde $E_{PB,h}^i$ es la energía por hora que se entrega al sistema en el país B, $E_{PB,h}^f$ es la energía por hora que llega al final del sistema de transmisión procedente del país B, $E_{PA,h}^i$ es la energía por hora que se entrega al sistema en el país A, $E_{PA,h}^f$ es la energía por hora que llega al final del sistema de transmisión procedente del país A.

En la Figura 17 se muestran un esquema de la distribución del sistema en análisis en el que se marcan algunos puntos con el fin de facilitar la comprensión de las ideas aquí descritas. Los puntos IA y IIB son los considerados nudos fuente o nudos sumideros dependiendo del sentido del flujo energético que se esté tratando. Los puntos IIA y IB son esta ocasión, en la que no hay parque eólico marino conectado al sistema, conceptualmente iguales aunque físicamente cada uno se corresponde con un tramo de línea diferente.

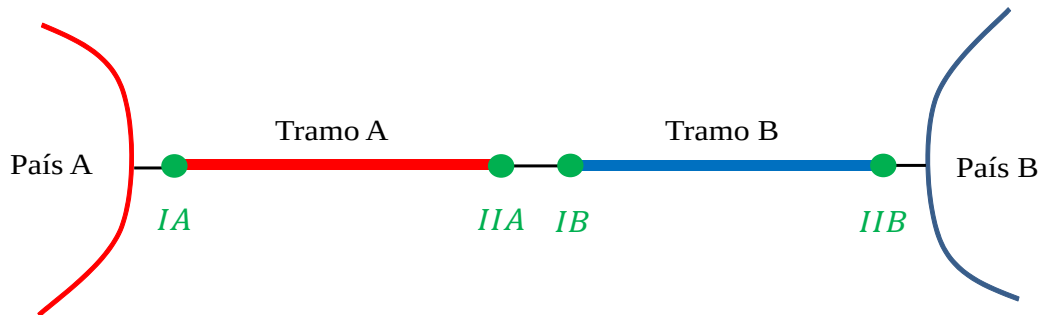


Figura 17. Esquema básico de la distribución del sistema eléctrico

El cálculo de las energías que finalmente llegan a los sumideros, IA y IIB, tras circular por todo sistema deben calcularse como la diferencia entre la energía entregada en los puntos iniciales de la red y las pérdidas eléctricas que se van generando en cada uno de los dos tramos que componen el sistema. Para el cálculo de las pérdidas eléctricas habrá que tener en cuenta aspectos tan relevantes como la carga u ocupación de la línea y la configuración de cada uno de los tramos que componen el sistema. El modo en el que se calculan estas pérdidas se muestra de manera detallada en un apartado posterior. De manera simplificada se muestra a continuación el cálculo esquemático de la energía finalmente entregada a cada país.

$$E_{PB,h}^f = E_{PB,h}^i - P_{electricas,PB \rightarrow PA}^{tramo A} - P_{electricas,PB \rightarrow PA}^{tramo B} \quad (9)$$

$$E_{PA,h}^f = E_{PA,h}^i - P_{electricas,PA \rightarrow PB}^{tramo A} - P_{electricas,PA \rightarrow PB}^{tramo B} \quad (10)$$

Donde $P_{electricas,PB \rightarrow PA}^{tramo A}$ y $P_{electricas,PB \rightarrow PA}^{tramo B}$ representan las pérdidas eléctricas asociadas a la cantidad de energía transportada desde el país A hasta el país B por los tramos de línea A y B. De la misma forma $P_{electricas,PA \rightarrow PB}^{tramo A}$ y $P_{electricas,PA \rightarrow PB}^{tramo B}$ representan las pérdidas eléctricas asociadas a la cantidad de energía transportada desde el país B hasta el país A por los tramos de línea A y B.

Despejando las ecuaciones (9) y (10) en las ecuaciones (7) y (8), puede presentarse el siguiente sistema de ecuaciones a modo de simplificar el número de variables.

$$\begin{aligned} Precio_{PA,h} \cdot E_{PB,h}^i &> Precio_{PB,h} \cdot E_{PB,h}^i + \\ &+ Precio_{PA,h} \cdot (P_{electricas,PB \rightarrow PA,h}^{tramo A} + P_{electricas,PB \rightarrow PA,h}^{tramo B}) \end{aligned} \quad (11)$$

$$\begin{aligned} Precio_{PB,h} \cdot E_{PA,h}^i &> Precio_{PA,h} \cdot E_{PA,h}^i + \\ &+ Precio_{PB,h} \cdot (P_{electricas,PA \rightarrow PB,h}^{tramo A} + P_{electricas,PA \rightarrow PB,h}^{tramo B}) \end{aligned} \quad (12)$$

Donde $E_{PA,h}^i$ y $E_{PB,h}^i$, se denominaran de aquí en adelante como $E_{PA,h}$ y $E_{PB,h}$ respectivamente. Además las pérdidas económicas en las que se incurren por las pérdidas eléctricas del sistema se expresaran como:

$$C.Perd_{PB \rightarrow PA,h} = Precio_{PA,h} \cdot (P_{electricas,PB \rightarrow PA,h}^{tramo A} + P_{electricas,PB \rightarrow PA,h}^{tramo B}) \quad (13)$$

$$C.Perd_{PA \rightarrow PB,h} = Precio_{PB,h} \cdot (P_{electricas,PA \rightarrow PB,h}^{tramo A} + P_{electricas,PA \rightarrow PB,h}^{tramo B}) \quad (14)$$

Así el sistema de ecuaciones queda como:

$$Precio_{PA,h} \cdot E_{PB,h} > Precio_{PB,h} \cdot E_{PB,h} + C.Perd_{PB \rightarrow PA,h} \quad (15)$$

$$Precio_{PB,h} \cdot E_{PA,h} > Precio_{PA,h} \cdot E_{PA,h} + C.Perd_{PA \rightarrow PB,h} \quad (16)$$

Una vez definidas las pérdidas eléctricas en el transporte de energía y el modo en el que se contabilizan hay que añadir un coste adicional. Este coste es el debido al peaje por el tránsito de energía y al cual deberá hacer frente una hipotética empresa que gestionase la compra/venta de energía entre países.

Este nuevo coste asociado al transporte de energía se calcula como la cantidad de energía transportada desde los puntos iniciales por la tarifa de acceso antes explicada. Así el sistema definitivo de ecuaciones que rige la toma de decisiones en el flujo de energía entre países, a falta de completar con la toma de decisiones por parte del parque eólico, es:

$$Precio_{PA,h} \cdot E_{PB,h} > Precio_{PB,h} \cdot E_{PB,h} + C.Perd_{PB \rightarrow PA,h} + C.Tar_{Ac,PB \rightarrow PA} \quad (17)$$

$$Precio_{PB,h} \cdot E_{PA,h} > Precio_{PA,h} \cdot E_{PA,h} + C.Perd_{PA \rightarrow PB,h} + C.Tar_{Ac,PA \rightarrow PB} \quad (18)$$

Donde $C.Tar_{Ac,PB \rightarrow PA}$ y $C.Tar_{Ac,PA \rightarrow PB}$ son los costes asociados a la tarifa de acceso por el transporte de energía entre ambos países y su cálculo es el siguiente:

$$C.Tar_{Ac,PB \rightarrow PA} = E_{PB,h} \cdot T_{Ac,PB \rightarrow PA} \cdot L_{PB \rightarrow PA} \quad (19)$$

$$C.Tar_{Ac,PA \rightarrow PB} = E_{PA,h} \cdot T_{Ac,PA \rightarrow PB} \cdot L_{PA \rightarrow PB} \quad (20)$$

3.2.2 Toma de decisiones 2. Fuente de energía: parque eólico marino

Si tenemos ahora en cuenta la conexión de un parque offshore en un punto intermedio al sistema eléctrico de transmisión se debe tener en cuenta que dicho parque depende exclusivamente de este sistema para el transporte de la energía producida. Por este motivo en la toma de decisiones se ha tomado como preferente el transporte de energía procedente del parque eólico de forma que la energía transmitida entre países no produzca perjuicio sobre el parque.

