



INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA

INFORME TÉCNICO

Evaluación técnico-económica y ambiental de la tecnología HVDC. Alternativas HVAC, HVDC-LCC, HVDC-VSC y redes HVDC.

Javier Renedo Anglada ¹, Aurelio García Cerrada, Juan Luis Zamora Macho, Luis Rouco Rodríguez y Pablo García González
Silvia Sanz Verdugo², Miguel Alonso-Majagranzas

Preparado para: *ESP-LIDER:*
Electrónica de Potencia en el Sistema Eléctrico para la Integración de Energías Renovables

Madrid 13 de marzo de 2015
Versión: 1.0

Entregable E2.3.6, ref: IIT-15-011I

¹IIT-COMILLAS

²REE

Titularidad y responsabilidad El derecho de autor corresponde a los miembros del equipo investigador, los cuales deberán ser citados en cualquier uso que se haga del resultado de su trabajo. Conforme a los usos de la comunidad científica, las conclusiones y puntos de vista reflejados en los informes y resultados son los de sus autores y no comprometen ni obligan en modo alguno a la Universidad Pontificia Comillas de Madrid ni a ninguno de sus Centros e Institutos o al resto de sus profesores e investigadores.

Índice

Objetivos	1
1. Fundamentos de la tecnología HVDC	2
1.1. HVDC-LCC	2
1.2. HVDC-VSC	2
1.3. Ventajas e inconvenientes de cada una de las tecnologías consideradas para HVDC	3
1.4. Configuración multi-terminal	4
1.5. Ventajas de una red HVDC frente a una red HVAC	5
2. Análisis de Costes y pérdidas	6
2.1. Coste de la subestación	6
2.1.1. Costes de inversión	6
2.1.2. Pérdidas en las estaciones convertidoras	6
2.2. Coste de los interruptores HVDC	7
2.3. Coste de la línea	7
3. Coste de un enlace completo	9
3.1. Enlace HVAC, 400 kV, 1000 MW, línea aérea de 100km	10
3.2. Enlace HVDC-LCC, ± 500 kV, 1000 MW, línea aérea de 100km	10
3.3. Enlace HVDC-VSC, ± 320 kV, 1000 MW, línea aérea de 100km	10
3.4. Comparación de los costes totales	11
3.5. Costes de inversión	11
3.6. Costes de operación. Flujo de cargas óptimo.	13
4. Impacto ambiental	13
4.1. Integración masiva de energía renovable	14
4.2. Impacto visual	14
4.3. Espacio ocupado por la línea	14
4.4. Tamaño de la subestación	15
5. Conclusiones	18

Objetivos

En este informe se recoge una evaluación técnico-económica y ambiental de la tecnología HVDC, a partir de los datos publicados en la literatura. En el informe se estudian tres alternativas de tecnología: HVAC, HVDC-LCC y HVDC-VSC y se estudian los beneficios económicos que podría aportar una red HVDC frente a la opción de enlaces punto a punto aislados.

Debido a que la tecnología HVDC-VSC es muy reciente, existe una gran incertidumbre en sus costes de inversión y en la literatura se han encontrado valores distintos en relación a proyectos concretos. Por este motivo, sólo se puede pretender dar una idea del orden de magnitud para cada una de las tecnologías consideradas. Los valores de referencia utilizados se han obtenido de los informes y artículos técnicos que se han considerado más relevantes, citando la fuente en cada caso.

1. Fundamentos de la tecnología HVDC

Hoy en día, existen dos tecnologías de electrónica de potencia disponibles para el transporte de energía en corriente continua: (a) mediante convertidores fuente de corriente (Line Commutated Converter, LCC) y (b) mediante convertidores fuente de tensión (Voltage Source Converter, VSC). La tecnología HVDC-LCC es más antigua y está más consolidada, mientras que la tecnología HVDC-VSC, está menos madura pero aspira a jugar un papel importante en las redes eléctricas del futuro.

A continuación se resumen los principios de funcionamiento de cada tecnología.

1.1. HVDC-LCC

En la Figura 1 se muestra un esquema unifilar de un enlace HVDC-LCC. La conversión de energía CA/CC se lleva a cabo mediante convertidores fuente de corriente, construidos con tiristores.

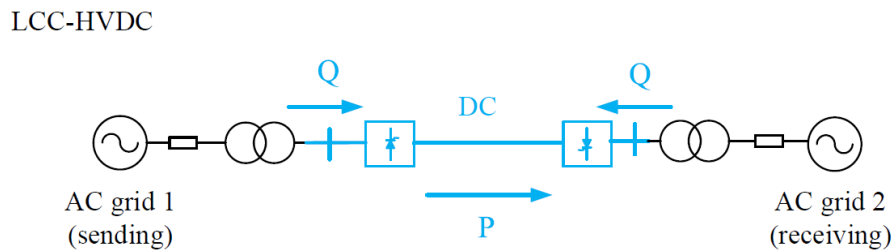


Figura 1: Enlace HVDC-LCC.

Típicamente, el control de un enlace HVDC-LCC, se lleva a cabo de la siguiente forma [1]:

- Convertidor 1 (normalmente llamado rectificador): Controla la corriente de CC, con el ángulo de disparo de los tiristores. También podría controlar la potencia activa en vez de la corriente de CC.
- Convertidor 2 (normalmente llamado inversor): Se controla para que trabaje con un ángulo de extinción constante y, por tanto, fijando la tensión de CC. Este ángulo de extinción se define como 180° menos el ángulo de disparo (si se desprecia el tiempo que tarda la comutación).

Información detallada sobre enlaces HVDC-LCC puede encontrarse en referencias clásicas como [2], [1], [3] o [4].

1.2. HVDC-VSC

En la Figura 2 se representa un esquema de un enlace HVDC-VSC. La conversión de energía se realiza usando convertidores fuente de tensión construidos con interruptores de conmutación forzada (típicamente transistores IGBTs).

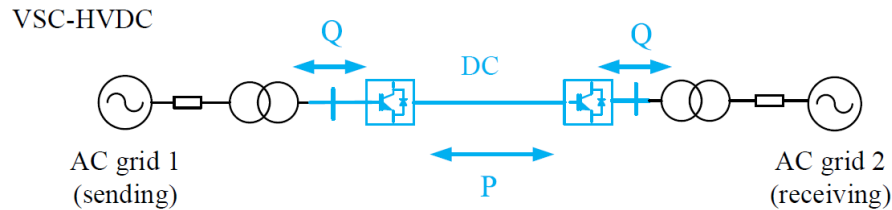


Figura 2: Enlace HVDC-VSC.

