



Financiado por:  
Ministerio de Ciencia  
e Innovación

Cofinanciado por:  
Fondo Europeo de  
Desarrollo Regional  
(FEDER)



**PROYECTO GLOBAL: ESP-LIDER. ELECTRÓNICA DE POTENCIA EN  
EL SISTEMA ELÉCTRICO PARA LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS  
RENOVABLES**

**EXPEDIENTE: IPT-2011-0844-920000**

---

---

**Simulación del uso de la tecnología  
HVDC-VSC y casos de estudio**

Documento: ESP-LIDER\_entregable\_HITO2\_2.pdf

Fecha: 23-12-2013

Fichero: /var/www/PDFcopyright/ESP-LIDER\_Simulacion\_H2\_2.zip

en servidor de IIT-COMILLAS

## REGISTRO DE CAMBIOS

Ver.	Fecha	Autor	Secciones cambiadas y justificación
01.0	2013/03/30	Aurelio García Cerrada (COMILLAS-IIT)	Documento de nueva creación.
01.0	2013/03/30	Luis Rouco Rodríguez (COMILLAS-IIT)	Documento de nueva creación.
01.0	2013/03/30	Juan Luis Zamora Macho (COMILLAS-IIT)	Documento de nueva creación.
01.0	2013/03/30	Javier Roldán Pérez (COMILLAS-IIT)	Documento de nueva creación.
01.0	2013/06/30	Javier Renedo Anglada (COMILLAS-IIT)	- Revisión del documento inicial. - Apéndice A completo
01.0	2013/06/30	Silvia Sanz Verdugo (REE)	- Revisión del documento inicial -Apéndice A completo.
01.1	2013/07/10	Aurelio García Cerrada (COMILLAS-IIT)  Javier Renedo Anglada (COMILLAS-IIT)	- Correcciones del documento original. Todas las secciones
01.2	2013/12/15	Aurelio García Cerrada (COMILLAS-IIT),  Silvia Sanz Verdugo (REE),  Javier Renedo Anglada (COMILLAS-IIT)	- Añadidas secciones 7, 8, 9, 10 y 11 - Añadido el apéndice B completo - Correcciones finales del entregable

**Índice**

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2. Modelo del HVDC-VSC</b>	<b>2</b>
2.1. Modelo de un HVDC-VSC en régimen permanente . . . . .	2
2.2. Componentes . . . . .	2
2.3. Control . . . . .	5
2.4. Límites de los convertidores . . . . .	6
2.4.1. Límite 1: Corriente CA . . . . .	7
2.4.2. Límite 2: Tensión CC . . . . .	7
2.4.3. Límite 3: Corriente CC por el cable . . . . .	8
2.4.4. Límite 4: Ángulo de la tensión CA del convertidor . . . . .	8
2.4.5. Diagrama PQ del convertidor . . . . .	8
2.5. Modelo de un HVDC-VSC en régimen transitorio . . . . .	9
2.6. Magnitudes unitarias en CC . . . . .	9
<b>3. Flujo de cargas de un sistema AC con un enlace HVDC-VSC</b>	<b>11</b>
3.1. Iteración externa . . . . .	11
3.2. Flujo de cargas de la red de CA . . . . .	13
3.3. Acoplamiento CA-CC . . . . .	13
3.4. Flujo de cargas de la red CC . . . . .	14
3.5. Iteración CC-slack . . . . .	16
3.5.1. Iteración y valor inicial . . . . .	17
3.5.2. Resolución . . . . .	17
3.5.3. Cálculo de $p_c$ . . . . .	19
3.6. Finalización iteración externa . . . . .	20
<b>4. Herramientas de simulación</b>	<b>21</b>
4.1. MATPOWER . . . . .	21
4.1.1. Modelo de HVDC-VSC propio de MATPOWER en régimen permanente .	21
4.1.2. Modelo de HVDC-VSC completo en MATPOWER en régimen permanente	22
4.1.3. Modelo de HVDC-VSC sin pérdidas en MATPOWER en régimen perma-	
nente . . . . .	22
4.2. PSS/E . . . . .	22
4.2.1. Modelo de HVDC-VSC en PSS/E en régimen permanente . . . . .	23
4.2.2. Modelo de HVDC-VSC en PSS/E en régimen transitorio . . . . .	23
4.3. PSAT . . . . .	23
4.3.1. Modelo de HVDC-VSC en PSAT . . . . .	23
4.4. Comparación . . . . .	24
4.5. Conversión de datos . . . . .	25
4.6. Herramientas de simulación para redes CA/CC con sistemas HVDC-VSC multi-	
terminal . . . . .	25

---

<b>5. Transformación de una línea de alterna existente en una línea HVDC-VSC y análisis de sus implicaciones</b>	<b>26</b>
5.1. Configuraciones de un HVDC . . . . .	26
5.1.1. Enlace monopolar con retorno por tierra . . . . .	26
5.1.2. Enlace bipolar con retorno por el tercer conductor . . . . .	27
5.1.3. Enlace bipolar asimétrico con retorno por tierra . . . . .	29
5.2. Notas para el diseño . . . . .	30
5.2.1. Distancia de los conductores al suelo . . . . .	30
5.2.2. Longitud de aisladores (Línea de fuga) . . . . .	30
5.2.3. Distancia de cada conductor a la torre . . . . .	31
5.2.4. Refuerzo con conductores y consideraciones mecánicas . . . . .	31
5.2.5. Derechos de paso (Right of way - ROW) . . . . .	31
5.3. Potencia nominal de la línea CC . . . . .	33
5.3.1. Monopolar con retorno por tierra . . . . .	33
5.3.2. Bipolar con retorno por el tercer conductor . . . . .	33
5.3.3. Bipolar con retorno por tierra . . . . .	33
5.4. Consideraciones finales y conclusiones . . . . .	33
<b>6. Redes de gran dimensión en régimen permanente</b>	<b>35</b>
6.1. Control de flujos de potencia . . . . .	35
6.1.1. Simulación 1: Control de flujos de potencia . . . . .	38
6.2. Control de tensiones . . . . .	43
6.2.1. Simulación 2: Control de tensiones . . . . .	45
6.3. Estabilidad de tensiones . . . . .	47
6.3.1. Simulación 3: Diagramas de Bifurcación de tensiones. Red IEEE 14 nudos. . . . .	48
6.4. Aumento de la capacidad de transporte del sistema . . . . .	53
6.4.1. Simulación 4: Aumento de la capacidad de transporte . . . . .	53
6.5. Pérdidas . . . . .	57
6.5.1. Simulación 5: Pérdidas de una red mallada con un enlace HVDC-VSC . . . . .	57
6.6. Conclusiones en régimen permanente . . . . .	62
<b>7. Redes de gran dimensión en régimen transitorio</b>	<b>63</b>
7.1. Mejora de la estabilidad del sistema con un HVDC-VSC . . . . .	63
7.2. Caso estudio . . . . .	65
7.2.1. Simulación 1: Pérdida de un generador y pérdida de una línea . . . . .	68
7.2.2. Simulación 2: Cortocircuito trifásico . . . . .	71
7.3. Conclusiones en régimen transitorio . . . . .	73
<b>8. Alimentación a zonas remotas y abastecimiento de islas</b>	<b>74</b>
<b>9. Interconexiones</b>	<b>76</b>
<b>10. Integración de generación eólica marina</b>	<b>78</b>
10.1. Descripción de un generador eólico marino . . . . .	79
10.2. Conexión del parque eólico marino a la red . . . . .	80
10.3. Análisis de costes: HVAC vs HVDC-VSC . . . . .	81

10.4. Conclusiones . . . . .	82
<b>11. Coordinación de protecciones en sistemas con enlaces HVDC-VSC</b>	<b>83</b>
11.1. Comportamiento del enlace HVDC-VSC ante una falta en la línea CC . . . . .	84
11.2. Protección con interruptores de CA . . . . .	86
11.3. Protección con interruptores de CC . . . . .	88
11.4. Coordinación de protecciones del HVDC-VSC con el resto de protecciones de la red CA . . . . .	89
11.5. Conclusiones . . . . .	90
<b>12. Conclusiones</b>	<b>92</b>
<b>A. Caso estudio: Red española. Anillo de Madrid 400 kV. Régimen permanente. CONFIDENCIAL.</b>	<b>99</b>
A.1. Enlace HVDC-VSC . . . . .	101
A.2. Simulación 1: Reactancias . . . . .	102
A.3. Simulación 2: Carga grande . . . . .	106
A.4. Simulación 3: Estabilidad de tensiones . . . . .	111
A.5. Simulación 4: Corriente de cortocircuito . . . . .	113
<b>B. Caso estudio: Red española. Anillo de Madrid 400 kV. Régimen transitorio. CONFIDENCIAL.</b>	<b>115</b>
B.1. Simulación 1: Cortocircuito . . . . .	116
B.2. Simulación 2: Pérdida de generación y pérdida de una línea . . . . .	120

## Índice de figuras

1.	Esquema unifilar de un convertidor VSC acoplado a una red CA con una red CC.	2
2.	Esquema de una estación convertidora HVDC-VSC.	2
3.	Modelo de un convertidor VSC (Cole, Beerten & Belmans 2010), (Cole 2010).	4
4.	Esquema de un enlace HVDC-VSC.	6
5.	Modelo simplificado de un convertidor VSC conectado a una red infinita.	7
6.	Diagrama PQ aproximado de un convertidor VSC. Zona límite de operación.	8
7.	Esquema monopolar equivalente de un enlace HVDC-VSC.	10
8.	Sistema: Enlace HVDC-VSC en una red de corriente alterna (CA).	12
9.	Esquema del algoritmo flujo de cargas VSC CA-CC secuencial.	12
10.	Esquema equivalente en Pi del acoplamiento CA-CC de un convertidor HVDC-VSC.	14
11.	Esquema del sistema DC.	15
12.	Esquema de la iteración CC-balance.	17
13.	Esquema del acoplamiento CA-CC del nudo CC-balance con el cambio de variable. (nudo A) = (nudo s,2), (nudo B) = (nudo c,2).	18
14.	Ejemplo Leuven. Sistema de 5 buses (Beerten, Cole & Belmans 2010). →: potencia activa (MW) y ↔: potencia reactiva (MVar).	24
15.	(a) Configuración monopolar: 3 conductores ida (+) y vuelta por tierra (-); (b) Configuración bipolar con vuelta por conductor: un conductor para cada polo (+ y -) y un conductor central de retorno; (c) Configuración bipolar asimétrica con vuelta por tierra: 2 conductores para el polo +, 1 conductor para el polo - y retorno por tierra.	28
16.	Torre 400 kV, configuraciones típicas. (a) Configuración monopolar, (b) Configuración bipolar con vuelta por conductor: un conductor para cada polo (+ y -) y un conductor central de retorno y (c) 2 Configuración bipolar con vuelta por tierra.	29
17.	Dimensiones de las torres de 400 kV de la línea Galapagar - Moraleja. Cotas en [metros]. Imagen cedida por REE.	32
18.	Modelo de una línea CA.	36
19.	Ejemplo Leuven. Sistema de 5 buses (Beerten, Cole & Belmans 2010). →: potencia activa (MW) y ↔: potencia reactiva (MVar).	39
20.	Ejemplo Leuven. (a) Sistema de 5 buses (Beerten, Cole & Belmans 2010) con un HVDC-VSC sustituyendo a la línea 4-5 AC. (b) Esquema del enlace HVDC-VSC entre los nudos 4 y 5. →: potencia activa (MW) y ↔: potencia reactiva (MVar).	40
21.	Flujos de potencia activa por las líneas en función de la potencia activa que circula por el enlace HVDC-VSC. Son flujos salientes según el criterio: $p_{ij}$ = (potencia que va de $i$ a $j$ )	41
22.	Comparación de los flujos de potencia activa de salida y llegada de la línea 1-3 con el obtenido por el modelo simplificado.	43
23.	Tensiones del sistema en función de la potencia reactiva inyectada en cada nudo del HVDC-VSC.	45
24.	Tensiones del sistema en función de la potencia reactiva inyectada en cada nudo del HVDC-VSC: modelo completo v/s modelo lineal.	46
25.	Sistema IEEE 14 bus.	49

26.	Sistema IEEE 14 bus con un HVDC-VSC sustituyendo a la línea 9-14. . . . .	50
27.	Diagramas de bifurcación de todas las tensiones considerando el sistema IEEE 14 bus original v/s con un enlace HVDC-VSC sustituyendo a la línea 9-14. . . . .	51
28.	Diagramas de bifurcación los nudos PQ considerando el sistema IEEE 14 bus original v/s con un enlace HVDC-VSC sustituyendo a la línea 9-14. . . . .	52
29.	Caso 1. Sistema Leuven con $P_{L,4} = P_{G,4} = 211$ MW. $\rightarrow$ : potencia activa (MW) y $\leftrightarrow$ : potencia reactiva (MVar). . . . .	56
30.	Caso 2. Sistema Leuven con $P_{L,4} = P_{G,4} = 211$ MW y con un HVDC-VSC reemplazando a la línea 4-5. El punto de trabajo del HVDC-VSC es $u_{dc,4} = 1$ p.u., $u_{s,4} = 0,96p.u.$ , $P_{s,5} = -60$ MW y $u_{s,5} = 0,97p.u.$ $\rightarrow$ : potencia activa (MW) y $\leftrightarrow$ : potencia reactiva (MVar). . . . .	56
31.	Escenario 1: Red descargada. Sistema Leuven con HVDC-VSC entre los nudos 4 y 5. Pérdidas en el sistema en función de la potencia que el HVDC-VSC inyecta en el nudo 4 y comparación con el caso base (sistema sin HVDC-VSC). . . . .	58
32.	Escenario 2: Red cargada. Sistema Leuven con HVDC-VSC entre los nudos 4 y 5 con una carga en el nudo 3 de $P_{L,3} = 150$ MW y $Q_{L,3} = 120$ MVar. Pérdidas en el sistema en función de la potencia que el HVDC-VSC inyecta en el nudo 4 y comparación con el caso base (sistema sin HVDC-VSC). . . . .	60
33.	Sistema SAVNW con los cambios: (a) Nueva demanda en el nudo 203 de 500 MW, (b) Nueva potencia de los generadores 101 y 102 de 850 MW cada uno y (c) Estudio interconexión de los nudos 151 y 202 mediante una línea AC o un enlace HVDC-VSC. . . . .	66
34.	Sistema SAVNW. (a) Opción de nueva línea CA entre los nudos 151 y 202 y (b) opción de un enlace HVDC-VSC entre los nudos 151 y 202. . . . .	67
35.	Red SAVNW. Simulación 1: Pérdida del generador 101 en $t = 2$ s y pérdida de la línea 3003-3005 en $t = 25$ s. Nudo 152 (s,1): (a) Tensión $u_{s,1}$ , (b) potencia activa inyectada por la línea 152-202 ( $P_{s,1}$ ), (c) potencia reactiva inyectada por la línea 152-202 ( $Q_{s,1}$ ) y (d) corriente inyectada por el convertidor $I_{s,1}$ en magnitudes unitarias con respecto a la corriente nominal del convertidor. (1) Opción línea CA y (2) Opción HVDC-VSC. . . . .	69
36.	Red SAVNW. Simulación 1: Pérdida del generador 101 en $t = 2$ s y pérdida de la línea 3003-3005 en $t = 25$ s. Nudo 202 (s,1): (a) Tensión $u_{s,2}$ , (b) potencia activa inyectada por la línea 202-152 ( $P_{s,2}$ ), (c) potencia reactiva inyectada por la línea 202-152 ( $Q_{s,2}$ ) y (d) corriente inyectada por el convertidor $I_{s,2}$ en magnitudes unitarias con respecto a la corriente nominal del convertidor. (1) Opción línea CA y (2) Opción HVDC-VSC. . . . .	70
37.	Red SAVNW. Simulación 2: Cortocircuito trifásico en la línea 3005-3006 en $t = 2$ s y despeje, abriendo la línea, 150 ms más tarde. Respuesta temporal de (a) $u_{202}$ , (b) $\Delta\delta_{eq,211}$ y (c) $\Delta\omega_{211}$ . (1) Opción línea CA y (2) Opción HVDC-VSC. . . . .	72
38.	Interconexión con HVDC-VSC. (a) Interconexión asíncrona entre 2 áreas, (b) Interconexión síncrona entre 2 áreas y (c) Interconexión síncrona entre 3 áreas. . . . .	76
39.	Esquema del proyecto BorWin1 de ABB: Conexión de un parque eólico marino mediante un HVDC-VSC 400 MW $\pm$ 150 kV. Figura tomada de www.ABB.com. . . . .	78

40.	Esquema de un generador eólico: (a) Generador de inducción de velocidad fija, (b) generador de inducción doblemente alimentado y (c) generador acoplado completamente por convertidor. . . . .	79
41.	Corriente de cortocircuito ante una falta en la línea de CC de un HVDC-VSC. Tecnología de los convertidores: Multinivel Modular (MMC) de medio puente. Figura tomada de (Macleod, Barker, Whitehouse & Liang 2011) . . . . .	85
42.	Tipos de faltas en la línea CC de un enlace HVDC-VSC: (a) falta polo-tierra y (b) falta polo-polo. . . . .	86
43.	Esquema del sistema de protecciones de un HVDC-VSC utilizando interruptores de CA. . . . .	86
44.	Esquema del sistema de protecciones utilizado en los enlaces HVDC-VSC que se encuentran en operación (utilizando dispositivos de CA). Figura tomada de (ABB 2010). . . . .	87
45.	Esquema de interruptores HVDC. (a) Interruptor mecánico y (b) interruptor con electrónica de potencia. Figura extraída y modificada de (Barnes & Beddard 2012). . . . .	89
46.	Interruptor de HVDC híbrido de ABB. Figura tomada de (Häfner & Jacobson 2011). . . . .	90
47.	Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. . . . .	100
48.	Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 1. Perfil de tensiones (a) en funcionamiento normal (con reactancias), (b) psin reactancias de los nudos y (c) sin reactancias y con HVDC-VSC en vez de la línea Galapagar - Moraleja y (d) sin reactancias y con HVDC-VSC con sus límites de reactiva en los convertidores. . . . .	103
49.	Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 2. (a) Perfil de tensiones en funcionamiento normal, carga de Fuencarral: 40 MW y 8,6 MVAR, (b) perfil de tensiones si se sustituye la carga de Fuencarral por una de 1200 MW y 500 MVAR, (c) perfil de tensiones con la nueva carga y con HVDC-VSC en vez de la línea Galapagar - Moraleja 400 kV y (d) perfil de tensiones con la nueva carga y con HVDC-VSC con límites de reactiva. . . . .	108
50.	Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 2. (a) Flujos de potencia en funcionamiento normal, carga de Fuencarral: 40 MW y 8,6 MVAR, (b) flujos de potencia si se sustituye la carga de Fuencarral por una de 1200 MW y 500 MVAR, (c) flujos de potencia con la nueva carga y con HVDC-VSC en vez de la línea Galapagar - Moraleja 400 kV y (d) flujos de potencia con la nueva carga y con HVDC-VSC con límites de reactiva. (Nótese que la línea verde y la línea nega están prácticamente superpuestas porque los límites de reactiva no afectan prácticamente a los flujos de activa) . . . . .	109
51.	Tensiones de los nudos del anillo en función de $\lambda$ . Donde $P_{L,1} = \lambda(P_{L,1}^0 + jQ_{L,1}^0) = \lambda(10 + j8)$ MVA. . . . .	112
52.	Cortocircuito en la línea 14052-14105 en $t = 2$ s y despeje en $t = 2,150$ s. . . . .	117
53.	Cortocircuito en la línea 14052-14105 en $t = 2$ s y despeje en $t = 2,150$ s. . . . .	118
54.	Cortocircuito en la línea 14052-14105 en $t = 2$ s y despeje en $t = 2,150$ s. . . . .	119
55.	Pérdida de los generadores 4004, 4700, 4701 y 9344 en $t = 2$ s y pérdida de la línea 14052-14105 en $t = 30$ s. . . . .	121



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

---

56.	Pérdida de generadores 4004, 4700, 4701 y 9344 en $t = 2$ s y pérdida de la línea 14052-14105 en $t = 30$ s. . . . .	122
57.	Pérdida de generadores 4004, 4700, 4701 y 9344 en $t = 2$ s y pérdida de la línea 14052-14105 en $t = 30$ s. . . . .	123

## **1. Introducción**

En este documento se recoge el estudio realizado sobre las aplicaciones de un enlace HVDC-VSC punto a punto en redes eléctricas. Este estudio se ha realizado en el marco del proyecto ESP-LIDER financiado por el ministerio de Economía y Competitividad del gobierno de España.

Los objetivos del trabajo son:

- Modelado y simulación de enlaces HVDC-VSC punto a punto en redes eléctricas, tanto en régimen permanente como en régimen dinámico.
- Estudio de las herramientas de simulación más extendidas.
- Estudio técnico de la transformación de una línea aérea de corriente alterna existente en un enlace HVDC-VSC.
- Aplicaciones del HVDC-VSC para la operación del sistema eléctrico.
- Establecer escenarios concretos para el desarrollo de la tecnología HVDC-VSC.
- Coordinación del sistema de protecciones de sistemas con HVDC-VSC.
- Simulación de escenarios concretos de aplicaciones del HVDC-VSC en la red española.

## 2. Modelo del HVDC-VSC

### 2.1. Modelo de un HVDC-VSC en régimen permanente

En este documento se utilizará el modelo de HVDC-VSC propuesto por (Cole, Beerten & Belmans 2010), (Cole 2010). En el informe del Hito 2.1 (García-Cerrada, Rouco, Zamora, Ochoa & Roldán 2012) se realizó un estudio exhaustivo del control de HVDC-VSC, por lo que en este documento no se va a tratar el detalle del control.

### 2.2. Componentes

En la Figura 1 se muestra un esquema unifilar de una estación convertidora entre una red CA y una red CC (en el caso que interesa en este documento, la red CC tiene sólo 2 nudos). El modelo de la estación convertidora se muestra en la Figura 2 y el del enlace completo en la Figura 4.

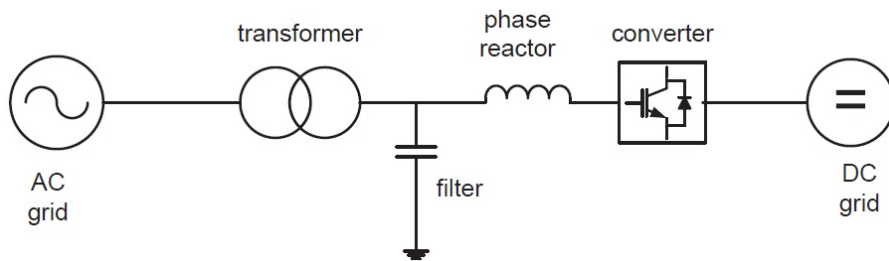


Figura 1: Esquema unifilar de un convertidor VSC acoplado a una red CA con una red CC.

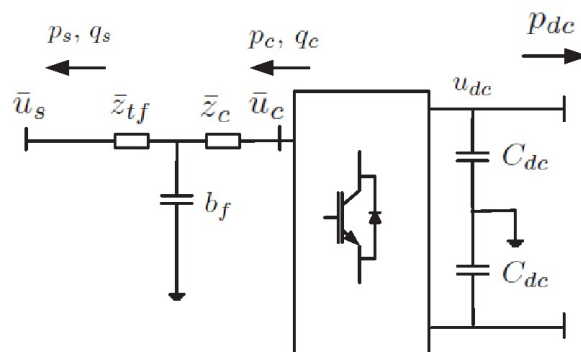


Figura 2: Esquema de una estación convertidora HVDC-VSC.

A continuación se describe cada componente, según (Daelemans 2008) y (Cole 2010):

- El punto de conexión de la estación convertidora a la red es a través de un transformador, que se modela como una impedancia inductiva:

$$\bar{z}_{tf} = r_{tf} + jx_{tf} \quad (\text{p.u}) \quad (2.1)$$

- El siguiente elemento serie es una reactancia, que sirve para: (a) filtro paso bajo de los armónicos de corriente, (b) control de la corriente compleja y por tanto de las potencias y (c) limitar la corriente de cortocircuito del convertidor. Se modela como una impedancia inductiva:

$$\bar{z}_c = r_c + jx_c \quad (\text{p.u}) \quad (2.2)$$

- En paralelo se tiene un condensador, que con la reactancia anterior forma un filtro paso bajo. Su impedancia es:

$$\bar{z}_f = -j\frac{1}{b_f} \quad (\text{p.u}) \quad (2.3)$$

$r_{tf}$ (p.u)	$x_{tf}$ (p.u)	$b_f$ (p.u)	$r_c$ (p.u)	$x_c$ (p.u)
0.001	0.12	0.15	$8 \times 10^{-4}$	0.16

Tabla 1: Valores ejemplo de los elementos de conexión CA-CC de una estación convertidora (Daelemans 2008). Datos expresados en las bases nominales del convertidor.

Valores ejemplo de los elementos de conexión del convertidor a la red eléctrica, expresados en las las bases nominales del convertidor, se muestran en la tabla 1 (Daelemans 2008).

- El convertidor VSC, (IGBTs - multi-nivel modular) se modelará en el lado de CA como una fuente de tensión y en el lado de CC como una fuente de corriente (Cole, Beerten & Belmans 2010), (Cole 2010), como muestra la Figura 3. El fasor de tensión de alterna  $\bar{u}_c$  y la corriente de continua  $i_{dc}$  están ligadas por la potencia que transmite el convertidor y las pérdidas de éste.

En (Daelemans 2008) se propone un modelo cuadrático de pérdidas en los convertidores con la corriente obtenido a partir de datos del HVDC-VSC  $\pm 300$  kV, 600 MW del proyecto Sodra Lanken de ABB:

$$P_{loss} = A + B \cdot I_c + C \cdot I_c^2 \quad (\text{MW}) \quad (2.4)$$

donde  $I_c$  es el valor eficaz de la corriente que el convertidor suministra a la red de CA. En el estudio realizado en (Daelemans 2008) se obtuvieron los valores de los parámetros  $A$ ,  $B$  y  $C$  mostrados en la tabla 2.

Para incorporar los cálculos en los algoritmos de flujo de cargas se trabajará en p.u's escalando los coeficientes en la base adecuada:

$$p_{loss} = a + b \cdot i_c + c \cdot i_c^2 \quad (\text{p.u}) \quad (2.5)$$

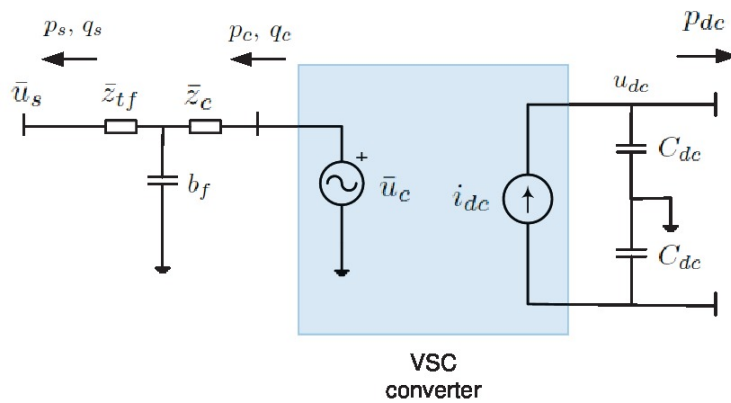


Figura 3: Modelo de un convertidor VSC (Cole, Beerten & Belmans 2010), (Cole 2010).

	A [MW]	B [kV]	C [ $\Omega$ ]
rectificador	6.62	1.8	1.98
inversor	6.62	1.8	3.00

Tabla 2: Pérdidas en los convertidores. Sodra Lanken (Daelemans 2008)

Teniendo en cuenta el criterio de signos de la Figura 3, la potencia que el convertidor inyecta en el lado de CA ( $p_c$ ) en función de la potencia inyectada en el lado de CC ( $p_{dc}$ ) es:

$$p_c = \begin{cases} -(|p_{dc}| + p_{loss}) & \text{si } p_{dc} > 0 \text{ (rectificador)} \\ |p_{dc}| - p_{loss} & \text{si } p_{dc} \leq 0 \text{ (inversor)} \end{cases} \quad (2.6)$$

Si se considera el sistema monofásico equivalente para la red de alterna, un monopolo equivalente para la línea de continua y se toma la misma potencia base en ambas zonas, las potencias en p.u.'s vienen dadas por:

$$\bar{s}_c = \bar{u}_c \bar{i}_c^* \Rightarrow p_c = \Re\{\bar{s}_c\} \quad (\text{p.u.}) \quad (2.7)$$

$$p_{dc} = u_{dc} i_{dc} \quad (\text{p.u.}) \quad (2.8)$$

En la sección se definen explícitamente las bases consideradas.

- Por último, los conductores de CC se modelarán con una resistencia  $r_{dc}$ .

### 2.3. Control

Un convertidor es capaz de controlar 2 variables (García-Cerrada et al. 2012):

1. Mediante el control interno de corriente de eje  $d$  se puede controlar la potencia activa que inyecta en la red CA ( $p_s$ ) o la tensión en el lado de CC ( $u_{dc}$ ).
2. Con el control interno de corriente de eje  $q$  se controla la potencia reactiva que inyecta en la red CA ( $q_s$ ) o el módulo de la tensión del punto de conexión con la red CA ( $u_s$ ).

En un enlace HVDC-VSC punto-a-punto, un convertidor debe controlar la potencia activa  $p_s$  que se quiere transmitir por el enlace y el otro la tensión  $u_{dc}$ . En un sistema multiterminal debe haber al menos un nudo que controle  $u_{dc}$ . El nudo que controla  $u_{dc}$  tiene el mismo rol que el nudo balance en sistemas CA: de compensar las pérdidas del sistema y por esto se suele llamar "nudo CC balance" (DC-slack en inglés).

En la Figura 4 se muestra un enlace HVDC-VSC punto-a-punto. En este documento, salvo que se indique lo contrario, el nudo  $dc, 2$  será el CC balance. Es decir, el convertidor  $c1$  controla  $p_{s,1}$  y  $q_{s,1}$  (o  $u_{s,1}$ ) y el convertidor  $c2$  siempre controlará  $u_{dc,2}$  y tendrá la libertad de controlar  $q_{s,2}$  o  $u_{s,2}$ .

En definitiva, un enlace HVDC-VSC controlará la potencia activa que circula por él y la potencia reactiva que inyecta en cada nudo. La tensión CC del enlace fijará la corriente CC del enlace y por tanto, las pérdidas en el conductor de CC.

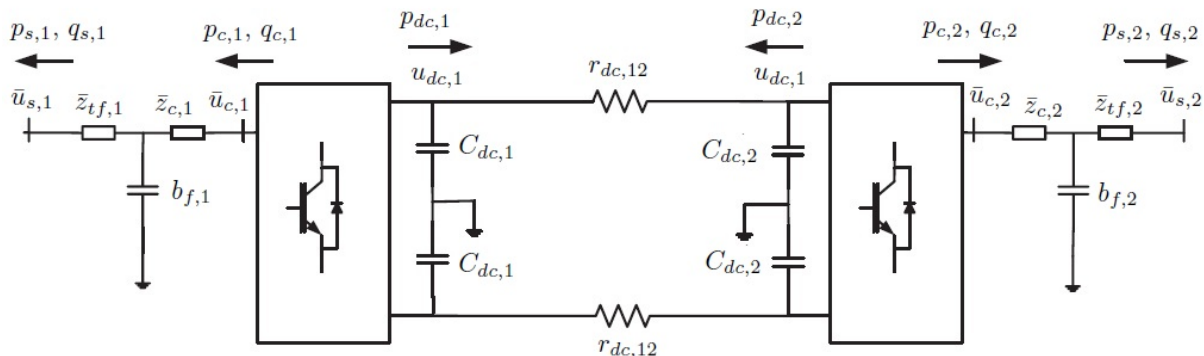


Figura 4: Esquema de un enlace HVDC-VSC.

## 2.4. Límites de los convertidores

En (Johansson, Asplund, Jansson & Ruderval 2004), (Cole 2010) y (Beerten, Cole & Belmans 2012) se estudian los límites de funcionamiento de los convertidores de un HVDC-VSC. En este apartado se describen dichos límites basándose en (Cole 2010), haciendo analogía con los límites de un generador síncrono.

Hay cuatro factores que limitan los puntos de operación de un HVDC-VSC:

1. Corriente CA del convertidor ( $i_c$ ).
2. Tensión CC del convertidor ( $u_{dc}$ ).
3. Corriente CC por el cable ( $i_{dc}$ ).
4. Ángulo de la tensión CA del convertidor ( $\delta_c$ ).

Para establecer los límites de operación de las potencias que el convertidor inyecta en la red de CA,  $p_s$  y  $q_s$ , en el diagrama PQ, consiértese la Figura 3 y las siguientes simplificaciones comúnmente aceptadas que facilitan el análisis y la interpretación de los resultados:

- Se desprecia la parte paralelo del filtro  $b_f$ .
- Se desprecian las pérdidas en el transformador y en la parte serie del filtro.
- No se tienen en cuenta las pérdidas en los convertidores.
- Se considera que el convertidor está conectado a una red infinita de CA.

Únicamente para este apartado, se toma como referencia de ángulo la tensión de la red de CA:  $\bar{u}_s = u_s \angle 0^\circ$  y  $\bar{u}_c = u_c \angle \delta_c$ . El esquema se muestra en la Figura 5, donde el valor de la reactancia es:  $x_T = x_{tf} + x_c$ . El estudio se realiza en magnitudes unitarias.

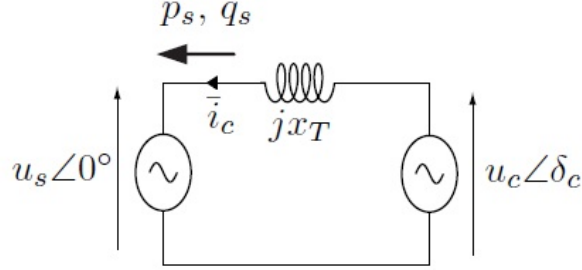


Figura 5: Modelo simplificado de un convertidor VSC conectado a una red infinita.

#### 2.4.1. Límite 1: Corriente CA

El límite de corriente  $i_c^{max}$  es el mínimo entre el límite de corriente del conductor AC y el límite de corriente de los convertidores. Las potencias críticas vienen dadas por:

$$u_s i_c^{max} = \sqrt{p_s^2 + q_s^2} \quad (2.9)$$

y al igual que en un generador síncrono, en el diagrama P-Q, las potencias deberán estar dentro de una circunferencia centrada en el origen y de radio  $u_s i_c^{max}$ :

$$p_s^2 + q_s^2 < (u_s i_c^{max})^2 \quad (2.10)$$

El límite de corriente CA es análogo al límite térmico de un generador síncrono.

#### 2.4.2. Límite 2: Tensión CC

La tensión  $u_{dc}$  está relacionada con la tensión  $u_c$  por el índice de modulación PWM. Se considerará el límite  $u_c^{max}$ , haciendo analogía con el límite de excitación de una máquina síncrona. Las potencias inyectadas en la red infinita vienen dadas por:

$$p_s = \frac{u_s u_c}{x_{eq}} \sin \delta_c \quad (2.11)$$

$$q_s = \frac{u_s u_c}{x_{eq}} \cos \delta_c - \frac{u_s^2}{x_{eq}} \quad (2.12)$$

Eliminando el ángulo  $\delta_c$  de las ecuaciones:

$$p_s^2 + \left( q_s + \frac{u_s^2}{x_{eq}} \right)^2 = \left( \frac{u_s u_c}{x_{eq}} \right)^2 \quad (2.13)$$

En el caso crítico con  $u_c^{max}$ , las potencias válidas para operación deberán estar dentro de una circunferencia centrada en  $\left( 0, -\frac{u_s^2}{x_{eq}} \right)$  y de radio  $\left( \frac{u_s u_c^{max}}{x_{eq}} \right)$ :

$$p_s^2 + \left( q_s + \frac{u_s^2}{x_{eq}} \right)^2 < \left( \frac{u_s u_c^{max}}{x_{eq}} \right)^2 \quad (2.14)$$



### 2.4.3. Límite 3: Corriente CC por el cable

La corriente máxima por el conductor de CC limita la potencia activa del convertidor, según las simplificaciones hechas, es la misma que la inyectada en la red CA. Por tanto, el límite viene dado por  $\pm p_s^{max}$ . Este límite es análogo al límite de potencia mecánica de un generador síncrono.

### 2.4.4. Límite 4: Ángulo de la tensión CA del convertidor

Según la ecuación 2.11, hay una potencia activa máxima que el convertidor puede transmitir a la red CA que se alcanza cuando la diferencia de ángulos de tensión entre el convertidor y la red es:  $\delta_c = 90^\circ$ . En general, se toma un valor  $\delta_c^{max}$  entre  $60^\circ$  o  $75^\circ$ , dando un factor de seguridad. En general, en convertidores este límite no se alcanzará si no se ha sobrepasado otro límite antes, debido a que el valor de la reactancia de acoplamiento de los convertidores suele ser mucho menor que la reactancia de los generadores.

### 2.4.5. Diagrama PQ del convertidor

El diagrama PQ, para una tensión  $u_s$  fijada por la red infinita y considerando todos los límites, se muestra en la Figura 6. La zona de operación se representa en azul. La representación no está hecha a escala, a diferencia de lo que pasa en generadores síncronos, en un diagrama PQ de un convertidor con valores reales el punto  $(0, -\frac{u_s^2}{x_{eq}})$  estaría mucho más abajo.

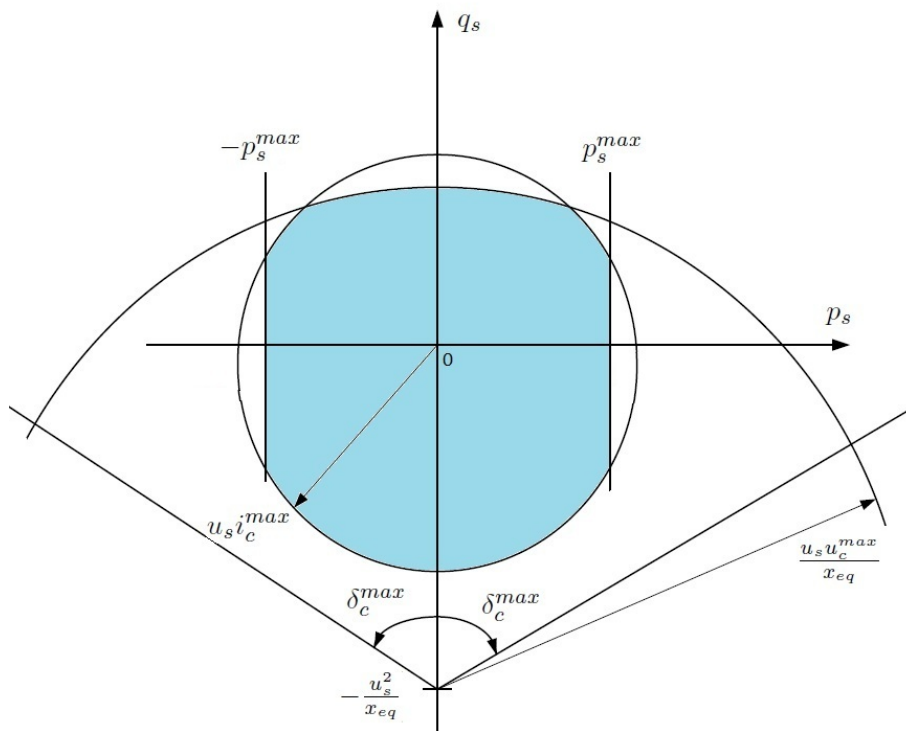


Figura 6: Diagrama PQ aproximado de un convertidor VSC. Zona límite de operación.

## 2.5. Modelo de un HVDC-VSC en régimen transitorio

Se utiliza el mismo modelo dinámico que en (Cole, Beerten & Belmans 2010), cuyas ecuaciones fueron expuestas en el informe técnico del Hito 2.1 (García-Cerrada et al. 2012).

## 2.6. Magnitudes unitarias en CC

Al igual que en CA, el flujo de cargas CA-CC se resolverá en magnitudes unitarias (p.u). Para la red de CC se tomará una potencia base ( $P_{dc,B}$ ) y una tensión base ( $U_{dc,B}$ ) para obtener el esquema monofásico equivalente del enlace del HVDC-VSC. En este documento se supondrá que el enlace HVDC-VSC es bipolar con valores nominales:  $\pm U_{dc,N}$ ,  $P_{dc,N}$ . La notación es la siguiente:

- $U_{dc}$ : tensión polo-neutro.
- $P_{dc}$ : Potencia total, es decir, la que va por los 2 polos.
- $I_{dc}$ : Corriente que circula por cada polo.
- $R_{dc}$ : Resistencia de cada polo.

Se tomarán como bases:

$$U_{dc,B} = U_{dc,N} \quad (2.15)$$

$$P_{dc,B} = S_B \quad (2.16)$$

siendo  $S_B$  la potencia aparente base de la red de CA, por ejemplo,  $S_B = 100$  MVA.

La corriente base ( $I_{dc,B}$ ) y la resistencia base ( $R_{dc,B}$ ) se pueden obtener fácilmente considerando:

$$P_{dc,B} = 2U_{dc,B}I_{dc,B} \quad (2.17)$$

$$U_{dc,B} = R_{dc,B}I_{dc,B} \quad (2.18)$$

es decir:

$$I_{dc,B} = \frac{P_{dc,B}}{2U_{dc,B}} \quad (2.19)$$

$$R_{dc,B} = \frac{U_{dc,B}}{I_{dc,B}} = \frac{2U_{dc,B}^2}{P_{dc,B}} \quad (2.20)$$

Considerando estas bases, las ecuaciones en magnitudes reales:

$$U_{dc} = R_{dc}I_{dc} \quad (2.21)$$

$$P_{dc} = 2U_{dc}I_{dc} \quad (2.22)$$

se pueden escribir en (p.u):

$$u_{dc} = r_{dc}i_{dc} \quad (2.23)$$

$$p_{dc} = u_{dc}i_{dc} \quad (2.24)$$

El esquema monopolar equivalente en p.u's de un enlace HVDC-VSC se muestra en la Figura 7.

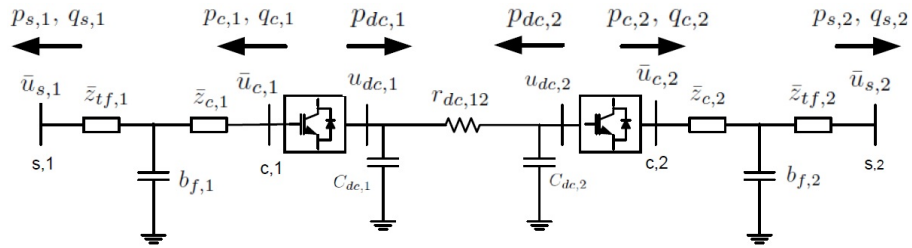


Figura 7: Esquema monopolar equivalente de un enlace HVDC-VSC.

### 3. Flujo de cargas de un sistema AC con un enlace HVDC-VSC

En este documento, para resolver flujos de cargas con un HVDC-VSC se utilizará el algoritmo secuencial propuesto en (Beerten, Cole & Belmans 2010) y (Cole 2010) para sistemas CA-CC conteniendo un sistema HVDC-VSC multiterminal y particularizando cuando el sistema multiterminal tiene sólo 2 nudos. Una generalización del algoritmo de flujo de cargas secuencial con CC-balance distribuido se propone en (Beerten, Van Hertem & Belmans 2011) e incluyendo límites de convertidores y filtros LCL en (Beerten, Cole & Belmans 2012). En el documento futuro de VSC-Multiterminal se estudiarán estos algoritmos y en esta sección se restringirá el estudio para el caso HVDC-VSC punto-a-punto.

Una representación esquemática del problema puede verse en la Figura 8. El convertidor c1 controla  $p_{s,1}$  y  $q_{s,1}$  (o  $u_{s,1}$ ) y el convertidor c2 es el CC balance y controla  $u_{dc,2}$  y  $q_{s,2}$  (o  $u_{s,2}$ ). En enlace está conectado (por los 2 extremos) a una red CA con cualquier topología.