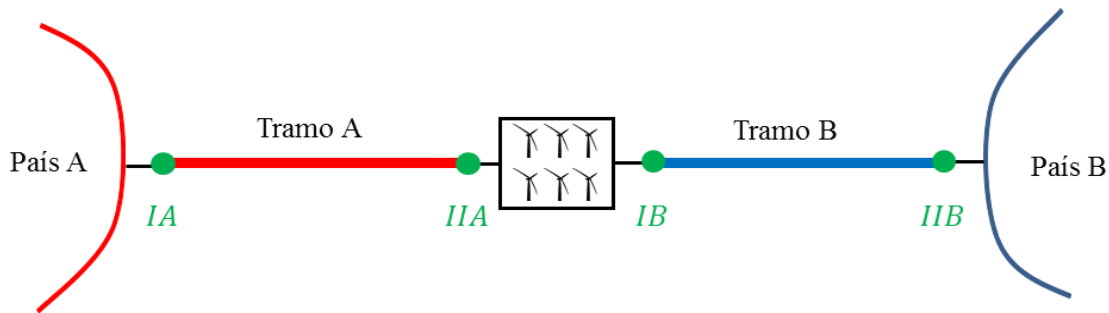


Figura 18. Esquema básico de la distribución del sistema eléctrico con conexión de parque eólico

En la Figura 18 se muestra la distribución del sistema cuando se incorpora un parque eólico offshore entre los tramos A y B que conforman el sistema.

Para conocer el sistema de ecuaciones que rigen la energía procedente del parque se debe antes analizar la situación en la que se encuentra el parque eólico. Además se deben examinar los dos puntos de vistas posibles, desde el lado del propietario del parque y desde el punto de vista del operador del sistema.

El propietario o entidad propietaria del parque, visto desde una forma muy general, realiza una inversión inicial para la implantación de dicho parque y posteriormente obtiene un beneficio por la venta de la energía generada. De una manera idílica en la que no existan costes asociados al mantenimiento, ni averías, etc. La generación de energía se realiza a coste cero y la mejor manera de conseguir un enriquecimiento es generando energía la mayor cantidad de horas posibles.

Desde el punto de vista del operador del sistema, la energía procedente del parque es una energía por la cual obtiene unos beneficios asociados al transporte. Además esta energía debe tener prioridad de flujo frente al transporte de energía procedente de los países. Pero no supone ninguna diferenciación eléctrica entre ambos aportes, y genera los mismos gastos de inversión por la construcción del sistema que puede generar el aporte de energía entre países.

Vistos los dos puntos de vistas se puede extraer para la elaboración de la toma de decisiones que el precio de partida del MWh generado por el parque puede considerarse a efectos prácticos con valor cero. Esto se debe a que por estrecho que sea el beneficio entre el precio de mercado y el coste real que supone la generación de un MWh, que en este estudio se desconoce, siempre será mejor que parar la generación de energía.

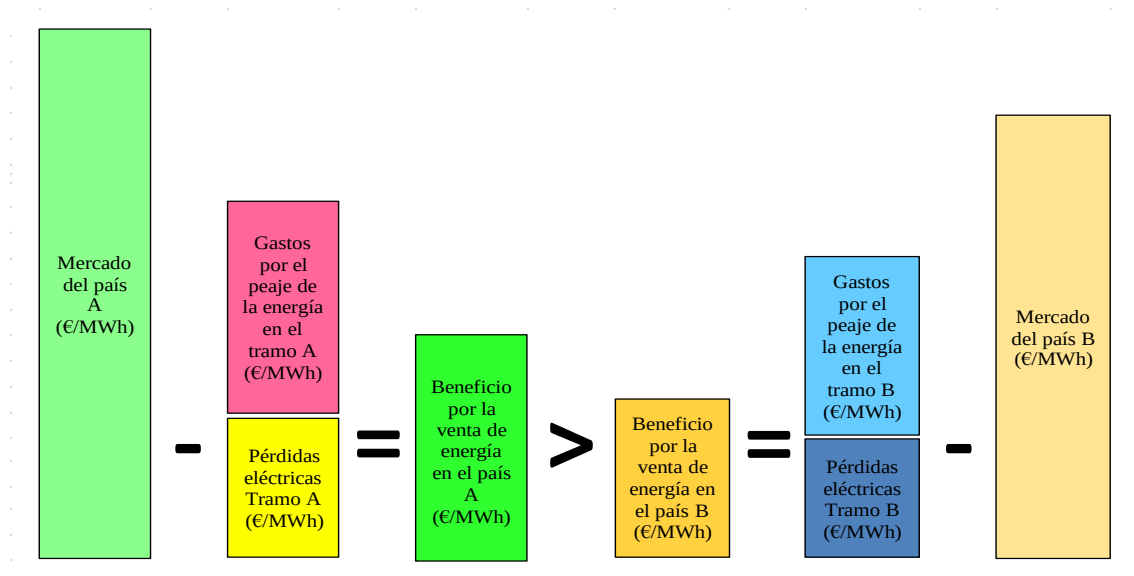


Figura 19. Esquema de la toma de decisiones para la energía generada por el parque

En la Figura 19 se muestra un esquema de la toma de decisiones realizada cuando solo existe aportación del parque eólico a la red. Al igual que ocurriera para la toma de decisiones para la energía entre países, cada cuadro representa el precio en €/MWh. La relación completa a utilizar debería ser despejando la energía que le corresponde a cada caja. Sin embargo este hecho no supone ninguna diferencia cualitativa por lo que se irán desarrollando las energías asociadas a cada caja a medida que se desarrolla también la toma de decisiones.

Por otra parte como se verá más adelante en este apartado, habrá horas en las que no interese la venta de energía. Pero antes de llegar a este punto, se presentan a continuación las ecuaciones que definen las energías en cada punto y sus pérdidas eléctricas.

$$E_{parque \rightarrow PA,h}^f = E_{parque \rightarrow PA,h}^i - P_{electricas,parque \rightarrow PA,h}^{tramo A} \quad (21)$$

$$E_{parque \rightarrow PB,h}^f = E_{parque \rightarrow PB,h}^i - P_{electricas,parque \rightarrow PB,h}^{tramo B} \quad (22)$$

Donde $E_{parque \rightarrow PB,h}^i$ es la energía en MWh que sale del parque por el punto IB y $E_{parque \rightarrow PB,h}^f$ es la energía final que se entrega al país B en el punto IIB, siendo $P_{electricas,parque \rightarrow PB,h}^{tramo B}$ las pérdidas eléctricas asociadas en este tramo B. Del mismo modo $E_{parque \rightarrow PA,h}^i$ es la energía en MWh que sale del parque por el punto IIA y $E_{parque \rightarrow PA,h}^f$ es la energía final que se entrega al país A en el punto IA, siendo $P_{electricas,parque \rightarrow PA,h}^{tramo A}$ las pérdidas eléctricas en el tramo A.