Típicamente, en un enlace HVDC-VSC punto a punto se tienen los siguientes modos de operación:

- Convertidor 1:
 - Controla la potencia activa transmitida por el enlace, con el lazo interno de corriente de eje d .
 - Controla la potencia reactiva inyectada en el nudo de CA o el módulo de la tensión de CA, con el lazo interno de corriente de eje q .
- Convertidor 2:
 - Controla tensión de CC, con el lazo interno de corriente de eje d .
 - Controla la potencia reactiva inyectada en el nudo de CA o el módulo de la tensión de CA, con el lazo interno de corriente de eje q .

Sin embargo, si uno de los convertidores alimenta a una red pasiva o se acopla a un parque eólico aislado, el modo de operación debe ser distinto. En este caso, el convertidor de ese extremo fija la frecuencia y la tensión de CA (en módulo y ángulo), mientras que el otro convertidor, controla la tensión de CC y tiene libertad para controlar la potencia reactiva o el módulo de la tensión de CA.

Para más información sobre el control de enlaces HVDC-VSC se puede consultar la referencia [5] o el entregable E2.1 de este proyecto [6]. También, el estado del arte de la tecnología HVDC-VSC se puede consultar en los artículos [7] y [8].

1.3. Ventajas e inconvenientes de cada una de las tecnologías consideradas para HVDC

El transporte de energía eléctrica en CC tiene ventajas importantes con respecto al transporte más convencional en CA. Las más importantes son:

- No hay ningún límite técnico para la distancia máxima para la que puede usarse. Sólo las pérdidas plantean un límite en la práctica. Esta característica es particularmente importante si la transmisión tiene que hacerse por cable. Por el contrario, en CA, las capacidades parásitas de las líneas (o cables) de transmisión limitan fuertemente la distancia a la que puede transmitirse la energía eléctrica.

- El flujo de potencia puede controlarse muy rápidamente con la tecnología HVDC. Esto contribuye a mejorar la estabilidad de los sistemas eléctricos.
- Las líneas de CC permiten cambiar rápidamente la dirección del flujo de energía.
- En HVDC, un conductor soporta más potencia que en HVAC.

Sin embargo, la tecnología HVDC es costosa y la protección de un sistema de CC multiterminal es todavía muy complicado.

Las principales ventajas e inconvenientes de las dos tecnologías disponibles para CC, HVDC-LCC y HVDC-VSC, se resumen y se comparan en la Tabla 1 [9], [7], [10], [11], [12], [13], [8].

	HVDC-LCC	HVDC-VSC
Madurez	consolidada	menos experiencia
P_N max. actual	6400 MW	1000 MW
Tensión de CC max. actual	± 800 kV	± 320 kV
Distancia max. actual	2375 km	970 km
Dirección de P	polaridad de la tensión de CC	dirección de la corriente de CC
Cables	caro: mass-impregnated oil-filled para permitir cambio de polaridad de tensión	más barato: XLPE
Convertidores-Pérdidas	0.7-0.8 %	1.7 % (previsto entre 0.9-1 %)
Potencia reactiva	convertidores consumen Q	control de Q en cada extremo
Conexión a redes débiles	no	sí
Operación en isla	no	sí
Black start	no	sí
Armónicos de corriente	más (requiere más filtros)	menos
Multi-terminal HVDC	difícil	fácil

Tabla 1: Comparación entre HVDC-LCC y HVDC-VSC.

1.4. Configuración multi-terminal

La capacidad para transportar mucha energía entre puntos muy lejanos en corriente continua hace que esta tecnología sea muy interesante para incorporar gran cantidad de energía renovable en el sistema, ya que en muchas ocasiones las fuentes de generación se encuentran en zonas lejanas a los puntos de consumo. En esa misma línea, cabe plantearse si sería razonable construir un sistema HVDC multi-terminal (o red HVDC), como el de la Fig. 3, en lugar de tener muchos enlaces punto a punto aislados. Con una red HVDC se necesitarían menos convertidores, que son muy costosos y en los que se producen importantes pérdidas, y aumentaría la redundancia (para mejorar la seguridad) [12].

Para configuraciones HVDC multi-terminal, la tecnología VSC es más apropiada que la tecnología LCC porque permite trabajar con una tensión común en CC lo que facilita la conexión de convertidores en paralelo [12]. La tecnología LCC es más problemática para la conexión de

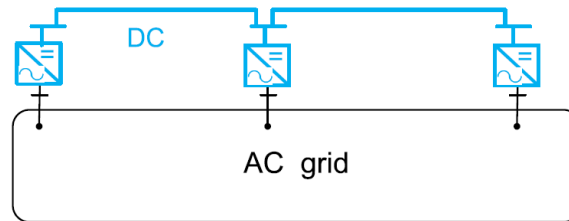


Figura 3: Sistema HVDC multi-terminal.

convertidores en paralelo porque para invertir la dirección de la potencia (P) en un convertidor, hay que invertir la polaridad de la tensión lo que cambiaría, también, la dirección de la potencia en todos los demás convertidores conectados en paralelo. Por lo tanto, la inversión de la dirección del flujo de potencia en un convertidor requiere su desconexión para cambiar la conexión física de sus terminales de CC [14]. La operación de un sistema multi-terminal LCC-HVDC con constantes cambios en la dirección del flujo de potencia en los convertidores, resultaría en un sistema poco fiable. Además, como se recoge en la Tabla 1.4, la facilidad para conectar zonas sin generación (islas) a través de VSCs, es otra ventaja fundamental. Sin embargo, la protección dentro de la red de CC de sistemas LCC-HVDC es más fácil que en el caso de VSC-HVDC y, de hecho, los primeros sistemas multi-terminal HVDC fueron construidos con tecnología LCC-HVDC: la conexión de Hydro-Quebec a Nueva Inglaterra (tres terminales) y la conexión entre Italia, Corcega y Sicilia, aunque VSC-HVDC es la tecnología de futuro para los sistemas multi-terminal.