El esquema del algoritmo se muestra en la Figura 9. En el algoritmo secuencial, las variables obtenidas en el flujo de cargas de la red de CA son entradas del flujo de cargas de CC y vice-versa (Beerten, Cole & Belmans 2010), (Cole 2010). El algoritmo consta de una iteración externa compuesta por 3 subprocesos iterativos (Figura 9) y puede resumirse como sigue:

1. Se fija un valor inicial de la potencia de CA del nudo balance de CC:  $p_{s,2}^{(k=0)}$ .
2. Iteración interna: Se ejecuta un flujo de cargas de la red CA con estado inicial el estado en la iteración  $k$  y especificando  $p_{s,2}^{(k)}$ .
3. Se resuelve el acoplamiento CA-CC.
4. Iteración interna: Flujo de cargas de la red CC. Como estado inicial se utiliza el obtenido del flujo de cargas CA a través del acoplamiento en la iteración  $k$ .
5. Iteración interna: Iteración del nudo CC-balance. Se obtiene un nuevo valor de  $p_{s,2}^{(k+1)}$ .
6. Test de convergencia: Si  $|p_{s,2}^{(k+1)} - p_{s,2}^{(k)}| < \epsilon$ : terminar y si no, volver al paso 2.

#### 3.1. Iteración externa

La iteración externa del algoritmo ( $k$ ) está gobernada por la potencia activa que inyecta en la red el nudo CC-balance:  $p_{s,2}^{(k)}$ . En cada iteración se obtiene un nuevo valor de  $p_{s,2}^{(k)}$  que servirá de entrada para el flujo de cargas CA. Es necesario hacer una estimación inicial de  $p_{s,2}^{(k)}$ , pues el convertidor c, 2 es el CC-balance y controla  $u_{dc,2}$  en vez de  $p_{s,2}$ . La estimación inicial se puede hacer suponiendo que no hay pérdidas (u otra estimación que se considere mejor). Es decir:

$$p_{s,2}^{(0)} = -p_{s,1} \quad (3.1)$$

Al final de la iteración se calcula el nuevo valor de  $p_{s,2}^{(k)}$  (con la iteración CC-balance) y se hace el test de convergencia. La iteración se detiene si la diferencia es menor que una tolerancia  $\epsilon$ :

$$|p_{s,2}^{(k+1)} - p_{s,2}^{(k)}| < \epsilon \quad (3.2)$$

Si no hay convergencia, se repite el proceso. En cada iteración,  $p_{s,2}^{(k)}$  será una entrada del flujo de cargas CA.

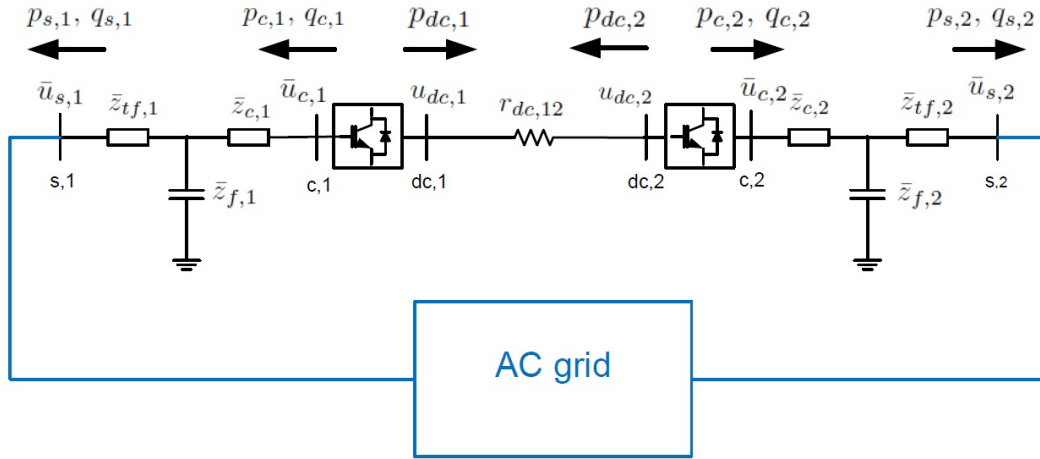


Figura 8: Sistema: Enlace HVDC-VSC en una red de corriente alterna (CA).

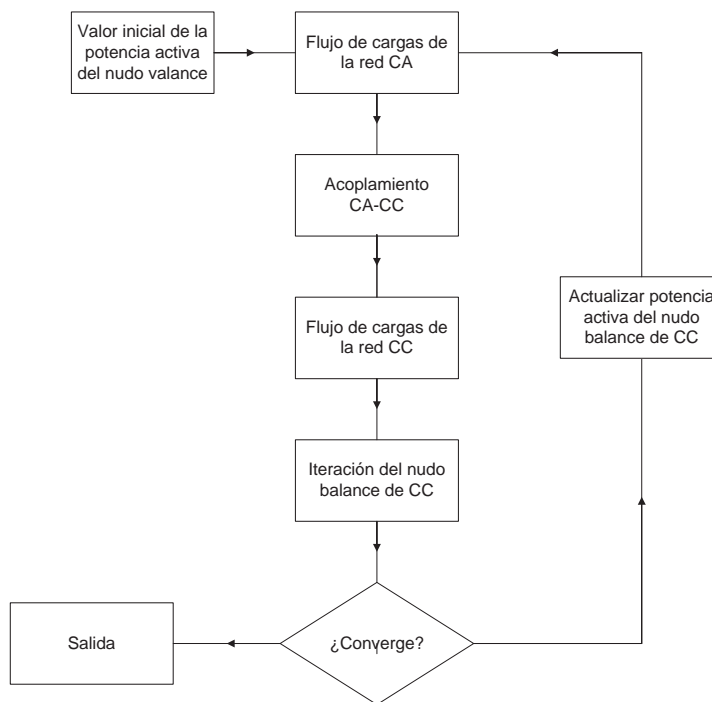


Figura 9: Esquema del algoritmo flujo de cargas VSC CA-CC secuencial.

### 3.2. Flujo de cargas de la red de CA

Una vez que se tiene  $p_{s,2}^{(k)}$ , se puede resolver el flujo de cargas de la red de CA, poniendo en los 2 nudos de los convertidores las condiciones de contorno adecuadas. De los  $n$  nudos de la red CA, uno de ellos es el balance (slack), 2 de ellos son los nudos donde se conectan los convertidores a través de sus filtros y el resto son o nudos PV o nudos PQ. Los 2 nudos de conexión de los convertidores con la red CA serán nudos PV o PQ, dependiendo del modo de operación de cada convertidor. Sin embargo, la potencia activa del nudo CC-balance no puede calcularse directamente porque el convertidor 2 estará controlando la tensión de CC y no la potencia activa que se inyecta en la red. La potencia activa especificada en el nudo CC-balance ( $s, 2$ ) es la estimada en la iteración  $k$ :  $p_{s,2}^{(k)}$ . Con esta condición de contorno, se consigue que haya un CA-slack y el resto de nudos sean PV o PQ y por tanto, se pueda resolver el flujo de cargas CA.

En cada iteración externa  $k$ , el estado inicial para arrancar la iteración interna  $j$  del flujo de cargas CA será el estado en la iteración  $k$ :

$$(\mathbf{U}^{(j=0)})^{(k)} = \mathbf{U}^{(k)} \quad \text{y} \quad (\boldsymbol{\delta}^{(j=0)})^{(k)} = \boldsymbol{\delta}^{(k)} \quad (3.3)$$

En la iteración externa inicial ( $k = 0$ ), como no se dispone de estado inicial de tensiones, el flujo de cargas de CA se puede arrancar con perfil plano o el que se considere oportuno.

La resolución de un flujo de cargas AC es bien conocida y se puede resolver con el método de Newton-Raphson (Gómez-Expósito (editor) 2002):

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\boldsymbol{\delta}}^{(j)} & \mathbf{J}_{PU}^{(j)} \\ \mathbf{J}_{Q\boldsymbol{\delta}}^{(j)} & \mathbf{J}_{QU}^{(j)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\boldsymbol{\delta}^{(j)} \\ \Delta\mathbf{U}/\mathbf{U}^{(j)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{P}^{(j)} \\ \Delta\mathbf{Q}^{(j)} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

A partir del flujo de cargas CA se obtiene un nuevo estado del sistema CA:  $\mathbf{U}^{(k)}$  y  $\boldsymbol{\delta}^{(k)}$  y se continua con el proceso.

### 3.3. Acoplamiento CA-CC

Una vez que se tienen todas las variables de la red de alterna:  $\mathbf{U}^{(k)}$ ,  $\boldsymbol{\delta}^{(k)}$  y las potencias  $\bar{\mathbf{S}}^{(k)} = \mathbf{P}^{(k)} + j\mathbf{Q}^{(k)}$ , se deben calcular las variables especificadas para la resolución del flujo de cargas CC. Las variables de CC están relacionadas con las de CA por los convertidores y filtros. Primero, se pasa de esquema estrella a esquema  $\pi$ , para cada acoplamiento CA – CC ( $i = 1, 2$ ) (Figura 10) (Beerten, Cole & Belmans 2012):

$$\bar{z}_{1,i} = \frac{\bar{z}_{tf,i}\bar{z}_{c,i} + \bar{z}_{c,i}\bar{z}_{f,i} + \bar{z}_{f,i}\bar{z}_{tf,i}}{\bar{z}_{c,i}} \quad (3.5)$$

$$\bar{z}_{2,i} = \frac{\bar{z}_{tf,i}\bar{z}_{c,i} + \bar{z}_{c,i}\bar{z}_{f,i} + \bar{z}_{f,i}\bar{z}_{tf,i}}{\bar{z}_{f,i}} \quad (3.6)$$

$$\bar{z}_{3,i} = \frac{\bar{z}_{tf,i}\bar{z}_{c,i} + \bar{z}_{c,i}\bar{z}_{f,i} + \bar{z}_{f,i}\bar{z}_{tf,i}}{\bar{z}_{t,i}} \quad (3.7)$$

y se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \bar{u}_{c,i} \\ \bar{l}_{c,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{\bar{z}_{2,i}}{\bar{z}_{1,i}} & \bar{z}_{2,i} \\ \frac{1}{\bar{z}_{1,i}} + \frac{1}{\bar{z}_{3,i}} + \frac{\bar{z}_{2,i}}{\bar{z}_{1,i}\bar{z}_{3,i}} & 1 + \frac{\bar{z}_{2,i}}{\bar{z}_{3,i}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{u}_{s,i} \\ \bar{l}_{s,i} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

para los 2 convertidores:  $i = 1, 2$ .

Con la tensión y la corriente de cada convertidor se pueden calcular las potencias que inyectan en la red CA:

$$\bar{s}_{c,i} = p_{c,i} + jq_{c,i} = \bar{u}_{c,i} \cdot \bar{i}_{c,i}^* \quad (3.9)$$

Por otro lado, como se expuso anteriormente, las pérdidas del convertidor  $i$  vienen dadas por (Daelemans 2008):

$$p_{loss,i} = a + b \cdot i_{c,i} + c \cdot i_{c,i}^2 \quad (3.10)$$

Una vez que se tiene  $p_{c,i}$  y  $p_{loss,i}$  se pueden calcular las potencias inyectadas por los convertidores en el enlace CC, teniendo en cuenta la dirección de la potencia al sumar o restar las pérdidas:

$$p_{dc,i} = \begin{cases} |p_{c,i}| - p_{loss,i} & \text{si } p_{c,i} < 0 \text{ (rectificador)} \\ -(|p_{c,i}| + p_{loss,i}) & \text{si } p_{c,i} \geq 0 \text{ (inversor)} \end{cases} \quad (3.11)$$

para los 2 convertidores  $i = 1, 2$ .

Con lo que se puede proceder a resolver el flujo de cargas CC, para una red de 2 nudos y con los datos especificados:  $p_{dc,1}$  y  $u_{dc,2}$  (un nudo P y un CC balance).

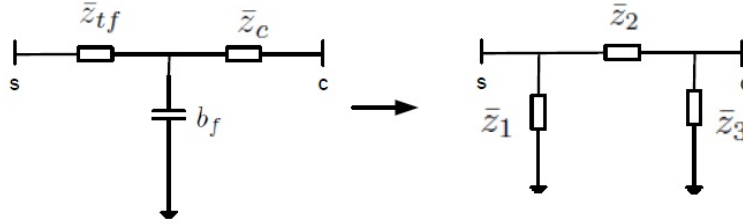


Figura 10: Esquema equivalente en Pi del acoplamiento CA-CC de un convertidor HVDC-VSC.

### 3.4. Flujo de cargas de la red CC

La segunda iteración interna  $j$  corresponde al flujo de cargas CC. A partir del flujo de cargas CA y los acoplamientos CA-CC se obtiene  $p_{dc,1}^{(k)}$ . El paso siguiente es resolver las ecuaciones del flujo de cargas CC con un nudo P, con potencia especificada  $p_{dc,1}^{(k)}$  y el nudo CC balance, con tensión especificada  $u_{dc,2}$ . Las incógnitas que hay que calcular son  $u_{dc,1}^{(k)}$  y  $p_{dc,2}^{(k)}$ . Sobre los datos especificados del flujo de cargas CC,  $p_{dc,1}^{(k)}$  se va actualizando en cada iteración externa  $k$ , en cambio, la tensión del CC balance es siempre la misma:  $u_{dc,2}$ . Para evitar confusiones, la potencia especificada se escribirá con un super-índice 'e':  $(p_{dc,1}^e)^{(k)}$  y la potencia calculada se dejará sin super-índice.

El flujo de cargas CC se resuelve con un método de Newton Raphson análogo al flujo de cargas CA. La corriente inyectada en cada nudo de CC  $i$  (Figura 11) viene dada por:

$$i_{dc,i} = \frac{1}{r_{dc,ij}}(u_{dc,i} - u_{dc,j}) \quad \forall i = 1, 2 \quad (3.12)$$

que en forma matricial es:

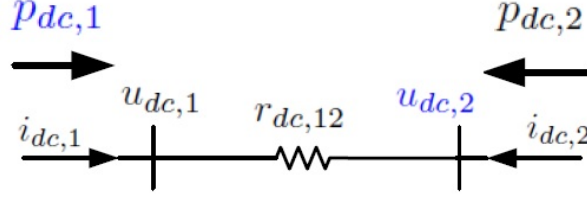


Figura 11: Esquema del sistema DC.

$$\mathbf{I}_{dc,bus} = \mathbf{Y}_{dc} \mathbf{U}_{dc,bus} \quad (3.13)$$

donde:

$$\mathbf{U}_{dc,bus} = \begin{bmatrix} u_{dc,1} \\ u_{dc,2} \end{bmatrix} ; \quad \mathbf{I}_{dc,bus} = \begin{bmatrix} i_{dc,1} \\ i_{dc,2} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

y

$$\mathbf{Y}_{dc} = \begin{bmatrix} \frac{1}{r_{dc,12}} & -\frac{1}{r_{dc,12}} \\ -\frac{1}{r_{dc,12}} & \frac{1}{r_{dc,12}} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

La potencia inyectada en cada nudo  $i$  es:

$$p_{dc,i} = u_{dc,i} i_{dc,i} \quad \forall i = 1, 2 \quad (3.16)$$

que en forma matricial es:

$$\mathbf{P}_{dc,bus} = \mathbf{U}_{dc,bus} \odot \mathbf{I}_{dc,bus} \quad (3.17)$$

donde  $\mathbf{P}_{dc,bus} = [p_{dc,1}, p_{dc,2}]^T$  y  $\odot$  representa el producto término a término de 2 matrices.

Sustituyendo (3.13) en (3.17) se obtiene el sistema de ecuaciones no-lineal:

$$\begin{aligned} \mathbf{P}_{dc,bus} &= \mathbf{U}_{dc,bus} \odot (\mathbf{Y}_{dc} \mathbf{U}_{dc,bus}) \\ \Leftrightarrow \mathbf{P}_{dc,bus} - \mathbf{U}_{dc,bus} \odot (\mathbf{Y}_{dc} \mathbf{U}_{dc,bus}) &= 0 \end{aligned} \quad (3.18)$$

donde las incógnitas son:

$$\mathbf{x} = [u_{dc,1}, p_{dc,2}]^T \quad (3.19)$$

$$\mathbf{J}_{dc}^{(j)} \cdot \frac{\Delta \mathbf{U}_{dc}^{(j)}}{\mathbf{U}_{dc}} = \Delta \mathbf{P}_{dc}^{(j)} \quad (3.20)$$

El mismatch de potencia  $\Delta \mathbf{P}_{dc}^{(j)}$  sólo tiene un término y viene dado por:

$$\Delta p_{dc,1}^{(j)} = p_{dc,1}^e - p_{dc,1}(\mathbf{U}_{dc}^{(j)}) \quad (3.21)$$

Donde  $p_{dc,1}^e$  es la potencia inyectada especificada en el nudo  $dc, 1$  y  $p_{dc,1}(\mathbf{U}_{dc}^{(j)})$  es la potencia inyectada calculada en el nudo  $dc, 1$  en la iteración  $j$ . Nótese que aunque se ha omitido el super-índice  $k$ , la potencia especificada en el nudo  $dc, 1$  es la calculada en la iteración externa:  $p_{dc,1}^e = (p_{dc,1}^e)^{(k)}$ .

El vector de incrementos es:

$$\left( \frac{\Delta \mathbf{U}_{dc}}{\mathbf{U}_{dc}} \right)^{(j)} = \left( \frac{\Delta u_{dc,1}}{u_{dc,1}} \right)^{(j)} \quad (3.22)$$



y la matriz Jacobiana, que en el caso de un sistema punto a punto es de dimensión 1x1, es:

$$\mathbf{J}_{dc}^{(j)} = \left( U_{dc} \frac{\partial P_{dc}}{\partial U_{dc}} \right)^{(j)} = J_{dc,11}^{(j)} = \left( u_{dc,1} \frac{\partial p_{dc,1}}{\partial u_{dc,1}} \right)^{(j)} \quad (3.23)$$

Calculando la derivada, la expresión de  $J_{dc,11}^{(j)}$  es:

$$J_{dc,11}^{(j)} = p_{dc,1}^{(j)} + 2(u_{dc,1}^{(j)})^2 \cdot y_{dc,11} \quad (3.24)$$

Es decir, en cada iteración interna  $j$  se obtendrá:

$$\left( \frac{\Delta u_{dc,1}}{u_{dc,1}} \right)^{(j)} = (J_{dc,11}^{(j)})^{-1} \Delta p_{dc,1}^{(j)} \quad (3.25)$$

y se actualizará la tensión:

$$u_{dc,1}^{(j+1)} = u_{dc,1}^{(j)} \left[ 1 + \left( \frac{\Delta u_{dc,1}}{u_{dc,1}} \right)^{(j)} \right] \quad (3.26)$$

El proceso se detiene cuando la diferencia en la potencia  $\Delta p_{dc,1}^{(j)}$  sea menor que una tolerancia fijada.

### 3.5. Iteración CC-slack

Una vez que se ha resuelto el flujo de cargas CC, es necesario obtener la potencia que el nudo CC-balance inyecta en la red de CA ( $p_{s,2}$ ) para proceder a resolver el flujo de cargas de CA. La potencia  $p_{s,2}$  se calcula a partir de  $p_{dc,2}$  y teniendo en cuenta las pérdidas, que dependen de la corriente CA de nuevo. Cómo todavía no se conoce la corriente, es necesario hacer otra iteración para calcular  $p_{s,2}$  a partir de  $p_{dc,2}$  (Beerten, Cole & Belmans 2010),(Cole 2010). Esta iteración sólo es necesaria en el nudo CC-balance, pues en el otro nudo asociado al enlace se controla  $p_{s,1}$ . En la iteración DC-slack consistirá en encontrar la potencia  $p_{c,2}$  que sea compatible con el estado obtenido con el flujo de cargas CA y con el flujo de cargas CC. Durante la iteración DC-slack  $j$ , se mantendrán fijas las variables:  $u_{s,2}$ ,  $\delta_{s,2}$  y  $q_{s,2}$  y con cada valor de  $p_{c,2}^{(j)}$  se resolverá el sistema de 2 nudos hasta que  $p_{c,2}^{(j)}$  converja. El esquema se ilustra en la Figura 12 y consta de los siguientes pasos:

1. Valor inicial:  $p_{c,2}^{(0)}$
2. Interacción: Resolver rama  $s, 2 - c, 2$  con los datos:  $u_{s,2}$ ,  $\delta_{s,2}$ ,  $q_{s,2}$  y  $p_{c,2}^{(j)}$ . Se obtienen todas las tensiones, corrientes y potencias de la rama.
3. Obtener el nuevo valor  $p_{c,2}^{(j+1)}$  con  $p_{dc,2}$  y  $p_{loss,2}(i_c^{(j)})$  utilizando (3.10) y (3.11).
4. Si  $|p_{c,2}^{(j+1)} - p_{c,2}^{(j)}| < \epsilon$ , se termina y si no, se vuelve al paso 2.

A continuación se explica cada paso.

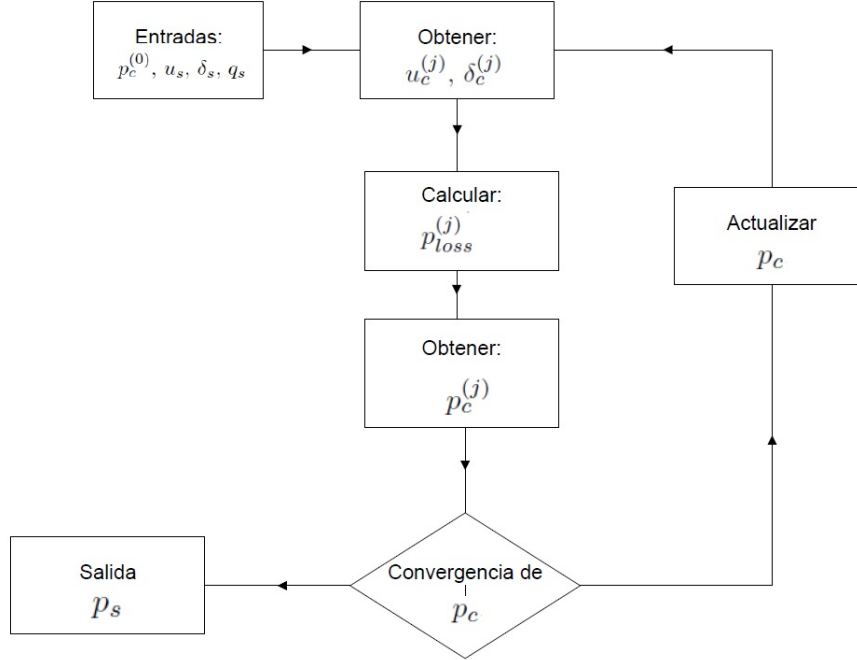


Figura 12: Esquema de la iteración CC-balance.

### 3.5.1. Iteración y valor inicial

Como se comentó anteriormente, la iteración CC-balance está gobernada por  $p_{c,2}$ . En cada iteración se calcula un nuevo valor de  $p_{c,2}^{(j)}$  y cuando converge se detiene el proceso. El valor inicial viene dado por:

$$p_{c,2}^{(j=0)} = \begin{cases} -(|p_{dc,2}| + p_{loss,2}^{(j=0)}) & \text{si } p_{dc,2} > 0 \text{ (rectificador)} \\ |p_{dc,2}| - p_{loss,2}^{(j=0)} & \text{si } p_{dc,2} \leq 0 \text{ (inversor)} \end{cases} \quad (3.27)$$

Las pérdidas del convertidor ( $p_{loss,2}^{(j=0)}$ ) se han calculado con el valor de corriente  $i_{c,2}^{(j=0)}$  obtenida en el flujo de cargas CA de esa iteración externa  $k$ , mediante la ecuación (3.10).

### 3.5.2. Resolución

Para cada iteración CC-balance  $j$  hay que resolver el sistema de 2 nudos  $c, 2 - s, 2$ . Los datos que se tienen son  $u_{s,2}, \delta_{s,2}, q_{s,2}$  y  $p_{c,2}^{(j)}$ . Las variables de estado desconocidas son  $u_{c,2}$  y  $\delta_{c,2}$  y las ecuaciones que se deben resolver para obtenerlas son los mismatches de  $p_{c,2}$  y  $q_{s,2}$ , lo que implica una iteración  $l$  dentro de la iteración  $j$ . Este sistema se puede resolver mediante el método de Newton-Raphson, resolviendo un flujo de cargas CA para el sistema de 2 nudos, pero con cierta peculiaridad. En lugar de haber un nudo balance y otro nudo PQ (o PV), en este caso la barra  $c, 2$  es un nudo P (a secas), pues en el problema sólo está especificada su potencia activa  $p_{c,2}^{(j)}$  y la barra  $s, 2$  es un nudo Q-V-balance, pues los datos especificados son  $u_{s,2}, \delta_{s,2}, q_{s,2}$ . Por

tanto, se puede resolver de la misma manera que un flujo de cargas normal, pero haciendo las modificaciones oportunas en las ecuaciones.

Lo primero que se va a realizar es definir las variables con el criterio de signos de un flujo de cargas, es decir, potencias y corrientes inyectadas en los nudos (ver Figura 13).

Sean:

$$\bar{u}_A = \bar{u}_{s,2} = u_A e^{j\delta_A} \quad ; \quad \bar{s}_A = -\bar{s}_{s,2} = p_A + jq_A \quad (3.28)$$

$$\bar{u}_B = \bar{u}_{c,2} = u_B e^{j\delta_B} \quad ; \quad \bar{s}_B = \bar{s}_{c,2} = p_B + jq_B \quad (3.29)$$

Los datos especificados de este flujo de cargas de 2 nudos son  $u_A$ ,  $\delta_A$ ,  $q_A$  y  $p_B$ .

La matriz de admitancias es:

$$\mathbf{Y}_M = \begin{bmatrix} \frac{1}{\bar{z}_1} + \frac{1}{\bar{z}_2} & -\frac{1}{\bar{z}_2} \\ -\frac{1}{\bar{z}_2} & \frac{1}{\bar{z}_2} + \frac{1}{\bar{z}_3} \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

El estado inicial es la tensión compleja obtenida en la iteración CC-balance  $j$ :

$$\begin{bmatrix} \delta_B \\ u_B \end{bmatrix}^{(l=0)} = \begin{bmatrix} \delta_{c,2} \\ u_{c,2} \end{bmatrix}^{(j)} \quad (3.31)$$

En la primera iteración,  $j = 0$ , es estado que corresponde es el obtenido en el flujo de cargas

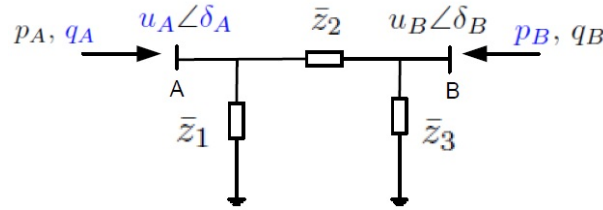


Figura 13: Esquema del acoplamiento CA-CC del nudo CC-balance con el cambio de variable. (nudo A) = (nudo s,2), (nudo B) = (nudo c,2).

de la iteración externa  $k$ :  $[\delta_{c,2}^{(k)}, u_{c,2}^{(k)}]^T$ .

Una vez iniciado el proceso, en cada iteración se calculan las potencias:

$$\begin{bmatrix} \bar{s}_A \\ \bar{s}_B \end{bmatrix}^{(l)} = \begin{bmatrix} \bar{u}_A \\ \bar{u}_B \end{bmatrix}^{(l)} \odot \left( \mathbf{Y}_M \begin{bmatrix} \bar{u}_A \\ \bar{u}_B \end{bmatrix}^{(l)} \right)^* \quad (3.32)$$

y el incremento de tensión y ángulo en cada iteración  $l$  se obtiene resolviendo:

$$\begin{bmatrix} \left( \frac{\partial p_B}{\partial \delta_B} \right)^{(l)} & \left( u_B \frac{\partial p_B}{\partial u_B} \right)^{(l)} \\ \left( \frac{\partial q_A}{\partial \delta_B} \right)^{(l)} & \left( u_B \frac{\partial q_A}{\partial u_B} \right)^{(l)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_B^{(l)} \\ \frac{\Delta u_B^{(l)}}{u_B} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta p_B^{(l)} \\ \Delta q_A^{(l)} \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

donde los términos de la matriz Jacobiana vienen dados por:

$$\left( \frac{\partial p_B}{\partial \delta_B} \right)^{(l)} = -q_B^{(l)} - b_{M,22} u_B^{(l)2} \quad (3.34)$$

$$\left( u_B \frac{\partial p_B}{\partial u_B} \right)^{(l)} = p_B^{(l)} + g_{M,22} u_B^{(l)2} \quad (3.35)$$

$$\left(\frac{\partial q_A}{\partial \delta_B}\right)^{(l)} = -u_A^{(l)} u_B^{(l)} (g_{M,12} \cos(\delta_A^{(l)} - \delta_B^{(l)}) + b_{M,12} \sin(\delta_A^{(l)} - \delta_B^{(l)})) \quad (3.36)$$

$$\left(u_B \frac{\partial q_A}{\partial u_B}\right)^{(l)} = u_A^{(l)} u_B^{(l)} (g_{M,12} \sin(\delta_A^{(l)} - \delta_B^{(l)}) + b_{M,12} \cos(\delta_A^{(l)} - \delta_B^{(l)})) \quad (3.37)$$

y los mismatches de potencia:

$$\Delta p_B^{(l)} = (p_B^e)^{(j)} - p_B(\bar{u}_A, \bar{u}_B^{(l)}) \quad (3.38)$$

$$\Delta q_A^{(l)} = q_A^e - q_A(\bar{u}_A, \bar{u}_B^{(l)}) \quad (3.39)$$

$$(3.40)$$

El super-índice  $j$  se refiere a la iteración CC-balance y  $l$  a la iteración interna de ésta. Por último, se actualizan las variables para la próxima iteración:

$$\delta_B^{(l+1)} = \delta_B^{(l)} + \Delta \delta_B^{(l)} \quad (3.41)$$

$$u_B^{(l+1)} = u_B^{(l)} \left[ 1 + \left( \frac{\Delta u_B}{u_B} \right)^{(l)} \right] \quad (3.42)$$

El proceso se detiene cuando las 2 diferencias en las potencias (3.38), (3.39) sean menores que una tolerancia pre-fijada.

Por último, se deshacen los cambios de variables de la ecuación (3.28). En resumen, después de este proceso iterativo conocen todas las variables de la rama  $s, 2 - c, 2$ :  $u_{s,2}$ ,  $\delta_{s,2}$ ,  $q_{s,2}$  y  $p_{c,2}^{(j)}$  (datos) y  $u_{c,2}^{(j)}$ ,  $\delta_{c,2}^{(j)}$ ,  $p_{s,2}^{(j)}$ ,  $q_{c,2}^{(j)}$  (obtenidas).

### 3.5.3. Cálculo de $p_c$

Para continuar en la iteración CC-balance  $j$ , se ha de obtener el nuevo valor de  $p_c^{(j+1)}$  y compararlo con el anterior. Se conocen todas las variables de la rama, en particular las corrientes, por tanto se pueden obtener las pérdidas del convertidor  $c, 2$  y el nuevo valor  $p_c^{(j+1)}$ . Esto se consigue de la siguiente forma:

$$\bar{i}_{c,2}^{(j)} = \left( \frac{\bar{s}_{c,2}^{(j)}}{\bar{u}_{c,2}^{(j)}} \right)^* \quad (3.43)$$

reemplazando la corriente  $\bar{i}_{c,2}^{(j)}$  en la ecuación (3.10) se obtienen las pérdidas en el convertidor  $c, 2$ :  $p_{loss,2}^{(j)}$  e introduciendo este valor y  $p_{dc,2}$  (variable de control del DC-slack) en la ecuación (3.27), se obtiene el nuevo valor de  $p_c$ :

$$p_{c,2}^{(j+1)} = \begin{cases} -(|p_{dc,2}| + p_{loss,2}^{(j)}) & \text{si } p_{dc,2} > 0 \text{ (rectificador)} \\ |p_{dc,2}| - p_{loss,2}^{(j)} & \text{si } p_{dc,2} \leq 0 \text{ (inversor)} \end{cases} \quad (3.44)$$

Si  $|p_{c,2}^{(j+1)} - p_{c,2}^{(j)}| < \epsilon$  finaliza esta iteración y si no hay convergencia, se vuelve a empezar.

### **3.6. Finalización iteración externa**

Con la iteración CC-balance se alcanza un nuevo estado del sistema, en particular de la potencia CC balance  $p_{s,2}^{(k)}$ . La convergencia de  $p_{s,2}^{(k)}$  significa que se ha encontrado un estado compatible con las ecuaciones del flujo de cargas CA y con las ecuaciones del flujo de cargas CC.

## 4. Herramientas de simulación

Para las simulaciones en régimen permanente se han utilizado tres herramientas de análisis de sistemas de energía eléctrica: MATPOWER, PSS/E y PSAT. En esta sección se hace una descripción general de cada una, describiendo el modelo de HVDC-VSC utilizado y analizando sus ventajas e inconvenientes. Por último, se validarán los resultados obtenidos con las tres herramientas.

### 4.1. MATPOWER

MATPOWER es una herramienta de código abierto de MATLAB (Zimmerman, Murillo-Sánchez y Gan 1997) para resolver problemas de flujo de cargas y flujo de cargas óptimo (Zimmerman, Murillo-sánchez & Thomas 2011), (Zimmerman & Murillo-Sánchez 2011). Se puede descargar gratis en la página web: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>.

La estructura de los datos y las funciones utilizadas hacen que la herramienta sea muy cómoda para que el usuario pueda programar modelos propios y sub-rutinas o modificar los algoritmos internos de MATPOWER. En este proyecto se ha verificado su validez para redes de gran dimensión obteniendo resultados prácticamente iguales a los obtenidos mediante PSS/E para redes de 2000 nudos. En MATPOWER existe un modelo de HVDC-VSC simplificado y que se ha comparado con el modelo completo. MATPOWER no tiene herramienta para análisis dinámico.

#### 4.1.1. Modelo de HVDC-VSC propio de MATPOWER en régimen permanente

En MATPOWER una línea CC se modela como un generador en cada extremo. La potencia activa que el generador de un extremo consume de la red es igual a la potencia activa que el otro generador inyecta en la red + las pérdidas del enlace. Se controla la tensión en cada uno de los extremos y cada generador inyectará la potencia reactiva necesaria para mantener las tensiones.

MATPOWER utiliza un modelo lineal de pérdidas (Zimmerman & Murillo-Sánchez 2011):

$$p_{loss} = l_0 + l_1 p_{s,1} \quad (4.1)$$

con  $l_0, l_1 \geq 0$ . Por tanto:

$$p_{s,2} = p_{s,1} - p_{loss} \quad (4.2)$$

$$= p_{s,1} - (l_0 + l_1 p_{s,1}) \quad (4.3)$$

$$= (1 - l_1) p_{s,1} - l_0 \quad (4.4)$$

Como  $l_1 > 0$ , el enlace sólo puede ser unidireccional, pero se pueden modelar enlaces bidireccionales como 2 enlaces en paralelo y con sólo uno de ellos activado (Zimmerman & Murillo-Sánchez 2011).

En el manual de MATPOWER no se dice explícitamente que la línea CC sea un HVDC-VSC, pero se puede considerar como tal, ya que se fija la potencia activa que circula por el enlace y la tensión de alterna en cada extremo. El enlace inyectará en cada nudo la reactiva necesaria para conseguir las referencias de tensión.

#### 4.1.2. Modelo de HVDC-VSC completo en MATPOWER en régimen permanente

Se ha implementado un modelo completo de un HVDC-VSC en MATPOWER. El modelo original de MATPOWER, sólo era aplicable a un enlace punto a punto y tiene un modelo de pérdidas muy simplificado. El modelo completo, es aplicable a sistemas multiterminal y tiene que particularizarse para hacer estudios de enlaces punto a punto. Además se ha mejorado el modelo de pérdidas para incluir la información recogida en la literatura: pérdidas en la línea de CC, pérdidas en los convertidores y pérdidas en los filtros. Este modelo describió en detalle en la Sección 2. Se ha utilizado el algoritmo secuencial para sistemas HVDC-VSC multiterminal expuesto en la Sección 4 aplicado a un enlace punto a punto.

#### 4.1.3. Modelo de HVDC-VSC sin pérdidas en MATPOWER en régimen permanente

Para algunos estudios de los recogidos en este documento, se ha utilizado el modelo sin pérdidas, es decir, un generador (o carga) en cada extremo, uno con potencia activa  $p_{s,1} = p_{dc}$  y el otro con  $p_{s,2} = -p_{dc}$  y con potencia reactiva independiente en cada extremo.

### 4.2. PSS/E

PSS/E es una herramienta comercial de SIEMENS para análisis de sistemas de potencia. Es muy utilizada en la industria por (1) la gran cantidad de herramientas de análisis que tiene y por (2) tener mucha capacidad de cálculo y poder trabajar con redes de gran dimensión. Entre los cálculos que se pueden hacer están: flujo de cargas, flujo de cargas óptimo, faltas equilibradas, construcción de redes equivalentes y simulación dinámica (PTI 2005c). La herramienta permite programar modelos de usuario.

PSS/E tiene un modelo propio de HVDC-VSC tanto para para hacer simulaciones en régimen permanente y régimen dinámico. Antes de describir los modelos conviene tener clara la topología del HVDC-VSC que asume la herramienta PSS/E, que es configuración HVDC monopolar. El modelo un enlace bipolar (2 polos simétricos) se puede hacer de dos formas:

1. Modelando 2 enlaces HVDC-VSC en paralelo.
2. Modelando 1 enlace HVDC-VSC monopolar, pero con el doble de tensión de continua.

Ambas opciones son válidas. La primera tiene como ventaja que se podrían simular escenarios con operación asimétrica de enlace, es decir, que circule distinta potencia activa por cada polo. Sin embargo, este modo de operación es poco común y es más cómodo tener un sólo modelo HVDC-VSC. En este proyecto se ha usa la segunda opción. Deben tenerse en presente las diferencias en la especificación de los datos en PSS/E. Por ejemplo, si se desea modelar un enlace HVDC-VSC  $\pm 320$  kV,  $2 \times 1000$  MW con resistencia de cada polo  $R_{dc} = 1\Omega$ , los datos especificados en cada una de las opciones sería el siguiente:

- Opción 1: 2 modelos de HVDC-VSC en paralelo y cada uno con los siguientes datos:  $U_{dc} = 320$  kV, 1000 MW y  $R_{dc} = 1\Omega$ .
- Opción 2: 1 modelo de HVDC-VSC con los siguientes datos:  $U_{dc} = 640$  kV, 2000 MW y  $R_{dc} = 2\Omega$ .

#### 4.2.1. Modelo de HVDC-VSC en PSS/E en régimen permanente

PSSE/E tiene un modelo propio de HVDC-VSC con pérdidas lineales con la corriente de CC. El enlace controla la potencia activa ( $p_{s,1}$ ) en un extremo y la tensión CC ( $u_{dc,2}$ ) en el otro y también puede controlar libremente la potencia reactiva o el módulo de la tensión CA ( $u_{s,i}$  o  $q_{s,i}$ ). En el modelo de régimen permanente, para el control de potencia reactiva inyectada por cada convertidor se especifica el factor de potencia y no la potencia reactiva directamente.

Las pérdidas en los convertidores vienen dadas por:

$$P_{loss} = A_{dc} + B_{dc} \cdot I_{dc} \quad (4.5)$$

y las pérdidas en el conductor CC se modelan con una resistencia  $R_{dc}$ .

#### 4.2.2. Modelo de HVDC-VSC en PSS/E en régimen transitorio

Para las simulaciones en régimen dinámico se ha utilizado el modelo propio de HVDC-VSC, que se llama VSCDCT. El modelo dinámico VSCDCT está compuesto por 3 submodelos no accesibles para el usuario (PTI 2005a):

- Convertidor 1: modelo VSCDYN.
- Convertidor 2: modelo VSCDYN.
- Línea de CC: modelo DCLINE.

En el modelo dinámico de HVDC-vsc la línea CC se aproxima por un modelo cuasiestático, es decir, sin la dinámica de sus elementos (condensadores, inductancia de la línea y el control de tensión DC). El procedimiento de simulación consiste que cada modelo de convertidor controla la potencia activa y reactiva que inyecta en cada nudo. Sin embargo, el control de potencia activa no es independiente: uno de los convertidores es el maestro y fija la P y el segundo convertidor actúa como esclavo, es decir, calcula la referencia de potencia activa necesaria asumiendo que su tensión de continua es la referencia.

Para el control externo de P y Q se utiliza un sistema de primer orden y para el control de tensión de CA un control PI donde el mando sería la referencia de reactiva.

En (PTI 2005a), página 20-17 se puede encontrar una descripción del modelo y la hoja de especificaciones del modelo está en (PTI 2005b), página L-41.

### 4.3. PSAT

PSAT (F. Milano 2002) es una herramienta para el análisis y control de sistemas de energía eléctrica (Milano 2005a), (Milano 2005b). Se puede hacer análisis dinámico y estático. La herramienta es de código abierto y se puede descargar de forma gratuita en: <http://thunderbox.uwaterloo.ca/fmilano>

#### 4.3.1. Modelo de HVDC-VSC en PSAT

En PSAT no existe un modelo de enlace HVDC-VSC. Para las simulaciones se ha utilizado el modelo sin pérdidas con un generador en cada nudo.



#### 4.4. Comparación

En este apartado se comparan los resultados del flujo de cargas para una misma red usando herramientas de simulación distintas. Se considera el sistema de la Figura 14 y los resultados (tensiones) para cada uno de los casos estudiados se muestran en la Tabla 3, donde se comprueba que los resultados obtenidos con MATPOWER, PSAT y PSSE son prácticamente iguales. Se han comprobado los resultados con redes grandes (1500 - 2000) y las diferencias en los resultados también son despreciables.

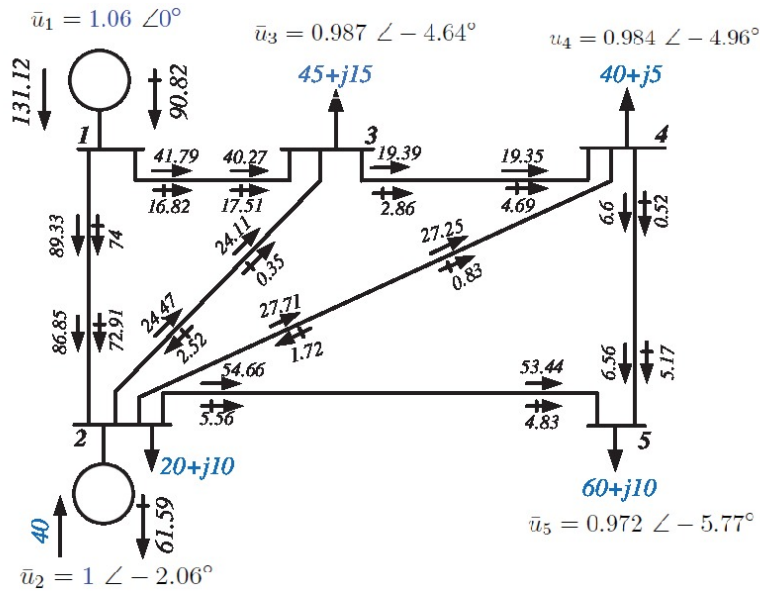


Figura 14: Ejemplo Leuven. Sistema de 5 buses (Beerten, Cole & Belmans 2010). →: potencia activa (MW) y ⇨: potencia reactiva (MVar).

	MATPOWER		PSAT		PSSE	
bus	$u$ (p.u)	$\delta$ (deg)	$u$ (p.u)	$\delta$ (deg)	$u$ (p.u)	$\delta$ (deg)
1	1.060	0.00	1.060	0.00	1.060	0.00
2	1.000	-2.06	1.000	-2.06	1.000	-2.06
3	0.987	-4.64	0.987	-4.64	0.987	-4.64
4	0.984	-4.96	0.984	-4.96	0.984	-4.96
5	0.972	-5.77	0.972	-5.77	0.972	-5.76

Tabla 3: Sistema Leuven. Flujo de cargas resuelto con MATPOWER, PSAT y PSSE/E.

#### 4.5. Conversión de datos

Para tratar redes grandes con las tres herramientas, es imprescindible poder convertir datos de un formato a otro. En particular, el caso de más interés es la conversión de PSSE a los otros 2 formatos. En MATPOWER existe una función específica para convertir datos de redes para flujo de cargas en el formato normalizado del IEEE en datos en formato MATPOWER. La función se llama: *cdf2matp*. MATPOWER no permite la conversión inversa (de MATPOWER a IEEE). Funciona perfectamente para redes pequeñas. Se ha utilizado para convertir los datos de la red española proporcionados en formato PSSE por REE en formato MATPOWER.

En PSAT se pueden convertir datos de formato PSSE a formato PSAT o también de formato IEEE a formato PSAT. En redes con muchos nudos, se ha comprobado que es más robusta la conversión IEEE a PSAT. También se puede hacer la conversión PSAT a formato IEEE.

Por tanto, para convertir datos en formato PSSE a formato MATPOWER o PSAT, se pasará por el formato IEEE como paso intermedio.