De esta forma las ecuaciones que rigen la toma de decisiones para esta situación se pueden expresar de una manera similar a la que se desarrolló para la toma de decisiones entre países.

$$(E_{parque \rightarrow PA,h}^i - P_{electricas,parque \rightarrow PA,h}^{tramo A}) \cdot Precio_{PA,h} = Rent_{parque \rightarrow PB} \quad (23)$$

$$(E_{parque \rightarrow PB,h}^i - P_{electricas,parque \rightarrow PB,h}^{tramo B}) \cdot Precio_{PB,h} = Rent_{parque \rightarrow PA} \quad (24)$$

Donde $Rent_{parque \rightarrow PB}$ y $Rent_{parque \rightarrow PA}$ hace referencia a la rentabilidad alcanzada en la hora “h” en el caso de que se tome como sentido de circulación del flujo de la energía en dirección al país B o al país A respectivamente.

A estas ecuaciones se les añade el peaje asociado al transporte y el cual genera los ingresos para el operador del sistema. Las tarifas asociadas a cada sentido de circulación posible son las mismas que las aplicadas en el caso de que la energía provenga de los países. Este hecho se debe a que el valor de la tarifa de acceso está definido por km, situación que hace que los ingresos estén ponderados. Con este nuevo elemento las ecuaciones que componen la toma de decisiones se pueden expresar como:

$$E_{\text{parque} \rightarrow \text{PA},h} \cdot \text{Precio}_{\text{PA},h} - C.\text{Perd}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA},h} - C.\text{Tar}_{\text{Ac,parque} \rightarrow \text{PA},h} = \text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA}} \quad (25)$$

$$E_{\text{parque} \rightarrow \text{PB},h} \cdot \text{Precio}_{\text{PB},h} - C.\text{Perd}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB},h} - C.\text{Tar}_{\text{Ac,parque} \rightarrow \text{PB},h} = \text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB}} \quad (26)$$

Donde $C.\text{Perd}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA},h}$ y $C.\text{Perd}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB},h}$ representan el coste de las pérdidas en los dos sentidos posibles de flujo desde el parque hasta los correspondientes países sumideros, y $C.\text{Tar}_{\text{Ac,parque} \rightarrow \text{PA}}$ y $C.\text{Tar}_{\text{Ac,parque} \rightarrow \text{PB}}$ representan los costes asociados a la tarifa de acceso en ambos sentidos de circulación del flujo energético. Además estos vienen definidos por:

$$C.\text{Perd}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA},h} = P_{\text{eléctricas,parque} \rightarrow \text{PA},h}^{\text{tramo A}} \cdot \text{Precio}_{\text{PA},h} \quad (27)$$

$$C.\text{Perd}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB},h} = P_{\text{eléctricas,parque} \rightarrow \text{PB},h}^{\text{tramo B}} \cdot \text{Precio}_{\text{PB},h} \quad (28)$$

$$C.\text{Tar}_{\text{Ac,parque} \rightarrow \text{PA},h} = E_{\text{parque} \rightarrow \text{PA},h} \cdot T_{\text{Ac,PB} \rightarrow \text{PA}} \cdot L_{\text{parque} \rightarrow \text{PA}} \quad (29)$$

$$C.\text{Tar}_{\text{Ac,parque} \rightarrow \text{PB},h} = E_{\text{parque} \rightarrow \text{PB},h} \cdot T_{\text{Ac,PA} \rightarrow \text{PB}} \cdot L_{\text{parque} \rightarrow \text{PB}} \quad (30)$$

Una vez definidas las ecuaciones que permiten conocer cuál de los dos sentidos de flujo energético por hora es más beneficioso desde el punto de vista de la entidad propietaria del parque eólico marino, se puede definir lo que realmente se considera la toma de decisiones para el flujo de energía del parque eólico.

$$\text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA}} > \text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB}} \quad (31)$$

$$\text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PB}} > \text{Rent}_{\text{parque} \rightarrow \text{PA}} \quad (32)$$

Al comienzo de este apartado se consideró que el parque eólico debía prestarse a la venta de energía bajo cualquier circunstancia. Sin embargo dadas las relaciones anteriores hay que resaltar que un valor muy elevado de las tarifas de acceso haría que la rentabilidad obtenida por la generación de energía fuese negativa. Esta situación solo se daría para situaciones de la tarifa tan elevadas que carecerían de un sentido real. Es por esta circunstancia por la que para la elaboración del algoritmo se han tenido en cuenta unos márgenes para el cobro de la tarifa de acceso que no provoquen la divergencia del problema.

Por otra parte a la toma de decisiones presentada para el transporte de energía entre países estaba incompleta y esto se debe a que el flujo energético por parte del parque es prioritario. Por este motivo para evitar contradicciones dentro del algoritmo, a la toma de decisiones presentada para la circulación entre países se le pasa a modo de filtro la matriz lógica generada bajo la toma de decisiones del parque. El resultado es que aparecerán más horas en las que el transporte entre países no será posible. Esta

circunstancia que a priori resulta difícil de imaginar, puede darse dependiendo del lugar donde se conecte el parque eólico al sistema eléctrico.

3.3 Fuentes de energía y distribución de cargas

3.3.1 Energía producida por el parque eólico y los países

Para conocer la cantidad de energía transmitida por hora y su dirección de flujo hay que tener en cuenta diversos aspectos como son las pérdidas eléctricas, la tarifa asociada, la inversión inicial del sistema, la producción de energía del parque eólico offshore y otros factores que interviene directamente en el problema.

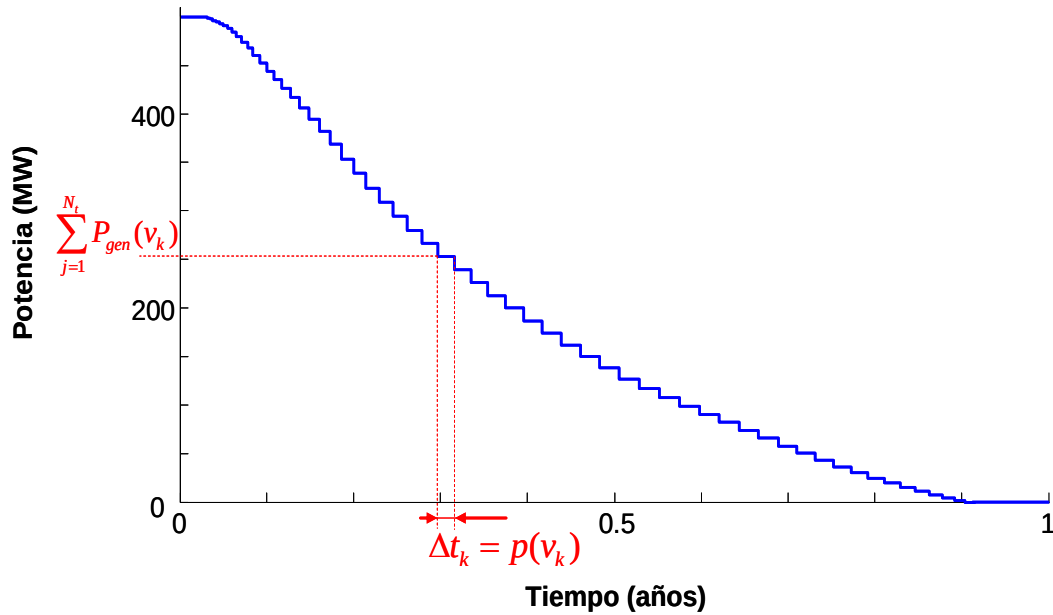


Figura 20. Curva de duración de un parque eólico en función de la velocidad del viento.