1.5. Ventajas de una red HVDC frente a una red HVAC

El transporte de energía en HVAC es la solución más tradicional. Sin embargo, el uso de HVDC tiene algunas ventajas [12]:

- La transmisión en CC tiene menos pérdidas: no hay efecto pelicular, ni de proximidad.
- Los cables para CA de muy alta tensión no constituyen una tecnología madura.
- La capacidad parásita de los cables limita la distancia para la que pueden usarse para transporte en CA. Estas capacidades consumen una importante corriente capacitiva (en Inglés suele llamarse “charging current”) que limita la posible transmisión de potencia y produce importantes pérdidas adicionales. Esta característica es especialmente limitante cuando se considera la conexión a tierra de recursos obtenidos en el mar (off-shore).
- La tecnología HVDC aumenta la “controlabilidad” de los flujos de potencia. Si además se usan VSCs, también se puede controlar fácilmente la potencia reactiva.

2. Análisis de Costes y pérdidas

2.1. Coste de la subestación

2.1.1. Costes de inversión

En la Tabla 2 se resumen los costes estimados de la subestación para las tecnologías HVDC, HVDC-LCC y HVDC-VSC, para distintas potencias nominales, según [14]. La subestación más económica es para un enlace de corriente alterna convencional. El coste de la subestación aumenta considerablemente para enlaces HVDC, siendo más alto para tecnología VSC que para LCC.

Potencia nominal	HVAC	HVDC-LCC	HVDC-VSC
500 MW	16 M€	40 M€	51 M€
1000 MW	28 M€	90 M€	110 M€
1500 MW	40 M€	120 M€	153 M€

Tabla 2: Costes de inversión de la estación. Datos obtenidos de [14].

2.1.2. Pérdidas en las estaciones convertidoras

Según los valores expuestos en la referencia [12], cada convertidor de un enlace HVDC-LCC presenta unas pérdidas alrededor de 0.7-0.8%, mientras que en los proyectos más recientes de enlaces HVDC-VSC se espera que cada convertidor tenga unas pérdidas del 1% a plena carga. En [14] se acepta un 0.9% como valor de referencia de pérdidas de un convertidor VSC (asumiendo tecnología MMC y potencia nominal del convertidor de 1000 MW).

Los costes de las pérdidas de la estación convertidora a lo largo de toda la vida útil del proyecto se pueden calcular con la siguiente expresión [14]:

$$C_{loss} = P_{loss,N} \cdot h \cdot \alpha \cdot C_e \cdot \left[\sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t} \right] \text{ [€]} \quad (2.1)$$

donde:

- $P_{loss,N}$: pérdidas del convertidor a plena carga: 0.9% × 1000 MW (para VSC).
- C_e : coste de la electricidad: 50 €/MWh.
- α : factor de utilización: 50%.
- h : horas por año: 8760 horas.
- N : vida útil: 30 años.
- r : tasa de interés anual: 5%.

Usando los valores de referencia propuestos en [14], el coste de inversión de cada MW de pérdida sería: unos 3.37 M€/MW. Para enlaces HVDC de 1000 MW, se obtendrían unos costes de inversión asociados a las pérdidas de 23.57 M€ para un convertidor LCC y 30.3 M€ para un convertidor VSC (asumiendo unas pérdidas 0.7% para LCC y 0.9% para VSC).

2.2. Coste de los interruptores HVDC

Hoy en día, los enlaces HVDC punto a punto se protegen con interruptores de CA en cada extremo. Para redes HVDC, es necesario disponer de interruptores de CC, que es una tecnología que aún no está madura. Por este motivo, su coste podrá ser elevado y es razonable tenerlo en cuenta a la hora de hacer un estudio económico.

Según el informe [14], para una estación convertidora de 1500 MW con coste 150 M€, un interruptor HVDC no debería costar más de 25 M€. En este documento se tomará este valor como referencia ³.

2.3. Coste de la línea

En general, para distancias largas es más económico utilizar una línea HVDC que una línea de CA convencional. Esto se ilustra en la Figura 4 (tomada de [12]), en la que se muestra el coste de la línea en función de su longitud para tecnologías CC y CA, distinguiendo si es un cable subterráneo o línea aérea y diferenciando también proyectos realizados en Europa o en Asia. Se observa que a partir de una distancia determinada, es más barata una línea de CC que una de CA.

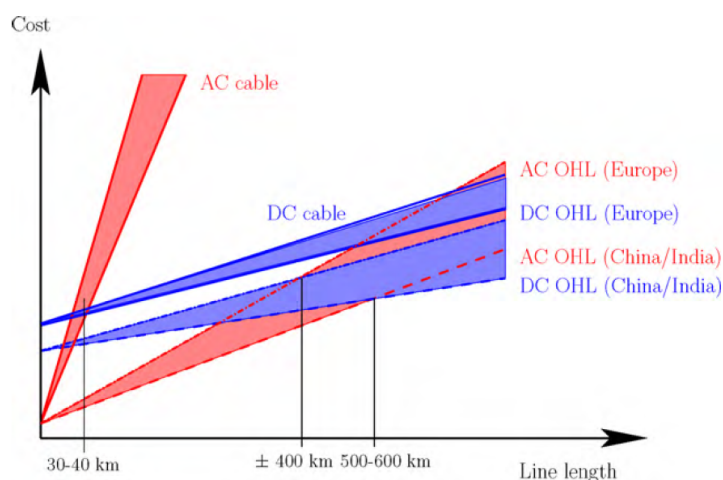


Figura 4: Costes de líneas de CA y de CC en función de su longitud. Figura tomada de [12]. OHL: Línea aérea.

Según los valores presentados en [12], para líneas aéreas, esta distancia podría rondar entre los 400 km y 600 km, dependiendo de si el proyecto se lleva a cabo en Europa o China/India, respectivamente. Se han tenido en cuenta sólo los costes de la línea, y no se han incluido las subestaciones. Para cables subterráneos o submarinos, la distancia crítica aproximada sería de unos 30-40 km. Nótese como el coste aumenta rápidamente con la distancia en cables de HVAC.

³En este proyecto se asume que este coste es el del interruptor completo, es decir, un interruptor en el polo positivo del enlace HVDC y otro interruptor en el polo negativo.

Para tener un orden de magnitud de los costes de una línea, se consideran los valores utilizados en el proyecto [15], que se resumen en las Tablas 3 y 4. Estos costes de inversión incluyen el coste de los conductores, instalación y derecho de paso.

HVDC \pm 500 kV	Costes de inversión	costes O&M
Línea aérea	0.6 M€/km	1 %
Cable submarino 3 GW	3.4 M€/km	0.1 %
Cable subterráneo 3 GW	3.7 M€/km	0.1 %

Tabla 3: Costes de inversión en líneas HVDC. Escenario 2030. Datos obtenidos de [15]. O&M significa operación y mantenimiento.