#### 4.6. Herramientas de simulación para redes CA/CC con sistemas HVDC-VSC multiterminal

Si bien las tareas relacionadas con sistemas HVDC-VSC multiterminal forman parte del Hito 2.3, para la simulación del enlace HVDC-VSC punto-a-punto se han desarrollado herramientas de flujo de cargas CA/CC multiterminal. Este se ha hecho para tener lo antes posible las herramientas generales de los sistemas multiterminal y que puedan ser utilizadas para cualquier caso particular como es un enlace de 2 terminales. Se han desarrollado las siguientes herramientas con el algoritmo secuencial de flujo de cargas CA/CC con sistemas multiterminal propuesto por:

1. Python + PSS/E: El código maestro se ha programado en Python y se llama a PSS/E para resolver el flujo de cargas de la red CA. Se ha desarrollado esta herramienta por la capacidad de cálculo de PSS/E y por ser una de las herramientas de análisis de sistemas de energía eléctrica más utilizada por las empresas.
2. MATLAB + MATPOWER: Es muy adecuada para tratar los datos.
3. Python + PYPOWER: El código maestro es exactamente igual al de la herramienta anterior, sólo que en este caso, la red de CA se resuelve también con Python (PYPOWER) en vez de PSS/E. PYPOWER es una versión de MATPOWER en lenguaje de programación Python. Además, se utilizan las librerías de Python: Numpy y SciPy. Esta herramienta se ha desarrollado porque, una vez programada la de Python + PSS/E, con un poco más de trabajo se podía contar con una herramienta programada en un código libre y abierto como Python.

También se ha empezado a estudiar la herramienta MatACDC (Beerten 2012), desarrollada recientemente en la tesis doctoral (Beerten 2013). La herramienta es para análisis en régimen permanente de redes AC/DC con HVDC-VSC multiterminal. Esta herramienta generaliza MATPOWER para sistemas con redes de corriente continua y parece bastante apropiada para estudiar este tipo de sistemas tanto en redes pequeñas como grandes.

## 5. Transformación de una línea de alterna existente en una línea HVDC-VSC y análisis de sus implicaciones

En este apartado se estudia la transformación de una línea aérea de corriente alterna (CA) en un enlace HVDC-VSC haciendo la menor cantidad posible de modificaciones en la línea original. El objetivo no es un estudio detallado que dependería de cada caso concreto, sino un análisis de los factores más importantes en la transformación de una línea de CA en un enlace HVDC. El estudio se concreta para el caso particular de la línea CA Galapagar - Moraleja 400 kV y 1820 MVA cuyos datos están en la Tabla 4.

$U_N$ (kV)	$S_N$ (MVA)	$R$ ( $\Omega$ )	$X$ ( $\Omega$ )	$B$ ( $\mu S$ )	$L$ (km)	# de circuitos	propietario
400	780	1.392	13.328	190.18	49	1	REE

Tabla 4: Datos de la línea Galapagar - Moraleja 400 kV.

La notación que se utilizará para los parámetros nominales de la línea CA original y la línea CC nueva es la siguiente:

- $U_N$ : Tensión compuesta nominal eficaz de la línea CA.
- $S_N$ : Potencia aparente nominal de la línea CA.
- $U_{dc,N}$ : Tensión nominal polo-neutro de la línea CC.
- $P_{dc,N}$ : Potencia nominal de la línea CC.
- $I_{dc,N}$ : Corriente nominal de cada polo del enlace.

En (Clerici & Valtorta 1991, Matele, Clerici & Valtorta 1992, Orzechowski 2004, Halamay, Saxby, Bala & Spacek 2005, Edris, Barthold & Douglas 2008) y (Khan & Agrawal 2005) se estudia la transformación de una línea CA en un enlace HVDC para distintos casos.

Se consideran 3 configuraciones para HVDC. Aunque el caso de interés de este proyecto es HVDC-VSC, las configuraciones consideradas también son válidas para HVDC-LCC.

### 5.1. Configuraciones de un HVDC

Se consideran las 3 topologías (Figura 15) (Sood 2007) para la transformación de la línea Galapagar - Moraleja 400 kV CA a un enlace HVDC. Con estas configuraciones consideradas, la disposición de los conductores en las torres quedaría como se muestra en la Figura 16.

#### 5.1.1. Enlace monopolar con retorno por tierra

En el enlace monopolar (Figura 15-a), los 3 conductores de la línea forman un polo y la corriente retorna por tierra. Se podrá utilizar polaridad positiva o negativa, sin embargo, en (Sood 2007) se indica que se puede reducir considerablemente el efecto corona usando polaridad negativa en vez de positiva.

Con esta configuración, en el caso de aplicación, se utilizarían 3 conductores/polo (Figura 16-a), con lo que la corriente nominal del HVDC es, aproximadamente:

$$I_{dc,N} = 3I_N \quad (5.1)$$

Por tanto, la mejora en la capacidad de transporte del HVDC con respecto a la capacidad de transporte de la línea AC viene dada por:

$$\begin{aligned} \frac{P_{dc,N}}{S_N} &= \frac{U_{dc,N}3I_N}{\sqrt{3}U_N I_N} \\ &= \sqrt{3} \cdot \frac{U_{dc,N}}{U_N} \end{aligned} \quad (5.2)$$

El enlace monopolar con retorno por tierra tiene como ventaja que en una transformación de línea CA a HVDC el aumento de potencia nominal es más grande que considerando otras configuraciones. Sin embargo, tiene como inconvenientes que ante una falta en cualquiera de los 3 conductores, se queda fuera de servicio el enlace completo y también que la corriente retorna por tierra, y esto último está prohibido.

### 5.1.2. Enlace bipolar con retorno por el tercer conductor

En la Figura 15-b se muestra el esquema bipolar con retorno por el tercer conductor. Un conductor tiene polaridad positiva, otro polaridad negativa y el tercero es el cable de retorno (neutro) y se conecta a tierra. En operación normal, la tensión y corriente de ambos polos son las mismas (sistema equilibrado) y la corriente que circula por el neutro es nula. Su utilizará el conductor central para el neutro y los otros 2 conductores para cada polo (Figura 16-b). La corriente nominal (de cada polo) del enlace es la misma que la de la línea CA:

$$I_{dc,N} = I_N \quad (5.3)$$

Hay 2 circuitos y cada uno con potencia nominal  $U_{dc,N}I_N$ , por tanto:

$$\begin{aligned} \frac{P_{dc,N}}{S_N} &= \frac{2U_{dc,N}I_N}{\sqrt{3}U_N I_N} \\ &= \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{U_{dc,N}}{U_N} \end{aligned} \quad (5.4)$$

La configuración bipolar es la más común debido a sus ventajas: ante una falta en uno de sus polos, se puede operar como monopolar y no hay corriente de retorno por tierra. Otra ventaja es que en un proyecto de un HVDC bipolar se puede adelantar la puesta en servicio del enlace si se planifica primero la construcción de un polo, que puede estar funcionando en operación monopolar mientras se termina el otro (Magg, Manchen, Krige, Wasborg & Sundin 2012). Como desventaja tiene que, para un mismo nivel de tensión y de corriente nominal por cada polo, se consigue menos aumento de potencia de la transformación de una línea CA en una línea CC.

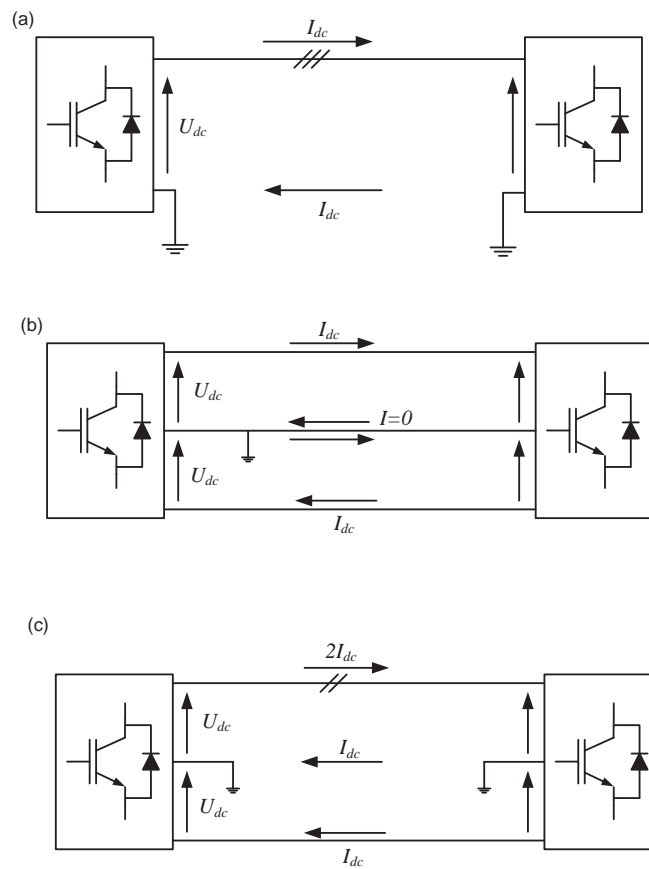


Figura 15: (a) Configuración monopolar: 3 conductores ida (+) y vuelta por tierra (-); (b) Configuración bipolar con vuelta por conductor: un conductor para cada polo (+ y -) y un conductor central de retorno; (c) Configuración bipolar asimétrica con vuelta por tierra: 2 conductores para el polo +, 1 conductor para el polo - y retorno por tierra.

### 5.1.3. Enlace bipolar asimétrico con retorno por tierra

En esta configuración (Figuras 15-c y 16-c) consiste en 2 polos con distinta polaridad e igual tensión y uno de ellos se opera al doble de corriente que el otro. La diferencia de corriente entre los 2 polos retorna por tierra. La corriente nominal de cada polo es:

$$\text{polo 1: } I_{dc,N} = I_N \quad (5.5)$$

$$\text{polo 2: } I_{dc,N} = 2I_N$$

$$\Rightarrow P_{dc,N} = 2U_{dc,N}I_N + U_{dc,N}I_N = 3U_{dc,N}I_N \quad (5.6)$$

Por tanto:

$$\frac{P_{dc,N}}{S_N} = \sqrt{3} \cdot \frac{U_{dc,N}}{U_N} \quad (5.7)$$

El aumento de potencia nominal que se consigue con esta topología es mayor que el conseguido por la configuración bipolar de la sección 6.1.2, pero como desventaja tiene el retorno por tierra.

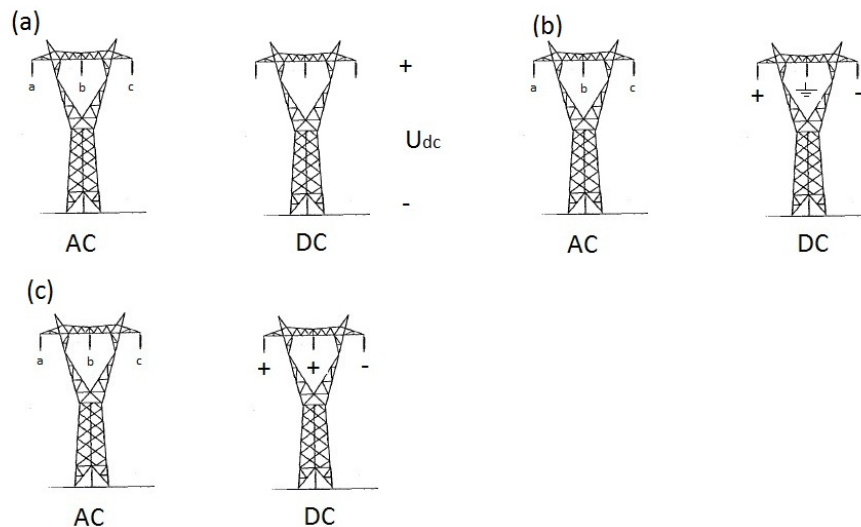


Figura 16: Torre 400 kV, configuraciones típicas. (a) Configuración monopolar, (b) Configuración bipolar con vuelta por conductor: un conductor para cada polo (+ y -) y un conductor central de retorno y (c) 2 Configuración bipolar con vuelta por tierra.

## 5.2. Notas para el diseño

### 5.2.1. Distancia de los conductores al suelo

Según (Matele, Clerici & Valtorta 1992), la distancia mínima entre los conductores de un enlace HVDC y el suelo se puede calcular como:

$$D_{min} = 6 + 0,006(U_{dc}(\text{kV}) - 45) \quad [\text{m}] \quad (5.8)$$

En el caso de aplicación no hay problemas de distancia al suelo para las tensiones que se desean estudiar, por ejemplo, para 400kV, la distancia mínima es de 8.16 metros y en la torre que interesa en este caso, los conductores están a 28 metros del suelo (ver Figura 17).

### 5.2.2. Longitud de aisladores (Línea de fuga)

Para la transformación AC a DC de la línea se pueden considerar las siguientes 3 alternativas para la elección de los aisladores conductor-torre:

- Mantener exactamente los mismos aisladores que había en la línea CA.
- Reforzar los aisladores que había en la línea CA con más aisladores del mismo tipo.
- Sustituir todos los aisladores CA por aisladores especiales para CC.

La elección dependerá en la tensión que se requiera para el enlace.

En (Edris, Barthold & Douglas 2008) se indica que la norma IEC 60071-5 recomienda que, para un mismo aislador, la línea de fuga CC sea 1.7 veces mayor que la línea de fuga CA. Este ratio se refiere al valor de la tensión polo-neutro nominal en continua y la tensión fase-neutro nominal en alterna (eficaz). Por tanto, los aisladores de la línea de alterna podrán soportar una tensión nominal en CC de:

$$U_{dc,N} = \frac{U_N/\sqrt{3}}{1,7} = \frac{400/\sqrt{3}}{1,7} = 135,85 \text{ kV} \quad (5.9)$$

En (Khan & Agrawal 2005) se discuten los aspectos técnicos de la transformación de una línea CA de 220 kV en enlace HVDC 200 kV, 200 MW monopolar llevada a cabo en India (puesta en servicio en el año 2000). En el artículo se indica que hay estudios que prueban que una línea de 220 kV CA se puede convertir a CC con una tensión de 160 kV sin cambiar los aisladores. En el caso descrito en (Khan & Agrawal 2005), se puso en funcionamiento el sistema HVDC y fue operado a 160 kV (0.8 p.u) con los aisladores de CA antiguos hasta que se cambiaron por aisladores 200 kV CC y el enlace comenzó a operar a su valor nominal. Extrapolando este resultado a 400 kV,  $U_{dc,N}$  podría ser  $400 \times 160/220 = 290,91$  kV, pero parece más prudente el resultado (5.9). Si se modifican los aisladores se puede subir más la tensión nominal de la nueva línea. En cualquier caso, en el estudio de sustitución que se recoge en este documento se ha utilizado una tensión nominal DC de 320 kV polo-neutro, como el enlace HVDC-VSC previsto para la interconexión España - Francia entre Santa Logaia y Baixas (Labra, Sanz & Guyomarch 2012). Si se contemplara esta sustitución en la practica, y siguiendo la recomendaciones más conservadoras encontradas en la literatura, sobre los aisladores, habría que hacer:

- Usar aisladores AC (Del mismo tipo que la línea AC existente). La nueva línea de fuga de los aisladores, según (Edris, Barthold & Douglas 2008), deberá ser 1.7 veces mayor, es decir, el nuevo aislador debe estar diseñado para soportar  $680/\sqrt{3}$  kV fase - tierra AC.
- Usar aisladores DC cambiando todos los aisladores antiguos. Habría que evaluar el coste relativo de esta operación comparado con el precio de las estaciones convertidoras.

### 5.2.3. Distancia de cada conductor a la torre

En (Clerici & Valtorta 1991, Matele, Clerici & Valtorta 1992, Orzechowski 2004, Halamay et al. 2005, Edris, Barthold & Douglas 2008, Khan & Agrawal 2005) se aumenta la distancia conductor - torre debido al aumento de tensión de la nueva línea DC, pero no se dice que debe haber un aumento de la distancia sólo por el hecho de ser corriente continua.

### 5.2.4. Refuerzo con conductores y consideraciones mecánicas

La línea Galapagar - Moraleja 400 kV es de circuito simple. La transformación a corriente continua se puede llevar a cabo manteniendo los mismos conductores de la línea de corriente alterna original o hacer una repotenciación poniendo doble o triple circuito por cada fase, lo que se traduciría a doble o triple circuito por cada polo del HVDC, y así aumentar la capacidad del enlace. La inversión en una repotenciación de la línea agregando más conductores es menor en comparación a la de los convertidores de un HVDC-VSC, lo que justifica la opción de aumentar el número de circuitos para aumentar la capacidad de transporte. En el apartado 5.3 se calculan los aumentos de potencia nominal para cada caso.

En caso de poner más conductores en la torre (doble o triple circuito), los esfuerzos aumentarán y se debe estudiar si la torre actual soporta los esfuerzos o se debe reforzar la torre. Por el contrario, si para el nuevo enlace HVDC se usan los mismos conductores y en la misma posición, sólo habrá contribución de peso de los aisladores, en caso de cambiarlos o reforzarlos. El peso de los conductores considerablemente mayor que el de los aisladores. Sin embargo, una vez decidido el modelo de aisladores a utilizar, se deberá revisar si los nuevos esfuerzos mecánicos son admisibles y considerar si se debe reforzar algún aspecto de la torre, cimientos o crucetas. Por tener una idea de los valores típicos, un disco de aislador U210BS utilizado en 400 kV tiene un peso de 7.5 kg (La Granja 2013) y los conductores desnudos comúnmente utilizados en España para líneas de alta tensión son de tipo AL1/ST1A, formados por alambres de acero en el interior y de aluminio en el exterior, que pueden tener un peso de 107.4 kg/km hasta 2123 kg/km (Simón Comín, Garnacho Vecino, Moreno Mohíno & González Sanz 2011).

### 5.2.5. Derechos de paso (Right of way - ROW)

Como es la misma línea, no habría que pedir derechos de paso.



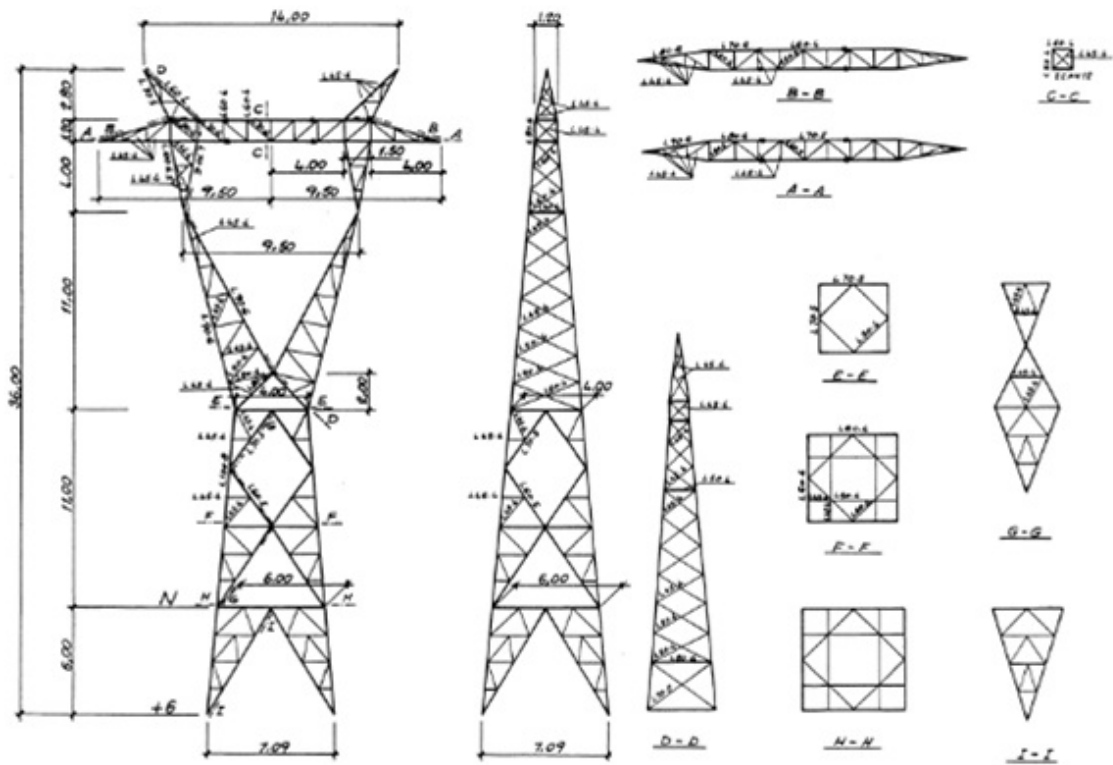


Figura 17: Dimensiones de las torres de 400 kV de la línea Galapagar - Moraleja. Cotas en [metros]. Imagen cedida por REE.

### 5.3. Potencia nominal de la línea CC

Se ha considerado  $U_{dc,N} = 320$  kV y la tensión nominal de la línea CA es  $U_N = 400$  kV. A continuación se calcula el aumento de capacidad para las posibles topologías del enlace HVDC usando las tensiones consideradas.

#### 5.3.1. Monopolar con retorno por tierra

Según la ecuación (5.2):

$$\frac{P_{dc,N}}{S_N} = \begin{cases} \sqrt{3} \cdot \frac{U_{dc,N}}{U_N} = \sqrt{3} \cdot \frac{320}{400} \approx 1,39 & \text{para circuito simple} \\ 2 \times \sqrt{3} \cdot \frac{U_{dc,N}}{U_N} = 2 \times \sqrt{3} \cdot \frac{320}{400} \approx 2,77 & \text{para circuito doble} \\ 3 \times \sqrt{3} \cdot \frac{U_{dc,N}}{U_N} = 3 \times \sqrt{3} \cdot \frac{320}{400} \approx 4,16 & \text{para circuito triple} \end{cases} \quad (5.10)$$

#### 5.3.2. Bipolar con retorno por el tercer conductor

Según la ecuación (5.4):

$$\frac{P_{dc,N}}{S_N} = \begin{cases} \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_{dc,N}}{U_N} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{320}{400} \approx 0,92 & \text{para circuito simple} \\ 2 \times \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_{dc,N}}{U_N} = 2 \times \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{320}{400} \approx 1,85 & \text{para circuito doble} \\ 3 \times \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_{dc,N}}{U_N} = 3 \times \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{320}{400} \approx 2,77 & \text{para circuito triple} \end{cases} \quad (5.11)$$

#### 5.3.3. Bipolar con retorno por tierra

Según la ecuación (5.7):

$$\frac{P_{dc,N}}{S_N} = \begin{cases} \sqrt{3} \cdot \frac{U_{dc,N}}{U_N} = \sqrt{3} \cdot \frac{320}{400} \approx 1,39 & \text{para circuito simple} \\ 2 \times \sqrt{3} \cdot \frac{U_{dc,N}}{U_N} = 2 \times \sqrt{3} \cdot \frac{320}{400} \approx 2,77 & \text{para circuito doble} \\ 3 \times \sqrt{3} \cdot \frac{U_{dc,N}}{U_N} = 3 \times \sqrt{3} \cdot \frac{320}{400} \approx 4,16 & \text{para circuito triple} \end{cases} \quad (5.12)$$

### 5.4. Consideraciones finales y conclusiones

Hoy en día, no se han fabricado dispositivos HVDC-VSC con tensiones tan elevadas como los LCC. Con VSC sería razonable pensar entre 200 y 350 kV. Considerando el análisis de diseño anterior para que haya pocas modificaciones en los elementos de la línea, se utilizará la tensión nominal elegida en el enlace con Francia (Labra, Sanz & Guyomarch 2012):

$$U_{dc,N} = 320 \text{ kV} \quad (5.13)$$

y sería necesario reforzar los aisladores. Por otro lado, la topología que parece más razonable es la **bipolar con retorno por el tercer conductor** porque evita el retorno por tierra. En este caso, la relación entre la potencia nominal del enlace de CC y la potencia aparente nominal de la línea de alterna queda:

$$\frac{P_{dc,N}}{S_N} \approx \begin{cases} 0,92 & \text{para circuito simple} \\ 1,85 & \text{para circuito doble} \\ 2,77 & \text{para circuito triple} \end{cases} \quad (5.14)$$

Es decir, para aumentar la capacidad de transporte con la transformación, se deben poner más circuitos y para ello se requiere que las torres soporten el peso de los conductores.

Si se quiere pensar en conseguir una potencia nominal superior a la de la línea CA sin colocar más conductores, habría que aumentar la tensión nominal DC y para ello estudiar si se pueden conseguir dispositivos VSC con una tensión tan elevada. Si la electrónica de potencia permite una tensión elevada, la limitación estaría en los elementos de la línea y habría que modificarlos si fuera necesario (aislamiento + distancias).

En cualquier caso, además del aumento de capacidad de transporte de la línea, debido a la posibilidad de control de flujo de potencia activa y reactiva de los dispositivos HVDC - VSC podrían aportar ventajas al sistema.

## 6. Redes de gran dimensión en régimen permanente

En esta sección se estudian mediante simulación algunas aplicaciones del HVDC-VSC en redes malladas en régimen permanente. Las aplicaciones estudiadas son:

1. Control de flujos de potencia.
2. Control de tensiones.
3. Estabilidad de tensiones (diagramas de bifurcación).
4. Aumento de la capacidad de transporte del sistema.
5. Análisis de pérdidas.

Para exponer los conceptos se han estudiado redes de menor dimensión utilizadas comúnmente en la literatura. Las aplicaciones en régimen permanente del HVDC-VSC en el caso de la red española se encuentran en el apéndice A.

### 6.1. Control de flujos de potencia

Un enlace HVDC-VSC permite controlar el flujo de potencia activa que circula por él y la potencia reactiva inyectada a la red en cada uno de sus extremos. De esta forma, cabe esperar que este tipo de sistema pueda contribuir a re-distribuir los flujos de potencia activa y reactiva y al control de tensiones.

Se considera el caso general de una red de corriente alterna (CA) con un enlace HVDC-VSC entre 2 nudos  $PQ$  de la red. Las características de la red CA son:

- $n$ : número de nudos de la red.
- 1 nudo balance.
- $n_D$ : número de nudos PQ de la red.
- $n_G$ : número de nudos PV de la red ( $n = n_D + n_G + 1$ ).
- $n_L$ : número de líneas de la red.

Cada línea  $L_{ik}$  tiene su impedancia serie y susceptancia paralelo correspondientes (Figura 18):

$$\bar{z}_{S,ik} = r_{S,ik} + jx_{S,ik} \quad \text{y} \quad b_{P,ik} \quad (\text{p.u}) \quad (6.1)$$

Los elementos de la matriz de admitancias  $\mathbf{Y}_{bus} \in \mathbb{C}^{n \times n}$  son  $\bar{y}_{ik} = g_{ik} + jb_{ik}$  (p.u) y vienen dados por:

$$\bar{y}_{ik} = \begin{cases} -1/\bar{z}_{S,ik} & \text{si } i \neq k \\ \sum_l \left( 1/\bar{z}_{S,il} + j\frac{b_{P,ik}}{2} + jb_{PP,i} \right) & \text{si } i = k \end{cases} \quad (6.2)$$

donde  $b_{PP,i}$  es el elemento paralelo (normalmente reactancias o condensadores) conectados al nudo  $i$ .

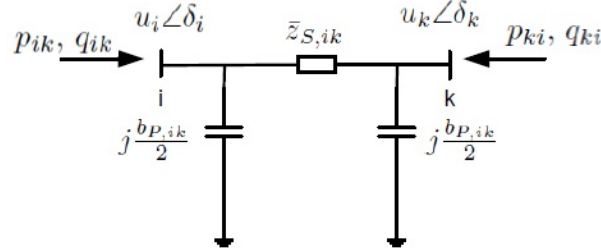


Figura 18: Modelo de una línea CA.

Los flujos de potencia activa y reactiva de la línea  $L_{ij}$  son (p.u):

$$p_{ij} = u_i u_j (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}) - g_{ij} u_i^2 \quad (6.3)$$

$$q_{ij} = u_i u_j (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}) + u_i^2 \left( b_{ij} - \frac{b_{P,ij}}{2} \right) \quad (6.4)$$

$p_{ij} > 0$  si el flujo va de  $i$  a  $j$  y  $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ .

Para estudiar analíticamente la relación entre el flujo de potencia del HVDC-VSC con el resto de flujos de potencia en el sistema se harán las siguientes aproximaciones:

1. Modelo del enlace HVDC-VSC sin pérdidas, es decir:  $p_{s,1} = -p_{s,2} = p_{dc}$
2. Modelo de flujo de cargas sin pérdidas

Con estas aproximaciones, el HVDC-VSC se puede modelar como 2 cargas (o generadores) conectadas a los 2 nudos del enlace. En un nudo se comportará como un generador inyectando una potencia  $p_{dc}$  y en el otro como una carga consumiendo una potencia  $-p_{dc}$  (en la redacción se ha dejado el signo negativo de la potencia consumida en el nudo, que es como se ha usado en el código realizado para el cálculo del flujo de cargas). La influencia del flujo de potencia del enlace ( $p_{dc}$ ) con el de las otras líneas se puede estudiar mediante una matriz de sensibilidades (Gómez-Expósito (editor) 2002).

Si se supone que:  $g_{ij}, \delta_{ij}$  son pequeños y que  $u_i, u_j \approx 1$  p.u, el flujo de potencia activa por una línea se puede aproximar por:

$$p_{ij} \approx \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} \quad (6.5)$$

y la potencia inyectada en el nudo  $i$ :

$$p_i = \sum_{j \neq i} p_{ij} \approx \sum_{j \neq i} \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}} \Leftrightarrow \mathbf{P} = \mathbf{B} \boldsymbol{\delta} \quad (6.6)$$

$\mathbf{B} \in \mathbb{R}^{(n-1) \times (n-1)}$  es la matriz de admitancias considerando sólo las reactancias y sin poner el nudo balance.  $\mathbf{P}, \boldsymbol{\delta} \in \mathbb{R}^{(n-1) \times 1}$  son los vectores de potencias activas inyectadas y ángulos  $\delta_i$ , respectivamente. No se pone el nudo slack, ya que no se controla la potencia que inyecta.

El vector de potencias inyectadas en cada nudo ( $\mathbf{P}$ ) se puede escribir en función del vector de flujos de potencia en cada línea ( $\mathbf{P}_f \in \mathbb{R}^{n_L \times 1}$ ):

$$\mathbf{P} = \mathbf{A}\mathbf{P}_f \quad (6.7)$$

donde la matriz  $\mathbf{A} = (a_{il}) \in \mathbb{R}^{(n-1) \times n_L}$  es:

$$a_{il} = \begin{cases} +1 & \text{si la línea } l \text{ está conectada al nudo } i \text{ y además la línea es } L_{ij}. \\ -1 & \text{si la línea } l \text{ está conectada al nudo } i \text{ y además la línea es } L_{ji}. \\ 0 & \text{si la línea } l \text{ no está conectada al nudo } i. \end{cases} \quad (6.8)$$

A su vez, los ángulos se relacionan con los flujos:

$$\mathbf{A}^T \boldsymbol{\delta} = \mathbf{X}\mathbf{P}_f \Rightarrow \mathbf{P}_f = [\mathbf{X}^{-1} \mathbf{A}^T] \boldsymbol{\delta} \quad (6.9)$$

donde:

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} x_1 & & \\ & \ddots & \\ & & x_{n_L} \end{bmatrix} \quad (6.10)$$

$x_l$  es la reactancia de la línea  $l$ . Por tanto, se puede obtener la relación lineal:

$$\mathbf{P}_f = [\mathbf{X}^{-1} \mathbf{A}^T \mathbf{B}^{-1}] \mathbf{P} = \mathbf{S}\mathbf{P} \quad (6.11)$$

La matriz  $\mathbf{S} = (\rho_{ij}) \in \mathbb{R}^{n_L \times (n-1)}$  es la matriz de sensibilidades.

Para cualquier incremento de las potencias inyectadas en los nudos del sistema, se obtienen de forma aproximada los incrementos de los flujos de potencia de cada línea:

$$\Delta \mathbf{P}_f = \mathbf{S} \Delta \mathbf{P} \quad (6.12)$$

Para estudiar sólo el efecto del HVDC-VSC en el resto de las líneas se incrementa su potencia  $\Delta p_{dc}$  y se suponen nulos los incrementos de potencia en el resto de inyecciones. Sin pérdida de generalidad, se suponen que el enlace está conectado a los 2 primeros nudos del sistema. El vector de incrementos de inyecciones de potencia queda:

$$\Delta \mathbf{P} = \begin{bmatrix} \Delta p_{dc} \\ -\Delta p_{dc} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.13)$$

y para cada línea  $l$  se tiene que:

$$\Delta p_l = (\rho_{l1} - \rho_{l2}) \Delta p_{dc} \quad (6.14)$$

Es decir, aproximadamente hay una relación lineal entre variaciones en el flujo de potencia del enlace HVDC-VSC con la variación de potencia en el resto de líneas del sistema CA. En general, esta aproximación sirve para tener una idea de cuánto influye el HVDC-VSC en el resto de las

líneas, pero no para obtener resultados precisos. De todas las aproximaciones hechas, la menos realista es la de un enlace HVDC-VSC sin pérdidas, ya que las pérdidas en los convertidores son considerables. El error producido por la omisión de las pérdidas en la red de AC es menor. En cualquier caso, en las simulaciones se utiliza el modelo completo, tanto para la red, como para el enlace. En el siguiente apartado, se va a comparar el resultado usando (6.12) y el obtenido con el flujo de cargas de la red completa en la que se incluyen las pérdidas de todos los elementos.

### 6.1.1. Simulación 1: Control de flujos de potencia

Se ha considerado el sistema de 5 nudos de la Figura 19 de (Beerten, Cole & Belmans 2010) y se ha sustituido la línea 4-5 por un enlace HVDC-VSC (Figura 20-a). La simulación ha consistido en variar la potencia activa que circula por el enlace y observar la variación que se produce en los flujos de potencia del resto de líneas. Los resultados se han comparado con la aproximación lineal (6.12). En la Figura 20-b se representa el HVDC-VSC con sus variables y criterio de signos. Los datos de los nudos y de las líneas de la red de la Figura 19 se muestran en las Tablas 5 y 6, respectivamente. En cuanto al HVDC-VSC, en las Tablas 7 y 8 se pueden encontrar los datos referidos al acoplamiento CC-CA (impedancias de conexión y pérdidas en los convertidores) y línea CC, respectivamente.

Para la simulación se ha considerado:

- Se sustituye la línea 4-5 por el modelo más general de un HVDC-VSC, es decir, con filtros y pérdidas no lineales como se propone en (Daelemans 2008).
- La estrategia de control del HVDC-VSC es: control  $U_{dc} - Q$  en el nudo 4 y control  $P - Q$  en el nudo 5.
- El punto de trabajo se elige:  $u_{dc,4} = 1$  p.u y  $Q_{s,4} = -0,5$  MVar,  $P_{s,5} = 6,6$  MW y  $Q_{s,5} = 5,2$  MVar, para que coincida con el punto de operación del sistema original (Tabla 5).
- A partir del punto de trabajo inicial, se varía la potencia  $P_{s,5}$ , el resto de referencias se mantienen fijas y se realiza un flujo de cargas para cada nuevo valor de  $P_{s,5}$ .
- Las simulaciones son realizadas con la herramienta MATLAB + MATPOWER.

bus	tipo	$u$ (p.u)	$\delta$ (deg)	$P_G$ (MW)	$Q_G$ (MVar)	$P_D$ (MW)	$Q_D$ (MVar)
1	slack	1.060	0.00	131.12	90.82	0.00	0.00
2	PV	1.000	-2.06	40.00	-61.59	20.00	10.00
3	PQ	0.987	-4.64	-	-	45.00	15.00
4	PQ	0.984	-4.96	-	-	40.00	5.00
5	PQ	0.972	-5.77	-	-	60.00	10.00

Tabla 5: Sistema Leuven 5 nudos de la Figura 19. Datos de los nudos. Bases  $U_B = 132$  kV y  $S_B = 100$  MVA.

La Figura 21 muestra los flujos de potencia de cada línea obtenidos en la simulación en función de la potencia  $P_{s,5}$ . Se observa claramente que cada línea tiene una sensibilidad frente

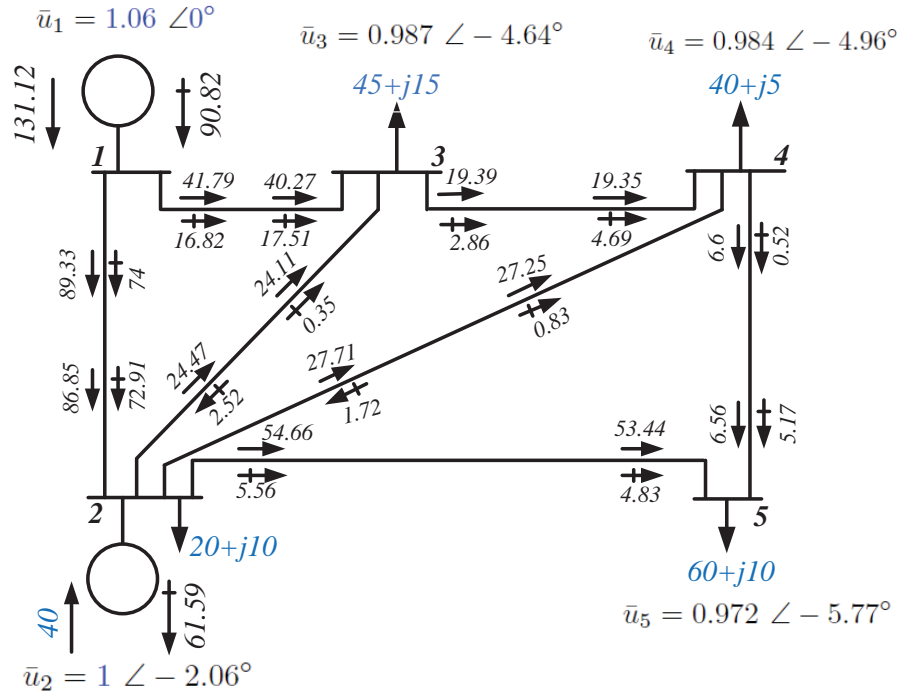


Figura 19: Ejemplo Leuven. Sistema de 5 buses (Beerten, Cole & Belmans 2010).  $\rightarrow$ : potencia activa (MW) y  $\nrightarrow$ : potencia reactiva (MVAR).

Línea	$r$ (p.u)	$x$ (p.u)	$b$ (p.u)	$S_N$ (MVA)
1-2	0.02	0.06	0.06	150
1-3	0.08	0.24	0.05	150
2-3	0.06	0.18	0.04	100
2-4	0.06	0.18	0.04	100
2-5	0.04	0.12	0.03	150
3-4	0.01	0.03	0.02	100
4-5	0.08	0.24	0.05	150

Tabla 6: Leuven 5 nudos de la Figura 19. Parámetros de las líneas. Bases  $U_B = 132$  kV y  $S_B = 100$  MVA.

convertidor	$r_t$	$x_t$	$b_f$	$r_c$	$x_c$	$a$	$b$	$c_{rect}$	$c_{inv}$	
4	1.5	11	0.01	1	16	11.03	3.464	4.4	6.6	$\times 10^{-3}$ (p.u)
5	1.5	11	0.01	1	16	11.03	3.464	4.4	6.6	

Tabla 7: Datos de los convertidores del enlace HVDC-VSC. Bases  $U_{dc,B} = 132$  kV y  $P_{dc,B} = 100$  MW.



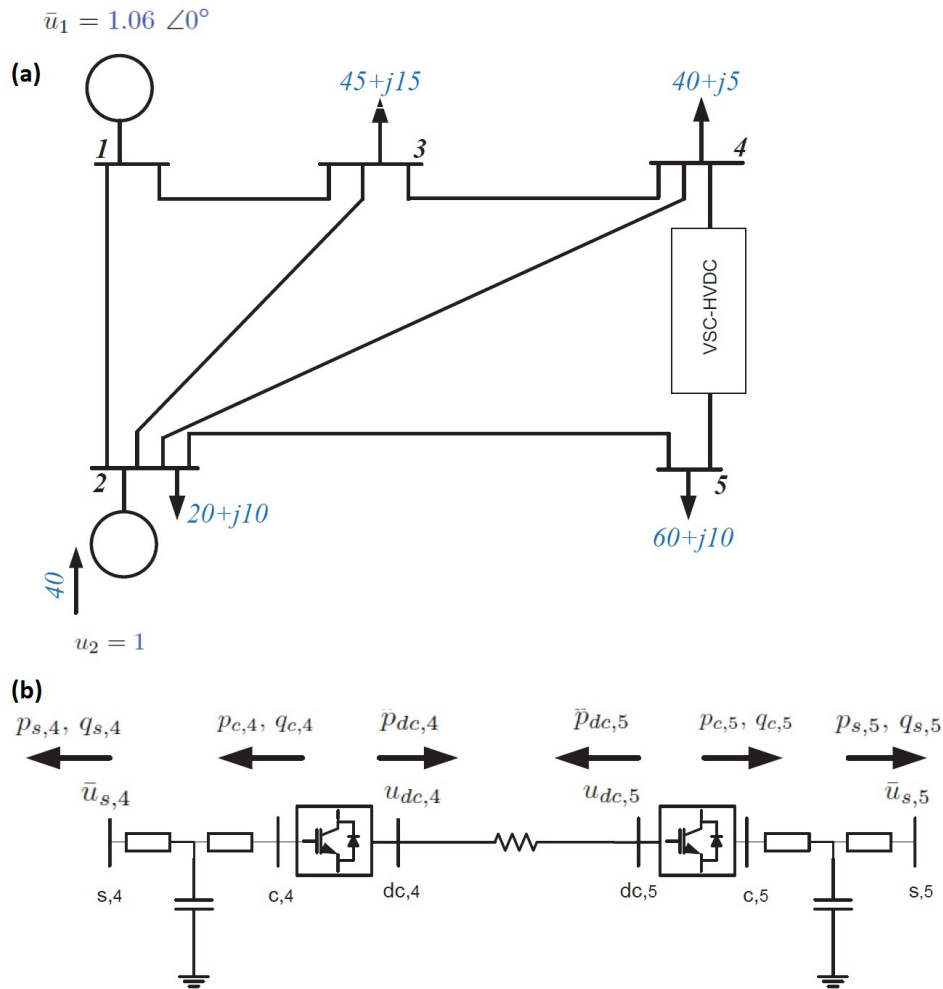


Figura 20: Ejemplo Leuven. (a) Sistema de 5 buses (Beerten, Cole & Belmans 2010) con un HVDC-VSC sustituyendo a la línea 4-5 AC. (b) Esquema del enlace HVDC-VSC entre los nudos 4 y 5.  $\rightarrow$ : potencia activa (MW) y  $\leftrightarrow$ : potencia reactiva (MVar).

Línea	$r$ (p.u)	$U_{dc,N}$ (kV)	$P_{dc,N}$ (MW)
1-2	0.02	132	150

Tabla 8: Leuven 5 nudos. Parámetros de las líneas DC. Bases  $U_{dc,B} = 132$  kV y  $P_{dc,B} = 100$  MVA.

a cambios de potencia en el enlace. Esta relación es aproximadamente lineal y válida para un intervalo  $\Delta P_{s,5}$  grande  $[0, 100]$  MW. Por lo tanto,  $P_{s,5}$  puede usarse de forma sencilla para controlar la potencia por cualquiera de las otras líneas.