Previo al cálculo de la energía transmitida cabe hacer una pequeña mención al modo en el que se estima la energía producida por parte del parque eólico cuyo papel es fundamental en este problema. Para ello, se ha empleado un algoritmo derivado de la generación de escenarios y de la generación de alternativas de diseño. Teniendo en cuenta que una determinada velocidad de viento, v_k , tendrá una probabilidad de ocurrencia $p(v_k)$ calculada mediante la distribución de Weibull y que el valor de producción para dicha velocidad, v_k , se determina teniendo en cuenta la curva de potencia del aerogenerador $P_{gen}(v_k)$. De esta forma, tomando un periodo de tiempo, T , unitario (un año). El valor de potencia producida (para una velocidad de viento v_k) por un parque eólico compuesto por N_t turbinas será $\sum_{j=1}^{N_t} P_{gen}(v_k)$ y tendrá lugar durante un intervalo de tiempo igual a $p(v_k)$, como puede apreciarse en la Figura 20.

Con respecto a la energía producida por cada uno de los países que intervienen en el sistema, esta se considera idealmente infinita o al menos capaz de cubrir la demanda del sistema en cada momento.

3.3.2 Distribución de cargas en el sistema

El transporte de energía por el sistema está limitado por la potencia nominal de cada uno de los tramos de línea eléctrica que componen el sistema de transmisión.

Con el objetivo de maximizar los ingresos generados por el transporte de energía, el sistema está ajustado en dos puntos de control. En estos puntos se intenta conseguir que la carga total alcance el 100 %, de esta manera se pretende aprovechar al máximo la capacidad de transporte del sistema.

Estos dos puntos de control se sitúan en las dos posibles salidas del parque eólico, punto IIA y IB, que se muestran en el esquema de la Figura 18. Para obtener estos resultados es preciso conocer con anterioridad al ajuste la configuración técnica de cada línea eléctrica que compone el sistema, con el fin de poder hacer una estimación de las pérdidas eléctricas que se generaran por el transporte hasta este punto.

El modo en el que se ajusta el nivel de carga para una dirección de flujo cualquiera sin tener en cuenta la toma de decisiones que controla el sentido de circulación es el siguiente: teniendo en cuenta las características técnicas de cada posible configuración, posible configuración de diseño, de las líneas bajo estudio es posible determinar la potencia máxima que dicha línea puede transportar.

Se construye una matriz bidimensional con la energía generada por el parque eólico para cada hora y escenario, como la mostrada en la Tabla 2. Con el objetivo de facilitar las ideas aquí presentadas, los cálculos y restricciones mostrados a continuación se realizarán sobre un único elemento de la matriz.

Tabla 2. Matriz de energías producidas por el parque eólico

	$Escenario_1$	...	$Escenario_j$	...	$Escenario_m$
$Hora_1$	$Energía_{11}$	...	$Energía_{1j}$	...	$Energía_{1m}$
...	...	...	...	...	...
$Hora_i$	$Energía_{i1}$	...	$Energía_{ij}$	...	$Energía_{im}$
...	...	...	...	...	...
$Hora_n$	$Energía_{n1}$	...	$Energía_{nj}$	...	$Energía_{nm}$

A la potencia nominal del tramo por el que se pretende evacuar la energía del parque se le resta esta energía, conociéndose así la energía que debe llegar a este punto procedente del país que corresponda. Esto supone en el caso de que este permitido el flujo en el mismo sentido de energía por parte del parque y de los países, se alcanzará un nivel de

carga que rondará el 100 %. Hay que recordar que la potencia generada por el parque eólico no solo es diferente para cada hora, sino que es diferente para cada escenario generado. Puesto que esta es el objetivo de la generación de escenarios, poder analizar la mayor casuística posible para obtener unos resultados representativos del sistema real.

A partir de estos resultados se examina para cada una de las posibles configuraciones técnicas del sistema, la energía que debe entregarse por parte del país al principio de la red. Dado que por cada configuración se presentarán unas pérdidas eléctricas diferentes en función de los equipos que la compongan.

Todos estos cálculos deben de realizarse por duplicado, uno por cada sentido de circulación de flujo que marca la toma de decisiones.

En este ajuste pueden darse diversas circunstancias dependiendo de los parámetros del sistema y de las tomas de decisiones explicadas anteriormente, a continuación se comentan algunas de las situaciones más comunes que se pueden dar.

- No existe producción de energía eólica por condiciones desfavorables de viento en esa hora pero el flujo de energía entre países es rentable. Supóngase por simplicidad que el sentido de flujo es desde el país A hasta el país B, en cuyo caso se pretende alcanzar el máximo nivel de carga en el punto IA o IB dependiendo del tramo de menor potencia nominal y las pérdidas asociadas a cada tramo. Así si la potencia nominal del tramo A es menor a la potencia nominal del tramo B la energía máxima enviada desde el país A será igual a la potencia nominal de dicho tramo, sin embargo si la potencia nominal del tramo B es menor que la potencia nominal del tramo A pueden darse dos circunstancias, que la potencia transmitida desde el punto IA (considerando el límite de la potencia del tramo A) menos las pérdidas asociadas a este tramo sean menor que la potencia nominal del tramo B o que sean mayores. Si son menores la máxima energía enviada corresponderá al límite de la línea en el tramo A y si es mayor se considerará aquella potencia inyectada en el punto IA es aquella que hace que la potencia en el punto IB sea igual a la potencia nominal del tramo B. De manera análoga se comportará el sistema para el otro sentido posible de flujo.
- El parque eólico necesita evacuar una cantidad de energía producida en una hora determinada, pueden darse dos circunstancias que la toma de decisiones permita el flujo de energía entre países o que solo se permita el flujo de la energía procedente del parque. Considerando el hecho de mayor interés en el que intervienen tanto la energía procedente del parque como el flujo de energía entre países, pueden darse diversas circunstancias. La potencia nominal del tramo de línea por el que se debe evacuar la energía del parque sea menor o igual que la

potencia procedente del parque, en cuyo caso el flujo de energía entre países en esa hora es nulo. En caso contrario, es decir, en el caso de que la energía producida por el parque sea menor que el límite máximo marcado por el tramo correspondiente habrá que realizar una interpolación a modo de que este “hueco” de energía que se da en el punto IIA o IB dependiendo del sentido del flujo quede completo. Para ello se debe ajustar de modo que la energía mandada desde el país menos las pérdidas asociadas a esta energía en el primer tramo de la línea que ha de recorrer sea igual al “hueco” para que la ocupación de la línea en los puntos IIA o IB sea lo más cercana al 100 % de carga.

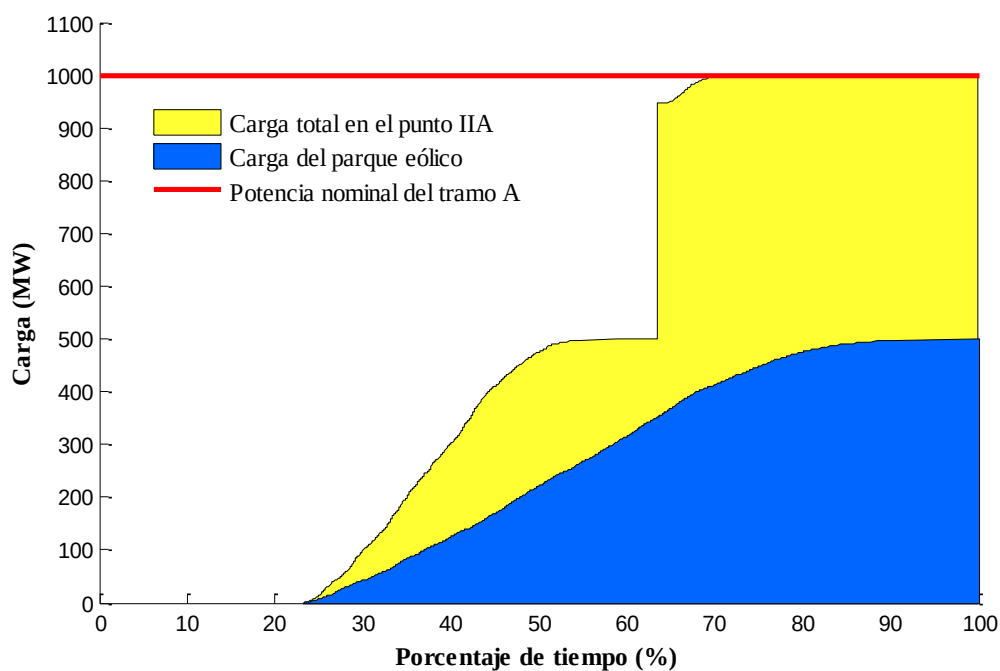


Figura 21. Aportaciones de carga al tramo A en el punto IIA para un caso particular

En ambos casos puede darse la circunstancia de que la energía transmitida entre países no se corresponde con ningún límite de la línea, sin embargo el nivel de carga alcanzado siempre será cercano al 100 % en al menos uno de los dos puntos de ajuste, dependiendo del sentido del flujo de potencia. En la Figura 21 y Figura 22 se muestran dos perfiles de carga diferentes para un caso no optimizado.