Coste de líneas de CA de doble circuito (k€/km)	220 kV	400 kV
Italia	330	840
Austria	390	990
Suiza	420	1060
Sur de Alemania	330	810
MENA	260	650
Turquía	300	750
Europa del Este	280	700

Tabla 4: Costes de inversión en líneas HVAC. Escenario 2030. Datos obtenidos de [15].

Lo único que no incluyen los costes de las Tablas 3 y 4 son las pérdidas en las líneas, que se suelen tratar de forma separada. Independientemente de la tecnología utilizada, las pérdidas en las líneas vienen dadas por el efecto Joule y por tanto dependen de lo cargadas que estén. Habitualmente, se calculan estas pérdidas, aproximadamente, como un porcentaje de la potencia de la línea, para poder comparar distintas tecnologías. Las Tablas 5 y 6 muestran valores típicos de las pérdidas en las líneas de CA y de CC de transporte, respectivamente, según los datos encontrados en la literatura [15], [16]. Los datos que no se han podido encontrar se han dejado sin rellenar.

Pérdidas HVAC	400 kV	750 kV	1150 kV
Línea aérea	14 %/1000km*	8 %/1000km**	6 %/1000km**
Cable subterráneo	-	-	-
Cable submarino	-	60 %/100km**	50 %/100km**

Tabla 5: Pérdidas aproximadas por unidad de longitud de las líneas de transporte en HVAC (porcentajes referidos a la potencia nominal).* valores típicos usados en el proyecto [15]. ** valores obtenidos de [16].

Se debe resaltar que los datos recogidos en las Tablas 5 y 6 sólo sirven para tener una referen-

Pérdidas HVDC	±500 kV	±600 kV	±800 kV
Línea aérea	6.6 %/1000km*	5 %/1000km**	2.5 %/1000km**
Cable subterráneo	3.6 %/1000km*	-	-
Cable submarino	3.6 %/1000km*	3.3 %/1000km**	2.5 %/1000km**

Tabla 6: Pérdidas aproximadas por unidad de longitud de las líneas de transporte en HVDC (porcentajes referidos a la potencia nominal). * valores típicos usados en el proyecto [15]. ** valores obtenidos de [16].

cia sobre las pérdidas en las líneas ya que existe cierta incertidumbre en los datos encontrados en la literatura, especialmente para cables en CA (aéreos o submarinos). Por ejemplo, en la referencia [16] no se explica de forma clara como se obtienen la estimaciones de las pérdidas en las líneas y el valor de 60 %/100km para cables submarinos parece un tanto elevado. Por otra parte, en [17] se comenta que, en general, un cable HVDC tendría la mitad de pérdidas que un cable HVAC.

Cabe esperar un valor de pérdidas muy elevado en cables de CA causadas por las corrientes de los capacidades parásito, pero para despejar dudas, en la Tabla 7 se presentan las pérdidas de dos cables de 400 kV de la red española (uno submarino y otro soterráneo). Las pérdidas se han calculado mediante flujos de cargas a partir de los datos proporcionados por REE. La línea submarina tiene una longitud de 27.3km y presenta unas pérdidas de un 0.43 % a plena carga. La línea soterrada mide 12.7km y sus pérdidas valen 0.12 % a potencia nominal. Como se dispone de los parámetros eléctricos por unidad de longitud de las líneas, las pérdidas se pueden calcular para 100 km, con el fin de comparar los valores con los datos recopilados en la Tabla 5. Se obtiene unas pérdidas de 8.21 %/100km para cable subterráneo de 400 kV y de 3.1 %/100km para cable submarino de 400 kV. Nótese que las pérdidas obtenidas para estos cables HVAC son mucho mayores que las pérdidas en cables HVDC de la Tabla 6. Sin embargo, son bastante menores que los valores típicos para cables HVAC propuestos en [16], recogidos en la Tabla 5.

Pérdidas HVAC	Longitud real	Cálculo para 100 km
Cable subterráneo 400 kV, 1720 MVA	0.12 %/12.7km	8.21 %/100km
Cable submarino 400 kV, 715 MVA	0.43 %/27.3km	3.1 %/100km

Tabla 7: Cálculo de las pérdidas en cables HVAC a partir de los datos proporcionados por REE.

3. Coste de un enlace completo

A partir de los datos anteriores, se puede dar una estimación de los costes de los siguientes casos:

- Caso 1: Enlace HVAC, 400 kV, 1000 MW, línea aérea de 100km.
- Caso 2: Enlace HVDC-LCC, ±500 kV, 1000 MW, línea aérea de 100km.

- Caso 3: Enlace HVDC-VSC, ± 320 kV, 1000 MW, línea aérea de 100km.

La comparación sigue la misma filosofía que la llevada a cabo en [14].

3.1. Enlace HVAC, 400 kV, 1000 MW, línea aérea de 100km

- Coste de las subestaciones: $2 \times 28 \text{ M€} = 56 \text{ M€}$.
- Pérdidas de los convertidores: 0 M€ (no hay en este caso).
- Coste de los interruptores HVDC: 0 M€ (no hay en este caso).
- Costes de la línea: $0.84 \text{ M€/km} \times 100 \text{ km} = 84 \text{ M€}$ (se toma como referencia el valor del coste de una línea en Italia, de la Tabla 4).
- Costes de las pérdidas en la línea:
 $14\% \times 1000 \text{ MW} \times 100\text{km}/1000\text{km} \times 3.37 \text{ M€/MW} = 47.18 \text{ M€}$.
- Coste total: 187.18 M€.

3.2. Enlace HVDC-LCC, ± 500 kV, 1000 MW, línea aérea de 100km

- Coste de las subestaciones: $2 \times 90 \text{ M€} = 180 \text{ M€}$.
- Pérdidas de los convertidores: $2 \times 0.7\% \times 1000\text{MW} \times 3.37 \text{ M€/MW} = 47.18 \text{ M€}$.
- Coste de los interruptores HVDC: 0 M€ (no hay en este caso, pues es un enlace punto a punto y se puede proteger con interruptores de CA).
- Costes de la línea: $1.01 \times 0.6 \text{ M€/km} \times 100 \text{ km} = 60.6 \text{ M€}$.
- Costes de las pérdidas en la línea:
 $6.6\% \times 1000 \text{ MW} \times 100\text{km}/1000\text{km} \times 3.37 \text{ M€/MW} = 22.24 \text{ M€}$.
- Coste total: 310.02 M€.