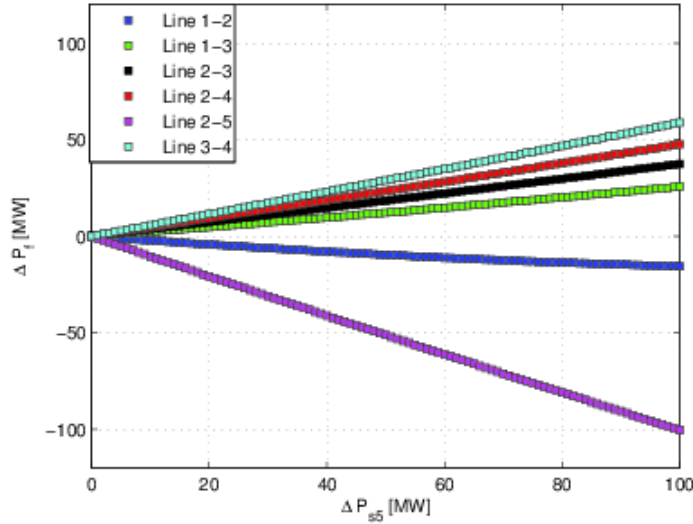


Figura 21: Flujos de potencia activa por las líneas en función de la potencia activa que circula por el enlace HVDC-VSC. Son flujos salientes según el criterio:  $p_{ij}$  = (potencia que va de  $i$  a  $j$ )

La aplicación de (6.12) a este ejemplo lleva a:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{p.u}) \quad (6.15)$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 36,12 & -5,56 & -5,56 & -8,33 \\ -5,56 & 43,06 & -33,3 & 0 \\ -5,56 & -33,33 & 38,89 & 0 \\ -8,33 & 0 & 0 & 8,33 \end{bmatrix} \quad (\text{p.u}) \quad (6.16)$$

$$\mathbf{X} = \text{diag}(0,06; 0,24; 0,18; 0,18; 0,12; 0,03) \quad (6.17)$$

con lo que:

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} -0,849 & -0,605 & -0,64 & -0,8486 \\ -0,151 & -0,395 & -0,36 & -0,151 \\ 0,081 & -0,325 & -0,267 & 0,081 \\ -0,07 & -0,279 & -0,628 & -0,07 \end{bmatrix} \quad (\text{p.u}) \quad (6.18)$$

La pendiente de las rectas de la Figura 21 pueden aproximarse por:

$$\Delta P = \begin{matrix} 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (\text{MW}) \quad (6.19)$$

$$\Rightarrow \Delta P_f = S\Delta P = \begin{bmatrix} -0,209 \\ 0,209 \\ 0,349 \\ 0,442 \\ -1,000 \\ 0,558 \end{bmatrix} \quad (\text{MW}) \quad (6.20)$$

El punto de trabajo inicial del sistema es:

$$P_f^0 = \begin{matrix} L12 \\ L13 \\ L23 \\ L24 \\ L25 \\ L34 \end{matrix} \begin{bmatrix} 90,82 \\ 42,66 \\ 25,11 \\ 28,59 \\ 54,61 \\ 20,82 \end{bmatrix} \quad (\text{MW}) \quad (6.21)$$

Por ejemplo, para  $\Delta P_{dc} = 100$  MW,

$$\Delta P_f = S\Delta P = \begin{bmatrix} -20,9 \\ 20,9 \\ 34,9 \\ 44,2 \\ -100 \\ 55,8 \end{bmatrix} \quad (\text{MW}) \quad (6.22)$$

que aproxima bien los flujos de potencia obtenidos resolviendo el flujo de cargas (en la la Figura 21,  $P_{s,5} = 100$  MW).

En la Figura 22 se muestra la variación del flujo de potencia (ida y llegada) de la línea 13 y su aproximación lineal obtenida con (6.12) en función de la variación de la potencia activa del enlace.

En este caso, y otros presentados el literatura, esta aproximación lineal al flujo de cargas produce siempre resultados muy aceptables para el cálculo de los flujos de potencia activa con las hipótesis típicas: líneas predominantemente inductivas y desviaciones pequeñas de los módulos y los ángulos de las tensiones de los nudos. Se verá más adelante, que el problema no es tan ideal para los cálculos con la potencia reactiva.

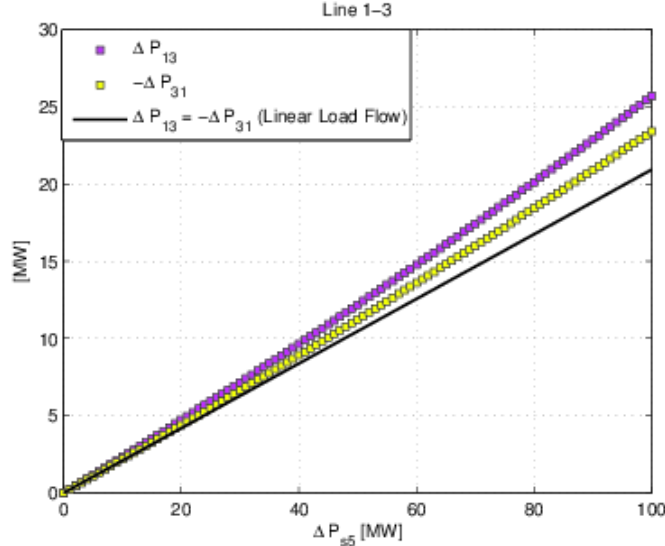


Figura 22: Comparación de los flujos de potencia activa de salida y llegada de la línea 1-3 con el obtenido por el modelo simplificado.

### 6.2. Control de tensiones

Un enlace HVDC-VSC también es capaz de controlar las tensiones de sus 2 nudos para influir en las tensiones de los nudos de alrededor. Esto se consigue si cada convertidor controla la potencia reactiva que inyecta en la red AC o la propia tensión de AC en el punto de conexión. A continuación se va a analizar la sensibilidad de las tensiones de los nudos de la red a las variaciones de la potencia reactiva inyectada por los 2 extremos del HVDC-VSC.

El objetivo es hacer un análisis lineal entorno a un punto de trabajo inicial, como se hizo con los flujos de potencia. Sin embargo, las pérdidas y generación de reactiva en las líneas en general no son pequeñas como las pérdidas de activa, esto hace más difícil hacer una buena aproximación despreciando términos en la ecuación (6.4). La aproximación se hará linealizando las ecuaciones de potencia en torno a un punto de trabajo.

Las variables de estado son los ángulos de todos los nudos excepto el balance y los módulos de las tensiones de los nudos PQ:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \delta \\ \mathbf{U} \end{bmatrix} = [\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_{n-1} | u_1, u_2, \dots, u_{n_D}]^T \tag{6.23}$$

y las potencias (dato) se escriben en función de las variables de estado:

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \mathbf{P} \\ \mathbf{Q} \end{bmatrix} = [p_1, p_2, \dots, p_{n-1} | q_1, q_2, \dots, q_{n_D}]^T \tag{6.24}$$

Para estudiar la variación de las variables de estado en función de variaciones en las potencias en un entorno del punto de trabajo se tiene:

$$\mathbf{J} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \mathbf{U}/\mathbf{U} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} \tag{6.25}$$

$$\Leftrightarrow \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\delta} & \mathbf{J}_{PU} \\ \mathbf{J}_{Q\delta} & \mathbf{J}_{QU} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta U/U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (6.26)$$

$\mathbf{J} \in \mathbb{R}^{(n+n_D-1) \times (n+n_D-1)}$  es la matriz Jacobiana (la misma que en el flujo de cargas) y sus bloques son:

$$\begin{aligned} \mathbf{J}_{P\delta} &= \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \delta} \in \mathbb{R}^{(n-1) \times (n-1)} ; & \mathbf{J}_{PU} &= \mathbf{U} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{U}} \in \mathbb{R}^{(n-1) \times n_D} \\ \mathbf{J}_{Q\delta} &= \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \delta} \in \mathbb{R}^{n_D \times (n-1)} ; & \mathbf{J}_{QU} &= \mathbf{U} \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{U}} \in \mathbb{R}^{n_D \times n_D} \end{aligned} \quad (6.27)$$

Si la ecuación (6.26) se escribe por bloques:

$$\mathbf{J}_{P\delta} \Delta\delta + \mathbf{J}_{PU} \frac{\Delta U}{U} = \Delta P \quad (6.28)$$

$$\mathbf{J}_{Q\delta} \Delta\delta + \mathbf{J}_{QU} \frac{\Delta U}{U} = \Delta Q \quad (6.29)$$

Al igual que en el análisis de los flujos de potencia activa, se considera que sólo se varían las 2 inyecciones de potencia reactiva de los convertidores del HVDC-VSC y sin pérdida de generalidad se supone que los convertidores están en los 2 primeros nudos:

$$\Delta P = \mathbf{0} ; \quad \Delta Q = [\Delta q_1, \Delta q_2, 0, \dots, 0]^T \quad (6.30)$$

Por tanto:

$$\frac{\Delta U}{U} = [\mathbf{J}_{QU} - \mathbf{J}_{Q\delta} \mathbf{J}_{P\delta}^{-1} \mathbf{J}_{PU}]^{-1} \Delta Q = \mathbf{H} \Delta Q \quad (6.31)$$

$$\mathbf{H} = [\mathbf{J}_{QU} - \mathbf{J}_{Q\delta} \mathbf{J}_{P\delta}^{-1} \mathbf{J}_{PU}]^{-1} \in \mathbb{R}^{n_D \times n_D} \quad (6.32)$$

reemplazando (6.30) en (6.31):

$$\frac{\Delta u_i}{u_i} = h_{i1} \Delta q_1 + h_{i2} \Delta q_2 \quad (6.33)$$

donde  $\Delta q_1$  y  $\Delta q_2$  son los cambios en la reactiva de los nudos del enlace.

Si se está cerca del punto de trabajo la variación de tensión es logarítmica, porque  $\Delta u_i / u_i \approx \Delta \ln(u_i)$ , pero si las tensiones están próximas a 1 p.u, se podría hacer una aproximación lineal  $\Delta u_i / u_i \approx \Delta u_i$ .

**6.2.1. Simulación 2: Control de tensiones**

Se considera otra vez el sistema de la Figura 19 con un HVDC-VSC entre los nudos 4 y 5 y en el mismo punto de operación inicial. Se pretende estudiar la variación de las tensiones del sistema en función de las potencias reactivas inyectadas por los convertidores del HVDC-VSC ( $Q_{s,4}$  y  $Q_{s,5}$ ). Para la simulación se ha considerado:

- Se sustituye la línea 4-5 por el modelo más general de un HVDC-VSC.
- La estrategia de control del HVDC-VSC es: control  $U_{dc} - Q$  en el nudo 4 y control  $P - Q$  en el nudo 5.
- El punto de trabajo inicial es el del sistema original:  $u_{dc,4} = 1$  p.u (tensión DC nominal del enlace) y  $Q_{s,4} = -0,5MVAr$ ,  $P_{s,5} = 6,6MW$  y  $Q_{s,5} = 5,2MVAr$ .
- A partir del punto de trabajo inicial, se varían la potencias reactivas  $Q_{s,4}$  y  $Q_{s,5}$ , el resto de referencias se mantienen fijas y se realiza un flujo de cargas para cada nuevo punto de trabajo.
- Las simulaciones se realizan con la herramienta MATLAB + MATPOWER.

Las tensiones obtenidas en función de las potencias reactivas inyectadas por el HVDC-VSC ( $Q_{s,4}$  y  $Q_{s,5}$ ) se representan en la Figura 23.

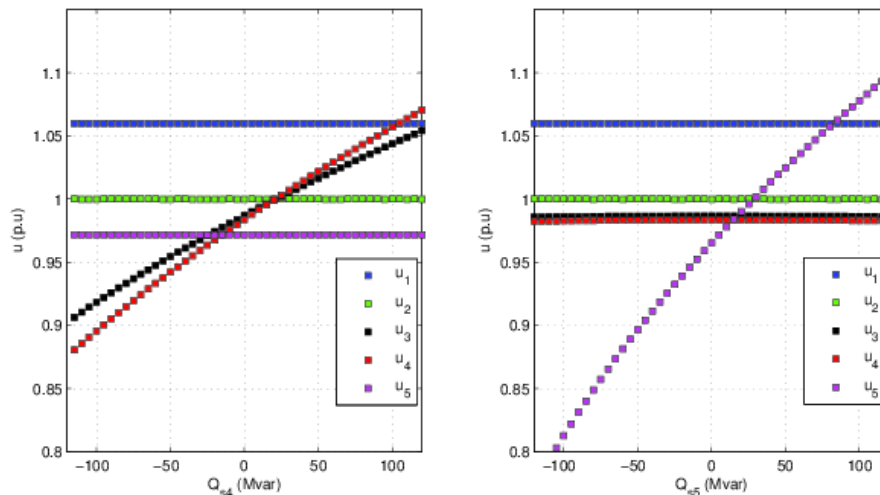


Figura 23: Tensiones del sistema en función de la potencia reactiva inyectada en cada nudo del HVDC-VSC.

Los nudos 1 y 2 son nudos PV, por tanto su tensión permanece constante. En el resto de nudos, en general, si aumenta la potencia inyectada en cualquiera de los 2 convertidores, lo hacen también las tensiones. Esto permite poder mejorar el perfil de tensiones de una zona de la red

frente a sub-tensiones o sobre-tensiones o controlar la tensión AC de cada punto de conexión de los convertidores.

También se puede observar en la Figura 23 que  $Q_{s,4}$  sólo es capaz de variar la tensión de los nudos 3 y 4 (no influye en el 5) y que  $Q_{s,5}$  sólo es capaz de variar la tensión del nudo 5. Esto es porque la reactiva que inyecta el nudo 4, llega también al nudo 3, subiendo la tensión de ambos, pero no llega al nudo 5. Algo similar ocurre con la reactiva que inyecta el nudo 5, sube la tensión del propio nudo, circula por la línea 4-5 y lo que queda de reactiva lo consume el nudo 2 y no pasa a ninguna otra zona de la red y por tanto, no tiene efecto alguno en el resto. Poder desacoplar 2 zonas de la red y controlar el perfil de tensiones por separado podría ser una ventaja en la práctica.

En la Figura 24 se muestra las tensiones de los nudos PQ (3, 4 y 5) en función de  $\Delta Q_{s,4}$ , según el modelo exacto (resolviendo un flujo de cargas para cada valor de  $Q_{s,4}$ ) y según el modelo aproximado de la ecuación (6.33). Se observa que la aproximación da una idea de cómo van a variar las tensiones en función de  $\Delta Q_{s,4}$  y hay más error a medida que uno se aleja del punto de trabajo. Sobre la tensión  $u_5$ , su error entre los 2 modelos no es nada despreciable y es menor el valor según el modelo aproximado. Esto es por las pérdidas incluidas en los convertidores al hacer las simulaciones, que hacen que la tensión del nudo 5 disminuya.

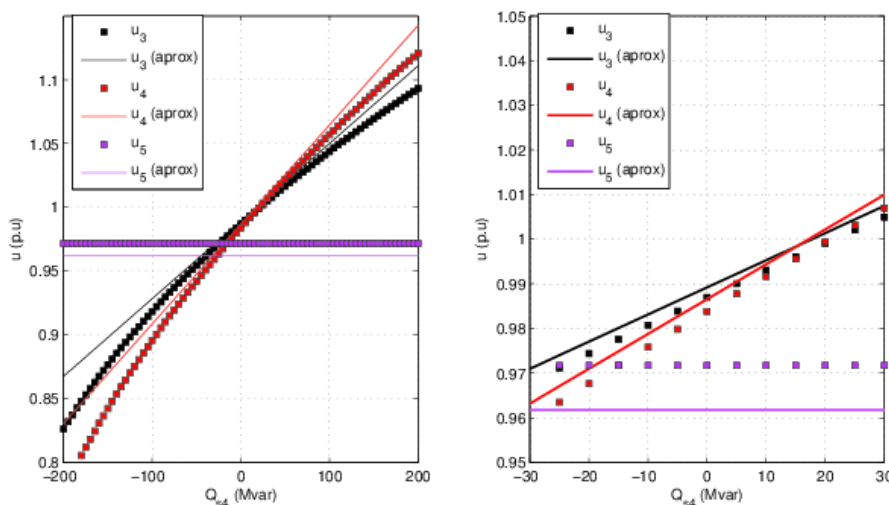


Figura 24: Tensiones del sistema en función de la potencia reactiva inyectada en cada nudo del HVDC-VSC: modelo completo v/s modelo lineal.

### 6.3. Estabilidad de tensiones

La capacidad de un enlace HVDC-VSC para mejorar el perfil de tensiones de la red vista en la Sección 6.2 implica que se puede mejorar la estabilidad de tensiones de la red. Por ejemplo, ante un aumento grande de demanda que pudiera crear subtensiones o incluso llegar al colapso de tensiones, el HVDC-VSC podría imponer una tensión alta en cada uno de sus 2 nudos de conexión (o inyectar una reactiva elevada en cada uno) y mejorar el perfil o incluso evitar el colapso. En otras palabras, un enlace HVDC-VSC puede mejorar los diagramas de bifurcación de tensión en una red. Los diagramas de bifurcación también son conocidos como curvas de la Nariz.

Para dibujar los diagramas de bifurcación, la potencia compleja del consumo en cada nudo  $i$  viene dada por (Gómez-Expósito (editor) 2002), (Milano 2005b):

$$\bar{S}_{L,i} = \lambda(P_{L,i}^0 + jQ_{L,i}^0) \quad (6.34)$$

y para cada generador en el nudo  $i$ :

$$P_{G,i} = \lambda P_{G,i}^0 \quad (6.35)$$

donde  $\lambda$  es el parámetro de carga y el super-índice 0 indica que son las potencias en el punto de operación del sistema en funcionamiento normal, i.e, la solución del flujo de cargas con los datos dados inicialmente.

Mejorar un diagrama de bifurcación significa que la tensión disminuya más lentamente en función de  $\lambda$  y que el punto crítico se desplace a la derecha (valores más altos de  $\lambda$ ).

Los diagramas de bifurcación de tensiones se pueden dibujar con distintas variaciones de carga, pero en general siempre ilustran el mismo comportamiento de la tensión en función del aumento de una, muchas o todas las cargas. En este documento se considera la curva de tensión de los nudos en función del parámetro de carga  $\lambda$  (multiplicando a la potencia de consumo y generador de la red).

En (Johansson et al. 2004) ABB lleva a cabo un estudio donde se concluye que se mejora la estabilidad de tensión y ángulo de un sistema generador-carga de 2 nudos si se conecta un HVDC-VSC en paralelo con la línea, si se conecta en serie o si procede de otra red y se conecta en uno de los nudos. En (Daelemans 2008) se muestra mediante simulación la mejora de estabilidad de tensiones de una red pequeña si se introduce un enlace HVDC-VSC, mejorando los diagramas de bifurcación de los nudos.



**6.3.1. Simulación 3: Diagramas de Bifurcación de tensiones. Red IEEE 14 nudos.**

Como se ha visto en el apartado de control de tensiones, un HVDC-VSC puede mejorar las tensiones de su alrededor, de lo que se desprende que en una red pequeña mejorará la estabilidad. El objetivo de esta simulación es analizar la mejora en la estabilidad de tensiones que produce un HVDC-VSC en redes más grandes. Se ha considerado el sistema de 14 nudos del IEEE. El análisis consiste en comparar los diagramas de bifurcación de tensión de los nudos de la red para (a) el sistema original (Figura 25) y (b) la misma red, pero con un enlace HVDC-VSC sustituyendo a la línea 9-14 (Figura 26). Los datos de la simulación son:

- Se sustituye la línea 9-14 por el modelo sin pérdidas de un HVDC-VSC.
- La estrategia de control del HVDC-VSC es: control  $P - U$  en el nudo 9 y control  $U_{dc} - U$  en el nudo 14.
- El punto de trabajo inicial es el del sistema original:  $P_{s,9} = -9,43$  MW,  $u_{s,9} = 1,056$  p.u y  $u_{s,14} = 1,036$  p.u. Este punto de trabajo es aproximadamente igual que el del sistema original sin HVDC-VSC. No se considera la tensión DC porque se ha usado el modelo ideal:  $P_{s,9} \approx -P_{s,14}$ .
- Las simulaciones son realizadas con la herramienta MATLAB + PSAT.

En la Figura 27 se muestran los diagramas de bifurcación de todos los nudos del sistema para el caso original (curvas azules) y el caso con el enlace HVDC-VSC (curvas verdes). Se puede observar la clara mejoría de la estabilidad de tensiones cuando se introduce el HVDC-VSC. Todas las curvas verdes se han desplazado hacia arriba, que implica que la caída de tensión en función de  $\lambda$  es más lenta y el punto crítico de todos los diagramas está más a la derecha con el HVDC-VSC que sin él. El punto crítico del sistema se produce en  $\lambda = 4,059$  sin HVDC-VSC y en  $\lambda = 4,304$  con HVDC-VSC.

En la Figura 26 se muestran los diagramas anteriores de forma individual para cada nudo PQ del sistema original. El diagrama de los nudos 9 y 14 se transforma en una recta, ya que el HVDC-VSC mantiene fijas las tensiones a  $u_{s,9} = 1,056$  p.u y  $u_{s,14} = 1,036$  p.u respectivamente. En el nuevo sistema son nudos PV. Sobre el resto de curvas, todas mejoran, ya que en cada gráfica la curva verde está por encima de la azul y con su punto crítico más a la derecha. Por tanto, se concluye que un sólo enlace HVDC-VSC puede mejorar la estabilidad de tensiones de la red considerada.

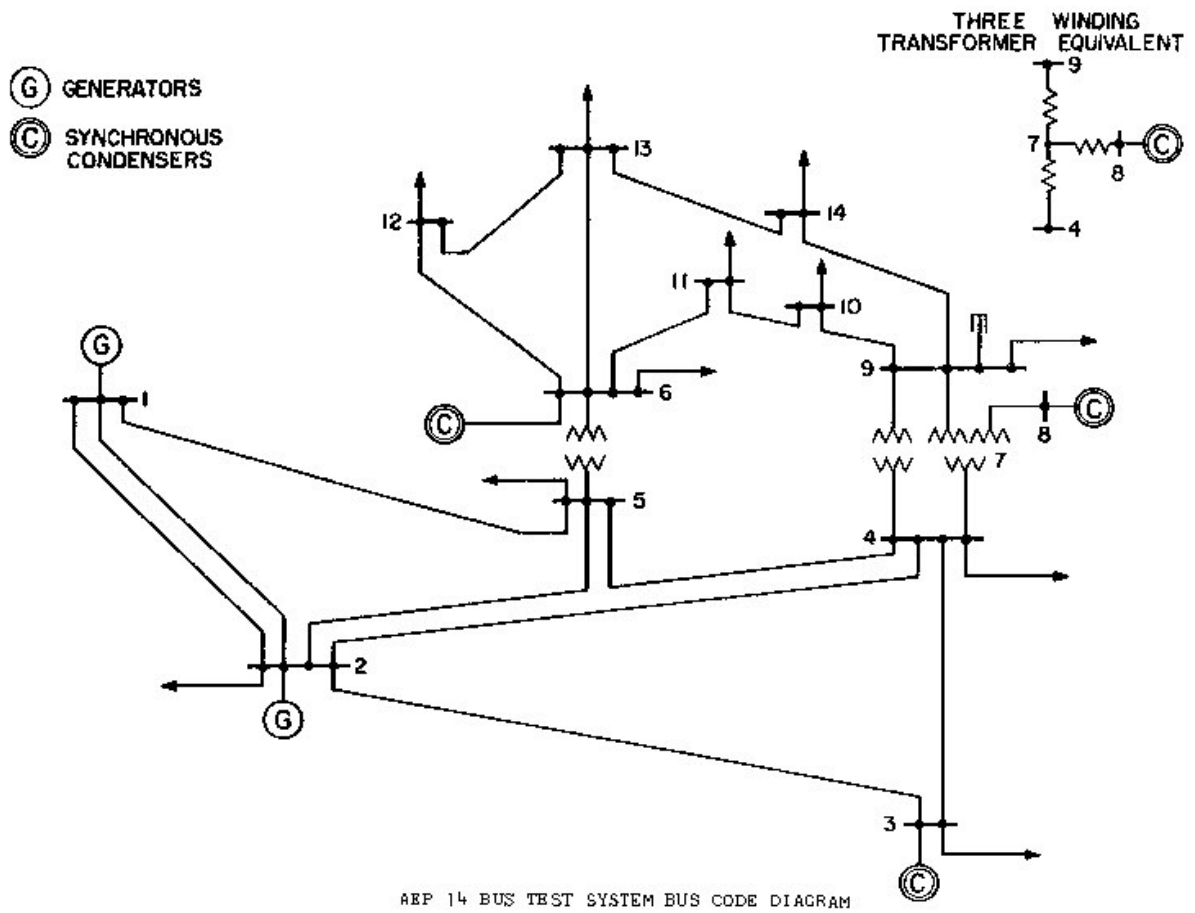


Figura 25: Sistema IEEE 14 bus.

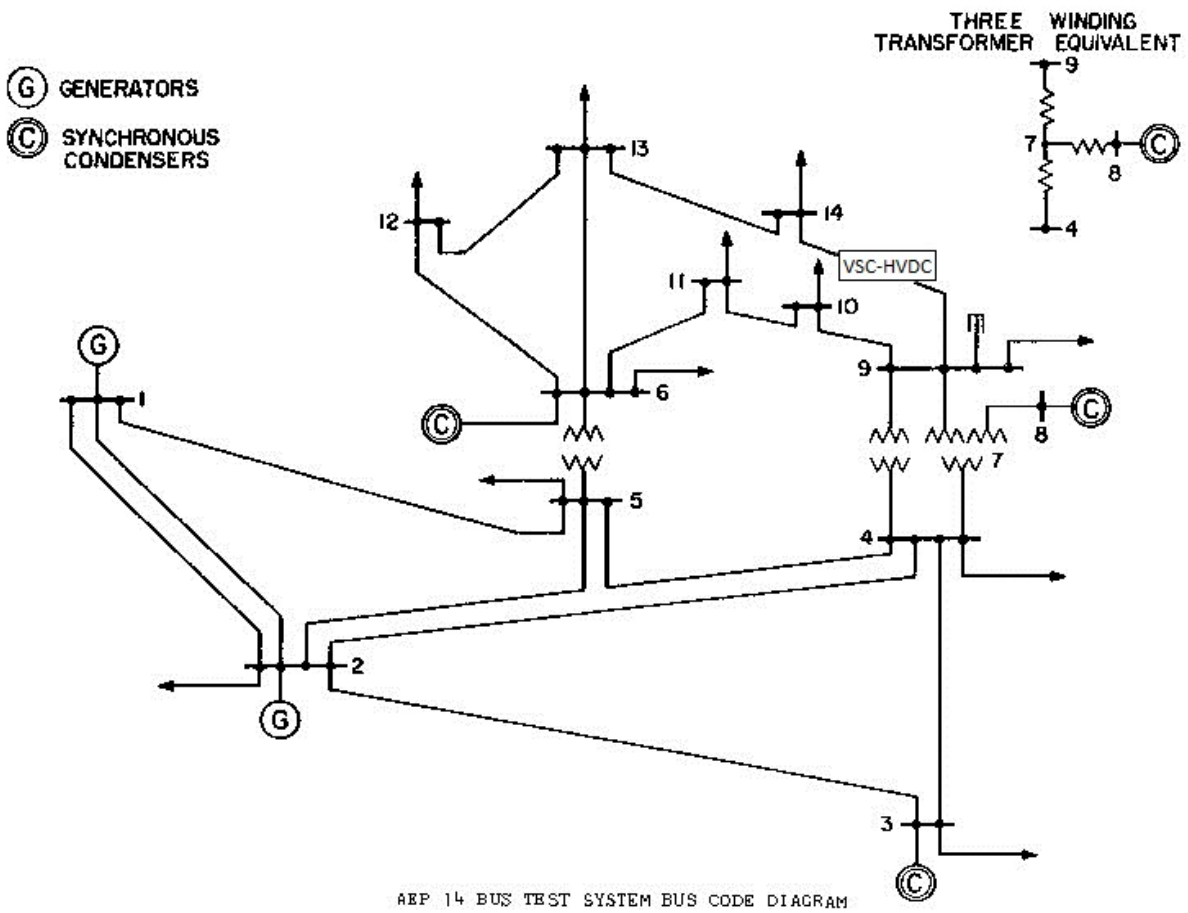


Figura 26: Sistema IEEE 14 bus con un HVDC-VSC sustituyendo a la línea 9-14.

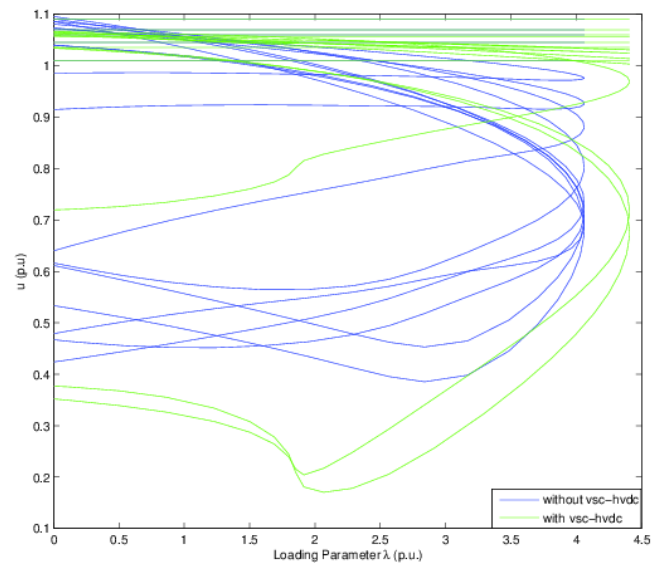


Figura 27: Diagramas de bifurcación de todas las tensiones considerando el sistema IEEE 14 bus original v/s con un enlace HVDC-VSC sustituyendo a la línea 9-14.

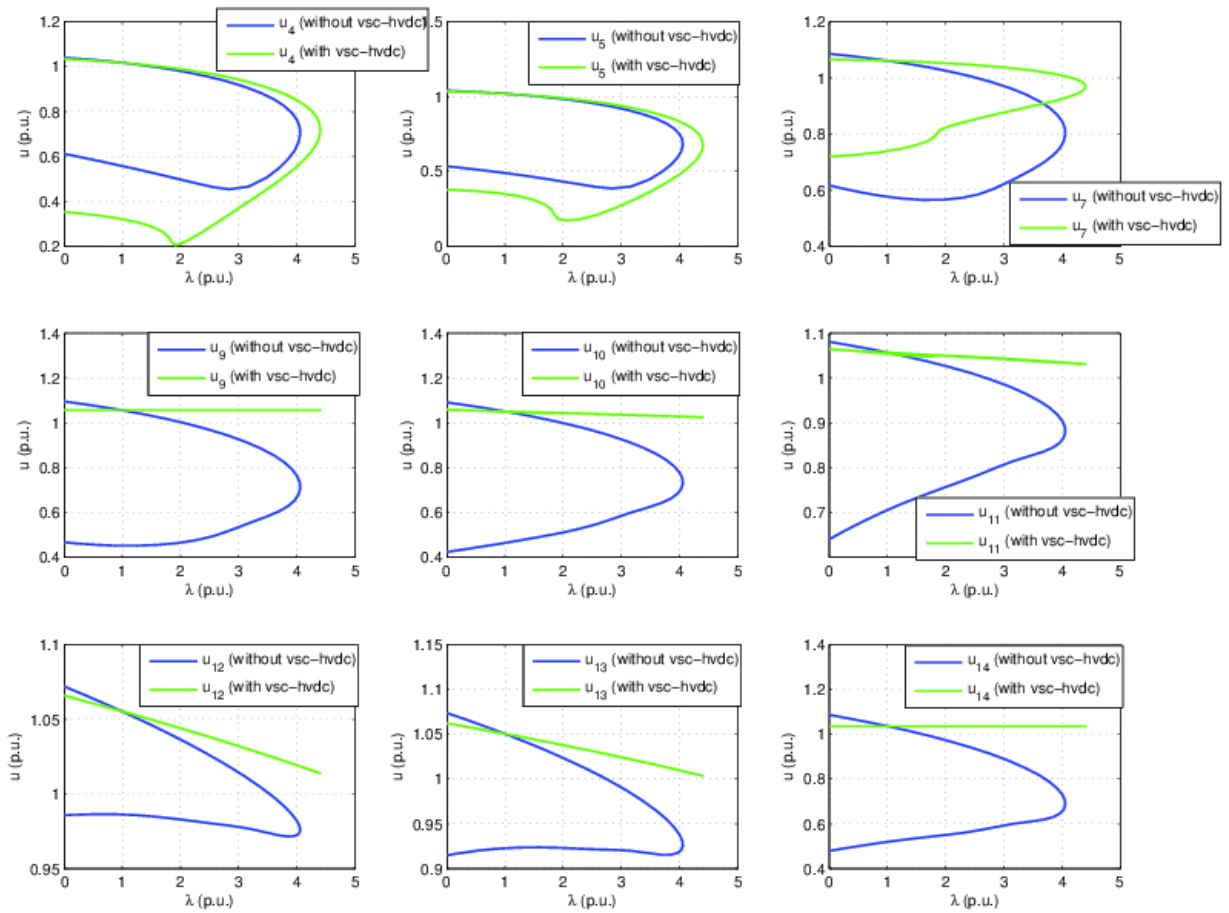


Figura 28: Diagramas de bifurcación los nudos PQ considerando el sistema IEEE 14 bus original v/s con un enlace HVDC-VSC sustituyendo a la línea 9-14.

## 6.4. Aumento de la capacidad de transporte del sistema

El aumento del consumo de electricidad puede producir congestión en la red de transporte o distribución. La energía que se transporta desde los puntos de generación hasta los de consumo pasan por las líneas de transporte según las leyes de Kirchhoff y puede ocurrir que haya líneas que se sobrecarguen (cuellos de botella) mientras que otras líneas estén trabajando a potencias bastante menores que las de su potencia nominal. El control de potencia de un enlace HVDC-VSC permite controlar los flujos con el objetivo de que, en vez de haber líneas muy cargadas y otras muy descargadas, todas las líneas estén en un punto de trabajo razonable y poder aumentar la capacidad de transporte del sistema (Pan, Nuqui, Srivastava, Jonsson, Holmberg & Hafner 2008).

### 6.4.1. Simulación 4: Aumento de la capacidad de transporte

Se va a ilustrar el aumento de capacidad de transporte en el sistema de Leuven que se presentó en la Figura 19. La simulación consiste en aumentar el consumo del nudo 4 hasta que alguna línea llegue a una potencia aparente de 1 p.u y analizar cuánto aumenta la capacidad sustituyendo la línea 4-5 por un enlace HVDC-VSC. Para medir la sobrecarga de la línea ha utilizado el máximo de la potencia aparente de cada extremo de la línea:

$$s_{ij}^{max} = \max\{s_{ij}, s_{ji}\} \quad (6.36)$$

donde:

$$s_{ij} = \sqrt{p_{ij}^2 + q_{ij}^2} \quad (6.37)$$

Para la simulación se ha considerado:

- En el sistema original, se sustituye el consumo de potencia activa que había en el nudo 4 (40 MW) por una de valor genérico  $P_{L,4}$ .
- Se hace lo mismo con la potencia del generador 2, en vez de los 40 MW que había en el sistema original, se pone el mismo valor genérico que la carga del nudo 4:  $P_{G,2} = P_{L,4}$ .
- Se parte de  $P_{L,4} = 1$  MW y se van resolviendo sucesivos flujos de cargas con  $P_{G,2} = P_{L,4}$ , aumentando  $P_{L,4}$  con un paso de 5 MW.
- La simulación se detiene cuando la potencia aparente máxima de una línea llega al valor nominal  $s_{ij}^{max} = 1$  p.u.
- Se sustituye la línea 4-5 por el modelo más completo de un HVDC-VSC manteniendo el valor de  $P_{L,4} = P_{G,2}$  que hizo que saturara una línea.
- La estrategia de control del HVDC-VSC es: control  $U_{dc} - U$  en el nudo 4 y control  $P - U$  en el nudo 5. El enlace controla tensiones a un valor fijo para que éstas no caigan con el aumento de demanda.
- Para el valor de  $P_{L,4} = P_{G,2}$  máximo del caso base, el punto de trabajo es:  $u_{dc,4} = 1$  p.u (tensión DC nominal del enlace) y  $u_{s,4} = 0,96$  p.u,  $P_{s,5} = -60$  MW y  $u_{s,5} = 0,97$  p.u.

- Las simulaciones son realizadas con la herramienta MATLAB + MATPOWER.

Como se acaba de exponer, la simulación partirá con  $P_{L,4} = P_{G,2} = 1$  MW e irá aumentando. La potencia generada en el nudo 2 también se aumenta para que el nudo balance no genere toda la potencia. Para cada valor de  $P_{L,4} = P_{G,2}$  se resuelve un flujo de cargas y el proceso se detiene cuando alguna línea se sobrecargue, por tanto, la potencia  $P_{L,4}$  cuantificará la capacidad de transporte del sistema en este caso particular de aumento de la demanda. Sin HVDC-VSC la potencia se ha podido aumentar hasta  $P_{L,4} = P_{G,2} = 211$  MW, valor para el cual la línea 2-5 ha alcanzado potencia aparente nominal.

Los datos del flujo de cargas resuelto para el sistema original, para  $P_{L,4} = P_{G,2} = 216$  MW están en las tablas 9 y 10. En la tabla 10 se muestra que la línea 3-4 ha llegado a su valor nominal. Al aumentar el consumo en el nudo 4, la potencia llega a través de las 3 líneas que concurren en dicho nudo (línea 3-4, 2-4 y 4-5). Sin embargo, las impedancias de las líneas hacen que las líneas 2-4 y 3-4 estén con mucha más carga que la línea 4-5 ( $s_{3,4}^{max} = 1$  p.u,  $s_{2,4}^{max} = 0,94$  p.u y  $s_{4,5}^{max} = 0,25$  p.u). Por lo tanto, interesa descargar más las líneas 3-4 y 2-4 y cargar más la línea 4-5.

bus	$u$ (p.u)	$\delta$ (deg)	$P_G$ (MW)	$Q_G$ (MVar)	$P_D$ (MW)	$Q_D$ (MVar)
1	1.060	0.00	145.79	108.53	0.00	0.00
2	1.000	-1.32	211.00	-34.11	20.00	10.00
3	0.944	-9.25	0.00	0.00	45.00	15.00
4	0.931	-11.16	0.00	0.00	211.00	5.00
5	0.951	-7.31	0.00	0.00	60.00	10.00

Tabla 9: Caso 1. Buses. Sistema Leuven con  $P_{L,4} = P_{G,4} = 211$  MW.

	$S_N$ (MVA)	$P_{ij}$ (MW)	$Q_{ij}$ (MVar)	$s_{ij}$ (p.u)	$P_{ji}$ (MW)	$Q_{ji}$ (MVar)	$s_{ji}$ (p.u)	$s_{ij}^{max}$ (p.u)
<b>1-2</b>	150.00	68.46	80.27	0.70	-66.38	-80.41	0.70	0.70
<b>1-3</b>	150.00	77.33	28.26	0.25	-72.39	-18.46	0.25	0.55
<b>2-3</b>	100.00	76.01	9.03	0.14	-72.47	-2.19	0.13	0.77
<b>2-4</b>	100.00	93.33	12.61	0.14	-87.97	-0.28	0.13	0.94
<b>2-5</b>	150.00	88.04	14.65	0.32	-84.84	-7.89	0.31	0.60
<b>3-4</b>	100.00	99.86	5.65	0.03	-98.74	-4.04	0.05	1.00
<b>4-5</b>	100.00	-24.29	-0.68	0.14	24.84	-2.11	0.14	0.25

Tabla 10: Caso 1. Flujos de potencia. Sistema Leuven con  $P_{L,4} = P_{G,4} = 211$  MW.

Un enlace HVDC-VSC entre los nudos 4-5 fija la potencia que circula por él y por tanto puede aumentarla para descargar las otras 2 líneas. Para el punto de trabajo de  $\lambda = 216$ , el HVDC-VSC lleva desde el nudo 5 hasta el 4 una potencia de  $60$  MW (es decir,  $P_{s,5} = -60$  MW) y cada convertidor inyectará la reactiva necesaria para fijar las tensiones a  $u_{s,4} = 0,96$  p.u y

$u_{s,5} = 0,97$  p.u. Los resultados del flujo de cargas para este sistema se muestran en las tablas 11 y 12. El enlace cumple su función a la perfección, las líneas 3-4 y 2-4 bajan sus potencias aparentes máximas a  $s_{3,4}^{max} = 0,82$  p.u y a  $s_{2,4}^{max} = 0,77$  p.u y el enlace HVDC-VSC entre los nudos 4 y 5 sube su potencia a  $s_{4,5}^{max} = 0,69$  p.u. Por tanto, para la misma demanda elevada en el nudo 4, sin HVDC-VSC una línea se sobrecarga y con el enlace HVDC-VSC entre los nudos 4 y 5 se soluciona este problema y ninguna línea queda sobrecargada gracias a su capacidad de controlar el flujo que permite re-distribuir los flujos del resto de líneas.

Además, el aumento de consumo produce que las tensiones bajen. Como se puede comprobar en la tabla 9, con el HVDC-VSC también se suben las tensiones y se mejora el perfil. Las nuevas tensiones se pueden encontrar en la tabla 11.

bus	$u$ (p.u)	$\delta$ (deg)	$P_G$ (MW)	$Q_G$ (MVar)	$P_D$ (MW)	$Q_D$ (MVar)
1	1.060	0.00	147.55	97.15	0.00	0.00
2	1.000	-1.65	211.00	-76.17	20.00	10.00
3	0.967	-8.36	0.00	0.00	45.00	15.00
4	0.960	-9.90	0.00	0.00	211.00	5.00
5	0.970	-10.82	0.00	0.00	60.00	10.00

Tabla 11: Caso 2. Buses. Sistema Leuven con  $P_{L,4} = P_{G,4} = 211$  MW y con un HVDC-VSC reemplazando a la línea 4-5. El punto de trabajo del HVDC-VSC es  $u_{dc,4} = 1$  p.u,  $u_{s,4} = 0,96$ p.u,  $P_{s,5} = -60$ MW y  $u_{s,5} = 0,97$ p.u.

	$S_N$ (MVA)	$P_{ij}$ (MW)	$Q_{ij}$ (MVar)	$s_{ij}$ (p.u)	$P_{ji}$ (MW)	$Q_{ji}$ (MVar)	$s_{ji}$ (p.u)	$s_{ij}^{max}$ (p.u)
<b>1-2</b>	150.00	77.94	77.39	0.73	-75.69	-77.03	0.72	0.73
<b>1-3</b>	150.00	69.61	19.77	0.48	-65.80	-13.47	0.45	0.48
<b>2-3</b>	100.00	63.11	-0.82	0.63	-60.72	4.12	0.61	0.63
<b>2-4</b>	100.00	77.17	0.01	0.77	-73.59	6.87	0.74	0.77
<b>2-5</b>	150.00	126.41	-8.33	0.84	-120.00	24.65	0.82	0.84
<b>3-4</b>	100.00	81.52	-5.65	0.82	-80.81	5.94	0.81	0.82
<b>4-5 (hvdc)</b>	100.00	-56.60	-17.81	0.59	60.00	-34.65	0.69	0.69

Tabla 12: Caso 2. Flujos de potencia. Sistema Leuven con  $P_{L,4} = P_{G,4} = 211$  MW y con un HVDC-VSC reemplazando a la línea 4-5. El punto de trabajo del HVDC-VSC es  $u_{dc,4} = 1$  p.u,  $u_{s,4} = 0,96$ p.u,  $P_{s,5} = -60$ MW y  $u_{s,5} = 0,97$ p.u.

Las Figuras 29 y 30 se muestran los resultados de los flujos de cargas en el escenario sin HVDC-VSC y con HVDC-VSC, respectivamente. En rojo se representan las líneas que sufren sobrecargas y en azul las que van descargadas.



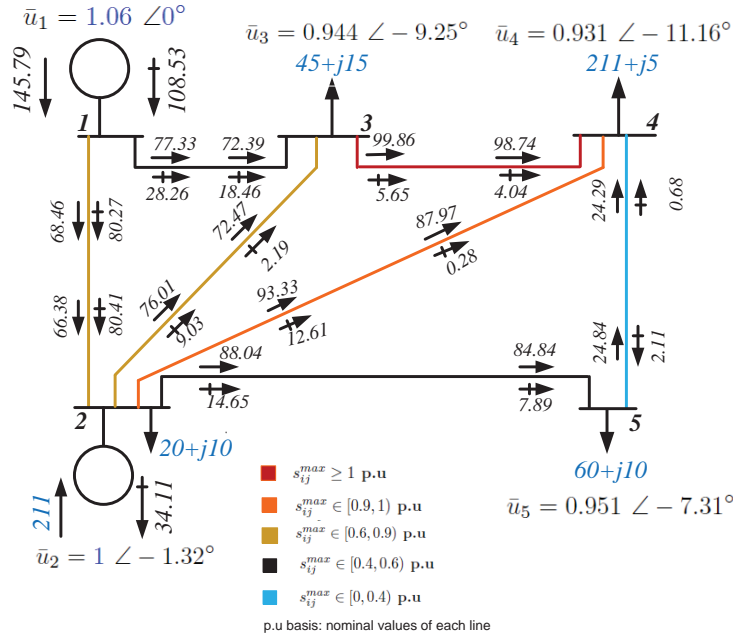


Figura 29: Caso 1. Sistema Leuven con  $P_{L,4} = P_{G,4} = 211$  MW.  $\rightarrow$ : potencia activa (MW) y  $\rightarrow$ : potencia reactiva (MVar).