En la Figura 21 se observa que el porcentaje de utilización en el sentido de circulación del flujo desde el país B hasta el país A, se encuentra entre el 70 y el 80 %. En azul se representa la curva de carga de un parque eólico de potencia máxima nominal de 500 MW. En amarillo se presenta la suma de aportaciones de carga del parque y del país B. Llama especialmente la atención el escalon que se produce en la carga total, este hecho tiene que ver con la toma de decisiones antes comentada y la dominancia del sentido de

flujo impuesto por el parque. Si la toma de decisiones permite el flujo de energía desde el país, este intentará mandar la cantidad óptima de energía que unida a la aportada por el parque sature el nivel de carga en el punto IIA. Por el contrario puede darse la circunstancia de que se permite el flujo de energía del parque pero no se permita la intervención de energía por parte del país. En esta circunstancia el parque enviará energía pero no necesariamente tiene que coincidir con los menores niveles de carga generados. El nivel de carga del parque en cada hora es totalmente independiente del flujo de energía entre países, es por esta circunstancia por lo que la pendiente de la curva amarilla a la izquierda del escalon, que se corresponde con el flujo de energía del parque, tiene una pendiente más acusada.

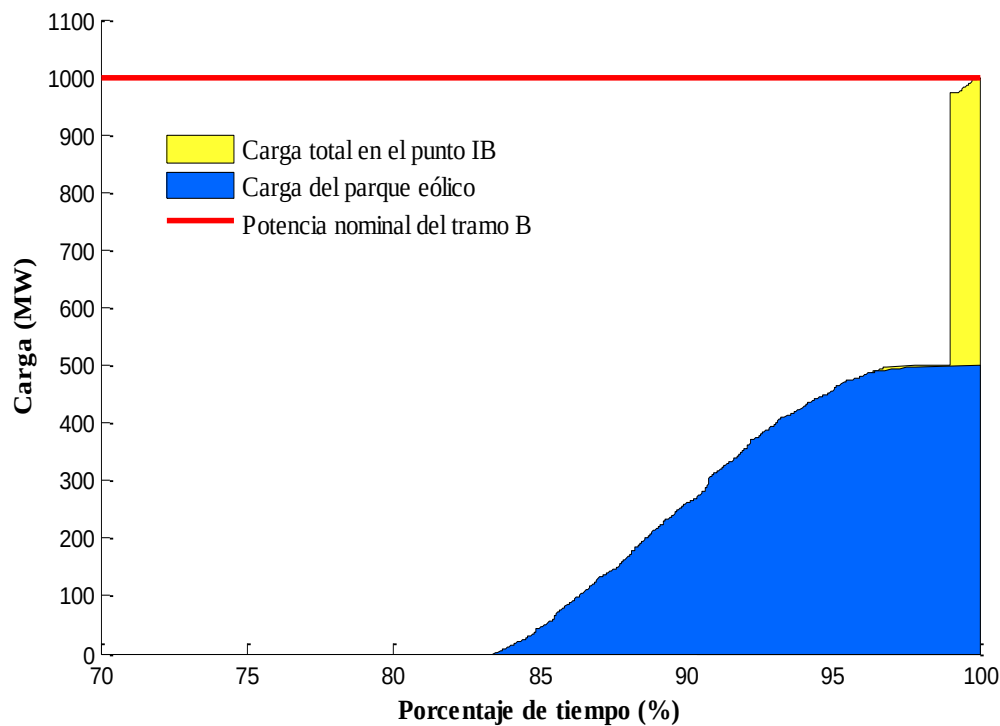


Figura 22. Aportaciones de carga al tramo B en el punto IB para un caso particular

En la Figura 22 se muestran el nivel de carga en el tramo B, para el sentido de circulación inverso al representado en la Figura 21. El porcentaje de tiempo en el que se da este sentido de circulación es inferior al 20 % y la mayor parte de carga procede del parque eólico. Esta desproporción de tiempo entre ambas gráficas se debe a unos mayores precios de la energía en el mercado del país A y al efecto de estos sobre la toma de decisiones.

3.4 Cálculo de las pérdidas eléctricas en el sistema de transmisión

3.4.1 Pérdidas eléctricas en el sistema de transmisión

Las pérdidas anuales en el sistema de transmisión pueden calcularse (dependiendo de la tecnología empleada) por medio de las siguientes expresiones:

- Si el sistema de transmisión es de corriente alterna (HVAC, por sus siglas en inglés), las pérdidas eléctricas, $EP_{electricas}$, corresponden a la suma de las pérdidas en los cables, EP_{CA_Cable} , transformadores EP_{Tr} y unidades de compensación EP_{UC} :

$$EP_{electricas} = \sum EP_{CA_Cable} + \sum EP_{Tr} + \sum EP_{UC} \quad (33)$$

- En el caso de que la tecnología empleada sea de corriente continua (HVDC-VSC), las pérdidas, $EP_{electricas}$, se calculan como la suma de las pérdidas en los cables, EP_{CC_Cable} , más las correspondientes a las estaciones convertidoras, EP_{EC} :

$$EP_{electricas} = \sum EP_{CC_Cable} + \sum EP_{EC} \quad (34)$$

El procedimiento para realizar el cálculo de las pérdidas eléctricas en cada uno de los componentes se detalla a continuación.

3.4.2 Pérdidas en sistemas de transmisión de corriente alterna (HVAC)

El cálculo de las pérdidas en los cables se realizará mediante el modelo desarrollado por Brakelmann [19]. Dicho modelo tiene en cuenta la distribución de corriente a lo largo del cable y su influencia sobre la temperatura.

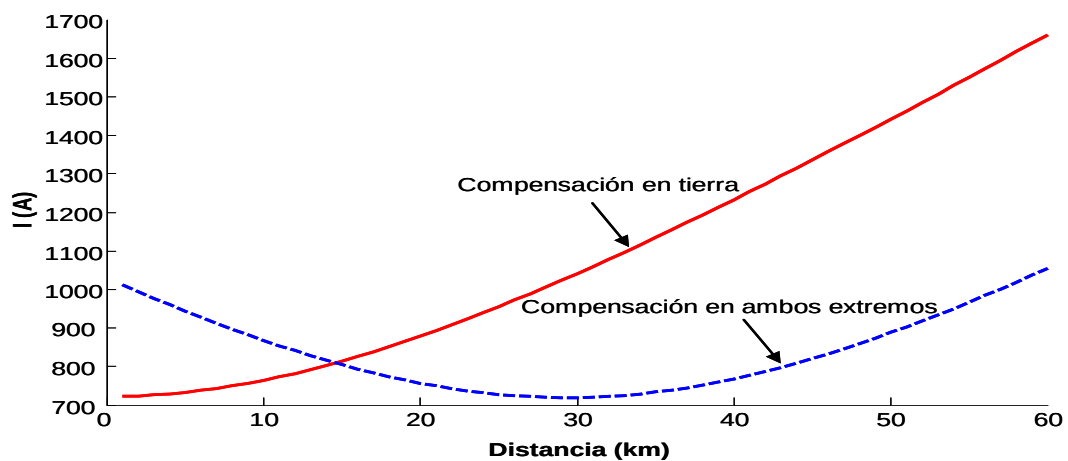


Figura 23. Corriente a lo largo del cable en función del tipo de compensación de reactiva ($P = 500$ MW, $V = 400$ kV, $S = 2000$ mm² y Distancia = 60km).