3.3. Enlace HVDC-VSC, ± 320 kV, 1000 MW, línea aérea de 100km

- Coste de las subestaciones: $2 \times 110 \text{ M€} = 220 \text{ M€}$.
- Pérdidas de los convertidores: $2 \times 0.9\% \times 1000\text{MW} \times 3.37 \text{ M€/MW} = 60.66 \text{ M€}$.
- Coste de los interruptores HVDC: 0 M€ (no hay en este caso, pues es un enlace punto a punto y se puede proteger con interruptores de CA).
- Costes de la línea: $1.01 \times 0.6 \text{ M€/km} \times 100 \text{ km} = 60.6 \text{ M€}$.
- Costes de las pérdidas en la línea:
 $6.6\% \times 1000 \text{ MW} \times 100\text{km}/1000\text{km} \times 3.37 \text{ M€/MW} = 22.24 \text{ M€}$.
- Coste total: 363.5 M€.

3.4. Comparación de los costes totales

Los costes estimados en los tres casos, usando los valores típicos encontrados en la literatura, se resumen en la Tabla 8. Para las características escogidas y los costes mencionados, el enlace que requiere menos inversión es con CA convencional. Entre los casos de CC, el enlace HVDC-VSC es más caro que el HVDC-LCC.

Enlace 1000 MW	Coste total
Caso 1: HVAC	187.18 M€
Caso 2: HVDC-LCC	310.02 M€
Caso 3: HVDC-VSC	363.50 M€

Tabla 8: Coste total de un enlace para cada tipo de tecnología.

A pesar de los resultados económicos resumidos en la Tabla 8, en el trabajo de [12] se identifican los siguientes beneficios potenciales de una supergrid europea, basada en HVDC:

- Facilidades para la integración de energía renovable de zonas remotas
- Facilidades para la integración masiva de energía renovable
- Aumento de la seguridad de la red y de la seguridad de suministro
- Reducción de la congestión en la red

Se debe tener en cuenta que la inversión que requiere una red HVDC europea es elevada si se compara con la alternativa HVAC convencional. Sin embargo, para hacer una comparación más justa, se deberían tener en cuenta los potenciales beneficios mencionados. La tarea no es fácil, porque intervienen muchos factores, por ejemplo medioambientales, que son difíciles de valorar económicamente. Otro beneficio importante que aportarían las red HVDC malladas frente a las redes de CA es que en las primeras no se necesitarían elementos de compensación de reactiva [14], aunque por ahora, tampoco hay que descartar que fueran necesarios dispositivos electrónicos para contribuir a mantener un perfil de tensiones adecuado en la red de CC. Este estudio coste/beneficio se escapa de los objetivos de este proyecto y este trabajo se limita a resaltar, en las siguientes secciones, algunos beneficios económicos potenciales de una red HVDC.

3.5. Costes de inversión

Se ha calculado el coste de inversión diferenciando entre 2 casos sencillos, uno con enlaces HVDC aislados y el otro con un sistema HVDC multi-terminal, siguiendo una metodología similar a la de [14]. Se considera la tecnología HVDC-VSC por ser esta la más apropiada para sistemas HVDC multi-terminal. Para los cálculos se utilizan los datos recogidos en los apartados anteriores.

Los dos casos considerados son (ver Figura 5 con los dos casos tratados):

- 3 subestaciones de CA conectadas mediante 2 enlaces HVDC-VSC punto a punto.

- 3 subestaciones de CA conectadas mediante un sistema HVDC-VSC de 3 terminales.

En ambos casos se asumen convertidores VSC de ± 320 kV y 1000 MW y líneas aéreas de CC de 100 km.

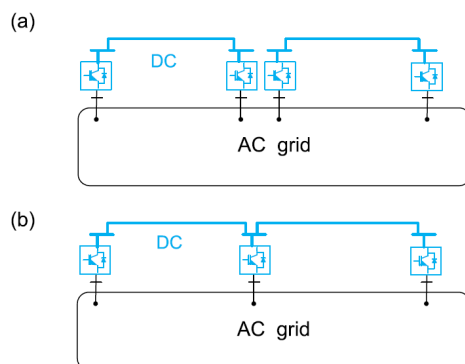


Figura 5: (a) Caso 1: Enlaces HVDC-VSC punto a punto, (b) Caso 2: Sistema HVDC-VSC multi-terminal.

Los costes del caso 1 son:

- Coste de las subestaciones: $4 \times 110 \text{ M€} = 440 \text{ M€}$ (4 estaciones convertidoras).
- Pérdidas de los convertidores: $4 \times 0.9\% \times 1000 \text{ MW} \times 3.37 \text{ M€/MW} = 121.32 \text{ M€}$ (4 estaciones convertidoras).
- Coste de los interruptores HVDC: 0 M€ (no hay en este caso, pues son enlaces punto a punto y se pueden proteger con interruptores de CA).
- Costes de la línea: $2 \times 1.01 \times 0.6 \text{ M€/km} \times 100 \text{ km} = 121.2 \text{ M€}$ (2 líneas de CC).
- Costes de las pérdidas en la línea:
 $2 \times 6.6\% \times 1000 \text{ MW} \times 100 \text{ km} / 1000 \text{ km} \times 3.37 \text{ M€/MW} = 44.48 \text{ M€}$
(2 líneas de CC).
- Coste total: 727 M€ .

Los costes del caso 2 son:

- Coste de las subestaciones: $3 \times 110 \text{ M€} = 330 \text{ M€}$ (3 estaciones convertidoras).
- Pérdidas de los convertidores: $3 \times 0.9\% \times 1000 \text{ MW} \times 3.37 \text{ M€/MW} = 90.99 \text{ M€}$ (3 estaciones convertidoras).
- Coste de los interruptores HVDC: $4 \times 25 \text{ M€} = 100 \text{ M€}$ (se necesitan 4 interruptores HVDC, en cada extremo de línea).
- Costes de la línea: $2 \times 1.01 \times 0.6 \text{ M€/km} \times 100 \text{ km} = 121.2 \text{ M€}$ (2 líneas de CC).

- Costes de las pérdidas en la línea:
 $2 \times 6.6\% \times 1000 \text{ MW} \times 100\text{km}/1000\text{km} \times 3.37 \text{ M€}/\text{MW} = 44.48 \text{ M€}$
 (2 líneas de CC).
- Coste total: 686.67 M€.