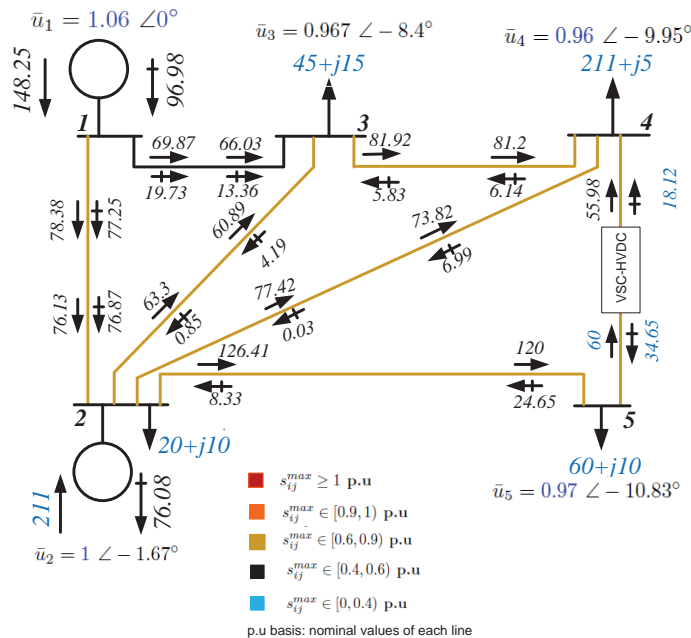


Figura 30: Caso 2. Sistema Leuven con  $P_{L,4} = P_{G,4} = 211$  MW y con un HVDC-VSC reemplazando a la línea 4-5. El punto de trabajo del HVDC-VSC es  $u_{dc,4} = 1$  p.u.,  $u_{s,4} = 0,96p.u.$ ,  $P_{s,5} = -60MW$  y  $u_{s,5} = 0,97p.u.$   $\rightarrow$ : potencia activa (MW) y  $\rightarrow$ : potencia reactiva (MVar).

## 6.5. Pérdidas

Uno de los inconvenientes de los enlaces HVDC-VSC son las pérdidas de los convertidores, que pueden clasificarse en pérdidas de conmutación y pérdidas de conducción. En (Van Hertem & Ghandhari 2010) se recoge que, en la actualidad, cada convertidor de un enlace HVDC-VSC tiene 1.7 % de pérdidas a su corriente nominal y se espera poder reducirlas a un 1 % (Van Hertem & Ghandhari 2010). En los sistemas HVDC-LCC convencionales, un convertidor de tiristores puede tener entre 0.7-0.8 % de pérdidas. Las pérdidas de una línea CA son mucho menores.

Sin embargo, el poder de control de flujo de potencia activa y poder de inyección de potencia reactiva independiente en cada extremo que tiene el HVDC-VSC podría conseguir que, aunque el propio enlace genere muchas pérdidas, las pérdidas totales del sistema se puedan reducir. El problema consistiría en obtener la potencia activa y las reactivas del enlace tales que minimicen las pérdidas del sistema.

En (Daelemans 2008) se hace un estudio detallado y completo de las pérdidas de un sistema con un enlace HVDC-VSC y las conclusiones se publicaron en (Daelemans, Srivastava, Reza & Cole 2009). En el trabajo se estudia si se pueden reducir las pérdidas de sistema AC reemplazando una línea AC por un enlace HVDC-VSC. En general, esta pregunta no tiene una respuesta definitiva, depende de la propia red y de las pérdidas del enlace. Más concretamente, depende de (Daelemans 2008), (Daelemans et al. 2009):

1. Lo cargada que esté la red y su tamaño.
2. Las pérdidas de los convertidores del enlace HVDC-VSC.

En general, si la red es pequeña y está muy poco cargada, no tendrá muchas pérdidas y las que incluya el propio HVDC-VSC no podrán compensarse con las que se pueden ahorrar con un punto de trabajo óptimo. En cambio, en una red grande y muy cargada, un HVDC-VSC podría reducir las pérdidas del sistema en el punto de trabajo óptimo (Daelemans 2008). En los próximos años podrían haber avances tecnológicos en la reducción de pérdidas de convertidores que pudiesen despejar estas dudas.

En general, actualmente no es rentable llevar a cabo una sustitución de una línea por enlace HVDC-VSC únicamente para reducir pérdidas, pero si hay un enlace instalado, por otras ventajas como control de flujo y control de tensiones, también se podrán encontrar puntos de trabajo óptimos para minimizar las pérdidas (Daelemans 2008), (Daelemans et al. 2009).

### 6.5.1. Simulación 5: Pérdidas de una red mallada con un enlace HVDC-VSC

El objetivo de esta simulación es comparar las pérdidas de un sistema con un enlace HVDC-VSC y sin él ante 2 situaciones: red descargada y red bastante cargada. Se reproducen los resultados previamente publicados en (Daelemans 2008). Se considera el sistema de Leuven de la Figura 19. La situación de red descargada es el sistema original y para la segunda situación se introduce un consumo grande en el nudo 3. Para los 2 casos, se resuelve el flujo de cargas del sistema sin HVDC-VSC (caso base) y con HVDC-VSC. Para las simulaciones se considera lo siguiente:

- Se sustituye la línea 4-5 por el modelo completo de un HVDC-VSC.

- La estrategia de control del HVDC-VSC es: control  $P - U$  en el nudo 4 y control  $U_{dc} - U$  en el nudo 5.
- El punto de trabajo es el del sistema original:  $P_{s,4} = -6,6$  MW,  $u_{s,4} = 0,984$  p.u,  $u_{dc,5} = 1$  p.u y  $u_{s,5} = 0,972$  p.u. Este punto de trabajo es aproximadamente igual que el del sistema original sin HVDC-VSC.
- Se calculan las pérdidas de los sistemas sin HVDC-VSC y con HVDC-VSC para 2 casos: (1) sistemas originales (sin agregar nada) y (2) con una carga extra en el nudo 3 de  $\bar{S}_{L,3} = 150 + j120$  MVA. Este valor se ha elegido de forma arbitraria para llevar a la red a un punto de trabajo con carga elevada, condición con la que se quiere estudiar la importancia relativa de cada una de las pérdidas.
- Las simulaciones se han hecho con la herramienta MATLAB + MATPOWER.

**Escenario 1: Red descargada**

En la Figura 31 se muestran las pérdidas del sistema en función de la potencia que inyecta el HVDC-VSC en el nudo 4 cuando la red está descargada. La estrategia de control del HVDC-VSC es mantener fija las tensiones de los 2 nudos.

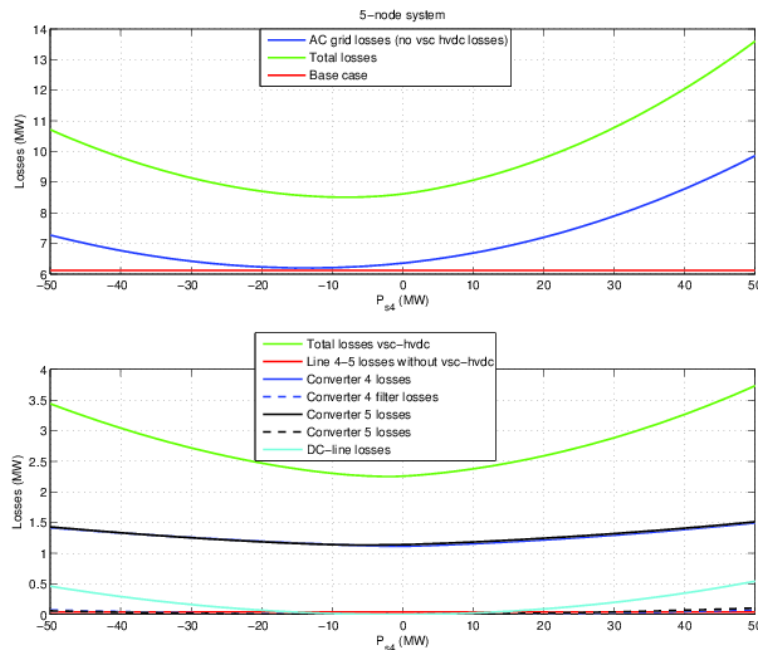


Figura 31: Escenario 1: Red descargada. Sistema Leuven con HVDC-VSC entre los nudos 4 y 5. Pérdidas en el sistema en función de la potencia que el HVDC-VSC inyecta en el nudo 4 y comparación con el caso base (sistema sin HVDC-VSC).

En la tabla 15 se resumen las pérdidas del sistema original sin HVDC-VSC (caso base) y del sistema con el HVDC-VSC, para la potencia óptima que minimiza las pérdidas totales. Con el enlace HVDC-VSC, las pérdidas totales del sistema tienen un mínimo de **8.506 MW**, que se producen cuando el HVDC-VSC consume una potencia del nudo 4 de 8 MW, es decir, cuando  $P_{s,4} = -8\text{MW}$ . Estas pérdidas son mayores que las del caso base, que valen **6.122 MW**. Para este estado de la red, el HVDC-VSC no consigue disminuir las pérdidas del sistema completo con respecto a la red del caso base, que tiene todas las líneas AC.

En el punto óptimo, el total de pérdidas de 8.506 MW se desglosan en 2.283 MW del enlace

	Pérdidas (MW) Caso base (sin HVDC-VSC )	Pérdidas (MW) con HVDC-VSC
Convertidor 4	-	1.134
Filtro 4	-	0.002
Convertidor 5	-	1.137
Filtro 5	-	0.002
Línea DC (c4-c5)	-	0.009
Total HVDC-VSC (4-5)	-	2.283
Línea 4-5 AC	0.043	-
Resto de líneas AC	6.179	6.223
Total	6.122	8.506

Tabla 13: Escenario 1: Red descargada. Pérdidas del sistema Leuven en el caso base y con HVDC-VSC entre los nudos 4 y 5 para la potencia óptima  $P_{s,4} = -8$  MW.

HVDC-VSC y 6.222 MW en el resto de líneas AC del sistema. Se puede comprobar que las pérdidas en el HVDC-VSC son una parte significativa de las totales. En el caso base, la línea 4-5 tiene 0.043 MW de pérdidas.

También es interesante analizar cuantas pérdidas se producen en cada elemento del HVDC-VSC. En el punto óptimo, del total de pérdidas del enlace (2.283 MW), provienen de los convertidores (1.134 y 1.137 MW), pérdidas óhmicas de los filtros de conexión de los convertidores ( $2 \times 0.002$  MW) y de las pérdidas óhmicas de la línea de corriente continua del enlace (0.009 MW).

### Escenario 2: Red cargada

La pérdidas del sistema cuando la red está cargada se muestran en la Figura 32. Al igual que la situación anterior, el modo de operación del HVDC-VSC consiste en mantener fijas las tensiones de los 2 nudos, que ante una situación de aumento de consumo (como esta), permite mantener el perfil de tensiones del sistema a niveles adecuados. En este caso se compara el sistema original (caso base) con el sistema con HVDC-VSC entre los nudos 4 y 5, pero ambos casos con un consumo grande de (150 MW, 120 MVar) en el nudo 3.

A diferencia de la simulación para la red descargada, cuando la red está cargada hay un intervalo de valores de potencia inyectada en el nudo 4 por HVDC-VSC ( $P_{s,4}$ ) en el que las pérdidas con el enlace son menores que las pérdidas del caso base. La discontinuidad de las pérdidas en el convertidor 4 para  $P_{s,4} = 0$  se produce por el cambio del parámetro  $c$  de la Ecuación de pérdidas

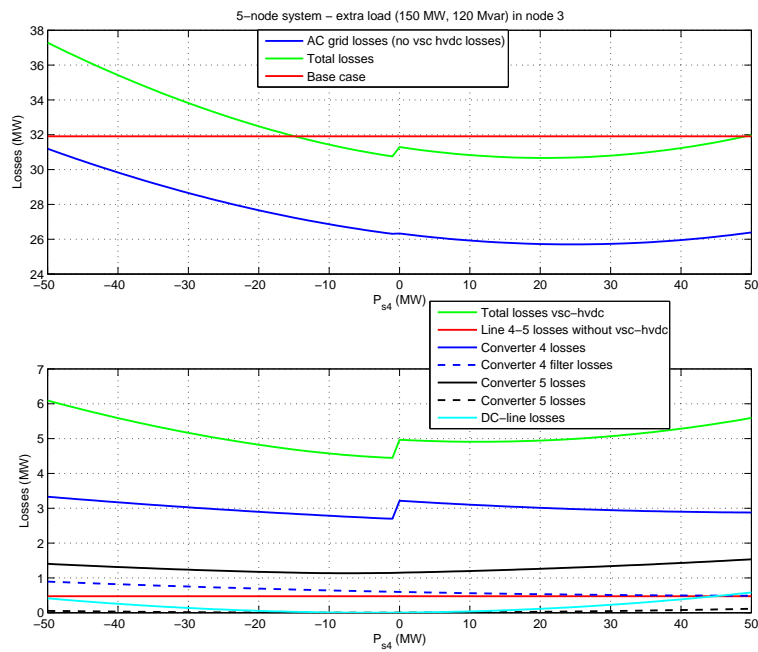


Figura 32: Escenario 2: Red cargada. Sistema Leuven con HVDC-VSC entre los nudos 4 y 5 con una carga en el nudo 3 de  $P_{L,3} = 150MW$  y  $Q_{L,3} = 120MVAr$ . Pérdidas en el sistema en función de la potencia que el HVDC-VSC inyecta en el nudo 4 y comparación con el caso base (sistema sin HVDC-VSC).

en el convertidor (2.5) por pasar de modo rectificador  $P_{s,4} < 0$  a modo inversor  $P_{s,4} > 0$ , ver tabla 14. Por tanto esta discontinuidad se manifiesta también en las pérdidas totales del HVDC-VSC y las totales del sistema. En el caso de red descargada también se cambia de parámetro  $c_{rect}$  a  $c_{inv}$ , pero la diferencia de las pérdidas en  $P_{s,4} = 0^-$  y en  $P_{s,4} = 0^+$  es despreciable y no se aprecia en la Figura 31.

Las pérdidas totales del sistema se muestran en la tabla 14. En  $P_{s,4} = 21$  MW se alcanza el valor mínimo de pérdidas del sistema: **30.665 MW**, que son menores que las pérdidas del caso base: **31.906 MW**. Los 30.665 MW de pérdidas en toda la red están formados por 4.95 MW en el enlace HVDC-VSC y 25.715 MW en el resto de la red. Las pérdidas de 4.95 MW del HVDC-VSC están compuestas por 3.004 MW en el convertidor 4, 1.268 MW en el convertidor 5, 0.528 MW en el filtro del convertidor 4, 0.028 MW en el filtro del convertidor 5 y 0.122 MW en la línea DC del enlace. Se puede comprobar que las pérdidas asociadas al convertidor 4 son considerablemente mayores que las pérdidas asociadas al convertidor 5, tanto en los filtros como en el propio convertidor. Esto es debido a que el nudo 4 está más cerca que el nudo 5 del nudo 3, que es donde se produce el consumo grande, esto implica que el convertidor 4 tiene que inyectar mucha más reactiva para mantener la tensión del nudo 4 y que esta no caiga por el aumento de demanda. Un aumento de reactiva inyectada por el convertidor 4 hace que aumente la corriente del convertidor y por tanto sus pérdidas.

	Pérdidas (MW) Caso base (sin HVDC-VSC )	Pérdidas (MW) con HVDC-VSC
Convertidor 4	-	3.004
Filtro 4	-	0.528
Convertidor 5	-	1.268
Filtro 5	-	0.028
Línea DC (c4-c5)	-	0.122
Total HVDC-VSC (4-5)	-	4.95
Línea 4-5 AC	0.047	-
Resto de líneas AC	31.859	25.715
Total	31.906	30.665

Tabla 14: Escenario 2: Red cargada. Pérdidas del sistema Leuven en el caso base y con HVDC-VSC entre los nudos 4 y 5 para la potencia óptima  $P_{s,4} = 21$  MW.

De los 2 escenarios estudiados, se concluye que la sustitución de una línea de AC por un enlace HVDC-VSC en una red mallada puede mejorar las pérdidas de la red total y reducirlas si la red está muy cargada. Si la red está muy descargada, las pérdidas totales serán mayores con HVDC-VSC que sin él. Las pérdidas que se podrán ahorrar con el HVDC-VSC en el escenario 2 no son muy elevadas, se ahorraría  $1.241$  MW = (3.89% del total de pérdidas del caso base).

## **6.6. Conclusiones en régimen permanente**

Se ha revisado la literatura y se han estudiado mediante simulación algunas de las aplicaciones más relevantes del HVDC-VSC al sistema en régimen permanente, concluyendo que aporta ventajas a la operación del sistema. Las conclusiones generales son las siguientes:

1. Control de flujos de potencia: El HVDC-VSC puede redistribuir los flujos de potencia activa de las líneas cercanas controlando su potencia activa transmitida. En particular, se pueden descargar líneas poniendo la referencia de potencia activa del enlace adecuada.
2. Control de tensiones. Se puede mejorar el perfil de tensiones del sistema de CA controlando la potencia reactiva que el HVDC-VSC inyecta en cada uno de sus nudos.
3. Estabilidad de tensiones. Gracias a que un HVDC-VSC puede inyectar de forma independiente potencia reactiva en cada nudo, se mejoran los diagramas de bifurcación del sistema.
4. Aumento de la capacidad de transporte del sistema. Se puede aumentar la capacidad de transporte del sistema descargando líneas del sistema con el control de potencia activa del HVDC-VSC.
5. Análisis de pérdidas. Se han estudiado las pérdidas del sistema con un enlace HVDC-VSC. Las pérdidas en los convertidores son elevadas, lo que hace que en general, en redes descargadas siempre aumenten las pérdidas del sistema cuando se coloca un HVDC-VSC. Sin embargo, en redes cargadas, un HVDC-VSC puede hacer que las pérdidas del sistema disminuyan poniendo como referencia una potencia activa óptima.

También se han estudiado distintas herramientas de simulación como son: PSS/E, MATPOWER y PSAT.

## 7. Redes de gran dimensión en régimen transitorio

En esta sección se estudia mediante simulación una red mallada con un HVDC-VSC en régimen transitorio, analizando las ventajas que puede aportar a la estabilidad del sistema eléctrico. Las simulaciones dinámicas de un HVDC-VSC en la red española se encuentran en el apéndice B.

### 7.1. Mejora de la estabilidad del sistema con un HVDC-VSC

Debido a la capacidad que tiene un HVDC-VSC de controlar la potencia activa que circula por él y la potencia reactiva que inyecta por cada uno de sus nudos en la red CA, es de esperar que los enlaces HVDC-VSC jueguen un papel importante en la estabilidad de la red eléctrica. El impacto de un enlace HVDC-VSC en la estabilidad transitoria del sistema eléctrico ha sido estudiado en (Johansson et al. 2004), (Zhang 2007), (Pan, Nuqui, Berggren, Thorburn & Jacobson 2009), (Shun, Reza, Srivastava, Cole, Hertem & Belmans 2010) y (Latorre & Ghandhari 2011).

En (Johansson et al. 2004) se analizan los beneficios que aporta un HVDC-VSC a la estabilidad de tensiones y de ángulo del sistema. Se analizan 3 topologías: (a) conexión serie generador-carga, (b) conexión paralelo del HVDC-VSC con una línea CA y (c) conexión asíncrona entre 2 redes. Se prueba, mediante simulación dinámica, que un enlace HVDC-VSC reduce las oscilaciones de ángulo en situaciones de falta. En la conexión paralelo, se estudian 3 estrategias de control:

- Modulación de potencia reactiva ( $P_{dc}^{ref} = 0$ ).
- Modulación de potencia activa ( $Q_{s,1}^{ref} = Q_{s,2}^{ref} = 0$ ).
- Modulación mixta.

Las estrategias se basan en poner en cada caso las referencias de potencia adecuadas, en función de medidas de las variables del sistema, tales que sean capaces de amortiguar el sistema. Las referencias de potencias (modulación) vienen dadas por (Johansson et al. 2004):

$$P_{dc}^{ref} = I_{c,lim} \cdot \min(U_1, U_2) \cdot \cos(\delta_1 - \delta_2) \cdot \text{sign}\left(\frac{d}{dt}\{\delta_1 - \delta_2\}\right) \quad (7.1)$$

donde  $U_i$  y  $\delta_i$  son la tensión y ángulo del nudo  $i$ , respectivamente e  $I_{c,lim}$  es la corriente máxima permitida por cada convertidor.

Para las potencias reactivas se tiene que:

$$Q_{s,1}^{ref} = I_{c,lim} \cdot U_1 \cdot \sin(\delta_1 - \delta_2) \cdot \text{sign}\left(\frac{d}{dt}\{\delta_1 - \delta_2\}\right) \quad (7.2)$$

$$Q_{s,2}^{ref} = -I_{c,lim} \cdot U_2 \cdot \sin(\delta_1 - \delta_2) \cdot \text{sign}\left(\frac{d}{dt}\{\delta_1 - \delta_2\}\right)$$

En la estrategia de control Q, se fija  $P_{dc}^{ref} = 0$  y se utilizan las expresiones (7.2) para la potencia reactiva; en la estrategia de modulación P, se fija  $Q_{s,1}^{ref} = Q_{s,2}^{ref} = 0$  y  $P_{dc}^{ref}$  viene dada por (7.1) y en la estrategia mixta se varía tanto la potencia activa, como la reactiva inyectada en cada extremo y vienen dadas por las ecuaciones (7.1) y (7.2).



Los resultados de (Johansson et al. 2004) muestran que la estrategia que consigue el mejor amortiguamiento es la mixta, seguida por la estrategia de control de  $P$  y la que estrategia que produce respuestas con más oscilaciones es la de control de  $Q$ .

En (Zhang 2007) se prueban algunos resultados interesantes de un HVDC-VSC interconectando 2 sistemas de CA asíncronos. Los resultados de la simulaciones prueban que se puede aumentar el tiempo crítico de despeje de un cortocircuito si se varía la potencia activa que circula por el HVDC-VSC. Para el caso estudiado en el artículo, el tiempo de despeje se aumenta notablemente si la referencia de potencia activa se invierte, aunque este es un resultado particular para el sistema estudiado en (Zhang 2007). También se estudia la mejora de amortiguamiento de ángulo, modulando la potencia activa y reactiva del HVDC-VSC, llegando a las mismas conclusiones que en (Johansson et al. 2004).

En (Latorre & Ghandhari 2011) se estudia la estabilidad de una red mallada con un HVDC-VSC. En el sistema estudiado, 2 áreas están separadas por líneas de CA y se estudia la posibilidad de aumentar la capacidad de transporte del sistema reforzando la interconexión, colocando en paralelo (a) otra línea CA o (b) un HVDC-VSC. La estrategia de control del enlace HVDC-VSC fija como referencia de potencia activa (Latorre & Ghandhari 2011):

$$P_{dc}^{ref} = P_{dc}^0 + K_f(f_i - f_j) \quad (7.3)$$

siendo  $P_{dc}^0$  un valor fijado previamente,  $K_f > 0$  una constante y  $f_i$  la frecuencia medida en el nudo  $i$ .

La estrategia de control ha sido implementada utilizando 2 métodos de control distintos, (a) uno basado en sistemas lineales (linearización en un punto de trabajo) y (b) otro basado en la teoría no-lineal (funciones de Lyapunov), dando mejores resultados el último. En el trabajo, se simulan faltas, comparando las 2 opciones de interconexión y los resultados muestran que con la opción de HVDC-VSC se mejora la estabilidad transitoria del sistema, tanto de tensión como de ángulo: la respuesta es más amortiguada y para determinadas faltas, con la opción CA se pierde sincronismo mientras que con la opción del HVDC-VSC el sistema se mantiene estable.

En (Shun et al. 2010) se estudia la interconexión Bélgica - Reino Unido mediante un enlace HVDC-VSC y el impacto que tendría en la estabilidad transitoria del sistema eléctrico belga. En el trabajo, se estudia la localización óptima del enlace, la respuesta dinámica del sistema y el efecto que tiene en los tiempos críticos de despeje. Se considera como caso base el tiempo crítico de despeje, para una falta determinada, el caso en que por el enlace circula  $P_{dc} = 0$  y los resultados muestran el tiempo de despeje crítico aumenta, si el flujo de potencia activa va desde Bélgica hacia Reino Unido y que disminuye si va en sentido contrario. También se realizan simulaciones de faltas críticas, verificando que las tensiones tienen una respuesta dinámica adecuada y que el sistema sigue en sincronismo.

En este proyecto se estudiará el efecto que tiene un enlace HVDC-VSC en redes malladas utilizando la estrategia de control  $P$ -constante ( $U_{dc}$  en el otro nudo) y controlando la reactiva o la tensión (constantes) en cada nudo de alterna del enlace. Como se ha expuesto anteriormente, se pueden conseguir mejores resultados con distintas técnicas de modulación de las potencias, sin embargo, este estudio se limita al caso de referencias constantes.

## 7.2. Caso estudio

En este apartado se estudia el efecto que tiene un enlace HVDC-VSC en la respuesta dinámica del sistema mediante simulación. Se considera como caso estudio la red SAVNW de 23 nudos disponible en PSS/E, mostrada en la Figura 33 y se estudia la respuesta del sistema ante faltas. Los detalles de la red se pueden encontrar en (PTI 2005c).

Se considera el siguiente escenario:

- Aumento de la demanda en el nudo 203 a 500 MW (antes 300 MW).
- El incremento de demanda es cubierto por los grupos nucleares 101 y 102, que pasan a generar 850 MW cada uno (antes  $2 \times 750$  MW).
- Análisis del aumento la capacidad de transporte interconectando los nudos 151 y 201. Se estudian 2 casos:
  - Opción CA: una línea CA.
  - Opción CC: un enlace HVDC-VSC.

El sistema SAVNW está compuesto por 3 áreas. En el escenario considerado, la demanda aumenta en el área 2 y es cubierta por la generación del área 1, con lo que aumenta la transferencia de potencia desde el área 1 hasta el área 2. Para aumentar la capacidad de transporte de la interconexión, se considera colocar una línea entre los nudos 151 y 202. Como se expuso anteriormente, el objetivo es analizar la respuesta del sistema si esta nueva línea es de CA o si es un enlace HVDC-VSC. Los parámetros de la nueva línea 151-202 de CA son los mismos que la línea 151-201 y los parámetros del enlace HVDC-VSC se muestran en la tabla 16.

Para los estudios se ha considerado:

- Simulaciones realizadas con PSS/E.
- Estrategia de control del HVDC-VSC:  $P - Q$  en el convertidor 1 (nudo 151) y  $U_{dc} - U$  en el convertidor 2 (nudo 202) con punto de operación:  $P_{s,1} = -300$  MW  $Q_{s,1} = 0$  MVar,  $u_{dc,2} = 1$  p.u y  $u_{s,2} = 1,017$  p.u.

La referencia de tensión controlada por el convertidor 2 ( $u_{s,2} = u_{202} = 1,017$  p.u) es la misma que la obtenida en el caso de la línea CA. En el convertidor 1, se escoge una potencia reactiva de  $Q_{s,1} = 0$  debido a que es la barra de alta (nudo 151) de los generadores nucleares 101 y 102 y no se considera necesario controlar la tensión.

## ESP-LIDER

*Electrónica de potencia en el sistema eléctrico para la integración de energías renovables*

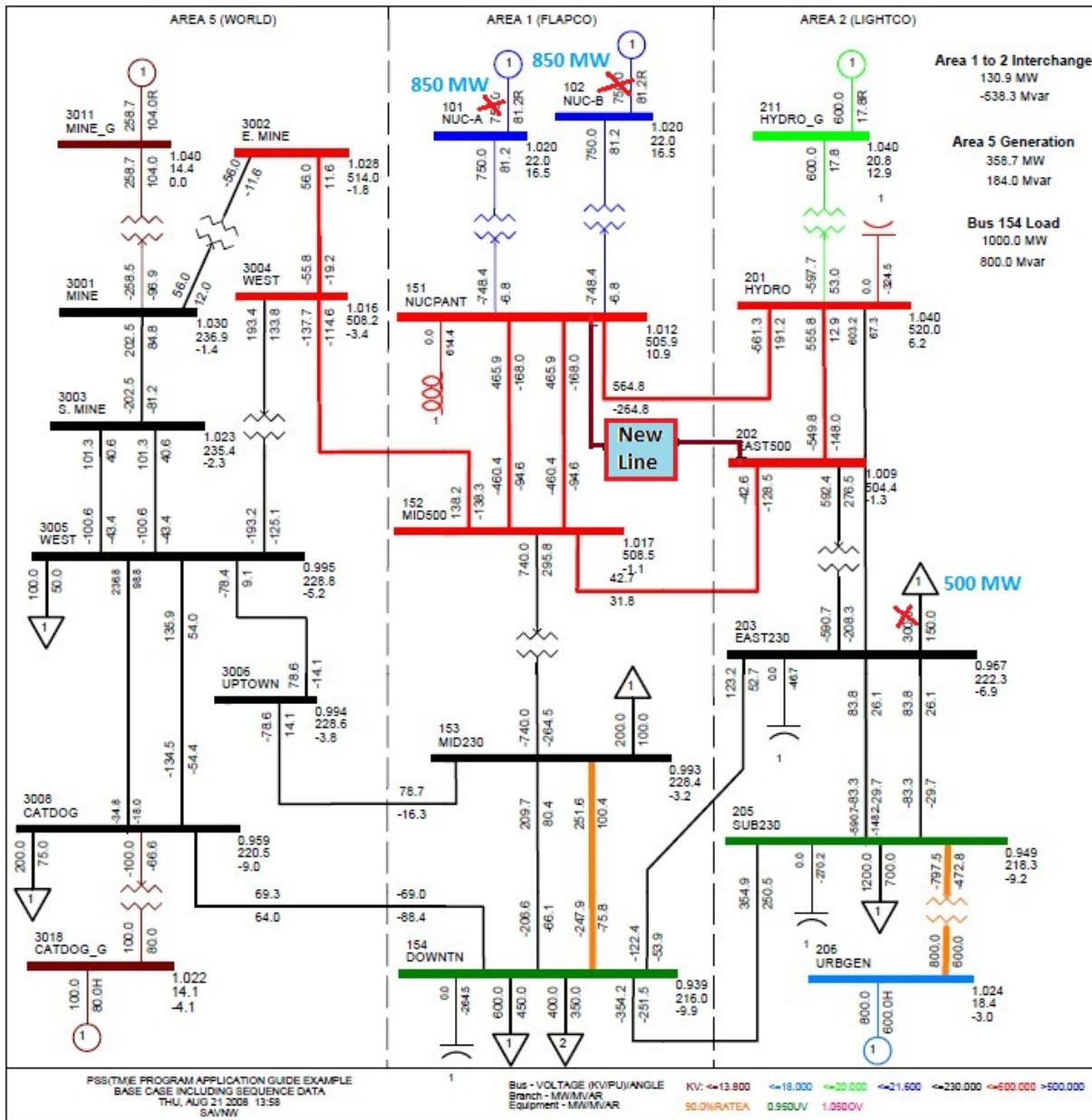


Figura 33: Sistema SAVNW con los cambios: (a) Nueva demanda en el nudo 203 de 500 MW, (b) Nueva potencia de los generadores 101 y 102 de 850 MW cada uno y (c) Estudio interconexión de los nudos 151 y 202 mediante una línea AC o un enlace HVDC-VSC.

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

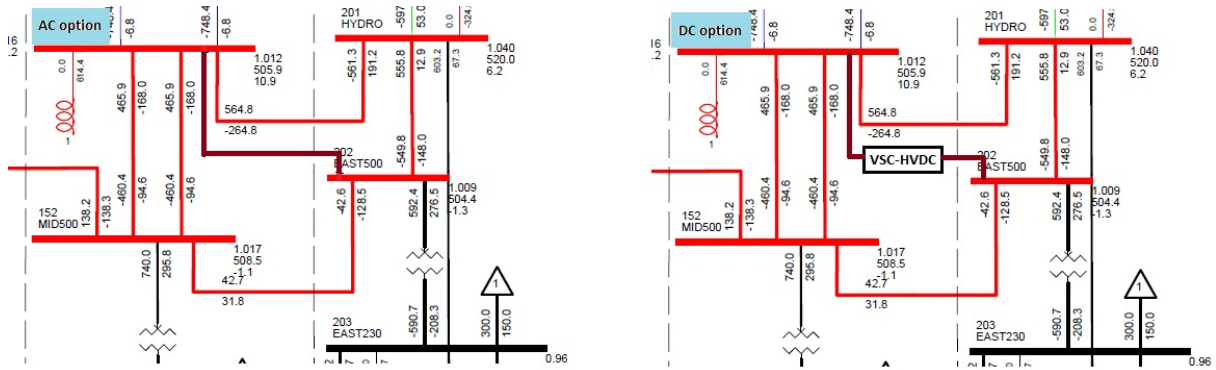


Figura 34: Sistema SAVNW. (a) Opción de nueva línea CA entre los nudos 151 y 202 y (b) opción de un enlace HVDC-VSC entre los nudos 151 y 202.

$P_{ij}$ (MW)	Caso original (sin aumento de demanda)	Caso original (aumento de demanda)	Nueva línea CA	HVDC-VSC
151-201	564.8	669.2	369.7	516.7
151-202	-	-	593.2	300
152-202	42.7	97.1	-186	-36.5
154-203	-122.4	-90	-117.3	-103.4
154-205	-354.2	-340	-326.7	-330.6
Total	130.9	336.3	332.9	346.2

Tabla 15: Sistema SAVNW. Flujos de potencia de las interconexiones entre el área 1 y 2.

	$U_{dc,pp}$ (kV - p-p)	$A_{dc}$ (kW)	$B_{dc}$ (kW/A)	$S_N$ (MVA)	$I_N$ (Amp)	$Q_{lim}$ (MVar)	$R_{dc}$ ( $\Omega$ )
convertidor 1	640	6620	1.85	2022	2919	$\pm 300$	-
convertidor 2	640	6620	1.85	2022	2919	$\pm 300$	-
Línea DC	-	-	-	-	-	-	7.78

Tabla 16: Datos del HVDC-VSC utilizado para las simulaciones en PSS/E.

### 7.2.1. Simulación 1: Pérdida de un generador y pérdida de una línea

La falta consiste en la pérdida del generador nuclear 101 a los 2 s y la pérdida de la línea 3003-3005 23 s más tarde. La tensión en el nudo 202, para la opción de línea CA y para la opción de HVDC-VSC, se muestra en la Figura 35. En la figura 35 y 36 se muestran las variables de los nudos 152 y 202, respectivamente, para la opción de línea CA y para la opción de HVDC-VSC. En la figura 35 se muestra la tensión del nudo 152:  $u_{s,1} = u_{152}$ , potencias activa inyectada en el nudo 152 por el enlace 152-202:  $P_{s,1} = -P_{152,202}$ , potencia reactiva inyectada  $Q_{s,1} = -Q_{152,202}$  y la corriente inyectada en el nudo 152 por el convertidor en magnitudes unitarias con respecto a la corriente nominal del convertidor:  $i_{s,1}$ . En la Figura 36 se representan las mismas variables pero en el nudo 202:  $u_{s,2} = u_{202}$ ,  $P_{s,2} = -P_{202,152}$ ,  $Q_{s,2} = -Q_{202,152}$  e  $i_{s,2}$ . En ambas figuras se representan las variables obtenidas en el caso CA (cuando el enlace 152,202 es una línea CA) como en el caso CC (cuando el enlace 152,202 es un HVDC-VSC).

Se analiza primero el nudo 202 (Figura 36). En el caso de línea CA, la tensión inicial es  $u_{202} = 1,017$  p.u. A los 2 s se desconecta el generador 101, que produce una respuesta transitoria de tensión poco amortiguada, de duración 20 s aproximadamente, que finaliza alcanzando un valor en régimen permanente de  $u_{202} = 1,021$  p.u. La segunda perturbación se produce en el tiempo  $t = 25$  s y nuevamente, después de una respuesta transitoria con oscilaciones, de duración 15 s aproximadamente, se alcanza un punto de equilibrio de  $u_{202} = 1,019$  p.u.

En el caso del HVDC-VSC, la tensión  $u_{202}$  está controlada por el convertidor 2. Se puede observar en la Figura 36 cómo varía la potencia reactiva inyectada en el nudo con el fin de controlar su tensión. Se puede observar que la respuesta dinámica con HVDC-VSC es mucho más amortiguada y más rápida que la respuesta producida en el caso de la línea CA tradicional. Ante la pérdida del generador, la respuesta de la tensión  $u_{202}$  es considerablemente más amortiguada que en el caso anterior, en el caso CA las oscilaciones tienen un valor máximo de 1.34 p.u y un valor mínimo de 0.978 p.u, mientras que en el caso de HVDC-VSC la cresta es de 1.019 p.u y el valle de 1.004 p.u. El tiempo de establecimiento también es mucho menor (3 s aproximadamente) y en régimen permanente se alcanza la tensión de referencia del convertidor:  $u_{202} = 1,017$  p.u. Ante la pérdida de la línea 3003-3005, las conclusiones son las mismas, se produce una respuesta con muchas menos oscilaciones: pico máximo de 1.018 p.u (amplitud de 0.001 p.u con respecto al régimen permanente), frente a un pic máximo de 1.022 p.u obtenido en el caso CA (amplitud de 0.003 p.u) y un valor mínimo de 1.011 p.u (amplitud de 0.006 p.u), frente a uno de 1.013 p.u obtenido en el caso CA (amplitud de 0.006 p.u). El régimen transitorio dura 3 s aproximadamente y posteriormente se alcanza de nuevo el valor de referencia de tensión del convertidor.

Conclusiones similares se pueden sacar de la Figura 35, donde se observa nuevamente que la tensión del nudo 152 está más amortiguada con la opción CC que con la opción CA. A diferencia del nudo 202, en el nudo 152 la tensión alcanza prácticamente igual al inicial en régimen permanente, después de cada falta. Esto ocurre en ambas opciones y es debido que el generador conectado al nudo 102 controla la tensión y dicho nudo está conectado con un transformador al nudo 152. La reactiva inyectada en el nudo 152 por el HVDC-VSC es nula siempre porque se ha establecido  $Q_{s,1}^{ref} = 0$  durante toda la simulación.

Por tanto, la conclusión de esta simulación es que con un HVDC-VSC en el sistema, se mejora la estabilidad transitoria, produciendo respuestas más amortiguadas y rápidas.

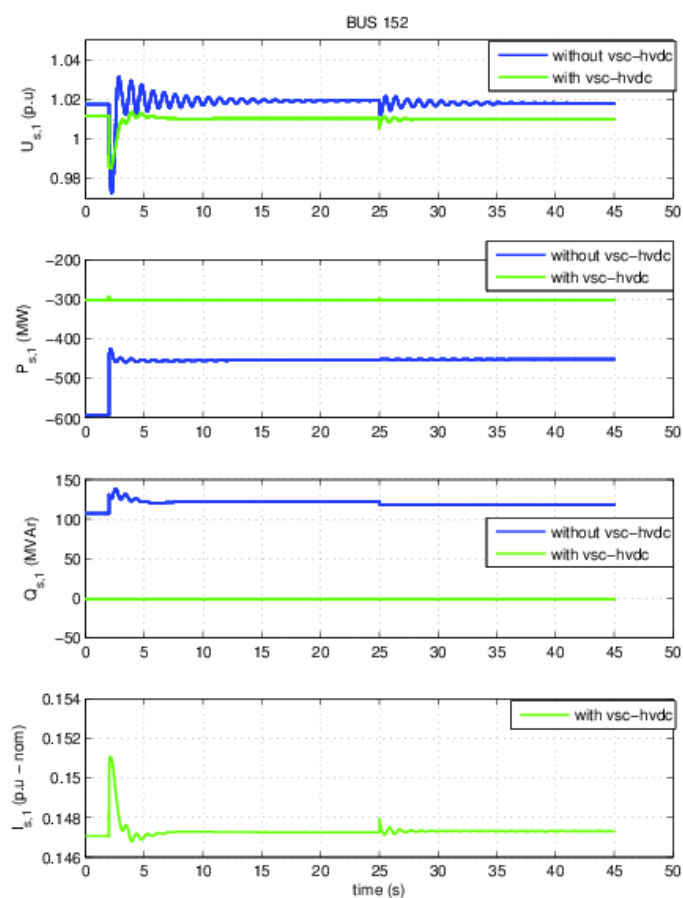


Figura 35: Red SAVNW. Simulación 1: Pérdida del generador 101 en  $t = 2$  s y pérdida de la línea 3003-3005 en  $t = 25$  s. Nudo 152 (s,1): (a) Tensión  $u_{s,1}$ , (b) potencia activa inyectada por la línea 152-202 ( $P_{s,1}$ ), (c) potencia reactiva inyectada por la línea 152-202 ( $Q_{s,1}$ ) y (d) corriente inyectada por el convertidor  $I_{s,1}$  en magnitudes unitarias con respecto a la corriente nominal del convertidor. (1) Opción línea CA y (2) Opción HVDC-VSC.

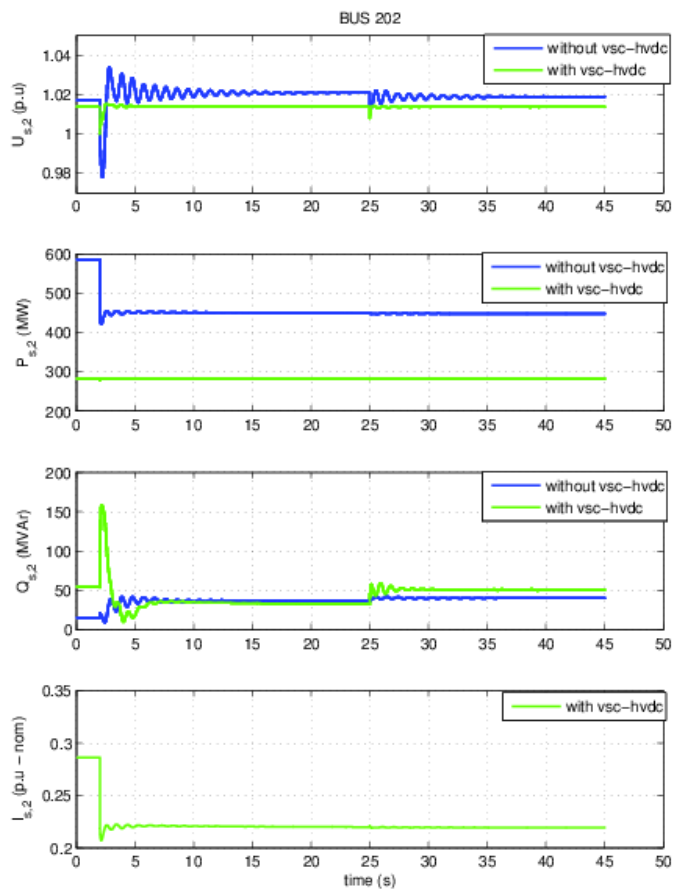


Figura 36: Red SAVNW. Simulación 1: Pérdida del generador 101 en  $t = 2$  s y pérdida de la línea 3003-3005 en  $t = 25$  s. Nudo 202 (s,1): (a) Tensión  $u_{s,2}$ , (b) potencia activa inyectada por la línea 202-152 ( $P_{s,2}$ ), (c) potencia reactiva inyectada por la línea 202-152 ( $Q_{s,2}$ ) y (d) corriente inyectada por el convertidor  $I_{s,2}$  en magnitudes unitarias con respecto a la corriente nominal del convertidor. (1) Opción línea CA y (2) Opción HVDC-VSC.

### 7.2.2. Simulación 2: Cortocircuito trifásico

La falta consiste en un cortocircuito trifásico en la línea 3005-3006 que se produce en el tiempo  $t = 2$  s y se despeja, abriendo la línea, a los 150 ms. Se estudia la tensión controlada por el convertidor ( $u_{202}$ ) y el ángulo del rotor y velocidad del generador 211. El ángulo del rotor equivalente del generador 202 se define con respecto al generador 3011:

$$\delta_{eq,211} = \delta_{G,211} - \delta_{G,3011} \quad (7.4)$$

donde  $\delta_{G,i}$  representa el ángulo del rotor absoluto del generador  $i$  y  $\delta_{eq,i}$  el ángulo relativo con respecto al generador 3011, que se ha tomado como referencia.

Se busca estudiar la evolución temporal del incremento del ángulo del rotor con respecto al punto de trabajo pre-falta:

$$\Delta\delta_{eq,211} = \delta_{eq,211} - \delta_{eq,211}^0 \quad (7.5)$$

donde  $\delta_{eq,211}$  es el ángulo instantáneo y  $\delta_{eq,211}^0$  el ángulo pre-falta. También se estudia el incremento de velocidad del generador 202:

$$\Delta\omega_{211} = \omega_{211} - \omega_{211}^0 \quad (7.6)$$

siendo  $\omega_{211}$  y  $\omega_{211}^0$  las velocidades del generador 211, instantánea y en el punto de trabajo pre-falta, respectivamente.