La distribución de corriente a lo largo del cable no es constante para una determinada potencia generada por el parque. En este caso, la variación de la corriente se debe al efecto capacitivo del cable y su consecuente generación de potencia reactiva. En la Figura 23 se muestra un ejemplo de la distribución de corriente a lo largo del cable en función del tipo de compensación de reactiva realizado (en tierra o en ambos extremos).

Para el cálculo de la distribución de corriente a lo largo del cable se resuelven las ecuaciones de la línea con parámetros distribuidos [20].

$$U(l) = U_2 \cosh(\gamma l) + Z_0 I_2 \sinh(\gamma l) \quad (35)$$

$$I(l) = I_2 \cosh(\gamma l) + \frac{U_2}{Z_0} \sinh(\gamma l) \quad (36)$$

Donde l es la distancia desde el inicio del cable (la plataforma en alta mar), Z_0 es la impedancia característica y γ es la constante de propagación:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} \quad (37)$$

$$\gamma = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} \quad (38)$$

Donde R' , G' , C' y L' son, respectivamente, la resistencia, conductancia, capacidad e inductancia del cable (o el valor equivalente para un grupo de N_{cables} en paralelo) por unidad de longitud y ω es la velocidad angular de la red.

Por otro lado, de acuerdo con Brakelmann [19] las pérdidas en el cable por unidad de longitud, $EP'_{CA Cable}$, pueden calcularse mediante la expresión:

$$EP'_{CA Cable} = (EP'_N - EP'_D) \left(\frac{I}{I_N} \right)^2 v_\theta + EP'_D \quad (39)$$

Donde EP'_N son las pérdidas en el cable cuando por él circula su intensidad nominal, EP'_D son las pérdidas dieléctricas por unidad de longitud, I es la corriente que circula por el conductor, I_N su intensidad nominal, v_θ el coeficiente de corrección de temperatura que se determina mediante la siguiente expresión:

$$v_\theta(l) = \frac{c_\alpha}{c_\alpha + \alpha_T \Delta \theta_{\max} \left[1 - \left(\frac{I(l)}{I_N} \right)^2 \right]} \quad (40)$$

Donde α_T es el coeficiente de temperatura de la resistividad del conductor ($1/^\circ\text{C}$), c_α es la constante de temperatura: $c_\alpha = 1 - \alpha_T(20^\circ\text{C} - \theta_{amb})$, finalmente, $\Delta\theta_{max}$ es el incremento máximo de temperatura.

Ya que la corriente no es constante a lo largo del cable, para determinar las pérdidas totales en el cable es necesario determinar la siguiente integral:

$$EP_{CA \text{ Cable}} = \frac{EP'_N}{I_N^2} \int_{l=0}^{L_{Transmission}} I^2(l) v_\theta(l) dl + EP'_D \quad (41)$$

Donde $L_{Transmission}$ es la distancia entre la subestación y el punto de conexión a la red de transporte en tierra firme.

Por otro lado, para estimar las pérdidas en el transformador, EP_{Tr} , y en las unidades de compensación, EP_{UC} , se asumirá que corresponden a un 0.6 % de la potencia a transformar [21].

3.4.3 Pérdidas en sistemas de transmisión de corriente continua (HVDC-VSC)

Las pérdidas eléctricas en un sistema de transmisión de corriente continua corresponden a las existentes en los cables más las de los convertidores.

En este caso, al circular por los conductores corriente continua (en régimen permanente) no es preciso considerar los efectos capacitivo ni inductivo a lo largo del cable. Por tanto, las pérdidas en el cable (o conjunto de cables en paralelo), $EP_{CC \text{ Cable}}$, pueden calcularse de la siguiente forma:

$$EP_{CC \text{ Cable}} = 2C_R R_{20} L_{Transmission} \cdot I^2 \quad (42)$$

Donde R_{20} es la resistencia por unidad de longitud del conductor (o valor equivalente de un conjunto de conductores en paralelo) a una temperatura de 20°C , $L_{Transmission}$ es la longitud del cable (distancia entre los convertidores situados en alta mar y en tierra), I es la intensidad que circula por el cable y, finalmente, C_R es el factor de variación de la resistencia con la temperatura calculado mediante:

$$C_R = 1 + \alpha_{20}(\theta_g + \Delta\theta - 20) \quad (43)$$

Siendo α_{20} el coeficiente de temperatura del conductor, θ_g es la temperatura del terreno y $\Delta\theta$ es el incremento de temperatura del conductor con respecto a la temperatura del terreno calculado por medio de la siguiente expresión:

$$\Delta\theta = \Delta\theta_{\max} \left(\frac{I}{I_N} \right)^2 \quad (44)$$

Donde $\Delta\theta_{\max}$ es el incremento máximo sobre la temperatura del terreno que puede alcanzar el cable en régimen permanente, I_N es la intensidad máxima admisible determinada por la capacidad térmica del cable. Como puede verse, cuando la corriente es la máxima admisible por el cable, el incremento de temperatura respecto a la temperatura ambiente será tal que el conductor alcanza la temperatura máxima en régimen permanente (habitualmente 90 °C).

Finalmente, el valor de la intensidad que circula por un conjunto de cables trabajando en configuración bipolar a una tensión de continua, $\pm V_{CC}$, puede calcularse de la siguiente manera:

$$I = \frac{P}{2V_{CC}} \quad (45)$$

Donde P es la potencia transportada por el sistema.

Por otro lado, las pérdidas en los convertidores en fuente de tensión (VSC, por sus siglas en inglés) están comprendidas habitualmente entre un 1.4 - 1.6% de la potencia transmitida [8]. Según [8] las pérdidas en un convertidor VSC, P_C , pueden calcularse a partir de la siguiente expresión, obtenida de forma empírica:

$$EP_C = 0.002P_{C_n} + 0.009P + 0.004 \frac{P^2}{P_{C_n}} \quad (46)$$

Donde P es la potencia que atraviesa el convertidor y P_{C_n} es su potencia nominal. Finalmente, si una estación convertidora consta de $N_{\text{Convertidores}}$ las pérdidas totales en dicha estación convertidora, EP_{EC} , serán:

$$EP_{EC} = \sum_{i=1}^{N_{\text{Convertidores}}} EP_{Ci} \quad (47)$$

3.5 Modelo de costes de los equipos de sistemas de transmisión de parques eólicos marinos

La inversión inicial, $Inv_i(z)$, correspondiente a una configuración del sistema de transmisión, z , se calcula en base a la tecnología empleada mediante las expresiones mostradas a continuación:

- Si el sistema de transmisión es de corriente alterna en alta tensión:

$$Inv_i(z) = \sum C_{Cables\ CA} + \sum C_{Plataforma\ CA} + \sum C_{Tr\ Mar} + \sum C_{Tr\ Tierra} + \sum C_{UC\ Mar} + \sum C_{UC\ Tierra} \quad (48)$$

Donde $C_{Cables\ CA}$ es el coste de los cables de corriente alterna, $C_{Plataforma\ CA}$ es el coste de la plataforma marina, $C_{Tr\ Mar}$ es el coste de los transformadores alojados en la plataforma, $C_{Tr\ Tierra}$ es el importe correspondiente a los transformadores de la subestación en tierra y $C_{UC\ Mar}$ y $C_{UC\ Tierra}$ son los costes de las unidades de compensación en alta mar y en tierra respectivamente.