Los costes totales de ambos casos se resumen en la Tabla 9, donde se observa que el caso de un sistema HVDC-VSC multi-terminal es más económico. Sin embargo, hay 2 aspectos relevantes en la comparación económica de sistemas con varios enlaces HVDC-VSC punto contra un sistema HVDC-VSC multi-terminal que se debe reflexionar brevemente:

1. coste de los convertidores
2. coste de los interruptores HVDC

	Coste total
Caso 1: 2 enlaces HVDC-VSC punto a punto	727 M€
Caso 2: 1 sistema HVDC-VSC 3-terminal	686.67 M€

Tabla 9: Coste total. Comparación sistema punto-a-punto y sistema multiterminal.

En el ejemplo presentado, el Caso 2 presenta un coste de inversión menor porque tiene menos estaciones convertidoras (4 en el caso 1 y 3 en el caso 2). Las estaciones convertidoras son uno de los elementos más costosos. Sin embargo, en un sistema multi-terminal se requieren interruptores HVDC y, como se expuso en la Sección 2.2, todavía no se comercializan y no hay datos sobre su precio. Los interruptores HVDC son caros y en este ejemplo se ha utilizado un coste de 25 M€ para cada interruptor, según los valores sugeridos en [14]. Un valor muy alto de los interruptores de CC podría cambiar las conclusiones y provocar que la opción de un multi-terminal fuera más cara.

Dada la incertidumbre en los costes de las tecnologías de convertidores VSC e interruptores HVDC, con este ejemplo no se pretende dar un resultado definitivo, sino presentar una metodología razonable y los aspectos más relevantes a la hora de evaluar los costes de este tipo de proyectos.

3.6. Costes de operación. Flujo de cargas óptimo.

Haciendo uso de algoritmos de flujos de cargas óptimos para sistemas HVDC-VSC multi-terminal se puede escoger el punto de trabajo óptimo para minimizar las pérdidas del sistema. Ejemplos de estas propuestas son los trabajos de [18], [19], [20].

4. Impacto ambiental

Los factores que se consideran más relevantes a la hora de evaluar el impacto ambiental de cada tecnología de transporte de energía (HVAC o HVDC) son los siguientes:

- Integración masiva de energía renovable.
- Impacto visual: líneas aéreas v/s cables subterráneos.
- Espacio ocupado por la línea.
- Tamaño de las subestaciones.

A continuación se describen y se discuten estos aspectos.

4.1. Integración masiva de energía renovable

A lo largo de este proyecto se ha insistido en que haciendo uso de tecnología HVDC-VSC, existen mejores posibilidades de integrar generación renovable en gran cantidad y localizada en zonas remotas. Desde un punto de vista medioambiental únicamente, ésta es una gran ventaja del transporte en CC frente al transporte en CA. Por un lado, por ejemplo, la tecnología HVDC-VSC permite integrar el sistema parques eólicos marinos muy alejados de la costa, lo cual no es posible con CA. Por otro lado, aunque se disponga de gran cantidad de energía proveniente de fuentes renovables, el uso de tecnología HVAC en ocasiones puede provocar la congestión de líneas, sobre todo si las zonas de generación renovable se encuentra lejos de los puntos de consumo. Cuando este problema sucede, el operador del sistema de transporte lo detecta 'offline' mediante un análisis de contingencias y luego realiza un redespacho para solucionarlo, reemplazando las fuentes de generación que hacen infactible el punto de operación por otras. Con HVDC-VSC se podría redistribuir los flujos de potencia para prevenir saturaciones y maximizar el aprovechamiento de la energía de origen renovable y, de esta forma, contribuir a una reducción del CO₂ emitido y en a un menor coste de energía generada.

4.2. Impacto visual

Cada vez hay más rechazo a la construcción de líneas aéreas por el impacto visual que producen [21]. Por este motivo, cada vez es más difícil que este tipo de proyectos sea aprobado por las autoridades, que incentivan otras soluciones como líneas subterráneas. Si se utilizan cables subterráneos para distancias largas, la tecnología HVAC es mucho menos práctica que la tecnología HVDC, lo que hace que esta última sea muy interesante para conseguir repotenciar el sistema manteniendo un impacto visual bajo en el medio ambiente. Esto es aplicable tanto para tecnología LCC, como VSC.

4.3. Espacio ocupado por la línea

La altura de las torres y el espacio requerido por la línea dependen del nivel de tensión y las distancias de seguridad exigidas, dependiendo de la tecnología. En general, para líneas aéreas y una misma capacidad de transporte, el espacio requerido usando líneas HVDC es menor que el espacio ocupado por líneas HVAC, como ilustra la Figura 6 para el transporte de 10 GW.

La normativa para la construcción de líneas también exige distancias de seguridad por los campos electromagnéticos. En el informe técnico [21] se indica que la normativa de los Países Bajos obliga a que las líneas aéreas de 400kV de CA tengan un trazado con 300 m de ancho, para garantizar que la exposición permanente del campo electromagnético esté por debajo de

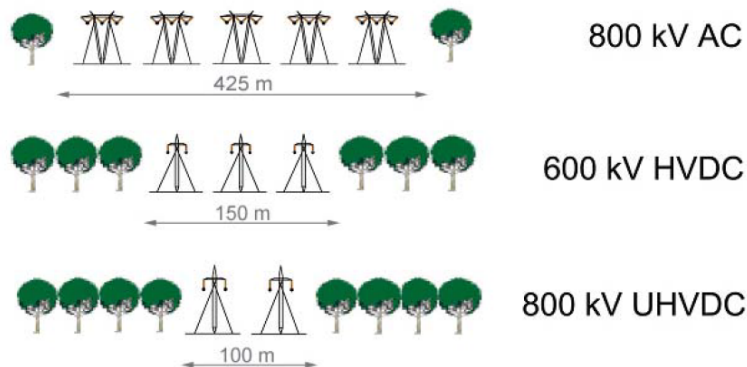


Figura 6: Espacio requerido para el transporte de 10 GW. Figura original de [22] y adaptada en [23].

los valores permitidos (fuera del área restringida). En esa superficie no estaría permitido realizar construcciones. En el mismo informe también se expone que el ancho máximo permitido de trazado de la línea podría ser de 8 m para cables subterráneo en CC.