La respuesta temporal de  $u_{202}$ ,  $\Delta\delta_{eq,211}$  y  $\Delta\omega_{211}$ , ante la falta y el despeje, se muestra en la Figura 37. Durante la falta, en el caso CA la tensión cae hasta  $u_{202} = 0,424$  p.u, mientras que en el caso CC el valor mínimo de la tensión es  $u_{202} = 0,758$  p.u, gracias al control de tensión del convertidor 2. También se observa una respuesta más amortiguada en el caso del HVDC-VSC y en ambos casos se alcanza en régimen permanente el valor pre-falta de tensión  $u_{202} = 1,017$  p.u, después de un tiempo de establecimiento sin grandes diferencias entre los 2 casos (a los 4 s, aproximadamente, ya se ha alcanzado el régimen permanente en ambos casos).

En cuanto incremento del ángulo del rotor equivalente del generador 202,  $\Delta\delta_{eq,211}$ , se produce una respuesta con más oscilaciones en el caso CC. Durante el régimen transitorio, con HVDC-VSC, el incremento de ángulo alcanza un valor máximo de  $+12,1^\circ$  y un valor mínimo de  $-11,49^\circ$ , mientras que con la línea CA se alcanzan valores extremos de  $+6,17^\circ$  y  $-5,16^\circ$ . En ambos, la desviación de ángulo en régimen permanente es muy pequeña  $0,98^\circ$  en el caso CA y  $0,89^\circ$  en el caso CC. Por último, la respuesta es más rápida con HVDC-VSC.

Durante el periodo transitorio producido por la falta, la evolución temporal del incremento de velocidad del generador 202 con respecto a la velocidad de sincronismo,  $\Delta\omega_{211}$ , no presenta diferencias significativas entre el caso CA y el caso CC. En ambos casos, se alcanza un valor final de  $\Delta\omega_{211}(t = \infty) = 0$  al cabo de 3 segundos, aproximadamente. La respuesta temporal es un poco más amortiguada en el caso del HVDC-VSC, donde se tiene una amplitud máxima de  $\Delta\omega_{211} = 0,0074$  p.u, frente a una de  $\Delta\omega_{211} = 0,0083$  p.u en el caso CA. En cualquier caso, la variación se considera pequeña en ambos casos.

Estos resultados permiten sacar la misma conclusión que en la simulación 1: el enlace HVDC-VSC provoca respuestas temporales más amortiguadas que las conseguidas con una nueva línea CA.



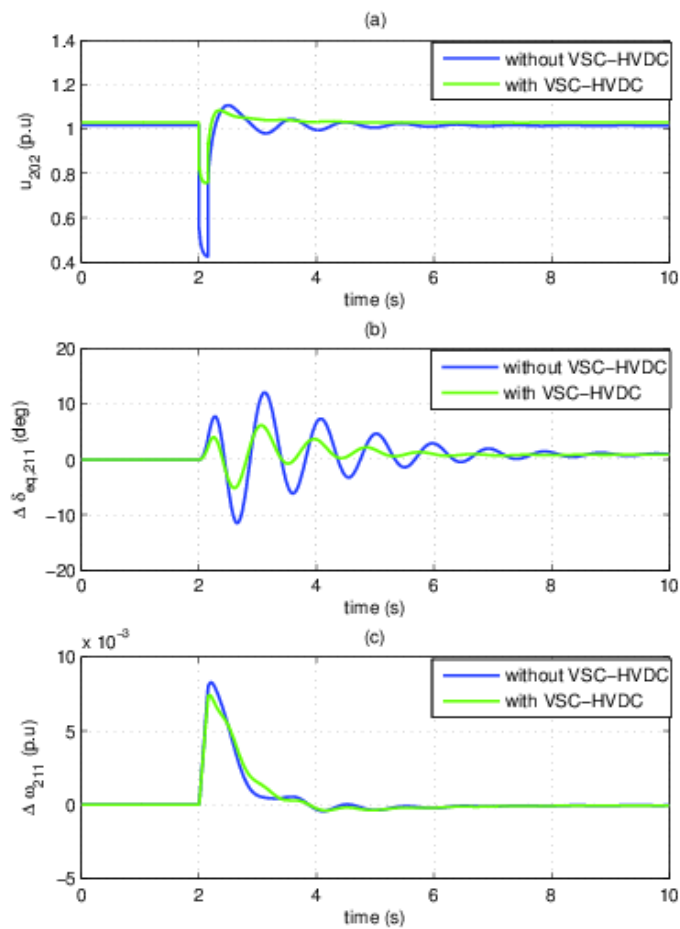


Figura 37: Red SAVNW. Simulación 2: Cortocircuito trifásico en la línea 3005-3006 en  $t = 2$  s y despeje, abriendo la línea, 150 ms más tarde. Respuesta temporal de (a)  $u_{202}$ , (b)  $\Delta \delta_{eq,211}$  y (c)  $\Delta \omega_{211}$ . (1) Opción línea CA y (2) Opción HVDC-VSC.

### **7.3. Conclusiones en régimen transitorio**

Se ha revisado la bibliografía y se han reportado las principales ventajas que puede aportar un HVDC-VSC en régimen transitorio. Las principales conclusiones son que la estabilidad transitoria y de frecuencia se puede mejorar con un HVDC-VSC punto a punto en el sistema. Se ha comprobado la mejora de la estabilidad transitoria del sistema mediante simulación en PSS/E, observando que las respuestas temporales ante faltas con HVDC-VSC son bastante más amortiguadas y se puede controlar la tensión.

## 8. Alimentación a zonas remotas y abastecimiento de islas

En general, las islas presentan las siguientes características:

- Son redes débiles (alta impedancia y/o baja inercia).
- Al ser una red de alta impedancia, puede haber problemas de estabilidad de tensiones.
- Al ser una red de baja inercia, puede haber problemas de estabilidad de ángulo y frecuencia.
- Poca o nula interconexión con el resto del sistema.
- La interconexión sólo es posible por cable submarino.
- Generación propia cara (por ejemplo, generadores diesel).

Las aportaciones del HVDC-VSC para la alimentación de islas también pueden ser aplicadas para alimentar a zonas de consumo rurales lejanas a los puntos de generación (sin generación propia) o interconectar redes débiles lejanas a los puntos de generación (con generación propia). Desde un punto de vista eléctrico, las islas presentan la peculiaridad de que sólo se pueden conectar a la red a través del cable submarino. Por otro lado, los puntos de consumo lejanos son redes pasivas.

Un enlace HVDC-VSC podría aportar las siguientes ventajas a sistemas eléctricos insulares (ABB 2010):

- Interconexión asíncrona: mantener la isla y la red que la alimenta a distintas frecuencias. La baja inercia de los generadores de la isla dificulta mantener la frecuencia en valores adecuados. El HVDC-VSC desacopla los 2 sistemas y evita que variaciones de frecuencia de la isla afecten al resto del sistema. Por otro lado, el HVDC-VSC también protegería a la isla de perturbaciones de potencia producidas en la red fuerte que puedan afectar más a la frecuencia de la isla por su baja inercia. Por último, el resto del sistema, a través del HVDC-VSC, podría contribuir en el control de frecuencia de la isla (Sarlette, Dai, Phulpin & Ernst 2012).
- Mejorar la estabilidad de tensiones de la isla, que será una red débil, gracias al aporte de reactiva del convertidor VSC.
- Línea de alimentación a la isla. Tiene muchas ventajas que sea en CC, porque los cables submarinos de CA presentan mucha susceptancia paralelo que, para líneas largas, generan mucha corriente reactiva, provocando pérdidas elevadas y aumentos en las tensiones.
- Control de tensión en ausencia de la red eléctrica en uno de los extremos del HVDC-VSC. Este método de control fue tratado en el documento del Hito 2.1 (García-Cerrada et al. 2012).
- Operación en isla. Alimentación a una red pasiva.

El control y la operación de un enlace HVDC-VSC conectado a una red débil deben tener las siguientes características (Zhang 2010):

- El HVDC-VSC debería contribuir al control Potencia - Frecuencia y no mantener la referencia de potencia fija, debido a que, como se comentó anteriormente, en las islas hay una cantidad limitada de generadores.
- Funcionamiento STATCOM. El HVDC-VSC debe ser capaz de funcionar en ausencia de la red en uno de los extremos (comportándose como un STATCOM). Una contingencia en la red podría implicar que un convertidor quede fuera de servicio. En ese caso, el convertidor correspondiente a la isla debe ser capaz de seguir en funcionamiento, inyectando reactiva, controlando la tensión de la isla. Como se ha perdido el enlace, no se puede transportar potencia activa a la isla y los consumos de ésta deberán ser alimentados por la generación propia. Este modo de operación no es posible cuando la isla no tiene generación (isla pasiva).
- Normalmente las islas son pequeñas. Por tanto, habrá fuerte interacción entre los generadores y el convertidor del enlace. El HVDC-VSC debe estar preparado para coordinar de forma adecuada el control.
- Debido a la impedancia alta de la red insular, hay un límite en la potencia activa que el enlace puede transportar a la isla.
- Método de control. En general, el método de control vectorial falla si la red es débil. La alternativa es el método de sincronización de la potencia propuesto en (Zhang, Harnefors & Nee 2010), (Zhang 2010) . Ambos métodos fueron estudiados en el Hito 2.1 (García-Cerrada et al. 2012). Los estudios de (Zhang, Harnefors & Nee 2011*a*), (Zhang, Harnefors & Nee 2011*b*) muestran la validez del control por sincronización de la potencia de un HVDC-VSC alimentando a una isla y para interconectar 2 redes débiles y en (Zhang, Nee & Harnefors 2011) se hace un estudio de las limitaciones de estabilidad del método.
- Operación en isla. El HVDC-VSC debe ser capaz de suministrar la potencia de los consumos de una red pasiva.

## 9. Interconexiones

Un enlace HVDC-VSC también puede aportar ventajas al sistema si se utiliza como interconexión entre 2 áreas. En este caso, es conveniente distinguir entre 2 tipos de interconexión:

1. Interconexión asíncrona: Los dos sistemas A y B están interconectados únicamente a través del HVDC-VSC (Figura 38-(a)).
2. Interconexión síncrona: Los dos sistemas A y B están interconectados a través de líneas CA y también mediante el HVDC-VSC (Figuras 38-(b),(c)).

Un ejemplo de interconexión asíncrona mediante HVDC-VSC es el enlace MurrayLink (Australia) ( $\pm 150$  kV, 220 MW,  $[-150, 140]$  MVar, 360 km, ABB) (ABB 2010). El enlace interconecta 2 áreas de Australia, cada una con su propio mercado eléctrico. En un extremo se conecta a 220 kV de alterna y en el otro a 132 kV.

En el proyecto de interconexión España - Francia con HVDC-VSC ( $\pm 320$  kV, 2000 MW,  $\pm 300$  MVar, 400 kV CA, 65 km, Siemens) (Labra, Sanz & Guyomarch 2012), los 2 países están conectados de forma síncrona, ya que, además del HVDC-VSC previsto, en la actualidad existen 4 interconexiones con líneas CA.

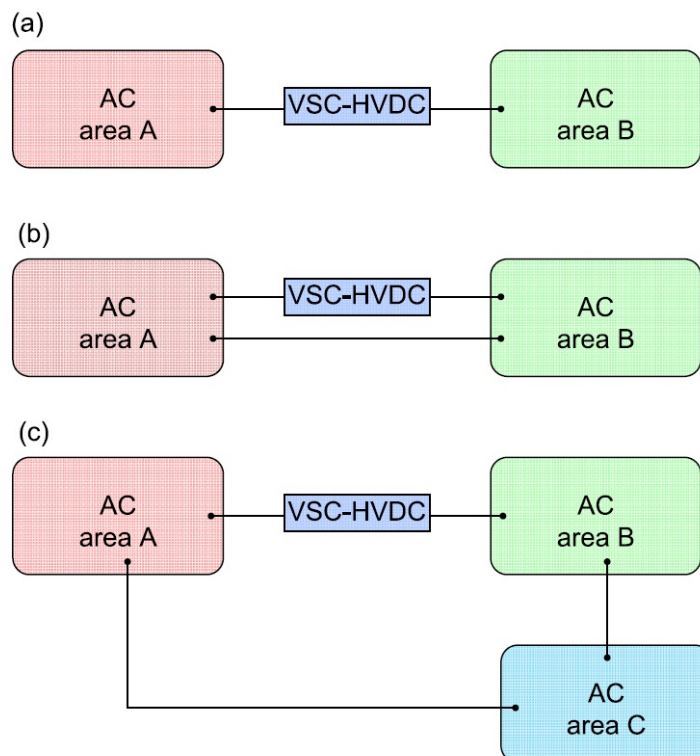


Figura 38: Interconexión con HVDC-VSC. (a) Interconexión asíncrona entre 2 áreas, (b) Interconexión síncrona entre 2 áreas y (c) Interconexión síncrona entre 3 áreas.

Si un HVDC-VSC se utiliza como interconexión, podrá usarse para las mismas aplicaciones estudiadas previamente en este proyecto, pero, aparte, podrá aplicarse para temas específicos relacionados con la interacción entre los 2 sistemas. A continuación se resumen las ventajas que el HVDC-VSC puede aportar en este contexto (ABB 2010):

1. Interconexión asíncrona:

- Cada sistema tendrá su propia frecuencia, independiente de la del otro.
- Potencia intercambiada programada, fijada únicamente por el mercado.
- Mejora de la estabilidad transitoria: Aislamiento (parcial) de cada sistema con respecto al otro frente a perturbaciones.
- Provisión de control de frecuencia de un sistema a otro (Sarlette et al. 2012).
- Control de tensiones en cada sistema mediante la potencia reactiva inyectada por cada convertidor.
- Conexión de 2 redes débiles.
- Interconexión de 2 sistemas muy lejanos.
- Interconexión de 2 sistemas mediante cable submarino.

2. Interconexión síncrona:

- Los 2 sistemas tendrán la misma frecuencia.
- Control de los flujos de potencia que circulan por el resto de líneas CA de la interconexión, evitando sobrecargas.
- El resto de ventajas que presenta la interconexión asíncrona, son válidas para interconexión síncrona aunque, como se ha dicho, los dos extremos tendrán la misma frecuencia y no están aislados entre sí. Es más, en la interconexión síncrona habrá también una interconexión de alterna y el acomplamiento entre las 2 redes será fuerte, tanto desde punto de vista dinámico, como estático.

## 10. Integración de generación eólica marina

Uno de los grandes retos para diseñar un sistema eléctrico sostenible es la incorporación masiva de energía renovable en la red. El 71 % de la superficie del globo terráqueo está formado por agua de los océanos, por tanto el viento en alta mar, las corrientes marinas, las mareas y las olas podrían ser una gran fuente de energía renovable si los recursos se explotan de forma adecuada. Aunque está claro que el mar es una fuente inmensa de energía, una desventaja es el gran coste de las instalaciones debido a la construcción y mantenimiento de los equipos y del transporte de la energía a la red de tierra.

En este apartado se describe la aplicación de enlaces HVDC-VSC para la conexión de parques eólicos marinos, estudiando sus ventajas e inconvenientes con respecto a la conexión a la red mediante cables de corriente alterna convencionales. Un ejemplo de HVDC-VSC para energía eólica marina es el proyecto BorWin1 de ABB llevado a cabo en Alemania en 2009. El que un parque eólico marino de 400 MW se conecta a la costa con un enlace HVDC-VSC  $\pm 150$  kV. El cable de transmisión es de 208 km (128 km submarino y 75 km subterráneo) (ABB 2010). La figura 39, tomada de [www.ABB.com](http://www.ABB.com), muestra un esquema del proyecto.

El estudio detallado de la tecnología HVDC-VSC para la conexión de parques eólicos marinos se trata en el Hito 2.4 de este proyecto.

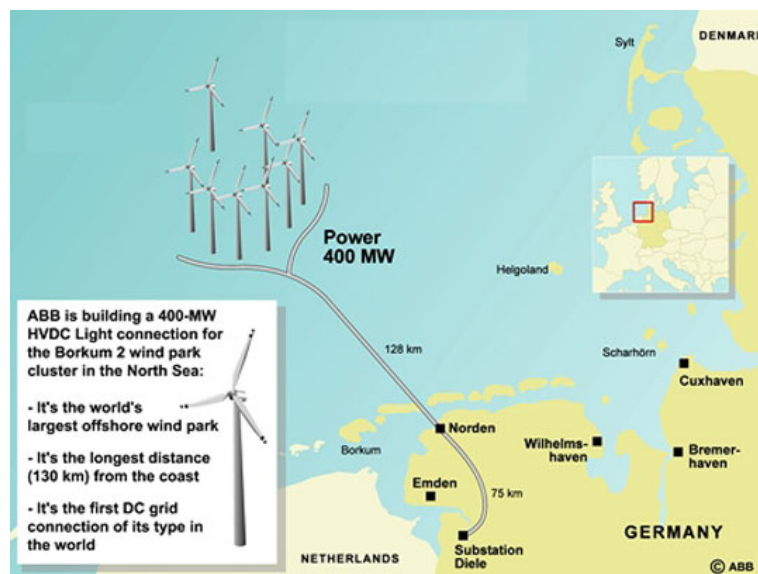


Figura 39: Esquema del proyecto BorWin1 de ABB: Conexión de un parque eólico marino mediante un HVDC-VSC 400 MW  $\pm 150$  kV. Figura tomada de [www.ABB.com](http://www.ABB.com).

### 10.1. Descripción de un generador eólico marino

La mayoría de los generadores eólicos en la actualidad son de uno de los tres tipos siguientes (Elkington 2012):

- Generador de inducción de velocidad fija (Figura 40-(a)).
- Generador de inducción doblemente alimentado (Figura 40-(b)).
- Generador acoplado completamente por convertidor (Figura 40-(c)).

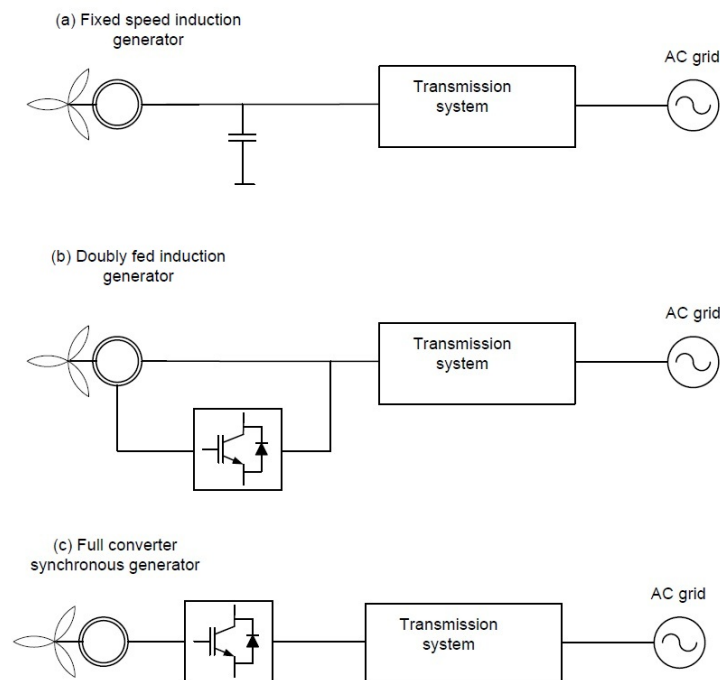


Figura 40: Esquema de un generador eólico: (a) Generador de inducción de velocidad fija, (b) generador de inducción doblemente alimentado y (c) generador acoplado completamente por convertidor.

El generador de inducción con velocidad fija es una máquina asíncrona de jaula de ardilla y es la opción clásica debido a que es simple de construir, barata, robusta y fácil de mantener. La variación de velocidad es pequeña ( $\sim 1\%$ ) (de ahí su nombre) y no utiliza electrónica de potencia, por lo que está en sincronismo con la red de CA (Elkington 2012).

En los generadores de inducción doblemente alimentados el estator está acoplado a la red CA y el rotor está acoplado a un convertidor VSC y es posible controlar la velocidad y las potencias activa y reactiva que inyecta el generador en la red (Elkington 2012). El convertidor VSC está dimensionado a una fracción de la potencia nominal de la turbina y en general no supera el 30% del valor nominal del generador (Perdana 2008). Esto también limita la frecuencia de deslizamiento con la que puede trabajar el generador.



La tercera opción es la de un generador acoplado de forma asíncrona a través de un convertidor electrónico que procesa toda la energía. En general, este grupo puede englobar distintos tipos de generadores como de inducción o síncronos de excitación externa o imanes permanentes (Perdana 2008), aunque los últimos son los más prometedores para futuro por sus prestaciones y su mejor rendimiento (no hay corrientes en el rotor). Los generadores síncronos que se usan se fabrican con un gran número de pares de polos para que no sea necesario el uso de reductora. Esta última solución permite controlar la potencia activa y reactiva en rangos muy amplios y tiene la ventaja de estar acoplada de forma asíncrona con la red (Elkington 2012).

En la actualidad, probablemente la mayoría de turbinas eólicas son máquinas de jaula de ardilla sin electrónica de potencia. Sin embargo, en los proyectos recientes dominan los generadores de inducción doblemente alimentados, que suponen aproximadamente un 65 % del mercado frente a un 18 % de los generadores de inducción de velocidad fija, según (Liserre, Cárdenas, Molinas & Rodríguez 2011), (Perdana 2008). Los generadores síncronos de imanes permanentes acoplados completamente por convertidor se utilizan muy poco hoy en día, sin embargo todo apunta a que su uso se extenderá en un futuro debido a su flexibilidad en el control gracias a la electrónica de potencia.

La potencia nominal de una turbina eólica ronda los 2-6 MW (Chaudhary 2011) aunque se prevén mucho mayores en el futuro y un parque eólico tiene muchas turbinas eólicas. Valores típicos de potencias nominales de parques eólicos rondan entre 100 y 500 MW, como los casos estudiados en (Bresesti, Kling, Hendriks & Vailati 2007).

Para una revisión detallada sobre el estado del arte de los generadores eólicos puede consultarse (Liserre et al. 2011).

## **10.2. Conexión del parque eólico marino a la red**

El cable submarino que conecta el parque eólico fuera de costa a la red en tierra puede realizarse con corriente alterna convencional (HVAC) o con corriente continua (HVDC). En la opción de corriente continua se puede utilizar tecnología HVDC-LCC o tecnología HVDC-VSC. Sin embargo, esta última es mucho más apropiada para la conexión de parques eólicos marinos debido a que la subestación convertidora requiere un espacio mucho menor que el requerido usando tecnología LCC y se controlan de forma independiente las potencias activa y reactiva inyectadas en la red. Por el contrario, los convertidores LCC siempre consumen reactiva y su conexión a redes débiles trae problemas de estabilidad (Bresesti et al. 2007).

La opción de HVAC presenta las siguientes características principales (Bresesti et al. 2007):

- El cable submarino de CA presenta una capacidad alta que genera mucha potencia reactiva y limita la distancia del conductor, genera mayores pérdidas en el conductor, puede provocar resonancias y necesita compensación de potencia reactiva con reactancias en paralelo para que no haya sobretensiones. La reactiva inyectada por la capacidad del cable puede ser de 6-8 MVar/km en cables 400 kV XLPE (Bresesti et al. 2007).
- En general, no se controla de forma rápida la reactiva que se inyecta en la red y en algunos casos se debe disponer de STACOMs o SVCs para controlar el factor de potencia requerido por el operador del sistema.
- La turbina eólica y la red son síncronas, lo que puede provocar la propagación de las faltas

- Las subestaciones de CA son más baratas que las de CC, ya que no hay electrónica de potencia.

Por otro lado, las características principales de la opción HVDC-VSC son

- Pérdidas y caídas de tensión pequeñas en la línea (o red) CC y tampoco hay circulación de potencia reactiva. Por tanto, la distancia del conductor puede ser mucho mayor.
- Tiene la ventaja de que la turbina eólica y la red son asíncronas.
- Se puede controlar de forma rápida la potencia activa y reactiva que se inyectan en la red de CA.
- Es posible una conexión HVDC-VSC multiterminal entre varios parques eólicos marinos alejados.
- Como desventaja tiene el coste elevado y la pérdidas de los convertidores.

### 10.3. Análisis de costes: HVAC vs HVDC-VSC

Las diferencias técnicas entre las dos tecnologías se traducen en una inversión mayor o menor en cada caso que determinará la elección de la tecnología de transporte a utilizar. En (Bresesti et al. 2007) y (Eeckhout, Hertem, Reza, Srivastava & Belmans 2010) se hace una comparación económica de la conexión de un parque eólico marino utilizando tecnología HVAC y HVDC-VSC. Los costes se pueden dividir en costes de inversión: subestación, cable, convertidores y en costes de operación, que consisten en las pérdidas y la energía no suministrada.

En el estudio económico llevado a cabo en (Bresesti et al. 2007) se analizan distintas opciones de conexión (150 kV CA, 400 kV CA y HVDC-VSC de  $\pm 150$  kV) para parques eólicos con diferentes potencias nominales (100 MW, 200 MW y 500 MW), asumiendo en todos los casos que la distancia del parque eólico marino a la costa es de 60 km. Se concluye que en todos los casos la inversión requerida para HVDC-VSC es mayor que la requerida para HVAC. Para el caso de 100 MW se realiza un análisis de sensibilidad variando los siguientes parámetros: distancia de transmisión, coste de instalación de los cables, coste de las estaciones convertidoras, pérdidas de los convertidores y disponibilidad de las estaciones convertidoras. Para una variación de los parámetros realista con el avance de la tecnología HVDC-VSC, esta última sigue siendo más cara excepto en el caso de la distancia. Se concluye que para distancias mayores que 80 km la tecnología HVDC-VSC es más barata, donde el coste anual usando HVDC-VSC es de 91.46 M€ frente a 97.95 M€ usando HVAC.

En el trabajo de (Eeckhout et al. 2010) se comparan los costes de un parque eólico marino de 300 MW usando tecnología HVAC y HVDC-VSC distinguiendo dos escenarios distintos: (1) el inversor del parque eólico es distinto al inversor del sistema de transmisión y (2) un único inversor tanto para el parque eólico como para el sistema de transporte. Esta diferencia es debido a la distinta legislación en cada país: por ejemplo, en Alemania el operador del sistema es el responsable de la inversión completa. También se realiza un análisis de sensibilidad en el que se concluye que en el escenario (1) la tecnología HVDC-VSC es más barata para distancias mayores que 80 km y para el escenario (2) la distancia crítica es de 35 km, siendo este último el escenario óptimo ya que se optimizan los costes teniendo en cuenta tanto la generación como el transporte.

La inversión en un proyecto de energía eólica marina dependerá de las condiciones de contorno de cada caso concreto, sin embargo los factores que influyen más en el coste se pueden analizar con estudios como los realizados en (Bresesti et al. 2007), (Eeckhout et al. 2010).

#### **10.4. Conclusiones**

Como se ha discutido, para parques eólicos marinos cercanos a la costa, la inversión es menor utilizando transmisión HVAC. Sin embargo, para parques eólicos alejados de la costa es mucho más interesante y rentable la tecnología HVDC-VSC, que también permitiría una conexión multiterminal entre parques eólicos marinos alejados entre sí. En las propuestas futuras de 'supergrid' europea para la integración de energía eólica marina del Mar del Norte, se espera un papel de la tecnología HVDC-VSC por las ventajas comentadas anteriormente.

## 11. Coordinación de protecciones en sistemas con enlaces HVDC-VSC

Al igual que en los elementos de corriente alterna convencionales, el sistema de protecciones de un enlace HVDC-VSC se encargará de desconectar el propio enlace en caso de que ocurra una falta en la línea CC, para así proteger los componentes del enlace y para que las consecuencias de la falta no se propaguen por el resto de la red CA.

Como se expone en (Jovcic, van Hertem, Linden, Taisne & Grieshaber 2011) y (Anderson 1998), un sistema de protecciones debe cumplir lo siguiente :

- Sensibilidad: debe detectar la falta.
- Actuación: debe aislar la falta.
- Selectividad: sólo debe actuar ante las faltas que se le han especificado. Es decir, debe discriminar cuándo actuar, esperar o bloquearse.
- Rapidez: debe actuar lo más rápido posible y el tiempo de actuación debe ser lo suficientemente pequeño para que no se dañe ningún equipo.
- Fiabilidad: debe localizar la falta y (a) actuar cuando debe y (b) no actuar cuando no debe.
- Robustez: debe soportar las condiciones de trabajo y ser capaz de detectar las faltas en condiciones normales y adversas.
- Seguridad: debe despejar la falta minimizando el número de instalaciones desconectadas y una vez despejada la falta, el sistema debe estar en operación segura.

Los elementos del HVDC-VSC más sensibles a las sobre-corrientes son los convertidores. En general, cualquier elemento de electrónica de potencia es sensible a sobre-corrientes y debe ser protegido de forma adecuada, sobre todo teniendo en cuenta el gran coste de estos dispositivos. Si bien un conductor, tanto de CA como de CC, puede soportar una corriente elevada durante un periodo transitorio, un convertidor VSC, en particular los transistores IGBTs, se dañarán casi instantáneamente si su corriente límite es superada y por tanto, se debe limitar la corriente transitoria. Por otro lado, la dinámica de los convertidores y de la línea de CC es mucho más rápida que en sistemas de CA, lo que implica que las protecciones deben actuar muy rápido ( $\sim 2$  ms, según (Macleod 2012)), mientras que las protecciones de distancia de líneas de transporte de CA actúan a los 40-50 ms, aproximadamente.

En el sistema de protecciones de un HVDC-VSC, la desconexión del enlace puede hacerse con interruptores de CA o con interruptores de CC, las diferencias entre ambos dispositivos pueden resumirse en (Candelaria & Park 2011):

- Los interruptores de CA son más baratos que los de CC.
- La tecnología de interruptores de CA está consolidada, mientras que la tecnología de interruptores de CC todavía no está madura y se sigue investigando para poder abrir circuitos con corrientes elevadas con total fiabilidad. La mayor dificultad para interrumpir

corrientes en continua es que no pasa por cero, lo que provoca que la extinción del arco no sea trivial.

- Las protecciones CA utilizan elementos que son bien conocidos, en cambio, utilizando interruptores CC, la coordinación de protecciones del sistema puede ser más compleja. Cuando un HVDC-VSC se protege con dispositivos CA, para el sistema es como interrumpir una línea CA común y se pueden aprovechar dispositivos ya instalados en la red.
- Sistemas Multi-terminal. En caso de falta en una línea de una red HVDC, con el interruptor CC se abre el circuito y sólo se deja fuera de servicio la línea en cuestión. En cambio, usando protecciones CA, en caso de falta en una línea de la red CC, para despejarla hay que dejar fuera de servicio toda la red HVDC.

Desde un punto de vista técnico y de operación del sistema, lo ideal es proteger un enlace HVDC-VSC con interruptores de CC. Sin embargo, debido principalmente a que la tecnología de interruptores de CC no está madura y a que su coste es más elevado, en la actualidad los enlaces HVDC-VSC punto-a-punto se protegen con interruptores de CA. Por el contrario, en sistemas HVDC-VSC multi-terminal grandes, como sería el proyecto de una supergrid europea es imprescindible utilizar interruptores CC para no apagar la red completa en caso de una falta en una línea. Es decir, para enlaces HVDC-VSC punto-a-punto el problema de las protecciones está solucionado aunque todavía caben mejoras, pero para sistemas HVDC-VSC Multiterminal el problema de las protecciones está abierto y es el principal escollo para la viabilidad de grandes redes HVDC (Van Hertem & Ghandhari 2010).

### **11.1. Comportamiento del enlace HVDC-VSC ante una falta en la línea CC**

Antes de analizar el sistema de protecciones del un HVDC-VSC conviene analizar el comportamiento del enlace ante faltas. Un análisis detallado de faltas en redes de HVDC-VSC puede encontrarse en (Cigré Working Group B4.52 2013) y el comportamiento de los convertidores VSC con las tecnologías más recientes se expone en (Macleod et al. 2011). Como se mencionó anteriormente, los elementos más delicados son los transistores IGBTs de los convertidores VSC que se bloquean cuando el circuito de disparo detecta una corriente elevada circulando por ellos para interrumpirla. Sin embargo, el bloqueo de los IGBTs sólo podrá interrumpir la corriente de los convertidores si la falta es en el lado de CA. En cambio, ante una falta en la línea de CC de un enlace HVDC-VSC, los convertidores seguirán contribuyendo al cortocircuito ya que la corriente circulará por los diodos antiparalelos a los transistores. Esto se ilustra en la Figura 41, tomada de (Macleod et al. 2011). Por tanto, la falta más severa para los convertidores es un cortocircuito en la línea de CC y en este caso los convertidores no serán capaces de interrumpir la corriente, lo que provoca que sea necesario un sistema de protección del HVDC-VSC. Este problema, también está presente en los convertidores multinivel modular (MMC) de medio puente, que son los utilizados en los proyectos HVDC-VSC más recientes. Recientemente se han propuesto convertidores con nuevas topologías modulares de puente completo que podrían bloquearse ante faltas en el lado de CC pero que requieren una mayor inversión económica y presentan mayores pérdidas (Macleod et al. 2011), (Merlin, Green, Mitcheson, Trainer, Critchley & Crookes 2010). Por ahora, debería asumirse que los convertidores son de tecnología MMC de medio puente.

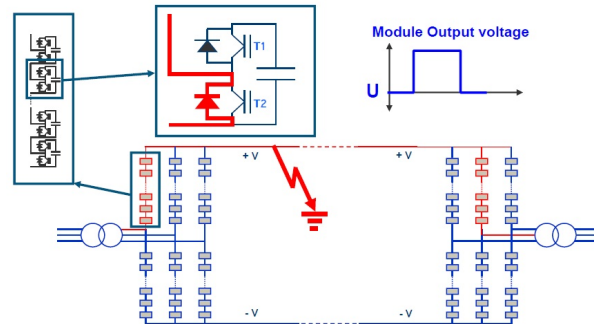


Figura 41: Corriente de cortocircuito ante una falta en la línea de CC de un HVDC-VSC. Tecnología de los convertidores: Multinivel Modular (MMC) de medio puente. Figura tomada de (Macleod et al. 2011)

El sistema de protección debe asegurar que los módulos de IGBTs no superen sus valores máximos especificados por el fabricante. Esto se discute en (Cigré Working Group B4.52 2013), página 63, de donde se ha obtenido la Tabla 17. Como se discute en (Cigré Working Group B4.52 2013), los transistores IGBTs deberán bloquearse antes de alcanzar su valor de corriente de pico y la protección del HVDC-VSC deberá aislar el enlace antes de que la corriente de los diodos antiparalelos alcance su valor. Valores concretos se recogen en la última columna de la Tabla 17. Obsérvese que los diodos soportan una corriente bastante mayor que los IGBTs.

IGBT	Tensión nominal (V)	Corriente nominal (A)	Corriente de pico del IGBT (A)	Máxima corriente no repetitiva del diodo (medio seno, de 10 ms) "surge current" (A)
ABB 5SNA 0750G650300	6500	750	1500	8000
ABB 5SNA 1200G450300	4500	1200	2400	9000
ABB 5SNA 1500E330300	3300	1500	3000	14000

Tabla 17: Especificaciones de IGBT. Datos obtenidos de (Cigré Working Group B4.52 2013).

Un cortocircuito en la línea de CC de un enlace puede ser de 2 tipos (Candelaria & Park 2011):

- Falta polo-tierra: Cuando se produce un cortocircuito entre uno de los polos y tierra.
- Falta polo-polo: Cuando se produce un cortocircuito entre el polo positivo y negativo de la línea CC.

Las faltas polo-tierra pueden producirse en líneas aéreas por la caída de árboles encima del conductor, fallo de los aisladores o caída de torres provocada por rayos. En cable pueden ser causadas por fallos en los aisladores o por que se corte una línea por error humano durante las

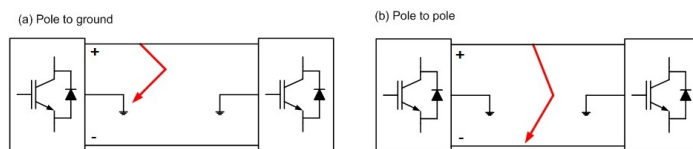


Figura 42: Tipos de faltas en la línea CC de un enlace HVDC-VSC: (a) falta polo-tierra y (b) falta polo-polo.

obras de algún proyecto. Las faltas polo-tierra pueden ser transitorias o permanentes (Candelaria & Park 2011). Si una falta polo-tierra es permanente, dicho polo podrá dejarse fuera de servicio y el enlace podrá continuar en operación con el polo sano a la mitad de su potencia nominal.

Las faltas polo-polo son más comunes en conductores aéreos que en cables, ya que pueden ser provocadas por la caída de algún objeto encima de los 2 polos, por ejemplo un árbol (Candelaria & Park 2011). También pueden ser transitorias o permanentes.

Ante ambos tipos de falta es necesaria la protección del enlace y a continuación se analiza el sistema de protección con interruptores CA y con interruptores CC.

### 11.2. Protección con interruptores de CA

El esquema básico de protecciones con dispositivos CA de un HVDC-VSC se muestra en la Figura 43, cuya función es abrir los interruptores en los 2 lados de alterna del HVDC-VSC para aislar el enlace en caso de una falta en la línea de CC. En (Candelaria & Park 2011) se indica que, en enlaces back-to-back, la protección es diferencial (código ANSI 87) y en enlaces HVDC-VSC de transporte, se usan protecciones de distancia (código ANSI 21), con un relé en cada extremo de CA. Sin embargo, se tiene que tener en cuenta que no pueden ser exactamente las mismas protecciones diferencial o de distancia utilizadas en CA, porque el valor de la corriente que inyecta cada convertidor depende de la reactiva inyectada. Esto implica que las protecciones deben tener un ajuste especial. Un esquema más detallado de las protecciones se puede encontrar en (ABB 2010) y se muestra en la Figura 44. Hoy en día también se cuenta con el sistemas SCADA para el registro de faltas, alarmas y que permiten al operador realizar actuaciones manuales cuando sea necesario (ABB 2010).

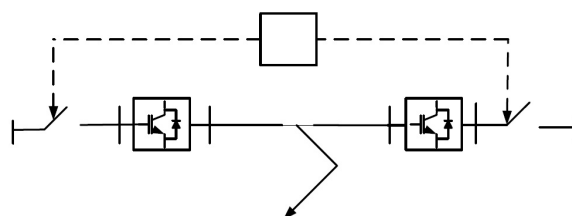


Figura 43: Esquema del sistema de protecciones de un HVDC-VSC utilizando interruptores de CA.

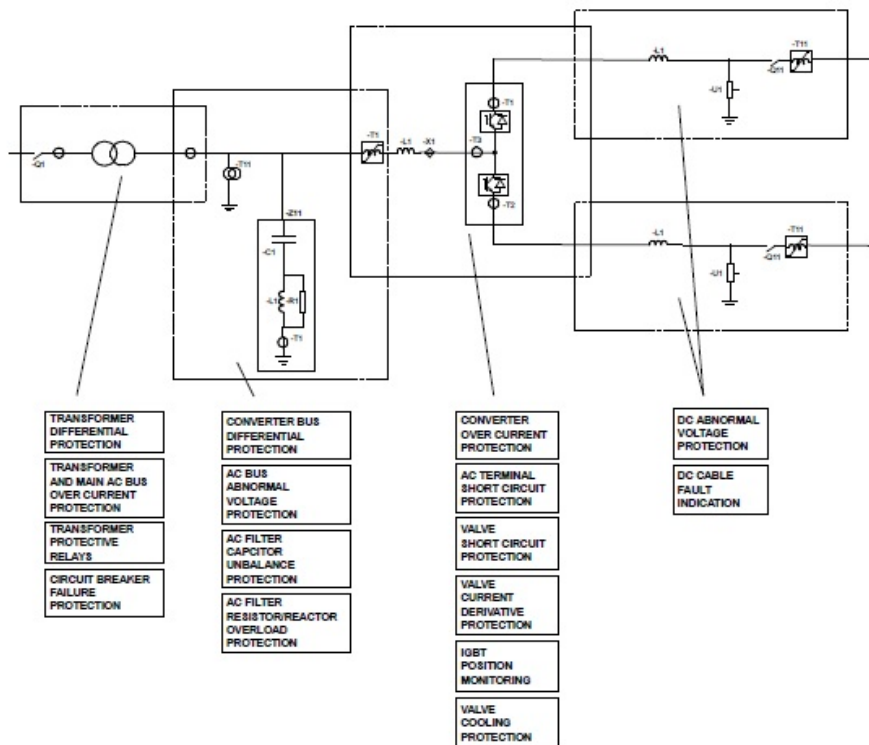


Figura 44: Esquema del sistema de protecciones utilizado en los enlaces HVDC-VSC que se encuentran en operación (utilizando dispositivos de CA). Figura tomada de (ABB 2010).

Las actuaciones que se llevan a cabo para la detección y despeje de un cortocircuito en la línea CC son (ABB 2010):

1. Detección de la falta. La tensión de los condensadores CC y la corriente de CC que circula por los convertidores está monitorizada y ante una falta, los condensadores se descargarán produciendo subtensiones y la corriente aumentará (Candelaria & Park 2011). Ante una anomalía en las medidas, la primera actuación será el sistema de alarmas.
2. Limitación de corriente transitoria por los convertidores. Cuando se mide una corriente CA elevada por los convertidores, el limitador de corriente deja de enviar pulsos a los transistores IGBT y estos se bloquean. Ante una falta en la línea CC, la sobrecorriente se produce en los 2 extremos y por tanto, se bloquearán los IGBT de los 2 convertidores del enlace. El bloqueo se hace para proteger a los IGBT, pero como se vio anteriormente, si la falta es en la línea CC, no se interrumpirá la corriente que circula por los convertidores, ya que seguirá circulando por los diodos antiparalelos.
3. Bloqueo permanente de los IGBT. Si la sobrecorriente continúa, los convertidores se desbloquean rápidamente de forma permanente.
4. Apertura de los interruptores de CA, así el HVDC-VSC queda aislado de la red.



5. Desconexión de los filtros CA para disminuir las sobretensiones en el lado de CA.
6. Apertura de los interruptores de CC para eliminar las corrientes residuales y des-energizar la línea de la falta. Además, si una falta permanente se ha producido en un polo solamente, sus interruptores de CC se quedan abiertos y el HVDC-VSC se puede poner el servicio en funcionamiento monopolar hasta que se repare la avería.
7. Reenganche. A los 500 ms (Magg, Manchen, Krige, Kandjii, Palsson & Wasborg 2012), con el fin de verificar si la falta persiste, se cierran los interruptores de CA, se conectan los filtros CA, se desbloquean los IGBT y se cierran los interruptores de CC. Si la falta se ha despejado, el HVDC-VSC sigue en su funcionamiento normal y si la falta es permanente, el enlace se aísla nuevamente con las actuaciones anteriores.

### 11.3. Protección con interruptores de CC

En los interruptores de corriente alterna, el arco eléctrico se extingue cuando la corriente está pasando por cero. Como se comentó anteriormente, abrir un circuito en corriente continua es bastante más complicado porque hay que interrumpir la corriente sin que ésta pase por cero. Hoy en día existen interruptores que son capaces de abrir circuitos de corriente continua con total garantía, pero no con los niveles de corriente de cortocircuito en enlaces o redes HVDC.

Si bien la tecnología de interruptores de corriente continua para circuitos HVDC todavía no está madura y se encuentra en fase de investigación y desarrollo, los fabricantes ya han conseguido dar grandes pasos y disponen de prototipos de interruptores CC para interrumpir la corriente de cortocircuito en enlaces HVDC. Todo indica a que en breve, la tecnología estará totalmente consolidada y validada.

Los interruptores de CC se pueden clasificar en (Jovcic et al. 2011), (Barnes & Beddard 2012):

- Interruptor mecánico (Figura 45-a). Se basan en la misma tecnología de interrupción que los interruptores de CA, pero tienen un circuito resonante. El problema es que el tiempo de actuación es elevado ( $\sim 30$ - $50$  ms).
- Interruptor con electrónica de potencia (Figura 45-b). Consiste en un semiconductor, que pueda apagarse cuando se detecte que la corriente supera el límite fijado. Actúan muy rápido ( $\sim 2$  ms), pero tienen el inconveniente de que en funcionamiento normal, el semiconductor conduce y provoca pérdidas elevadas ( $\sim 30\%$  de las pérdidas de la estación convertidora (Callavik, Blomberg, Häfner & Jacobson 2013)).
- Interruptor híbrido (Figura 46). En el proceso se producen 2 interrupciones: una mecánica y otra con semiconductores. La ventaja es que se pueden conseguir pérdidas bajas en modo conducción y tiempos de apertura rápidos, simultáneamente.