- Si el sistema de transmisión es de corriente continua en alta tensión:

$$Inv_i(z) = \sum C_{Cables\ CC} + \sum C_{EC} + \sum C_{Plataforma} \quad (49)$$

Donde $C_{Cables\ CC}$ es el coste total del sistema de cables en corriente continua, C_{EC} es el importe de las estaciones convertidoras y $C_{Plataforma}$ es el correspondiente a la plataforma marina.

3.5.1 Cables de transmisión submarinos en corriente alterna

La Tabla 3 muestra los costes unitarios (por unidad de longitud) de adquisición, C_A , costes de instalación, C_I , y el coste total por unidad de longitud, C_t , para cables tripolares de corriente alterna con distintas secciones, S , y niveles de tensión [21]. Las características eléctricas de dichos cables pueden apreciarse en la

Tabla 4.

Tabla 3. Costes de los cables submarinos de corriente alterna.

Tensión (kV)	S (mm ²)	C _A (k€/km)	C _I (k€/km)	C _t (k€/km)
132	500	273.6	205.2	478.8
	630	313.5	210.9	524.4
	800	353.4	216.6	570.0
	1000	444.6	228.0	672.6
220	500	444.6	228.0	672.6
	630	473.1	239.4	712.5
	800	501.6	250.8	752.4
	1000	524.4	262.2	786.6
400	800	980.4	615.6	1596.0
	1000	1134.3	632.7	1767.0
	1200	1288.2	649.8	1938.0
	1400	1442.1	666.9	2109.0
	1600	1596.0	684.0	2280.0
	2000	1749.9	701.1	2451.0

Tabla 4. Parámetros eléctricos de los cables submarinos de corriente alterna.

Tensión (kV)	S (mm ²)	R (mΩ/km)	L (mH/km)	C (nF/km)	S_{max} (MVA)
132	500	49.3	0.387	192	169
	630	39.5	0.372	209	187
	800	32.4	0.364	217	203
	1000	27.5	0.351	238	217
220	500	48.9	0.437	136	279
	630	39.1	0.415	151	308
	800	31.9	0.400	163	335
	1000	27.0	0.386	177	359
400	800	31.4	0.540	130	603
	1000	26.5	0.520	140	646
	1200	22.1	0.490	170	683
	1400	18.9	0.470	180	703
	1600	16.6	0.460	190	718
	2000	13.2	0.440	200	747

El coste total de los cables en corriente alterna se determinará, dependiendo del nivel de tensión y sección del conductor, según la siguiente expresión.

$$C_{Cables\ AC} = N_{Cables} \cdot L_{Transmisión} \cdot (C_A + C_I) \quad (50)$$

Donde N_{Cables} es el número de cables en paralelo existentes en la configuración estudiada y, $L_{Transmisión}$, es la distancia (km) desde la subestación en alta mar hasta el punto de conexión a la red de transporte en tierra firme.

3.5.2 Transformadores y plataformas en corriente alterna

Los precios para los transformadores situados en alta mar, $C_{Tr\ Plataforma\ Marina}$ (M€) se estiman en función de la potencia nominal, $P_{nominal}$ (expresada en MVA) mediante la siguiente expresión [21]:

$$C_{Tr\ Plataforma\ Marina} = 0.0331 \cdot P_{nominal} \quad (51)$$

En el caso de que se sitúen más de dos transformadores en una plataforma el precio se incrementará en un 20% por cada transformador adicional, como consecuencia de los mayores requerimientos de espacio y peso para los que debe estar diseñada la plataforma [21].

El coste de las plataformas en alta mar, $C_{Plataforma\ AC}$, también se determinará en función de la potencia aparente nominal, $P_{nominal}$, mediante la expresión [21]:

$$C_{Plataforma\ AC} = 5.7 + 0.0288 \cdot P_{nominal} \quad (52)$$

Los precios correspondientes a los transformadores situados en tierra, $C_{Tr \text{ Tierra}}$, se determinarán dependiendo de los niveles de tensión a transformar [21]:

- Relación de transformación 400kV/220kV. Considerando potencias nominales comprendidas entre 240 MVA y 1100 MVA.

$$C_{Tr \text{ Tierra}} = 3.078 \cdot 1.0012^{(P-240)} \quad P \in [240 \text{ MVA}, 1100 \text{ MVA}] \quad (53)$$

- Relación de transformación 400kV/132kV. Para potencias nominales comprendidas entre 240 y 460 MVA.

$$C_{Tr \text{ Tierra}} = 2.85 \cdot 1.0012^{(P-240)} \quad P \in [240 \text{ MVA}, 460 \text{ MVA}] \quad (54)$$

- Relación de transformación 220kV/132kV. Para potencias nominales comprendidas entre 240 y 460 MVA.

$$C_{Tr \text{ Tierra}} = 2.394 \cdot 1.0012^{(P-240)} \quad P \in [240 \text{ MVA}, 460 \text{ MVA}] \quad (55)$$

3.5.3 Unidades de compensación

El coste de las unidades de compensación de potencia reactiva, C_{UC} , se ha considerado de 0.0285 M€/MVar para las unidades de compensación en plataforma marítima, y de 0.0171 M€/MVar para los compensadores en tierra firme [21].

En este estudio se analizarán dos posibles configuraciones para las unidades de compensación:

- Compensación en tierra de toda la potencia reactiva generada por el cable submarino.
- Compensación de la potencia reactiva generada por el cable en cada uno de sus extremos (mitad en tierra y la otra mitad en alta mar).

La primera solución implica una menor inversión inicial. Sin embargo, tiene asociadas unas pérdidas eléctricas mayores, ya que el perfil de intensidad que circula por el cable toma valores mayores.

3.5.4 Cables de transmisión submarinos en corriente continua

La Tabla 5 muestra los costes unitarios (por unidad de longitud), tanto de adquisición como instalación, de un conjunto de dos cables unipolares de corriente continua para distintas secciones y niveles de tensión. En la

Tabla 6 pueden observarse las características eléctricas de dichos cables [21].

Tabla 5. Costes de los cables submarinos de corriente continua.

Tensión (kV)	S (mm ²)	C _A (k€/km)	C _I (k€/km)	C _t (k€/km)
150	1000	353.4	410.4	763.8
	1200	410.4	421.8	832.2
	1400	461.7	433.2	894.9
	1600	513.0	444.6	957.6
	2000	570.0	456.0	1026.0
300	1000	501.6	473.1	974.7
	1200	581.4	490.2	1071.6
	1400	655.5	501.6	1157.1
	1600	729.6	513.0	1242.6
	2000	809.4	530.1	1339.5

Tabla 6. Parámetros eléctricos de los cables submarinos de corriente continua.

Tensión	S (mm ²)	R (mΩ/km)	S _{max} (MW)
150	1000	22.4	493
	1200	19.2	537
	1400	16.5	589
	1600	14.4	637
	2000	11.5	722
300	1000	22.4	986
	1200	19.2	1075
	1400	16.5	1177
	1600	14.4	1274
	2000	11.5	1444

El coste total de los cables en corriente continua se determinará, dependiendo del nivel de tensión y sección del conductor, según la siguiente expresión:

$$C_{\text{Cables DC}} = N_{\text{Cables}} \cdot L_{\text{Transmisión}} \cdot (C_A + C_I) \quad (56)$$

Donde N_{Cables} es el número de cables en paralelo existentes en la configuración estudiada y $L_{\text{Transmisión}}$ es la distancia (km) desde el parque hasta el punto de conexión a la red de transporte.