4.4. Tamaño de la subestación

En la referencia [24] se compara el tamaño de la subestación de dos proyectos de HVDC comparables en potencia llevados a cabo por ABB (uno con tecnología LCC y el otro con tecnología VSC):

- Grita: Interconexión Italia-Grecia (2001). Enlace HVDC-LCC de 500 MW, 400 kVdc (monopolo asimétrico), 400 kVac y 313 km.
- EWIC: Interconexión Gales-Irlanda (2012). Enlace HVDC-VSC de 500 MW, ± 200 kVdc (monopolo simétrico), 400 kVac, 261 km y convertidores VSC de 2 niveles.

Las dimensiones de la subestación de estos dos proyectos se recogen en la Tabla 10 [24]. En general, una estación convertidora para HVDC-LCC ocupa más superficie que las requeridas con tecnología VSC. Según los datos de los proyectos Grita y EWIC, la subestación para LCC ocupa una superficie de $225\text{m} \times 120\text{m} = 27000 \text{ m}^2$, mientras que la subestación para VSC ocupa $180\text{m} \times 115\text{m} = 20700 \text{ m}^2$. Con estos números, la superficie total de estación convertidora VSC ocuparía un 77% de la superficie total de la estación LCC.

Un aspecto interesante para destacar es que los convertidores dentro de la subestación ocupan $35\text{m} \times 20\text{m} = 700 \text{ m}^2$ en el caso LCC, frente al área de $38\text{m} \times 35\text{m} = 1330 \text{ m}^2$ que ocupan los compartimentos de los convertidores en el caso VSC. Los compartimentos de los convertidores también son responsables de que la altura máxima de la subestación sea mayor en el caso de la tecnología VSC (20 m LCC frente a 24 m VSC).

En general, la superficie requerida para la estación convertidora de cada tecnología seguirá la línea de los datos de estos dos proyectos reales. Es de esperar que se requiera más superficie para

Proyecto	Grita	EWIC
Tecnología	HVDC-LCC	HVDC-VSC
Área total de la subestación	225m × 120m	180m × 115m
Altura máxima de la subestación	20m	24m
Área del edificio de los convertidores	35m × 20m	38m × 35m

Tabla 10: Dimensiones de la subestación. Datos obtenidos de [24].

la estación convertidora para HVDC-LCC que para HVDC-VSC, principalmente por los filtros de compensación de potencia reactiva requeridos por la primera tecnología [24]. Sin embargo, si uno evalúa únicamente el espacio requerido por los elementos de electrónica de potencia, los convertidores VSC ocupan más que los LCC.

En el trabajo de [24] también se discuten topologías VSC más recientes que la de 2 niveles, como es la tecnología VSC de 2 niveles en cascada. Con esta última tecnología se requiere una subestación con menor superficie que con los convertidores VSC de 2 niveles, aunque los propios convertidores ocuparían más.

Para dar una idea de las dimensiones que suelen tener las subestaciones de CA, se pone como ejemplo la subestación de Fuencarral 400/220 kV, perteneciente al anillo de Madrid (Figura 7).

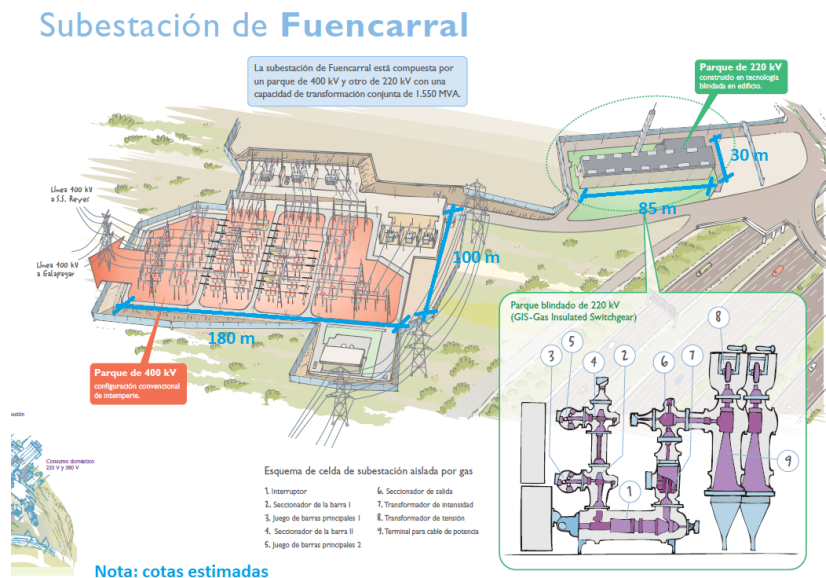


Figura 7: Subestación de Fuencarral 400/220 kV. Figura obtenida (y modificada) de www.ree.es.

La subestación de Fuencarral está compuesta por un parque de 400 kV y otro de 220kV. Las barras de la subestación conectan a las siguientes ramas ⁴:

- Barras de 400 kV (potencia total: 2870 MVA):

⁴datos proporcionados por REE

ESP-LIDER
Electrónica de potencia en el sistema eléctrico para la integración de energías renovables

- Línea Fuencarral - SS Reyes 400 kV, 910 MVA.
- Línea Fuencarral - Galapagar 400 kV, 910 MVA.
- Transformador 400/220/33 kV, 600 MVA.
- Transformador 400/220/33 kV, 450 MVA.
- Barras de 220 kV (potencia total: 3415 MVA):
 - Línea Fuencarral - Alcobendas 220 kV (dos circuitos de 446 MVA cada uno).
 - Línea Fuencarral - C. Deportiva 220 kV, 440 MVA.
 - Línea Fuencarral - Mirasierra 220 kV, 400 MVA.
 - Línea Fuencarral - Sanchinarro 220 kV, 301 MVA.
 - Línea Fuencarral - San Roque 220 kV, 382 MVA.
 - Transformador 400/220/33 kV, 600 MVA.
 - Transformador 400/220/33 kV, 450 MVA.

El parque de 400 kV es de configuración a la interperie (convencional) y ocupa una superficie de $180 \text{ m} \times 100 \text{ m} = 18000 \text{ m}^2$ (aproximadamente⁵). En cambio, el parque de 220 kV es una instalación blindada aislada en gas (Gas Insulated Switchgear, GIS) y ocupa mucho menos espacio. Sus dimensiones aproximadas son: $85 \text{ m} \times 30 \text{ m} = 2550 \text{ m}^2$.

Debe destacarse que las subestaciones de CA tiene una potencia nominal mayor que las subestaciones HVDC estudiadas y, aún así, ocupan una superficie menor.

⁵Medidas estimadas usando Google Earth.