ABB tiene una patente de un interruptor CC híbrido (Häfner & Jacobson 2009) que ha sido probado en un prototipo de una red de CC con tensión nominal  $U_{dc,N} = 320$  kV (polo - neutro) y corriente nominal  $I_{dc,N} = 2$  kA y ante cortocircuito es capaz de interrumpir una corriente de 9 kA en 2.5 ms (Häfner & Jacobson 2011). El esquema del interruptor se muestra en la Figura 46 y una descripción detallada se puede encontrar en (Callavik et al. 2013). El

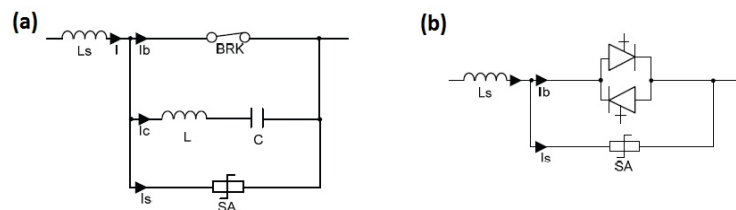


Figura 45: Esquema de interruptores HVDC. (a) Interruptor mecánico y (b) interruptor con electrónica de potencia. Figura extraída y modificada de (Barnes & Beddard 2012).

interruptor consiste en 2 ramas en paralelo, en una de ellas está el interruptor mecánico en serie con un IGBT auxiliar y la otra rama está formada por varios módulos de IGBT en serie (interruptor principal). A su vez, cada módulo tiene en paralelo un limitador de sobretensión basado en una resistencia no-lineal. El interruptor se coloca en serie con una reactancia con el fin de limitar la corriente de falta y con otro interruptor CC, con bajo poder de corte, para eliminar la corriente residual. (1) En funcionamiento normal, la corriente circula por la rama del interruptor mecánico y por el IGBT auxiliar, con pérdidas bajas. (2) En el momento de la falta, los módulos de los semiconductores reciben señal de conmutación para que comiencen a conducir, lo que provoca que la corriente circule por ambas ramas, aunque la mayor parte irá por la rama del interruptor mecánico. (3) Inmediatamente después, el IGBT auxiliar recibe la orden de apertura, que inicia un proceso transitorio en el que se va reconduciendo la intensidad a la rama de los IGBT principales, hasta que la corriente que circula por la rama del interruptor mecánico se anule y toda la corriente circule por los semiconductores principales. El proceso de apertura del transistor auxiliar se puede comprender mejor haciendo analogía con una impedancia: el IGBT auxiliar va aumentando su impedancia (hasta infinito), provocando que circule menos corriente a través de él y más por la rama de los IGBT principales. (4) Una vez que se ha conseguido que la corriente que circula por el interruptor mecánico sea nula, este se abre. (5) A continuación, los IGBT principales dejan de conducir y la corriente circulará por las resistencias no lineales, que son muy grandes, lo que provoca que la corriente residual sea muy pequeña. (6) Por último, se abre el interruptor de corriente residual. El fabricante (ABB) garantiza que el interruptor es capaz de realizar este proceso e interrumpir potencias de 1 GW en menos de 5 ms (ABB 2012).

ALSTOM ha desarrollado otro interruptor HVDC en el proyecto europeo TWENTIES (estudio de la integración masiva de energía eólica). Los resultados experimentales se pueden encontrar en la página 56 del informe (Denis, Despouys, Nguéfeu, Taisne, Violleau, Curis, Grieshaber, Cirio, Pitto, Migliavacca, Calisti, Moreira, Silva, Liu, He, Bell, Houghton, Finney & Adam 2013) e indican que el el prototipo fue capaz de interrumpir 2.8 kA en 2.2 ms, a 60 kV (polo-neutro).

#### 11.4. Coordinación de protecciones del HVDC-VSC con el resto de protecciones de la red CA

En este apartado se trata la coordinación de las protecciones propias del HVDC-VSC con las protecciones del resto de la red CA. Se asume que la protección es con interruptores de CA, que

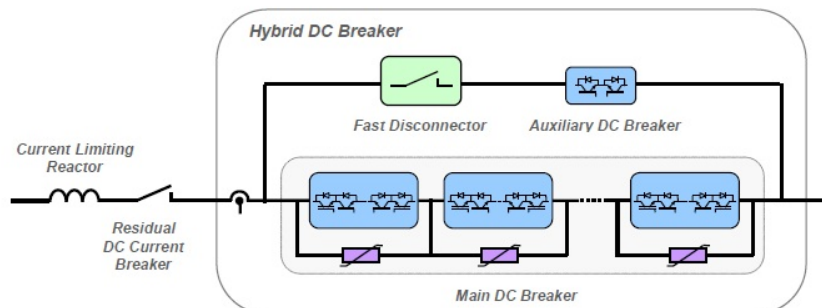


Figura 46: Interruptor de HVDC híbrido de ABB. Figura tomada de (Häfner & Jacobson 2011).

es la tecnología utilizada a día de hoy para sistemas HVDC-VSC punto a punto. A continuación se describe la actuación de las protecciones ante las distintas faltas que pueden ocurrir.

1. Falta en la línea CC. Se lleva a cabo el procedimiento descrito en la sección 11.2: se detecta la falta y el HVDC-VSC se aísla abriendo el interruptor de CA de cada extremo del enlace.
2. Falta interna del convertidor. Los convertidores tienen protecciones propias para las faltas internas. Estas son: protección de sobrecorriente, protección de cortocircuito CA, protección de cortocircuito en los módulos de IGBT, protección de derivada de corriente en los módulos, monitorización de las posiciones de los IGBT y protección de calentamiento de los semiconductores, como se indica en la Figura 44 (ABB 2010).
3. Falta en las barras CA del convertidor. Las faltas localizadas entre el filtro y el transformador serán detectadas y despejadas por una protección diferencial (87T). También se dispone de protección de tensión anómala, de sobrecorriente y de desbalances en el condensador (Figura 44 (ABB 2010)).
4. Falta en el transformador. Ante un cortocircuito en fases de alguno de los arrollamientos del transformador, este será aislado mediante la actuación de la protección diferencial (87T). Dicha protección sólo actuará ante faltas internas del transformador y será respaldada por las protecciones de sobreintensidad de fase (51) y sobreintensidad de neutro (51N).

Por tanto, un ajuste adecuado de la temporización de las protecciones hace que las protecciones propias del HVDC-VSC sólo actúen ante una falta en el enlace, como las descritas anteriormente, y que no actúen ante faltas producidas en el resto del sistema.

### 11.5. Conclusiones

En este apartado se ha revisado la bibliografía y se han expuesto los sistemas de protección de enlaces HVDC-VSC. Se ha identificado la falta en la CC como la más severa debido a que provocan que los convertidores no puedan bloquear la corriente. Se han descrito los sistemas de protección de enlaces HVDC-VSC punto a punto, distinguiendo entre (a) protección mediante

interruptores CA y (b) protección mediante interruptores CC. Estas últimas presentan ventajas frente a las primeras, sin embargo, la tecnología de interruptores de corriente continua no está consolidada. Por último se ha discutido la coordinación de las protecciones de los enlaces HVDC-VSC con el resto de protecciones del sistema eléctrico.

## 12. Conclusiones

En este documento se ha hecho un estudio en régimen permanente y en régimen dinámico sobre las posibles ventajas que puede aportar un enlace HVDC-VSC en redes eléctricas malladas. Se ha revisado la bibliografía, se han estudiado las herramientas adecuadas para simulación, se ha estudiado desde un punto de vista técnico la transformación de una línea CA en una línea CC y se han llevado a cabo tanto estudios teóricos como de simulación. Las simulaciones se han hecho en redes pequeñas para explicar los conceptos clave y en un caso estudio real de la red española con los datos proporcionados por REE.

Las conclusiones validadas por simulación son:

- Con un enlace HVDC-VSC se puede controlar los flujos de potencia de las líneas cercanas y por tanto se pueden re-distribuir los flujos para evitar sobrecargas y aumentar la capacidad de transporte del sistema.
- Con un enlace HVDC-VSC se puede controlar las tensiones de los nudos cercanos, lo que permite mejorar el perfil de tensiones del sistema.
- Un HVDC-VSC mejora los diagramas de bifurcación de tensiones del sistema, es decir, se mejora la estabilidad de tensiones del sistema y aumentar la capacidad de transporte del sistema (límite de estabilidad).
- En general, en sistemas descargados un HVDC-VSC no será capaz de disminuir las pérdidas totales del sistema debido a las pérdidas de los convertidores. Sin embargo, en redes cargadas, poniendo un HVDC-VSC se podría investigar si la redistribución de los flujos de potencia puede llevar a un escenario de menores pérdidas, planteando un problema de optimización.
- Con un enlace HVDC-VSC se puede mejorar la estabilidad transitoria de un sistema, provocando respuestas más amortiguadas ante perturbaciones. El estudio mediante simulación se ha limitado al caso de referencia de potencia activa del enlace constante. Sin embargo, se ha estudiado en la literatura que las oscilaciones se podrían mejorar aún más modulando la potencia activa del enlace con la frecuencia.

Sobre las herramientas de simulación utilizadas en régimen permanente:

- Se han realizado simulaciones del HVDC-VSC con Python + PSS/E, MATLAB + MATPOWER y MATLAB + PSAT y se han empezado las pruebas en MATLAB + MATPOWER + MatACDC.
- Se ha desarrollado las siguientes herramientas para resolver flujos de cargas AC/CC con sistemas multiterminal y se han usado para las simulaciones del enlace punto a punto:
  - En Python + PSS/E
  - En MATLAB + MATPOWER
  - En Python + PYPOWER

Sobre las herramientas de simulación utilizadas en régimen transitorio:

- Se ha utilizado para las simulaciones el modelo propio de HVDC-VSC de PSS/E.
- Se está trabajando para desarrollar una herramienta dinámica en PSS/E para sistemas HVDC-VSC Multiterminal, que pueda ser utilizada también para el caso particular de enlace punto-a-punto.

En este documento, también se han expuesto detalladamente los algoritmos secuenciales de flujo de cargas CA/CC multiterminal propuestos recientemente por (Beerten, Cole & Belmans 2010), (Cole 2010) y (Beerten, Cole & Belmans 2012), que puede ser interesante para empresas o entidades que requieran implantar algoritmos de flujo de cargas AC/CC con herramientas que les son familiares con PSS/E, por ejemplo.

Se ha hecho una revisión bibliográfica sobre protecciones con enlace HVDC-VSC, explorando los sistemas de protección que se utilizan hoy en día y también los desarrollos tecnológicos relacionados con el interruptor HVDC. Se ha discutido el impacto de las protecciones de un HVDC-VSC en el resto de protecciones del sistema.

Además de los escenarios estudiados relacionados con el control de flujo de potencia y control de tensiones, se han establecido las ventajas que el HVDC-VSC podría aportar a escenarios concretos como son interconexiones, alimentación de islas y generación eólica marina.

Por último, en este documento se incluye un apéndice con datos y simulaciones del HVDC-VSC sustituyendo a una línea del anillo de Madrid 400 kV. Este caso fue propuesto y considerado de interés por REE y aplica los resultados estudiados previamente al caso de la red española.

## Referencias

- ABB. 2010. “It’s time to connect with offshore wind supplement.” *ABB company technical report* .
- ABB. 2012. The high voltage DC breaker. The power grid revolution. In *November*. Number November.
- Anderson, P. 1998. “Power system protection.” *Wiley-IEEE* .
- Barnes, Mike & Antony Beddard. 2012. “Voltage Source Converter HVDC Links – The State of the Art and Issues Going Forward.” *Energy Procedia* 24(January):108–122.
- Beerten, Jef. 2012. “MatACDC 1.0 User’s Manual.” *ESAT-ELECTA, Katholieke Universiteit Leuven* pp. 1–36.
- Beerten, Jef. 2013. Modeling and Control of DC Grids Phd thesis Katholieke Universiteit Leuven.
- Beerten, Jef, Dirk Van Hertem & Ronnie Belmans. 2011. VSC MTDC Systems with a Distributed DC Voltage Control – A Power Flow Approach. In *PowerTech, IEEE Trondheim*. pp. 1–6.
- Beerten, Jef, Stijn Cole & Ronnie Belmans. 2010. A sequential AC/DC power flow algorithm for networks containing Multi-terminal VSC HVDC systems. In *Power and Energy Society General Meeting, IEEE*. pp. 1–7.
- Beerten, Jef, Stijn Cole & Ronnie Belmans. 2012. “Generalized Steady-State VSC MTDC Model for Sequential AC / DC Power Flow Algorithms.” *IEEE Trans. on Power Systems* 27(2):821–829.
- Bresesti, Paola, Wil L. Kling, Ralph L. Hendriks & Riccardo Vailati. 2007. “HVDC Connection of Offshore Wind Farms to the Transmission System.” *IEEE Transactions on Energy Conversion* 22(1):37–43.
- Callavik, Magnus, Anders Blomberg, Jürgen Häfner & Björn Jacobson. 2013. “Breakthrough!” *ABB Review* (2):7–13.
- Candelaria, Jared & Jae-do Park. 2011. VSC-HVDC System Protection : A Review of Current Methods. In *Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011 IEEE/PES*. pp. 1–7.
- Chaudhary, Sanjay K. 2011. Control and Protection of Wind Power Plants with VSC-HVDC Connection Phd thesis Faculty of Engineering, Science and Medicine, Aalborg University.
- Cigré Working Group B4.52. 2013. HVDC Grid Feasibility Study. Technical Report April.
- Clerici, A & G Valtorta. 1991. AC and/or DC substancial power upgrading of existing OHTL corridors. In *International Conference on AC and DC Power Transmission*. pp. 220–225.
- Cole, S. 2010. Steady-State and Dynamic Modelling of VSC HVDC Systems for Power System Simulation Phd thesis Katholieke Universiteit Leuven.

- Cole, Stijn, Jef Beerten & Ronnie Belmans. 2010. “Generalized Dynamic VSC MTDC Model for Power System Stability Studies.” *IEEE Trans. on Power Systems* 25(3):1655–1662.
- Daelemans, G. 2008. VSC HVDC in meshed networks Master’s thesis Katholieke Universiteit Leuven.
- Daelemans, G, K Srivastava, M Reza & S Cole. 2009. Minimization of Steady-State Losses in Meshed Networks using VSC HVDC. In *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*. pp. 1–5.
- Denis, A M, O Despouys, S Nguéfeu, J P Taisne, L Violleau, J B Curis, W Grieshaber, D Cirio, A Pitto, G Migliavacca, R Calisti, C Moreira, B Silva, C C Liu, L He, K Bell, T Houghton, S Finney & G P Adam. 2013. “DC grids: motivation, feasibility and outstanding issues.” *Deliverable 5.4 of the Twenties EU Project* .
- Edris, Abdel-Aty, L Barthold & D A Douglas. 2008. Upgrading AC Transmission to DC for Maximum Power Transfer Capacity. In *Power System Conference. MEPCON 2008. 12th International Middle-East*. pp. 44–49.
- Eeckhout, B Van, D Van Hertem, M Reza, K Srivastava & R Belmans. 2010. “Economic comparison of VSC HVDC and HVAC as transmission system for a 300 MW offshore wind farm.” (June 2009):661–671.
- Elkington, Katherine. 2012. The Dynamic Impact of Large Wind Farms on Power System Stability Phd thesis KTH School of Electrical Engineering.
- García-Cerrada, A., L. Rouco, J. L. Zamora, M. Ochoa & J. Roldán. 2012. Modelado y Control de Sistemas HVDC-VSC - ESP LIDER : Electrónica de Potencia en el Sistema Eléctrico para la Integración de Energías Renovables. Technical report Universidad Potificia Comillas.
- Gómez-Expósito (editor), A. 2002. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. McGraw-Hill, Madrid.
- Häfner, Jürgen & Björn Jacobson. 2009. “Device and Method to Break the Current of a Power Transmission or Distribution Line and Current Limiting Arrangement.” .
- Häfner, Jürgen & Björn Jacobson. 2011. Hybrid HVDC Breakers - A key innovation for reliable HVDC grids ABB. In *Cigré symposium, Bologna*.
- Halamay, Douglas A, Katrina M Saxby, Juan L Bala & Randy Spacek. 2005. Feasibility Study of a High-Voltage DC & AC Multi-Circuit Hybrid Transmission Line. In *Power Symposium. Proceedings of the 37th Annual North American*. pp. 310–316.
- Johansson, Stefan G, Gunnar Asplund, Erik Jansson & Roberto Ruderval. 2004. “Power System Stability Benefits with VSC DC-Transmission Systems.” *Cigré Conference in Paris - B4-204* .
- Jovic, Dragan, Dirk van Hertem, Kerstin Linden, Jean-Pierre Taisne & Wolfgang Grieshaber. 2011. Feasibility of DC transmission networks. In *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*. IEEE pp. 1–8.



- Khan, M I & R C Agrawal. 2005. Conversion of AC Line into HVDC. In *Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa, IEEE*. Number July 2005 pp. 11–15.
- La Granja, Vidriería S. L. 2013. “Aisladores de vidrio.” *Catálogo* .
- Labra, P., S. Sanz & S. Guyomarch. 2012. New French-Spanish VSC link. In *Cigré B4-110*.
- Latorre, H.F. & M. Ghandhari. 2011. “Improvement of power system stability by using a VSC-HVdc.” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 33(2):332–339.
- Liserre, Marco, Roberto Cárdenas, Marta Molinas & José Rodríguez. 2011. “Overview of Multi-MW Wind Turbines and Wind Parks.” *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 58(4):1081–1095.
- Macleod, N M, C D Barker, R S Whitehouse & W Liang. 2011. VSC HVDC Converter Design with Fault Blocking Capability for OHL Applications. In *EPRIHVDC/FACTS Conference*.
- Macleod, Norman. 2012. Research Activities and Innovation Projects : New Components Needed. In *HVDC Grids Workshop, Bilbao, Spain, 11-12-2012*.
- Magg, T G, M Manchen, E Krige, E Kandjii, R Palsson & J Wasborg. 2012. Caprivi Link HVDC Interconnector: Comparison between energized system testing and real-time simulator testing. In *Cigré Conference in Paris - B4-107*. pp. 1—17.
- Magg, T, M Manchen, E Krige, J Wasborg & J Sundin. 2012. Connecting networks with VSC HVDC in Africa: Caprivi Link Interconnector. In *Power Africa, Johannesburg, South Africa*.
- Matele, M, A Clerici & G Valtorta. 1992. Power Upgrading by converting AC lines to DC. In *AFRICON '92 Proceedings., 3rd AFRICON Conference*. pp. 474–478.
- Merlin, M M C, T C Green, P D Mitcheson, D R Trainer, D R Critchley & R W Crookes. 2010. A new Hybrid Multi-Level Voltage-Source Converter with DC Fault Blocking Capability. In *AC and DC Power Transmission. 9th IET International Conference*.
- Milano, F. 2005a. “An Open Source Power System Analysis Toolbox.” *IEEE Transactions on Power Systems* 20(3):1199–1206.
- Milano, Federico. 2005b. *PSAT: Power System Analysis Toolbox*.
- Orzechowski, A. 2004. Analysis of possible enhancement of transmission capacity while converting 220kV Alternating Current overhead lines into Direct Current lines. In *Cigré Conference in Paris - B4-105*. pp. 1–7.
- Pan, Jiuping, Reynaldo Nuqui, Bertil Berggren, Stefan Thorburn & Björn Jacobson. 2009. “The balance of power: Advanced transmission grids are embedding HVDC Light.” *ABB Review* pp. 27–32.
- Pan, Jiuping, Reynaldo Nuqui, Kailash Srivastava, Tomas Jonsson, Per Holmberg & Ying-Jiang Hafner. 2008. AC Grid with Embedded VSC-HVDC for Secure and Efficient Power Delivery. In *2008 IEEE Energy 2030 Conference*. IEEE pp. 1–6.

- Perdana, Abram. 2008. Dynamic Models of Wind Turbines. A Contribution towards the Establishment of Standardized Models of Wind Turbines for Power System Stability Studies. Phd thesis Chalmers University of Technology.
- PTI, Siemens. 2005a. *PSS/E 30.2 Program Application Guide*. Vol. 2.
- PTI, Siemens. 2005b. *PSS/E 30.2 Program Operation Manual*. Vol. 2.
- PTI, Siemens. 2005c. *PSS/E 30.2 Users Manual*. Vol. 2.
- Sarlette, Alain, Jing Dai, Yannick Phulpin & Damien Ernst. 2012. “Cooperative frequency control with a multi-terminal high-voltage DC network.” *Automatica* 48(12):3128–3134.
- Shun, Frederik Leung, Muhamad Reza, Kailash Srivastava, Stijn Cole, Dirk Van Hertem & Ronnie Belmans. 2010. Influence of VSC HVDC on Transient Stability : Case study of the Belgian grid. In *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. pp. 1–7.
- Simón Comín, Pascual, Fernando Garnacho Vecino, Jorge Moreno Mohino & Alberto González Sanz. 2011. *Cálculo y diseño de líneas eléctricas de alta tensión*. Garceta grupo editorial, Madrid.
- Sood, V. K. 2007. *HVDC Transmission*. Power electronics handbook ed. Elsevier.
- Van Hertem, Dirk & Mehrdad Ghandhari. 2010. “Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid: Obstacles.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14(9):3156–3163.
- Zhang, Lidong. 2007. Power System Reliability and Transfer Capability Improvement by VSC-HVDC ( HVDC Light ). In *Cigré Conference in Estonia*. pp. 1–7.
- Zhang, Lidong. 2010. Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Weak AC Systems PhD thesis Royal Institute of Technology.
- Zhang, Lidong, Hans-peter Nee & Lennart Harnefors. 2011. “Analysis of Stability Limitations of a VSC-HVDC Link Using Power-Synchronization Control.” *IEEE Transactions on Power Systems* 26(3):1326–1337.
- Zhang, Lidong, Lennart Harnefors & Hans-peter Nee. 2010. “Power-Synchronization Control of Grid-Connected Voltage-Source Converters.” *IEEE Transactions on Power Systems* 25(2):809–820.
- Zhang, Lidong, Lennart Harnefors & Hans-peter Nee. 2011a. “Interconnection of Two Very Weak AC Systems by VSC-HVDC Links Using Power-Synchronization Control.” *IEEE Transactions on Power Systems* 26(1):344–355.
- Zhang, Lidong, Lennart Harnefors & Hans-peter Nee. 2011b. “Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Island Systems.” *IEEE Transactions on Power Systems* 26(2):783–793.
- Zimmerman, Ray D & Carlos E Murillo-Sánchez. 2011. *MATPOWER 4.1 User ’ s Manual*.

***ESP-LIDER***

***Electrónica de potencia en el sistema eléctrico para la integración de energías renovables***

---

Zimmerman, Ray Daniel, Carlos Edmundo Murillo-sánchez & Robert John Thomas. 2011. "MATPOWER : Steady-State Operations , Systems Research and Education." *IEEE Trans. on Power Systems* 26(1):12–19.

### A. Caso estudio: Red española. Anillo de Madrid 400 kV. Régimen permanente. CONFIDENCIAL.

En esta sección se estudian las aplicaciones de un enlace HVDC-VSC en una red CA de gran dimensión en régimen permanente. El estudio se realiza para la red de transporte española, utilizando los datos proporcionados por REE. La red empleada es un equivalente realista con horizonte 2016, 1600 MW de intercambio con Francia y compuesta por 2035 nudos, si se excluyen los que están en isla, y 1100 generadores. El estudio se particulariza para la sustitución de la línea Galapagar - Moraleja 400 kV, del anillo de Madrid 400 kV, por un enlace HVDC-VSC y se analiza el aporte que puede hacer a su entorno. Los nudos y líneas del anillo de Madrid de 400 kV se muestran en las Tablas 18 y 19. Una representación esquemática del anillo de Madrid se muestra en la Figura 47.

# nudo	# nudo (REE) original	# nudo (REE) nueva numeración	Name
1	14052	1012	Fuencarral
2	14063	1020	Galapagar
3	14070	1024	Loeches
4	14080	1030	Moraleja
5	14085	1031	Morata
6	14105	1044	SS Reyes
7	14120	1053	Villaviciosa

Tabla 18: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Nudos.

Line code	Line code (REE)	Name	$U_N$ (kV)	$S_N$ (MVA)
1-2	14052 - 14063	Fuencarral - Galapagar	400	910
1-6	14052 - 14105	Fuencarral - SS Reyes	400	910
2-4	14063 - 14080	Galapagar - Moraleja	400	780
3-5	14070 - 14080	Loeches - Morata	400	1380
3-6	14070 - 14105	Loeches - SS Reyes	400	1380
4-5	14080 - 14085	Moraleja - Morata	400	780
4-7	14080 - 14120	Moraleja - Villaviciosa	400	780

Tabla 19: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Líneas.

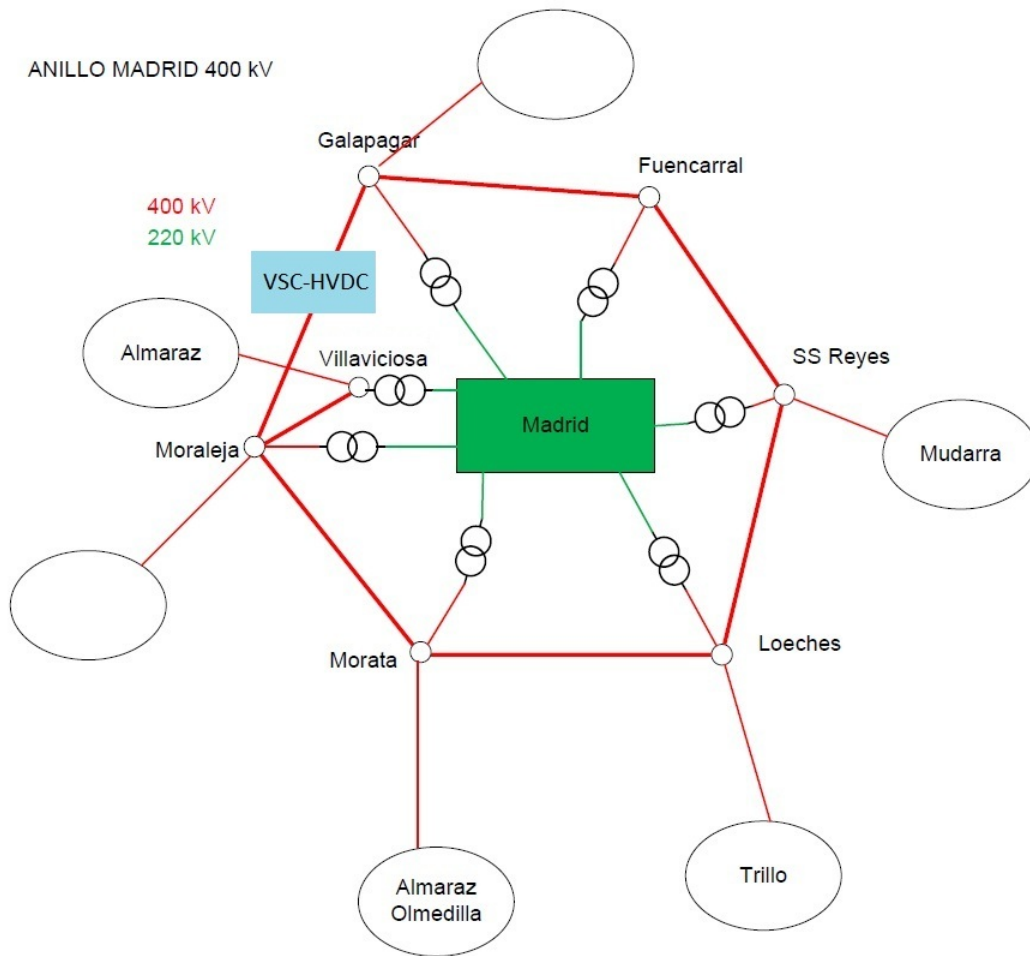


Figura 47: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV.

**A.1. Enlace HVDC-VSC**

Para las simulaciones se ha considerado un HVDC-VSC con las mismas características que las del enlace España- Francia (Labra, Sanz & Guyomarch 2012): enlace bipolar de  $\pm 320$  kV,  $2 \times 1000$  MW y límites de reactiva de  $\pm 300$  MVar (este límite de reactiva se refiere al máximo que puede obtenerse en el punto de conexión, después de descontar las pérdidas en los elementos de conexión). Con estas características, se estaría simulando un aumento de la capacidad de transporte de la línea sustituida. Para poder llevar a cabo el aumento de potencia nominal, se asume que se repotencia la línea a triple circuito. Los datos utilizados en el modelo de HVDC-VSC de PSS/E se muestran en la Tabla 20.

	$U_{dc,pp}$ (kV - p-p)	$A_{dc}$ (kW)	$B_{dc}$ (kW/A)	$S_N$ (MVA)	$I_N$ (Amp)	$Q_{lim}$ (MVar)	$R_{dc}$ ( $\Omega$ )
convertidor 1	640	6620	1.85	2022	2919	$\pm 300$	-
convertidor 2	640	6620	1.85	2022	2919	$\pm 300$	-
Línea DC	-	-	-	-	-	-	7.78

Tabla 20: Datos del HVDC-VSC utilizado para las simulaciones en PSS/E.

## A.2. Simulación 1: Reactancias

En esta simulación se estudia el control de tensiones de los nudos de alrededor del HVDC-VSC. En funcionamiento normal, todos los nudos del anillo de Madrid 400kV, a excepción del 2, tienen una reactancia con el fin de consumir reactiva y reducir las tensiones para mantenerlas a un nivel adecuado (cerca de 1 p.u). Si no estuviesen las reactancias, el perfil de tensiones sería considerablemente más alto. El objetivo es estudiar si el HVDC-VSC es capaz de mantener las tensiones a un nivel adecuado en caso de no haber reactancias. Se realizan las siguientes simulaciones:

- Caso 0: Red en funcionamiento normal.
- Caso 1: Red eliminando las reactancias del anillo de Madrid.
- Caso 2: Red eliminando las reactancias del anillo de Madrid y con el HVDC-VSC, sin considerar sus límites de reactiva.
- Caso 3: Red eliminando las reactancias del anillo de Madrid, con el HVDC-VSC y sus límites de reactiva de  $\pm 300$  MVar.

Para las simulaciones se ha considerado:

- Simulaciones realizadas con PSS/E.
- En los caso 2 y 3, la estrategia de control del HVDC-VSC es:  $U_{dc} - U$  en el nudo 2 y  $P - U$  en el nudo 4 con punto de operación:  $u_{dc,2} = 1$  p.u,  $u_{s,2} = 1$  p.u,  $P_{s,4} = 136,7$  MW  $u_{s,4} = 1,004$  p.u.
- Los datos del HVDC-VSC son aproximaciones de los del enlace España - Francia mostrados en la tabla 20 (Labra, Sanz & Guyomarch 2012)

Sobre el modo de operación de los convertidores, se fija la potencia activa a la misma que tenía la línea AC en funcionamiento normal  $P_{s,4} = 136,7$  MW y las tensiones del resto de nudos se controlarán fijando las 2 tensiones del HVDC-VSC.

Las tensiones de los nudos del anillo para los 4 casos estudiados se muestran en la tabla 21. Los resultados del flujo de cargas de los casos 0, 1, 2 y 3 se muestran en las tablas 22, 23, 24 y 25 respectivamente.

El perfil de tensiones del anillo se ilustra en la Figura 48. En funcionamiento normal (caso 0), el perfil de tensiones es el azul. Se observa que todas las tensiones están próximas a 1 p.u (más concretamente a 1.01 p.u). Si en la red no hubiese reactancias en los nudos del anillo (caso 1), las tensiones subirían notablemente a valores próximos a 1.04 p.u (en rojo), que si bien están dentro de los límites permitidos en el sistema eléctrico español (7%), son demasiado elevados para ser admisibles en funcionamiento normal. Sin reactancias, pero sustituyendo la línea AC Galapagar - Moraleja por un HVDC-VSC, sin considerar sus límites de reactiva, se puede bajar el perfil de tensiones hasta valores razonables. En este caso, los datos de control del HVDC-VSC son:  $u_{dc,2} = 1$  p.u,  $u_2 = 1$  p.u,  $P_{s,4} = 136,7$  MW y  $u_4 = 1,004$  p.u y las tensiones obtenidas están representadas en color verde. Los convertidores se encargan de mantener fijas las tensiones de los nudos 2 y 4 a 1 p.u y 1,004 p.u respectivamente, que hace que bajen las tensiones del resto de nudos. Cada convertidor consume la potencia reactiva necesaria para conseguir la referencia

de tensión en cada uno de sus extremos y se consigue bajar todas las tensiones del anillo hasta valores razonables. Según la tabla 24, el convertidor 2 consume 396.94 MVar y el convertidor 4 consume 392.86 MVar. Es decir, HVDC-VSC mejorar el perfil de tensiones, pero a cambio tiene que consumir mucha potencia reactiva. En los 2 convertidores se superan los límites ( $\pm 300$  MVar). Si se consideran los límites de potencia reactiva, se obtienen las tensiones representadas en color negro de la Figura 48. Se observa que las tensiones no se pueden bajar hasta las del caso base, pero disminuyen considerablemente con respecto a las del caso 2 y podría considerarse un perfil de tensiones razonable. En este caso, no se han podido alcanzar las referencias de tensión de los nudos 2 y 4 porque se ha llegado al límite de potencia reactiva consumida por los convertidores y el enlace ha pasado a modo de operación  $Q - U_{dc}$  en el nudo 2 y  $Q - P$  en el nudo 4, con nuevas referencias de reactiva:  $Q_{s,2} = Q_{s,4} = -300$  MVar que consiguen unas tensiones de  $u_{s,2} = 1,0103$  p.u y  $u_{s,2} = 1,0125$  p.u.

Cuando un HVDC-VSC se utiliza para este fin, se llama modo STATCOM. Se comprueba que un sólo enlace HVDC-VSC es capaz de hacer la tarea de las reactancias que es controlar las tensiones y mantenerlas en valores adecuados.

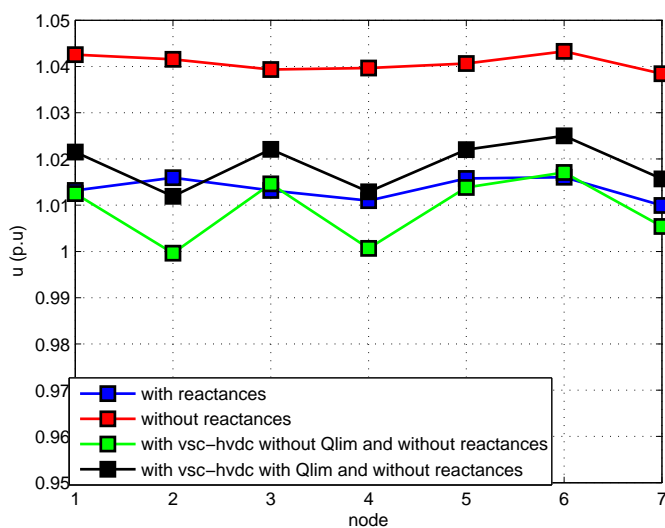


Figura 48: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 1. Perfil de tensiones (a) en funcionamiento normal (con reactancias), (b) psin reactancias de los nudos y (c) sin reactancias y con HVDC-VSC en vez de la línea Galapagar - Moraleja y (d) sin reactancias y con HVDC-VSC con sus límites de reactiva en los convertidores.



nudo	<b>Caso 0</b> <i>u</i> (p.u)	<b>Caso 1</b> <i>u</i> (p.u)	<b>Caso 2</b> <i>u</i> (p.u)	<b>Caso 3</b> <i>u</i> (p.u)
<b>1</b>	1.0132	1.0426	1.0136	1.0208
<b>2</b>	1.0159	1.0415	1.0000	1.0103
<b>3</b>	1.0132	1.0393	1.0160	1.0218
<b>4</b>	1.0110	1.0397	1.0040	1.0125
<b>5</b>	1.0158	1.0406	1.0155	1.0216
<b>6</b>	1.0161	1.0433	1.0184	1.0245
<b>7</b>	1.0099	1.0384	1.0080	1.0153

Tabla 21: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 1. Tensiones. Caso 0: en funcionamiento normal (con reactancias), Caso 1: sin reactancias y Caso 2: sin reactancias y con HVDC-VSC en vez de la línea Galapagar - Moraleja y Caso 3: sin reactancias y con HVDC-VSC con sus límites de reactiva en los convertidores.

línea	$S_N$ (MVA)	$P_{ij}$ (MW)	$Q_{ij}$ (MVar)	$s_{ij}$ (p.u)	$P_{ji}$ (MW)	$Q_{ji}$ (MVar)	$s_{ji}$ (p.u)
<b>1-2</b>	910.00	-80.16	-42.37	0.10	80.22	16.16	0.09
<b>1-6</b>	910.00	-210.16	-88.76	0.25	210.30	80.39	0.25
<b>2-4</b>	780.00	141.34	30.83	0.19	-141.16	-60.30	0.20
<b>3-5</b>	1380.00	276.48	-95.98	0.21	-276.11	85.40	0.21
<b>3-6</b>	1380.00	118.08	-98.57	0.11	-118.01	85.10	0.11
<b>4-5</b>	780.00	-46.01	-65.25	0.10	46.05	37.60	0.08
<b>4-7</b>	780.00	125.34	20.12	0.16	-125.29	-28.85	0.16

Tabla 22: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 1. Flujos de potencia. Caso 0: en funcionamiento normal (con reactancias).

línea	$S_N$ (MVA)	$P_{ij}$ (MW)	$Q_{ij}$ (MVar)	$s_{ij}$ (p.u)	$P_{ji}$ (MW)	$Q_{ji}$ (MVar)	$s_{ji}$ (p.u)
<b>1-2</b>	910.00	-77.84	8.72	0.09	77.88	-36.46	0.09
<b>1-6</b>	910.00	-217.34	-9.91	0.24	217.47	0.81	0.24
<b>2-4</b>	780.00	142.81	-7.28	0.18	-142.64	-24.10	0.19
<b>3-5</b>	1380.00	284.44	-67.28	0.21	-284.09	55.81	0.21
<b>3-6</b>	1380.00	127.63	-132.48	0.13	-127.54	118.53	0.13
<b>4-5</b>	780.00	-50.93	-21.10	0.07	50.95	-8.25	0.07
<b>4-7</b>	780.00	127.02	28.25	0.17	-126.98	-37.51	0.17

Tabla 23: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 1. Flujos de potencia. Caso 1: sin reactancias.

## ESP-LIDER

### Electrónica de potencia en el sistema eléctrico para la integración de energías renovables

línea	$S_N$ (MVA)	$P_{ij}$ (MW)	$Q_{ij}$ (MVA <sub>r</sub> )	$s_{ij}$ (p.u)	$P_{ji}$ (MW)	$Q_{ji}$ (MVA <sub>r</sub> )	$s_{ji}$ (p.u)
<b>1-2</b>	910.00	-65.86	182.04	0.21	66.18	-205.29	0.24
<b>1-6</b>	910.00	-222.17	-160.89	0.30	222.37	153.09	0.30
<b>2-4</b>	2022.00	151.17	396.94	0.21	-136.70	392.86	0.21
<b>3-5</b>	1380.00	275.22	-25.01	0.20	-274.89	14.04	0.20
<b>3-6</b>	1380.00	127.79	-86.49	0.11	-127.71	72.97	0.11
<b>4-5</b>	780.00	-49.84	-142.81	0.19	50.02	116.62	0.16
<b>4-7</b>	780.00	120.93	-156.08	0.25	-120.83	148.05	0.24

Tabla 24: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 1. Flujos de potencia. Caso 2: sin reactancias y con HVDC-VSC en vez de la línea Galapagar - Moraleja.

línea	$S_N$ (MVA)	$P_{ij}$ (MW)	$Q_{ij}$ (MVA <sub>r</sub> )	$s_{ij}$ (p.u)	$P_{ji}$ (MW)	$Q_{ji}$ (MVA <sub>r</sub> )	$s_{ji}$ (p.u)
<b>1-2</b>	910.00	-67.93	139.69	0.17	68.13	-164.45	0.11
<b>1-6</b>	910.00	-221.68	-124.04	0.28	221.85	115.83	0.28
<b>2-4</b>	2022.00	151.17	300.00	0.1	-136.70	300.00	0.16
<b>3-5</b>	1380.00	277.52	-34.18	0.20	-277.18	23.09	0.20
<b>3-6</b>	1380.00	127.90	-97.82	0.12	-127.83	84.19	0.11
<b>4-5</b>	780.00	-50.54	-115.66	0.16	50.65	88.52	0.13
<b>4-7</b>	780.00	121.79	-114.92	0.21	-121.72	106.43	0.21

Tabla 25: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 1. Flujos de potencia. Caso 3: sin reactancias y con HVDC-VSC con sus límites de reactiva en los convertidores.

### A.3. Simulación 2: Carga grande

El objetivo de esta simulación es analizar si un enlace HVDC-VSC puede mejorar el estado del sistema ante una situación adversa como es un gran aumento de consumo. La simulación consiste en poner una carga de valor elevado en la subestación de Fuencarral (nudo 1) para comparar el caso desfavorable con y sin HVDC-VSC con el caso original. Los casos estudiados son.

- Caso 0: Red en funcionamiento normal.
- Caso 1: Red con una carga de  $P_{L,1} = 1200 + j500$  MVA en Fuencarral (nudo 1).
- Caso 2: Red con una carga de  $P_{L,1} = 1200 + j500$  MVA en Fuencarral (nudo 1) y con el HVDC-VSC sin aplicar sus límites de reactiva.
- Caso 3: Red con una carga de  $P_{L,1} = 1200 + j500$  MVA en Fuencarral (nudo 1), con el HVDC-VSC y sus límites de reactiva de  $\pm 300$  MVar.

Para las simulaciones se ha considerado:

- Simulaciones realizadas con PSS/E.
- En los casos 2 y 3, la estrategia de control del HVDC-VSC es:  $P - U$  en el nudo 2 y  $U_{dc} - U$  en el nudo 4 con punto de operación:  $P_{s,2} = 800$  MW,  $u_{s,2} = 1,03$  p.u.,  $u_{dc,4} = 1$  p.u y  $u_{s,4} = 1,02$  p.u.

Con la estrategia de control se pretende fijar las tensiones de los extremos del HVDC-VSC para mantener las tensiones en valores adecuados y controlar la potencia activa para redistribuir los flujos de potencia del anillo.

Las tensiones obtenidas mediante la resolución del flujo de cargas de los 4 casos se muestran en la tabla 26 y los flujos de potencias de los casos 1, 2 y 3 están en las tablas 27, 28 y 29 respectivamente. El caso 0 es el caso base de todas las simulaciones, como se mencionó antes, sus flujos de potencia se pueden encontrar en la tabla 22.

En la Figura 49 se muestran gráficamente los resultados de las tensiones de los nudos del anillo y en la Figura 50 los flujos de potencia activa y potencia aparente de cada línea. La potencia aparente está expresada en las magnitudes unitarias tomando como bases los valores nominales de cada línea y no las bases generales del sistema. En ambas figuras los resultados de las simulaciones se representan con los siguientes colores:

- Caso 0: azul
- Caso 1: rojo
- Caso 2: verde
- Caso 3: negro

Si se comparan los resultados obtenidos en el caso 1 con los del caso 0, la inclusión de una carga grande en el nudo 1 (Fuencarral) crea los siguientes problemas en el anillo:

- Caída de las tensiones.

- Sobrecarga de la línea 1-6 (Fuencarral - SS Reyes).

En la Figura 49 se puede comprobar, como en el caso 0 (azul) las tensiones están con un valor cercano a 1,01 p.u. Al poner la carga (caso 1), las tensiones bajan y sus valores están entre 0,97 p.u y 0,99 p.u. En el caso 2 se considera el enlace HVDC-VSC entre Galapagar y La Moraleja sin límites de reactiva y con punto de operación del HVDC-VSC es  $u_{s,2} = 1,03$  p.u y  $u_{s,4} = 1,02$  p.u con el fin de subir el perfil de tensiones. Se consigue recuperar la situación y dejar las tensiones en valores cercanos a los del caso 0, como se puede apreciar en la Figura 49. Si bien se ha conseguido mantener el perfil de tensiones en valores adecuados, se ha necesitado que los convertidores 4 y 5 inyecten en los nudos 490.27 MVar y 543.88 respectivamente, que superarían los límites de  $\pm 300$  MVar de los convertidores considerados (ver tabla 28). En el caso 3 se imponen estos límites y en la Figura 49 se observan que las tensiones obtenidas, en color negro, suben con respecto a las del caso favorable, pero no alcanzan los valores del caso base.