3.5.5 Estaciones convertidoras

El precio de las estaciones convertidoras, C_{EC} , (en M€) se determinará a partir de la siguiente expresión, en función de la potencia nominal, P_{nominal} (expresada en MW) [21]:

$$C_{EC} = 0.1254 \cdot P_{\text{nominal}} \quad (57)$$

El coste de la plataforma (M€) que alberga a los convertidores se considerará como un valor fijo:

$$C_{\text{plataforma DC}} = 28.5 \quad (58)$$

En este estudio se han analizado los convertidores normalizados de ABB mostrados en la Tabla 7 [22].

Tabla 7. Convertidores empleados en el estudio.

Tipo	Tensión (kV)	Potencia nominal (MW)
M5	150	376.0
M6	150	573.9
M8	320	752.1
M9	320	1147.9

3.6 Optimización

El objetivo del algoritmo aquí desarrollado es encontrar la configuración óptima del sistema eléctrico que permita la conexión entre países y la incorporación de parques offshore, haciendo que el proyecto sea rentable.

Para la optimización del problema se han tenido en cuenta las dos parejas de variables principales que definen el comportamiento del sistema y que a continuación se recuerdan:

- $P_{N, \text{tramoA}}$ y $P_{N, \text{tramoB}}$. La potencia nominal de cada uno de los tramos de línea eléctrica que componen el sistema. El nivel alcanzado por estos influye directamente sobre la inversión inicial que se debe acometer y sobre la cantidad de energía que se puede transportar.
- $T_{AC, PA \rightarrow PB}$ y $T_{AC, PB \rightarrow PA}$. La tarifa de acceso asociada al sentido de circulación del flujo de energía, a la cantidad de energía transportada y a la longitud necesaria para su transporte.

Para conocer el modo en el que se desarrolla la optimización del problema, se presenta a continuación un esquema, Figura 24, de la metodología desarrollada por el algoritmo para la selección óptima del sistema de transmisión.

El primer paso consiste en generar los datos de entrada para su posterior evaluación. La entrada de datos se puede subdividir en dos partes, por una parte la generación de escenarios y por otra la generación de alternativas de diseño.

La generación de escenarios es única para todo el proceso de optimización por lo que se almacenaran en la memoria estas matrices que contienen el comportamiento aleatorio del viento, los precios del MWh para el mercado británico y los mismos para el

mercado noruego. El objetivo de conservar estos valores en cada iteración viene dado por el comportamiento aleatorio de estas variables. Mantener los mismos valores hace que se pueda evaluar en las mismas condiciones y se optimice sobre estas.

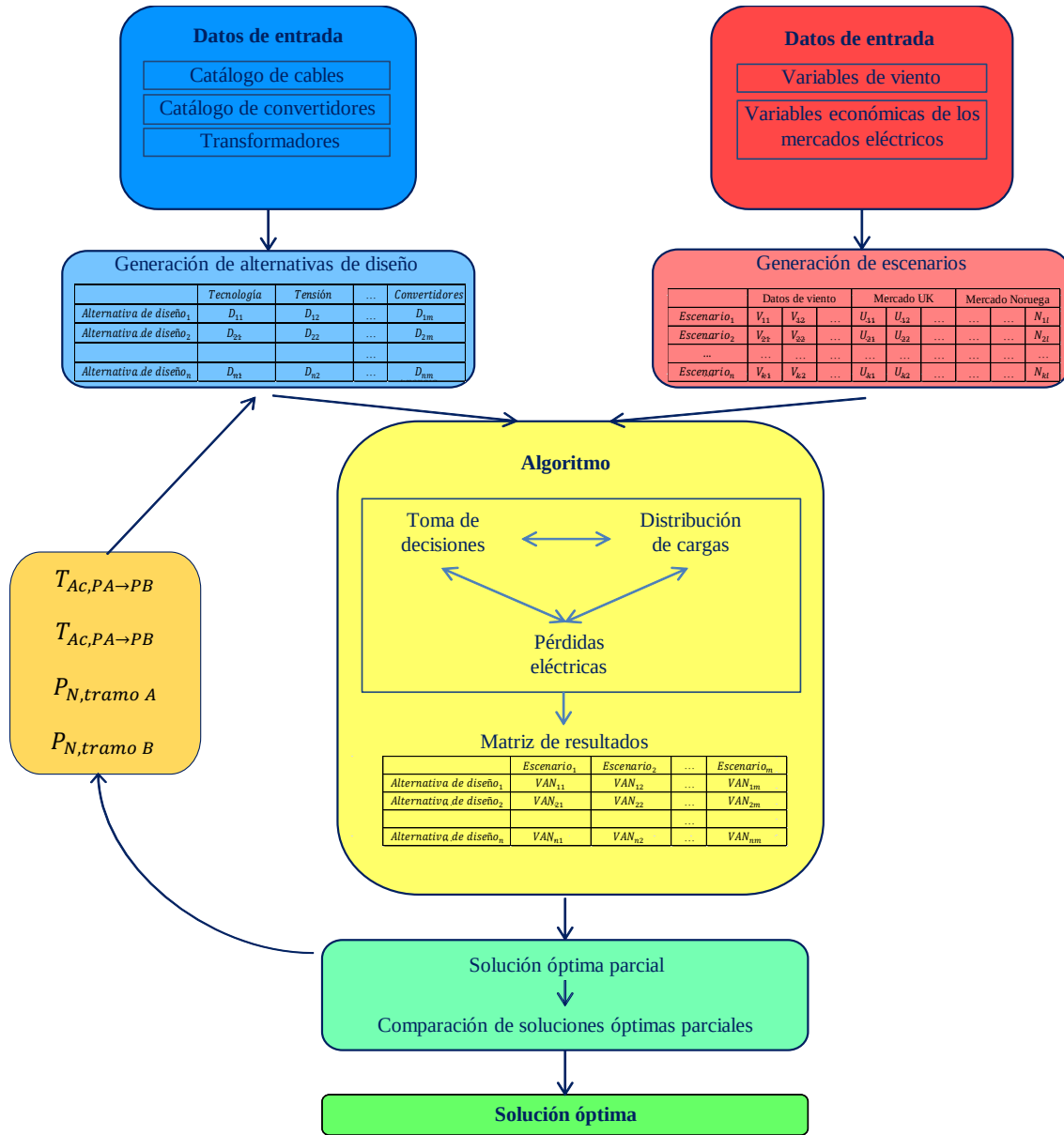


Figura 24. Esquema de la metodología seguida para la optimización del sistema eléctrico de transmisión

Por otro lado la generación de alternativas de diseño si es generada en cada subiteración que realiza el algoritmo. Esto se debe a que las variables denominadas principales, van tomando diferentes valores durante el proceso de optimización para alcanzar la combinación que optimiza el sistema.

Una vez generados todos los datos de entrada se somete a estos a varios módulos como son la toma de decisiones, pérdidas eléctricas, reparto de cargas, etc. Terminado este proceso se obtiene como resultado una matriz de VAN para cada uno de las alternativas de diseño analizadas, escenario y hora. De esta matriz se toma aquel elemento que proporciona un VAN mayor y por consecuencia una mayor rentabilidad. A este elemento se le considera como una solución óptima parcial candidata a óptimo global del problema.

Tras un primer barrido se modifican los valores de las variables principales y se vuelve a repetir el procedimiento completo hasta alcanzar una nueva solución óptima parcial. El proceso se repetirá hasta que se han evaluado todas las posibles combinaciones de la terna de variables principales y se ha encontrado la mejor solución.