5. Conclusiones

En este informe se ha realizado una evaluación técnico-económica y ambiental de la tecnología HVDC, a partir de los datos encontrados en la literatura. Se han destacado las diferencias entre las tecnologías HVAC, HVDC-LCC y HVDC-VSC y se han descrito los factores considerados más importantes al evaluar los costes. También se han expuesto las ventajas que podría aportar una topología HVDC multi-terminal.

Hoy en día, los costes de inversión en tecnología HVAC son los más bajos, ya que los costes en las estaciones convertidoras de HVDC son muy elevados. Entre las tecnologías de transporte en CC, los costes de inversión en HVDC-VSC son mayores que los de HVDC-LCC. Sin embargo, la tecnología HVAC presenta importantes limitaciones cuando hay que transmitir usando cables, por ejemplo en el mar.

La tecnología HVDC-VSC es la más adecuada para una configuración HVDC multi-terminal. Si se compara la opción de una red HVDC-VSC con la de varios HVDC-VSC punto a punto para una superred europea, parecería razonable pensar que la primera opción sería más económica que la segunda, pues se utilizarían menos convertidores. Sin embargo, se destaca la importancia de el coste de los interruptores HVDC. Según los datos encontrados en la bibliografía, los interruptores HVDC no deberían ser tan caros como las estaciones convertidoras, sin embargo, existe una gran incertidumbre en sus costes por ser una tecnología muy reciente. En el caso de sistemas HVDC multi-terminal es imprescindible disponer de interruptores de CC, mientras que los enlaces HVDC punto a punto se podrían proteger con interruptores de CA en cada extremo. Por tanto, si el coste de los interruptores HVDC fuera comparable con el de las estaciones convertidoras, no estaría tan claro que una red HVDC-VSC requiriera menos inversión que una repotenciación similar con enlaces HVDC-VSC punto a punto aislados.

También se han descrito los aspectos más relevantes desde un punto de vista medioambiental. En general, la tecnología HVDC es más favorable para el medio ambiente que la tecnología HVAC, ya que permitiría integrar más fuentes de energía renovable al sistema. También se ha visto que una línea HVDC requiere menos superficie que una línea HVAC, aunque la primera requiere subestaciones más grandes.

Referencias

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw Hill Education, 1993.
- [2] J. Arrillaga, *High Voltage Direct Current Transmission*. IEE Power Engineering Series 6, Perter Peregrinus Ltd., 1983.
- [3] N. Mohan, T. Undeland, and W. Robbins, *Power Electronics: Converters, Applications and Design; 2nd Edition*. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1995.
- [4] V. K. Sood, *Power Electronics Handbook*. Ed. M.H., Rashid; Elsevier, 2007, ch. HVDC Transmission.
- [5] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control and applications*. Wiley, 2010.
- [6] A. García-Cerrada, L. Rouco, J. L. Zamora, M. Ochoa, and J. Roldán, “Entregable E2.1: Modelado y Control de Sistemas HVDC-VSC - ESP LIDER : Electrónica de Potencia en el Sistema Eléctrico para la Integración de Energías Renovables. Ref IPT-2011-0844-920000.” IIT, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Tech. Rep., 2012.
- [7] N. Flourentzou, V. G. Agelidis, and G. D. Demetriades, “VSC-Based HVDC Power Transmission Systems : An Overview,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 3, pp. 592–602, 2009.
- [8] M. Barnes and A. Beddard, “Voltage Source Converter HVDC Links – The State of the Art and Issues Going Forward,” *Energy Procedia*, vol. 24, no. January, pp. 108–122, Jan. 2012.
- [9] M. Davies, M. Dommaschk, J. Dorn, J. Lang, D. Retzmann, and D. Soerangr, “HVDC PLUS – Basics and Principle of Operation,” *Siemens*, 2008.
- [10] ABB, “It’s time to connect with offshore wind supplement,” *ABB company technical report*, 2010.
- [11] Alstom Grid, “Effective HVDC solutions up to 800 kV,” Tech. Rep., 2010.
- [12] D. Van Hertem and M. Ghandhari, “Multi-terminal VSC HVDC for the European super-grid: Obstacles,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 9, pp. 3156–3163, Dec. 2010.
- [13] Alstom Grid, “HVDC-VSC : transmission technology of the future,” *Think Grid*, vol. 8, pp. 13–17, 2011.
- [14] Cigré Working Group B4.52, “HVDC Grid Feasibility Study,” Cigré, Tech. Rep. April, 2013.
- [15] P. Godron, J. Neubarth, and M. Soyah, “Desert Power: Getting connected,” Dii GmbH, Tech. Rep., 2014.

- [16] F. Trieb, “Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power.” DLR, German Aerospace Center, Tech. Rep., 2006.
- [17] G. Mazzanti and M. Marzinotto, *Extruded Cables for High Voltage Direct-Current Transmission: Advances in Research and Development*. Wiley-IEEE Press, 2013.
- [18] M. Aragüés-Peñalba, A. Egea-Álvarez, O. Gomis-Bellmunt, and A. Sumper, “Optimum voltage control for loss minimization in HVDC multi-terminal transmission systems for large offshore wind farms,” *Electric Power Systems Research*, vol. 89, pp. 54–63, Aug. 2012.
- [19] M. Aragüés-Peñalba, A. Egea-Álvarez, S. G. Arellano, and O. Gomis-Bellmunt, “Droop control for loss minimization in HVDC multi-terminal transmission systems for large offshore wind farms,” *Electric Power Systems Research*, vol. 112, pp. 48–55, Jul. 2014.
- [20] J. Cao, W. Du, H. F. Wang, and S. Q. Bu, “Minimization of Transmission Loss in Meshed AC / DC Grids With VSC-MTDC Networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3047–3055, 2013.
- [21] S. Cole, D. V. Hertem, I. Pardon, and R. Belmans, “Randstad HVDC,” Research group Electa, KU Leuven, Tech. Rep., 2006.
- [22] G. Asplund, “HVDC Outlook,” in *ABB Power Technologies, Sweden*, 2004.
- [23] N. May, “Eco-balance of a Solar Electricity Transmission from North Africa to Europe,” Diploma thesis, Technical University of Braunschweig, 2005.
- [24] R. Sellick and M. Akerberg, “Comparison of HVDC Light (VSC) and HVDC Classic (LCC) Site Aspects, for a 500 MW 400 kV HVDC Transmission Scheme,” in *IET AC/DC, Birmingham, U.K.*, no. Lcc, 2012, pp. 1–6.