La carga puesta en Fuencarral provoca los flujos de potencia de la tabla 28. Por la línea Fuencarral - SS Reyes (1-6) circula una potencia aparente máxima de  $s_{ij}^{max} = 1,11$  p.u, con respecto a la potencia nominal de la propia línea (910 MVA). Las leyes de Kirchhoff hacen que, para alimentar el consumo de Fuencarral, llegue mucha más potencia por la línea SS Reyes - Fuencarral (1-6) que por la línea Fuencarral - Galapagar (1-2) y como resultado se sobrecarga una línea con  $s_{ij}^{max} = 1,11$  p.u y la otra descargada con  $s_{ij}^{max} = 0,43$  p.u. Gracias al control de potencia, el enlace HVDC-VSC de Galapagar - Moraleja puede enviar más potencia hacia Fuencarral, cargando más la línea Fuencarral - Galapagar(1-2) y descargando más la línea Fuencarral - SS Reyes (1-6). En el caso 2, el HVDC-VSC tiene una referencia de potencia activa de  $P_{s,2} = 800$  MW para este fin y los flujos de potencia obtenidos se muestran en la tabla 28. Se logra el objetivo, ya que la línea que estaba sobrecargada (1-6) pasa de tener una potencia de  $s_{ij}^{max} = 1,11$  p.u a tener una de  $s_{ij}^{max} = 0,67$  p.u, valor inferior a su nominal. A cambio, se han subido las potencias del enlace HVDC-VSC (2-4) y de la línea Fuencarral - Galapagar (1-2) desde  $s_{ij}^{max} = 0,09$  p.u y  $s_{ij}^{max} = 0,46$  p.u, respectivamente hasta  $s_{ij}^{max} = 0,49$  p.u y  $s_{ij}^{max} = 0,97$  p.u respectivamente. Nótese que la potencia en el HVDC-VSC en magnitudes unitarias está calculada con respecto a la potencia nominal del enlace (2022 MVA) y no con respecto a la de la línea Galapagar - Moraleja original (780 MVA), ya que como se expuso al principio del apéndice se estudia el caso de un aumento de capacidad con la sustitución de la línea por un HVDC-VSC. En la tabla 29 se encuentran las potencias del anillo considerando los límites de reactiva de los convertidores y se consigue el mismo objetivo que sin límites.

En la Figura 50 se muestran el máximo en valor absoluto de potencia activa y de potencia aparente que circula por cada línea del anillo. Para ilustrar que en el caso desfavorable hay una línea sobrecargada y el resto de líneas no trabajan a una potencia bastante más baja que sus potencias nominales y que con el HVDC-VSC se descarga la línea problemática y se cargan otras. El resultado es que ante la situación adversa, todas las líneas están trabajando dentro de sus límites.

De esta simulación se concluye que un enlace HVDC-VSC es capaz de recuperar las tensiones y re-distribuir los flujos de potencia para que no haya sobrecargas antes una situación adversa como es un consumo muy grande, que provoca caída de tensiones y sobrecargas.

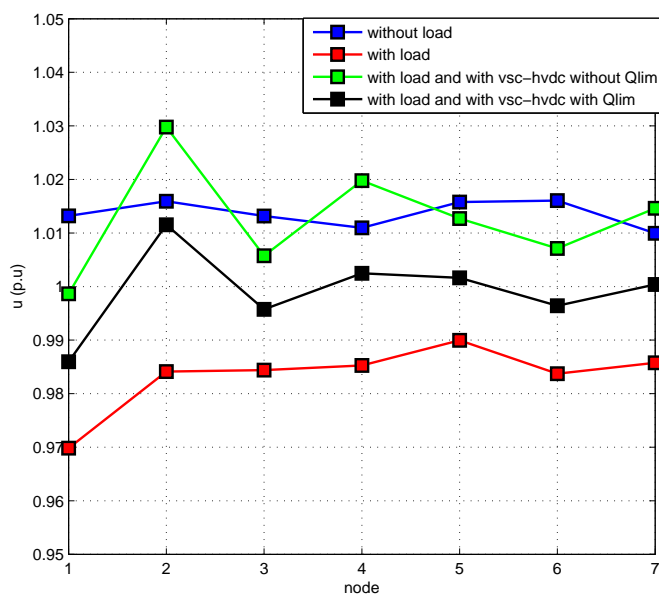


Figura 49: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 2. (a) Perfil de tensiones en funcionamiento normal, carga de Fuencarral: 40 MW y 8,6 MVar, (b) perfil de tensiones si se sustituye la carga de Fuencarral por una de 1200 MW y 500 MVar, (c) perfil de tensiones con la nueva carga y con HVDC-VSC en vez de la línea Galapagar - Moraleja 400 kV y (d) perfil de tensiones con la nueva carga y con HVDC-VSC con límites de reactiva.

nudo	Caso 0 $u$ (p.u)	Caso 1 $u$ (p.u)	Caso 2 $u$ (p.u)	Caso 3 $u$ (p.u)
1	1.0132	0.9698	0.9987	0.9860
2	1.0159	0.9841	1.0300	1.0115
3	1.0132	0.9844	1.0057	0.9958
4	1.0110	0.9853	1.0200	1.0025
5	1.0158	0.9899	1.0127	1.0016
6	1.0161	0.9837	1.0071	0.9964
7	1.0099	0.9858	1.0146	1.0004

Tabla 26: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 2. Tensiones. Caso 0: funcionamiento normal, carga de Fuencarral: 40 MW y 8,6 MVar, Caso 1: carga de Fuencarral:1200 MW y 500 MVar y Caso 2: carga de Fuencarral: 1200 MW y 500 MVar y con HVDC-VSC (sin límites de reactiva) en vez de la línea Galapagar - Moraleja 400 kV y Caso 3: con la nueva carga y con HVDC-VSC con límites de reactiva.

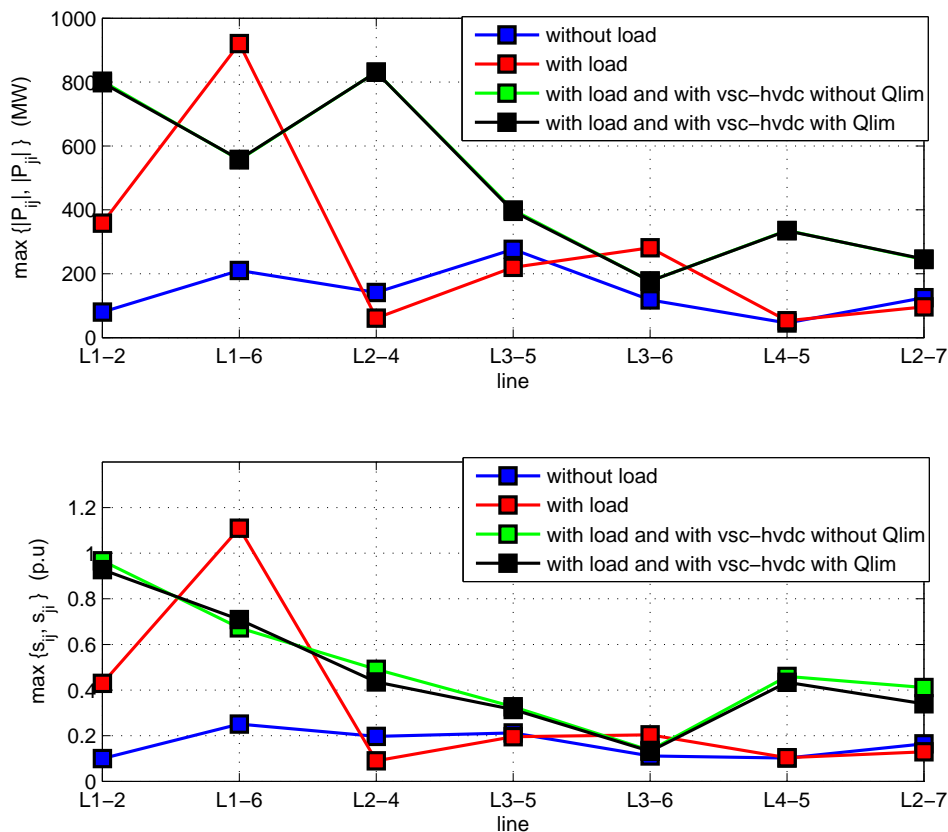


Figura 50: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 2. (a) Flujos de potencia en funcionamiento normal, carga de Fuencarral: 40 MW y 8,6 MVar, (b) flujos de potencia si se sustituye la carga de Fuencarral por una de 1200 MW y 500 MVar, (c) flujos de potencia con la nueva carga y con HVDC-VSC en vez de la línea Galapagar - Moraleja 400 kV y (d) flujos de potencia con la nueva carga y con HVDC-VSC con límites de reactiva. (Nótese que la línea verde y la línea negra están prácticamente superpuestas porque los límites de reactiva no afectan prácticamente a los flujos de activa)

**ESP-LIDER**

*Electrónica de potencia en el sistema eléctrico para la integración de energías renovables*

línea línea	$S_N$ (MVA)	$P_{ij}$ (MW)	$Q_{ij}$ (MVar)	$s_{ij}$ (p.u)	$P_{ji}$ (MW)	$Q_{ji}$ (MVar)	$s_{ji}$ (p.u)	$s_{ij}^{max}$ (p.u)
<b>1-2</b>	910.00	-357.40	-159.14	0.43	358.62	146.01	0.43	0.43
<b>1-6</b>	910.00	-917.46	-394.71	1.10	920.42	414.45	1.11	1.11
<b>2-4</b>	780.00	61.15	-34.31	0.09	-61.12	5.17	0.08	0.09
<b>3-5</b>	1380.00	220.07	-156.49	0.20	-219.74	146.27	0.20	0.20
<b>3-6</b>	1380.00	281.29	-13.08	0.20	-281.02	2.61	0.20	0.20
<b>4-5</b>	780.00	-52.96	-61.02	0.10	53.01	34.83	0.08	0.10
<b>4-7</b>	780.00	96.13	-30.73	0.13	-96.11	22.28	0.13	0.13

Tabla 27: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 2. Flujos de potencia. Caso 1: carga de Fuencarral:1200 MW y 500 MVar.

línea línea	$S_N$ (MVA)	$P_{ij}$ (MW)	$Q_{ij}$ (MVar)	$s_{ij}$ (p.u)	$P_{ji}$ (MW)	$Q_{ji}$ (MVar)	$s_{ji}$ (p.u)	$s_{ij}^{max}$ (p.u)
<b>1-2</b>	910.00	-797.14	-332.10	0.95	802.83	359.65	0.97	0.97
<b>1-6</b>	910.00	-555.24	-254.53	0.67	556.28	255.13	0.67	0.67
<b>2-4</b>	2022.00	-800.00	-490.27	0.46	830.82	-543.88	0.49	0.49
<b>3-5</b>	1380.00	399.75	-208.47	0.33	-398.86	203.00	0.32	0.33
<b>3-6</b>	1380.00	176.91	-61.21	0.14	-176.80	48.40	0.13	0.14
<b>4-5</b>	780.00	-334.74	109.01	0.45	335.84	-126.63	0.46	0.46
<b>4-7</b>	780.00	-244.22	201.22	0.41	244.48	-207.71	0.41	0.41

Tabla 28: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 2. Flujos de potencias. Caso 2: carga de Fuencarral: 1200 MW y 500 MVar y con HVDC-VSC (sin límites de reactiva) en vez de la línea Galapagar - Moraleja 400 kV.

línea línea	$S_N$ (MVA)	$P_{ij}$ (MW)	$Q_{ij}$ (MVar)	$s_{ij}$ (p.u)	$P_{ji}$ (MW)	$Q_{ji}$ (MVar)	$s_{ji}$ (p.u)	$s_{ij}^{max}$ (p.u)
<b>1-2</b>	910.00	-792.27	-251.31	0.91	797.69	277.11	0.93	0.93
<b>1-6</b>	910.00	-556.96	-322.04	0.71	558.15	324.26	0.71	0.71
<b>2-4</b>	2022.00	-800.00	-300.00	0.42	830.82	-294.87	0.44	0.44
<b>3-5</b>	1380.00	395.10	-181.59	0.32	-394.25	175.99	0.31	0.32
<b>3-6</b>	1380.00	177.03	-40.76	0.13	-176.92	28.21	0.13	0.13
<b>4-5</b>	780.00	-333.33	35.52	0.43	334.35	-53.16	0.43	0.43
<b>4-7</b>	780.00	-246.07	91.44	0.34	246.25	-98.47	0.34	0.34

Tabla 29: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 2. Flujos de potencias. Caso 3: carga de Fuencarral: 1200 MW y 500 MVar y con HVDC-VSC (con límites de reactiva) en vez de la línea Galapagar - Moraleja 400 kV.

#### A.4. Simulación 3: Estabilidad de tensiones

En el apartado 2 se concluyó que un HVDC-VSC puede subir el perfil de tensiones ante sub-tensiones provocadas por un aumento grande de consumo. En este apartado se pretende verificar mediante simulación la mejora que puede aportar un enlace HVDC-VSC en la estabilidad de tensiones en el anillo de Madrid. La simulación consiste en aumentar progresivamente la carga en el nudo de Fuencarral y estudiar la evolución de la tensión en cada nudo del anillo.

Para la simulación se ha considerado:

- Simulaciones realizadas en MATLAB + MATPOWER.
- Modelo de HVDC propio de matpower con pérdidas lineales, control de tensión en cada nudo y sin límites de reactiva.
- Se pone una carga en el nudo 1 (Fuencarral) de Donde  $P_{L,1} = \lambda(P_{L,1}^0 + jQ_{L,1}^0) = \lambda(10 + j8)$  MVA y se va aumentando el parámetro  $\lambda$ , para estudiar un aumento progresivo de la carga en el nudo.
- Para cada valor de  $\lambda$  se resuelve un flujo de cargas y se obtienen las tensiones.

Se estudian 2 casos:

- Caso 0 (azul): Red original.
- Caso 1 (verde): Red con el HVDC-VSC entre Galapagar y Moraleja.

La tensiones de los nudos del anillo en función de  $\lambda$  se muestran en la Figura 51. Se observa que con el HVDC-VSC la tensiones decrecen más lentamente en función de  $\lambda$  que en el caso original y por tanto, mejora la estabilidad de tensiones del sistema y se comprueban las conclusiones sacadas para redes más pequeñas.



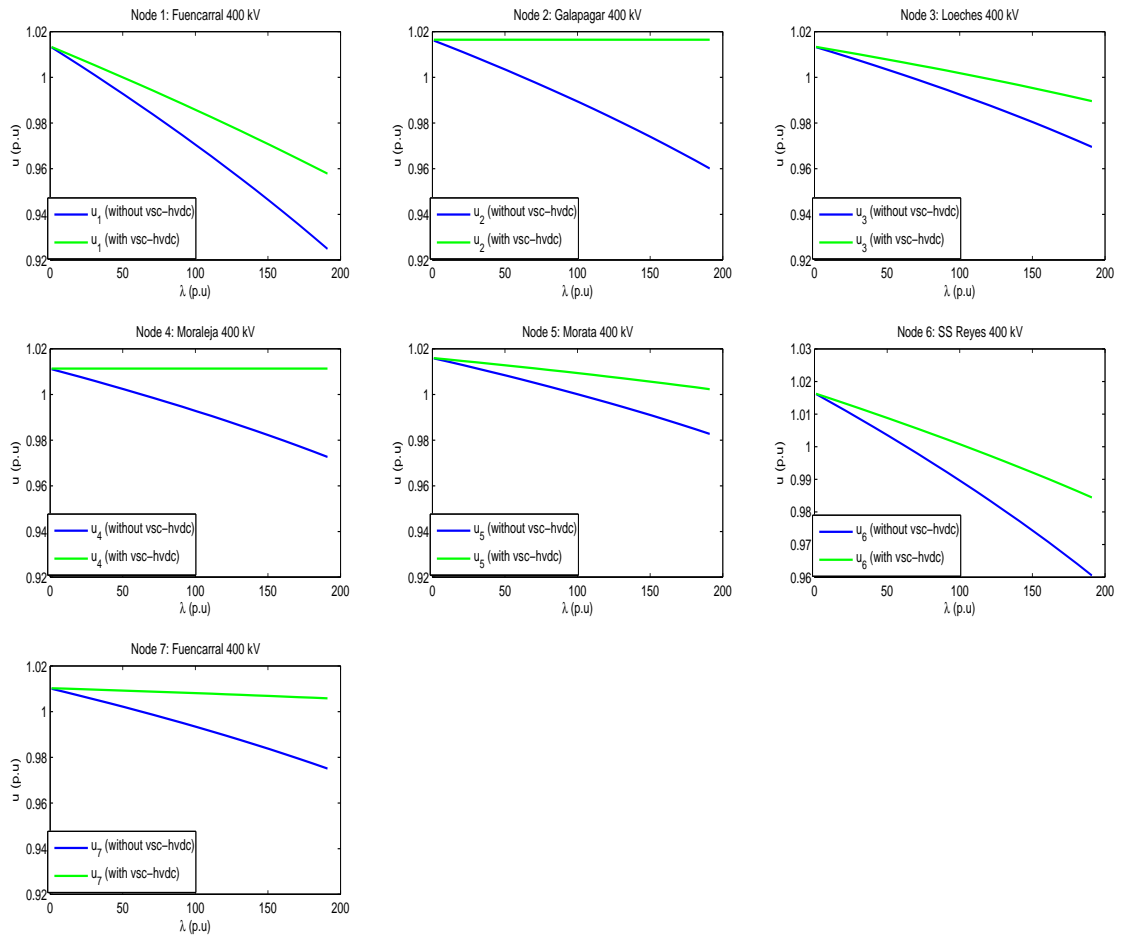


Figura 51: Tensiones de los nudos del anillo en función de  $\lambda$ . Donde  $P_{L,1} = \lambda(P_{L,1}^0 + jQ_{L,1}^0) = \lambda(10 + j8)$  MVA.

### A.5. Simulación 4: Corriente de cortocircuito

En esta simulación (con PSS/E) se estudia el efecto que tiene un enlace HVDC-VSC en la corriente de cortocircuito. Para ello, se realiza un cortocircuito en las barras del Galapagar (nudo 2) y se compara la corriente de cortocircuito obtenida en la red original con la corriente obtenida si se sustituye la línea Galapagar - Moraleja 400 kV por un enlace HVDC-VSC:

- Caso 0: Red original.
- Caso 1: Red con el HVDC-VSC entre Galapagar y Moraleja.

El punto de trabajo y los límites del HVDC-VSC influyen en la contribución al cortocircuito, por tanto, para el caso del HVDC-VSC se analizan 3 puntos de trabajo distintos:

- A: Estrategia de control del HVDC-VSC:  $U_{dc} - U$  en el nudo 2 y  $P - U$  en el nudo 4 con punto de operación:  $u_{dc,2} = 1$  p.u,  $u_{s,2} = 1,0165$  p.u,  $P_{s,4} = 136,7$  MW y  $u_{s,2} = 1,011$  p.u.
- B: Estrategia de control del HVDC-VSC:  $U_{dc} - Q$  en el nudo 2 y  $P - Q$  en el nudo 4 con punto de operación:  $u_{dc,2} = 1$  p.u,  $Q_{s,2} = 100$  MVar,  $P_{s,4} = 136,7$  MW y  $Q_{s,2} = 100$  MVar.
- C: Estrategia de control del HVDC-VSC:  $U_{dc} - Q$  en el nudo 2 y  $P - Q$  en el nudo 4 con punto de operación:  $u_{dc,2} = 1$  p.u,  $Q_{s,2} = 0$  MVar,  $P_{s,4} = 136,7$  MW y  $Q_{s,2} = 0$  MVar.

Los resultados en régimen permanente de la corriente de cortocircuito en Galapagar ( $I_{cc}$ ), las tensiones en cada extremo del enlace ( $u_2$  y  $u_4$ ) y la potencia reactiva que inyecta el enlace en cada extremo se muestran en la Tabla 30.

	$I_{cc}$ (kA)	$u_2$ (p.u)	$Q_{s,2}$ (MVar)	$u_4$ (p.u)	$Q_{s,4}$ (MVar)
Caso 0	18.07	0.2505	-	0.5603	-
Caso 1-A	19.75	0.2736	300	0.5959	300
Caso 1-B	18.65	0.2584	100	0.5732	100
Caso 1-C	18.05	0.2502	0	0.56	0

Tabla 30: Caso REE. Anillo de Madrid 400 kV. Simulación 2. Flujos de potencias. Caso 3: carga de Fuencarral: 1200 MW y 500 MVar y con HVDC-VSC (con límites de reactiva) en vez de la línea Galapagar - Moraleja 400 kV.

En el caso base (Caso 0) se obtiene una corriente de cortocircuito de  $I_{cc} = 18,07$  kA. Si se coloca un enlace HVDC-VSC con mismas referencias de control que los valores de la red original (Caso1-A), se obtiene una corriente de cortocircuito más elevada que en el caso base, de  $I_{cc} = 19,75$  kA. Esto es debido a que, ante el cortocircuito, bajan las tensiones del sistema, lo que provoca que el enlace no sea capaz de alcanzar sus valores de referencia de tensión en cada uno de sus extremos  $u_{s,2}^{ref} = 1,0165$  p.u y  $u_{s,2}^{ref} = 1,011$  p.u y que sólo consiga llegar a  $u_{s,2} = 0,2736$  p.u y  $u_{s,2} = 0,5959$  p.u. Esto ocurre porque se ha alcanzado el límite de potencia reactiva en cada convertidor  $Q_{s,2} = Q_{s,4} = 300$  MVar y la potencia reactiva por cada convertidor contribuye a la corriente de cortocircuito, provocando que esta aumente con respecto al caso base.

Si el HVDC-VSC se controla para que inyecte  $Q_{s,2} = Q_{s,4} = 100$  MVar en vez de fijar las tensiones (Caso 1-B), se obtiene una corriente de cortocircuito de  $I_{cc} = 18,65$  kA, menor que la del Caso 1-A, pero todavía mayor que la del Caso 0. Si se obliga a que ningún convertidor inyecte reactiva  $Q_{s,2} = Q_{s,4} = 0$  MVar (Caso 1-C), se consigue una corriente de cortocircuito menor que la del Caso 0, aunque similar (18,05 kA frente a 18,07 kA). En este caso, las tensiones obtenidas valen  $u_{s,2} = 0,2502$  p.u y  $u_{s,4} = 0,56$  p.u. Son menores a las obtenidas en los casos con HVDC-VSC porque en este caso los convertidores no inyectan reactiva y son muy parecidas a las que se obtuvieron en el Caso 0.

Se concluye que el HVDC-VSC contribuye a la corriente de cortocircuito con la corriente que inyecta y se puede reducir la contribución controlando la corriente que se inyecta.

## B. Caso estudio: Red española. Anillo de Madrid 400 kV. Régimen transitorio. CONFIDENCIAL.

En esta sección se estudia la influencia de un enlace HVDC-VSC en una red CA de gran dimensión ante perturbaciones (régimen dinámico). El estudio se realiza para la red de transporte española, utilizando los datos proporcionados por REE. La red cuenta con 2035 nudos si se excluyen los que están en isla. Al igual que el estudio en régimen permanente, el estudio en régimen dinámico se particulariza para la sustitución de la línea Galapagar - Moraleja 400 kV, del anillo de Madrid 400 kV, por un enlace HVDC-VSC y se analiza el aporte que puede hacer a su entorno. Los nudos y líneas del anillo de Madrid de 400 kV se muestran en las Tablas 18 y 19. Una representación esquemática del anillo de Madrid se muestra en la Figura 47. Se compararán los siguientes casos:

- Caso CA: La línea Galapagar-Moraleja 400 kV es una línea de corriente alterna.
- Caso CC: Sustitución de la línea CA de Galapagar-Moraleja 400 kV por un VSC-HVDC.

Se utiliza la siguiente notación:

- nudo s,1 = nudo 14063 = Galapagar 400 kV
- nudo s,2 = nudo 14080 = Moraleja 400 kV

Además:

- $u_{s,i}$  = tensión del nudo  $i$  (p.u)
- $P_{s,i}$  = potencia activa inyectada por el enlace en el nudo  $i$  (MW)
- $Q_{s,i}$  = potencia reactiva inyectada por el enlace en el nudo  $i$  (MVar)
- $i_{s,i}$  = corriente inyectada por el enlace en el nudo  $i$  (p.u)

Esta notación se utiliza tanto para la línea de corriente alterna (caso CA) como para el enlace HVDC-VSC (caso CC). Se ha considerado:

- Simulaciones realizadas con PSS/E.
- La estrategia de control del HVDC-VSC es: Control tensión DC y de tensión AC ( $U_{dc} - U$ ) en el nudo s,1 y control de P y de tensión alterna ( $P - U$ ) en el nudo s,2 con punto de operación:  $u_{dc,1}^{ref} = 1\text{p.u} = u_{dc,1}^0$ ,  $u_{s,2}^{ref} = 1,0165\text{p.u} = u_{s,1}^0$ ,  $P_{s,2}^{ref} = 136,7\text{MW} = P_{s,2}^0$  MW y  $u_{s,2} = 1,011\text{p.u} = u_{s,2}^0$ .

### B.1. Simulación 1: Cortocircuito

En esta simulación se estudia la respuesta transitoria del sistema a un cortocircuito en el anillo y se compara el caso de la línea CA y con el caso del enlace VSC-HVDC. La simulación consiste en:

1. Cortocircuito en la línea Fuencarral (14052) - SS Reyes (14105) 400 kV en  $t = 2$  s
2. Despeje del cortocircuito abriendo la línea en  $t = 2,15$  s.

En la figura 52 se muestra la tensión en el nudo de Galapagar  $u_{s,1} \equiv u_{14063}$ , la diferencia de ángulo del rotor de los generadores 4713 y 4857 ( $\delta_{4713} - \delta_{4857}$ ) y la desviación de velocidad con respecto a la velocidad de sincronismo del generador 4713 ( $\Delta w_{4713}$ ). Los generadores 4713 y 4857 corresponden a Almaraz y Trillo, respectivamente. Se observa que la respuesta temporal de la tensión, ángulo y velocidad es bastante parecida en los 2 casos. Durante el cortocircuito, la tensión cae a  $u_{s,1} = 0,24$  p.u en el caso de línea CA y a  $u_{s,1} = 0,25$  p.u en el caso de VSC-HVDC. Una vez despejado el cortocircuito, la respuesta transitoria está bien amortiguada en ambos casos, con un sobrepaso de  $u_{s,1} = 1,1$  p.u en el caso CA y de  $u_{s,1} = 1,05$  p.u en el caso CC. La diferencia de ángulos de los generadores alcanza el valor original en ambos casos y el valor máximo y mínimo durante el transitorio es de  $\pm 10^\circ$  aproximadamente en los 2 casos. También son muy parecidas las desviaciones de velocidad obtenidas, que además son muy pequeñas, con un valor máximo y mínimo durante el transitorio de  $+0,005$  p.u y  $-0,003$  p.u, aproximadamente, tanto en el caso CA como en el CC.

La figura 53 muestra la tensión  $u_{s,1}$ , la potencia activa que inyecta la línea Galapagar-Moraleja en el nudo de Galapagar  $P_{s,1} \equiv -P_{14063,14080}$ , la potencia reactiva  $Q_{s,1} \equiv -Q_{14063,14080}$  y la corriente que inyecta el HVDC-VSC en p.u con respecto a los valores nominales del convertidor  $I_{s,1}$ . En el caso CA, la potencia activa inicial es de  $P_{s,1} = -136,9$  MW, durante la falta es de  $P_{s,1} = -8,05$  MW y una vez que la falta se ha despejado, se producen grandes oscilaciones en la potencia activa hasta alcanzar finalmente un valor de  $P_{s,1} = -73,26$  MW aproximadamente. En el caso CC la referencia de potencia del convertidor  $c, 2$  (Moraleja 400 kV) está a  $P_{s,2}^{ref} = 136,7$  MW, lo que produce una potencia inicial inyectada en el nudo de La Moraleja de  $P_{s,1} = -151,2$  MW, en donde se controla la tensión de continua  $u_{dc,1} = 1$  p.u. El HVDC-VSC consigue mantener fija la potencia activa a su valor inicial durante todo el transitorio, concluyendo que la sustitución de una línea CA por un HVDC-VSC disminuye considerablemente las oscilaciones de potencia activa a través de las líneas provocadas por el cortocircuito y su despeje. Como se ha expuesto, esta mejora es debida a la capacidad del VSC-HVDC de controlar la potencia activa que circula por el enlace. Con el control de tensión no ocurre lo mismo, ya que en el caso CC no se consigue mantener la tensión a  $u_{s,1}^{ref} = 1,0165$  p.u durante el cortocircuito y esta baja a  $u_{s,1} = 0,25$  p.u. Esto es debido a que la potencia reactiva inyectada por el convertidor llega a sus límites ( $\pm 300$  MVar) durante el transitorio, como se puede observar en la figura 53. Durante el cortocircuito, la reactiva que inyecta el convertidor de Galapagar se mantiene fija en su límite igual a  $Q_{s,1} = +300$  MVar y no puede subir más la tensión de ese nudo. En la etapa post-falta, también toca su límite inferior  $Q_{s,1} = -300$  MVar para intentar bajar el sobrepaso que se produce. La reactiva obtenida en el caso CA tiene una respuesta mucho más amortiguada porque es la que circula por la línea Galapagar-Moraleja según las leyes de Kirchhoff y no intenta mantener la tensión del nudo. El límite de corriente de los convertidores está fijo al valor de su corriente nominal y

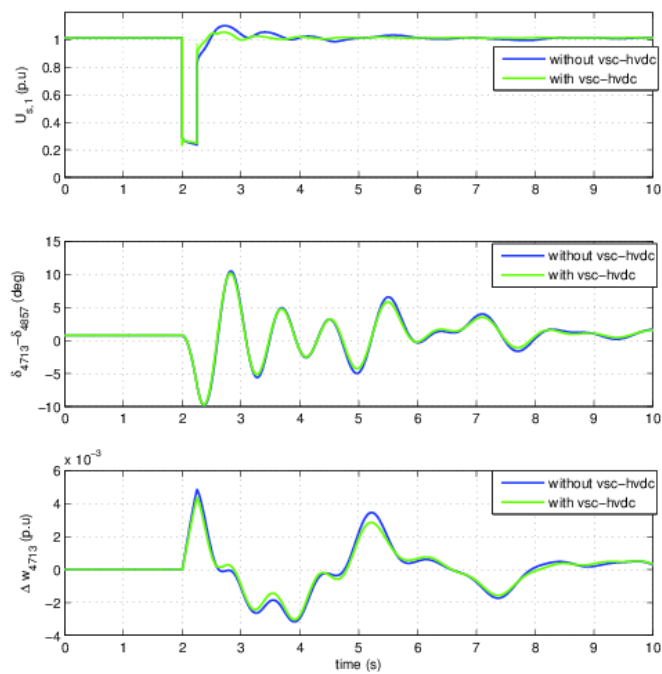


Figura 52: Cortocircuito en la línea 14052-14105 en  $t = 2$  s y despeje en  $t = 2,150$  s.

durante el cortocircuito, la corriente que inyecta el convertidor  $c, 1$  alcanza un valor máximo de 0,665 p.u con respecto a la corriente nominal del convertidor. Es decir, no se activa el límite de corriente.

Se pueden extraer las mismas conclusiones de la figura 54, que muestra las variables de las barras de Moraleja 400 kV: tensión  $u_{s,2}$ , potencia activa inyectada por la línea Galapagar-Moraleja en el nudo  $P_{s,2} \equiv -P_{14080,14063}$ , potencia reactiva  $Q_{s,1} \equiv -Q_{14080,14063}$  y la corriente inyectada por el enlace con respecto a la corriente nominal del convertidor,  $I_{s,2}$ .

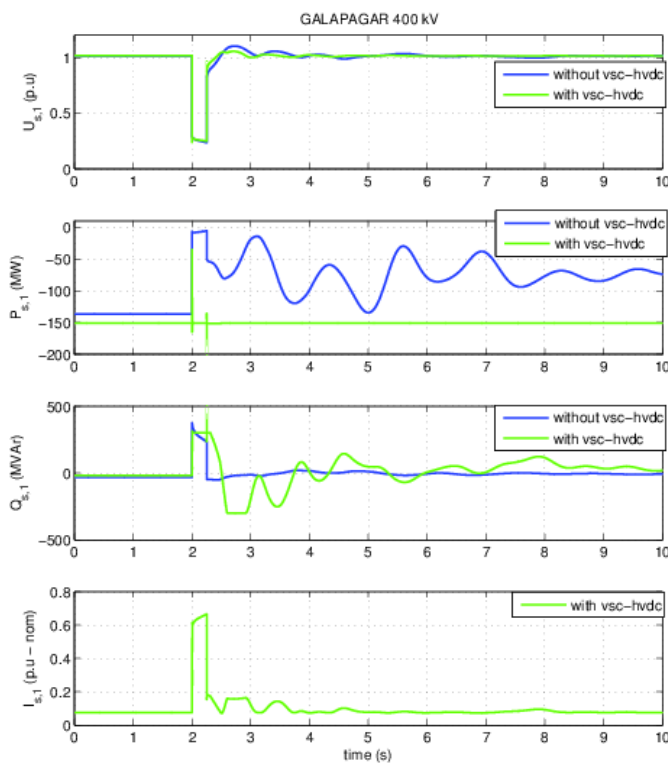


Figura 53: Cortocircuito en la línea 14052-14105 en  $t = 2$  s y despeje en  $t = 2,150$  s.

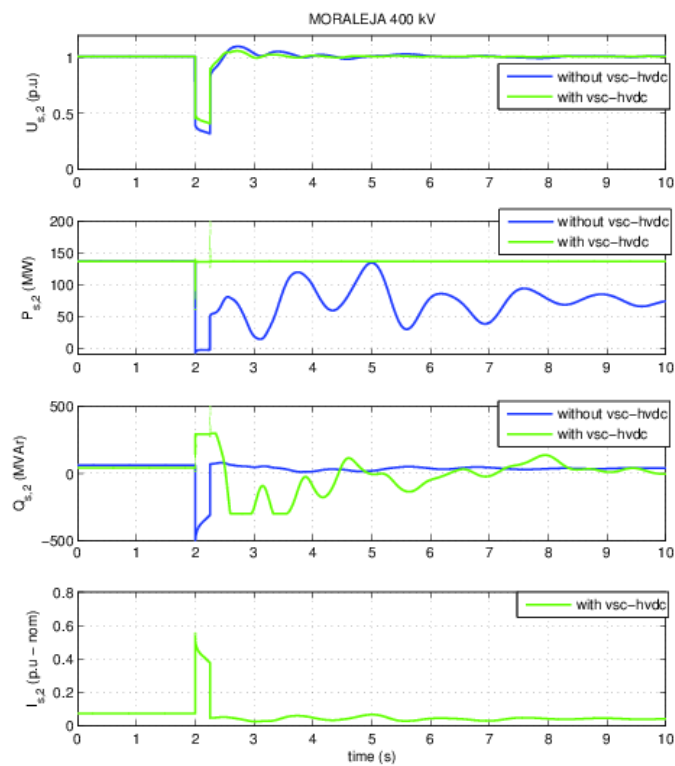


Figura 54: Cortocircuito en la línea 14052-14105 en  $t = 2$  s y despeje en  $t = 2,150$  s.



## B.2. Simulación 2: Pérdida de generación y pérdida de una línea

Esta simulación consisten en estudiar el efecto de un enlace VSC-HVDC ante la pérdida de generación y pérdida de una línea. En ACECA hay 4 generadores:

- G,4004: 375 MW
- G,4700: 241 MW
- G,4701: 372 MW
- G,9344: 268 MW

La falta estudiada consiste en:

- Pérdida de toda la generación de ACECA (1257 MW) en  $t = 2$  s.
- Pérdida de la línea Fuencarral - SS Reyes (14052-14105) 400 kV en  $t = 30$  s.

La tensión en el nudo de Galapagar ( $u_{s,1}$ ), la diferencia de ángulo del rotor de Almaraz y Trillo ( $\delta_{4713} - \delta_{4857}$ ) y la desviación de velocidad del generador de Almaraz ( $\Delta w_{4713}$ ) se muestran en la figura 55. En el caso CA la tensión cae de  $u_{s,1} = 1,0165$  p.u a  $u_{s,1} = 1,01$  p.u ante la pérdida de generación y a  $u_{s,1} = 1,005$  p.u ante la segunda falta. En el caso del VSC-HVDC se mantiene la tensión constante debido al control de tensión, lo que además provoca que la respuesta temporal de la tensión sea mucho más amortiguada en este caso. En el transitorio de ángulos y velocidades no hay grandes diferencias entre los 2 casos y el sobrepaso es pequeño tanto en los ángulos como en las velocidades.

La potencia activa y reactiva inyectadas en Galapagar por la línea Galapagar-Moraleja se muestran en la figura 56. En el caso CA la potencia activa es inicialmente  $P_{s,1} = -136,9$  MW, cuando se pierde la generación pasa a ser  $P_{s,1} = -200$  MW y después de la pérdida de la línea alcanza un valor de  $P_{s,1} = -134$  MW. En cambio en el caso CC, la potencia activa se mantiene constante a  $P_{s,1} = -151,2$  MW debido al control del VSC-HVDC. En cuanto a la potencia reactiva, en el caso CA inicialmente se tiene que  $Q_{s,1} = -32,34$  MVar, después de la pérdida de generación sube a  $Q_{s,1} = -15,14$  MVar y después de la segunda contingencia se inyectan  $Q_{s,1} = 8,9$  MVar. En este caso, la potencia reactiva inyectada en el nudo de Galapagar no se controla y es insuficiente para mantener la tensión en el nudo después de las faltas. En el caso CC el valor inicial es de  $Q_{s,1} = -18,15$  MVar, que es la reactiva inyectada necesaria para mantener la tensión a  $u_{s,1} = 1,0165$  p.u. Ante la pérdida de los generadores de ACECA, la reactiva inyectada presenta una respuesta transitoria con un valor final que tiende a  $Q_{s,1} = 59,15$  MVar, producido por el control del convertidor para conseguir mantener la tensión su valor de referencia. Ante la pérdida de la línea, la reactiva aumenta todavía más para mantener la tensión, hasta  $Q_{s,1} = 102,8$  MVar. Como se discutió anteriormente, se observa como el HVDC-VSC mantiene la tensión con éxito. De los resultados obtenidos en esta simulación hay un detalle que conviene ser discutido. Si bien el VSC-HVDC es capaz de mantener la tensión en Galapagar, el valor final es de  $u_{s,1} = 1,016$  p.u, es decir, hay una pequeña caída de tensión de 0,0005 p.u con respecto a la tensión inicial, que es la referencia del control. Como el regulador de tensión es un PI, el error en régimen permanente debería ser nulo y no 0,0005 p.u, ya que no se ha alcanzado ningún límite. Sin embargo, al ser un valor tan pequeño, su aparición se atribuye a que al muestrearlo se considera como nulo y por eso el mando integral no actúa.

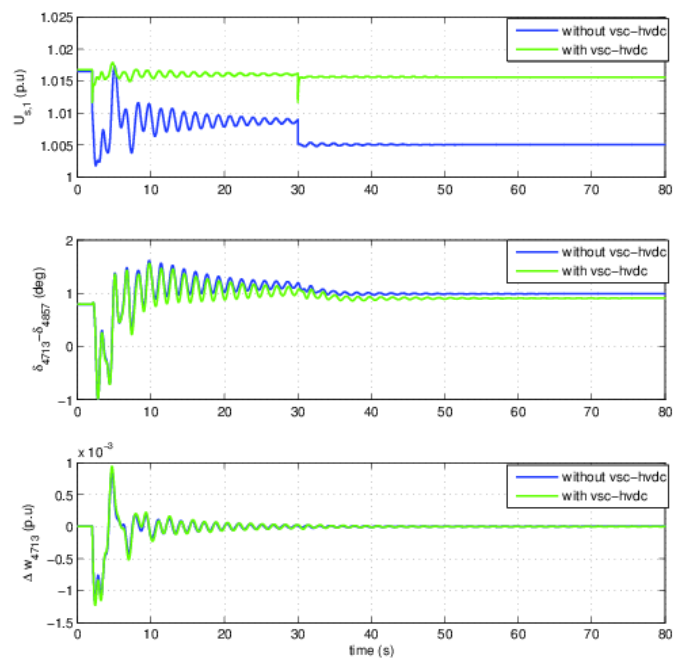


Figura 55: Pérdida de los generadores 4004, 4700, 4701 y 9344 en  $t = 2$  s y pérdida de la línea 14052-14105 en  $t = 30$  s.

Por último, también se representa en la figura 56 la corriente inyectada por el convertidor en Galapagar con respecto a sus valores nominales. Se observa que la corriente aumenta ante las 2 faltas, debido a que la potencia reactiva aumenta (y la potencia activa se mantiene fija). El valor final es de  $i_{s,1} = 9\%$ . Este valor tan pequeño de corriente llama la atención, pero no debe de extrañar: la justificación es que para las simulaciones, se han utilizado los datos nominales del enlace HVDC-VSC España - Francia en el que la potencia activa nominal es 2000 MW. Sin embargo, en el caso estudiado para la comparación entre una línea CA y un HVDC-VSC, la potencia es mucho menor, de unos 137 MW aproximadamente en la línea Galapagar-Moraleja. Por tanto, es de esperar que en las simulaciones realizadas en el anillo de Madrid los convertidores inyecten corrientes bastante menores a su valor nominal, que es  $I_N = 2919$  A. La tensión, corriente y potencias activa y reactiva inyectadas en el nudo de Moraleja 400 kV se muestran en la figura 57.

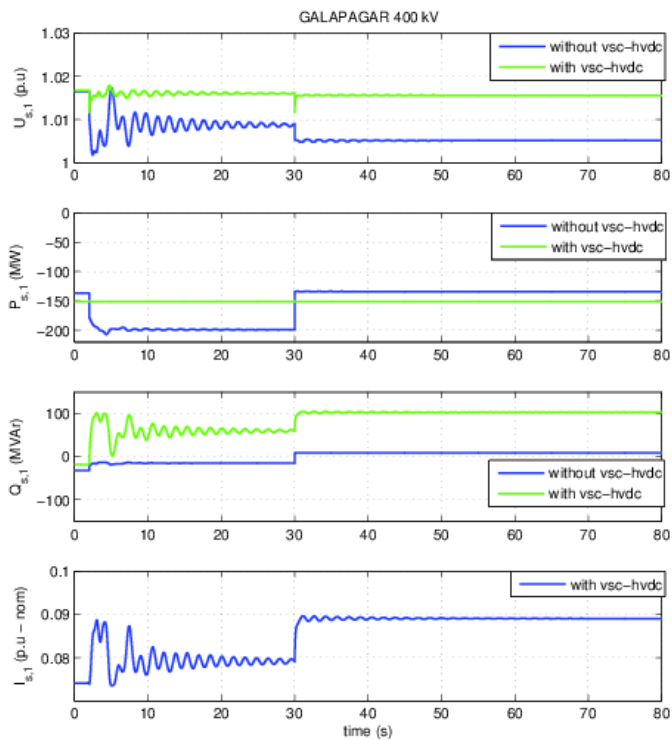


Figura 56: Pérdida de generadores 4004, 4700, 4701 y 9344 en  $t = 2$  s y pérdida de la línea 14052-14105 en  $t = 30$  s.

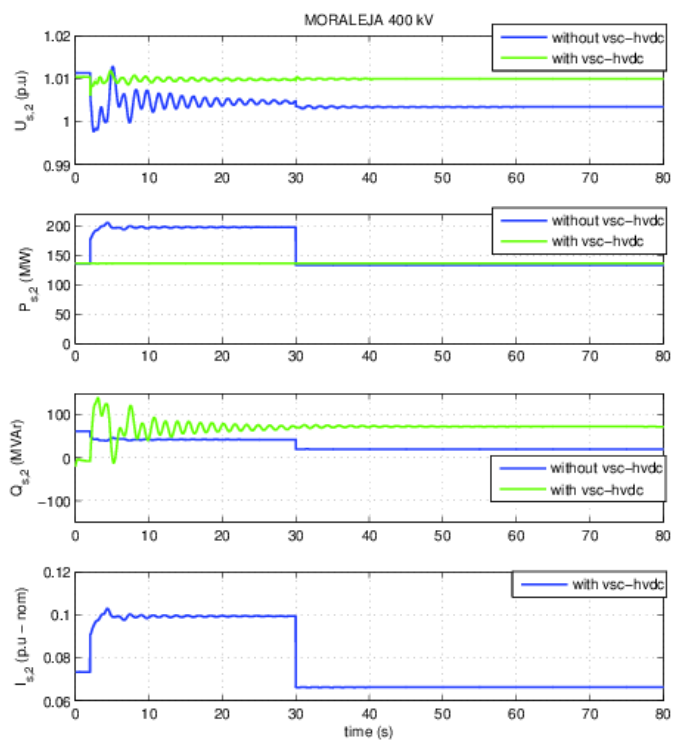


Figura 57: Pérdida de generadores 4004, 4700, 4701 y 9344 en  $t = 2$  s y pérdida de la línea 14052-14105 en  $t = 30$  s.