



INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA

INFORME TÉCNICO

Estudio de coordinación de dispositivos de electrónica de potencia
en escenario de red realista.

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

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

Madrid 13 de marzo de 2015
Versión: 1.0

Entregable E4.1, ref: IIT-15-aaa

¹IIT-COMILLAS

²REE

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

Índice

Objetivos	1
1. Coordinación de los convertidores de un sistema HDVC-VSC multi-terminal y coordinación con otros dispositivos de electrónica de potencia	2
1.1. Control de tensiones en una red HVDC	3
1.2. Servicios auxiliares a la red de CA	3
1.3. Integración de energía eólica marina	4
1.4. Coordinación de un sistema HVDC-VSC multi-terminal con otros dispositivos FACTS	5
2. Caso estudio	6
3. Estrategias de control de la potencia activa de los convertidores de un sistema HVDC-VSC multi-terminal para la mejora de la estabilidad transitoria	9
3.1. Estrategias de control de la potencia activa	9
3.1.1. Droop de frecuencia local (L-F)	10
3.1.2. Droop de frecuencia con respecto a la velocidad del COI (COI-F)	10
3.1.3. Droop de frecuencia con respecto a la media ponderada de la frecuencia medida en los terminales del sistema MTDC (WA-F)	11
3.2. Simulación	11
3.3. Efecto de la ganancia k_f	16
3.4. Tiempos críticos de despeje	17
3.5. Efecto de los retardos de las telecomunicaciones en la estrategia de control propuesta (WA-F)	21
3.6. Discusión sobre el diseño de los parámetros	22
3.7. Conclusiones	23
4. Estrategias de control de la potencia reactiva de los convertidores de un sistema HVDC-VSC multi-terminal para la mejora de la estabilidad transitoria	24
4.1. Estrategias de control de la potencia reactiva	24
4.1.1. Droop de frecuencia local (Q-L-F)	25
4.1.2. Droop de frecuencia con respecto a la velocidad del COI (Q-COI-F)	25
4.1.3. Droop de frecuencia con respecto a la media ponderada de la frecuencia en cada uno de los terminales (Q-WA-F)	26
4.2. Resultados de simulación	26
4.3. Efecto de la ganancia k_{Qf}	27
4.4. Tiempos críticos de despeje	32
4.5. Efecto de los retardos de las telecomunicaciones en la estrategia de control propuesta (Q-WA-F)	33
4.6. Discusión sobre el diseño de los parámetros	34
4.7. Conclusiones	34

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

5. Coordinación de un sistema HVDC-VSC multi-terminal con un STATCOM	36
5.1. Control independiente del sistema HVDC-VSC y el STATCOM. Interferencia. . .	36
5.2. Coordinación para la mejora de la estabilidad transitoria	37
5.2.1. Simulación de una falta	37
5.2.2. Tiempos críticos de despeje	40
5.3. Conclusiones	41
6. Análisis de pequeña señal con PowerFactory	42
6.1. Herramientas para el análisis de pequeña señal	42
6.2. Modelado de un sistema HVDC-VSC multi-terminal en PowerFactory	43
6.3. Ejemplos de simulación	44
6.3.1. Cambio de referencia	44
6.3.2. Simulación de una falta	45
6.4. Análisis de pequeña señal	48
6.5. Conclusiones	50
7. Conclusiones	51
A. Datos utilizados	56
A.1. Sistema de 2 áreas de Kundur	56

Objetivos

Los objetivos que cubre este entregable son los siguientes:

- Resumir las estrategias de coordinación de convertidores en un sistema HVDC-VSC multi-terminal encontradas en la literatura y clasificarlas según su función.
- Estudiar la coordinación de los convertidores de un sistema HVDC-VSC multi-terminal con otros dispositivos de electrónica de potencia en las redes de transporte.
- Estudiar, en detalle, estrategias de control de la potencia activa de los convertidores de un sistema HVDC-VSC multi-terminal para la mejora de la estabilidad transitoria de la red de transporte.
- Estudiar, en detalle, estrategias de control de la potencia reactiva de los convertidores de un sistema HVDC-VSC multi-terminal para la mejora de la estabilidad transitoria de la red de transporte.
- Estudio de la herramienta PowerFactory (DigSilent) para el análisis de pequeña señal de redes eléctricas mixtas CC/CA, después de que se ha confirmado que PSS/E no puede manejar modelos de usuario. Recuérdese, que ha sido necesario crear un modelo de usuario en PSS/E para poder realizar los estudios de régimen permanente y de régimen transitorio de redes de transporte mixtos con partes HVAC y partes HVDC-VSC multi-terminal

1. Coordinación de los convertidores de un sistema HDVC-VSC multi-terminal y coordinación con otros dispositivos de electrónica de potencia

Las estrategias de coordinación de convertidores de un sistema HVDC-VSC multi-terminal se estudiaron exhaustivamente en el entregable E2.3 de este proyecto [1]. En esta sección, se presenta un resumen de estas estrategias de control, haciendo énfasis en la aplicación de cada una. También, se estudia la coordinación de un sistema multi-terminal con otros elementos de electrónica de potencia que pueda tener la red. Para este último punto se ha considerado un STATCOM, que es el dispositivo con más proyección en la actualidad.

Se considera el esquema de red CA/CC mostrado en la Figura 1 y el mismo modelo utilizado en el entregable E2.3 para las estaciones convertidoras (convertidores electrónicos) (Fig. 2).

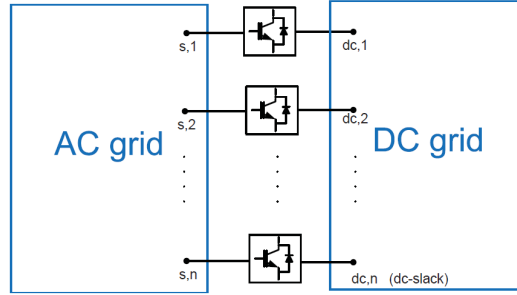


Figura 1: AC/DC grid.

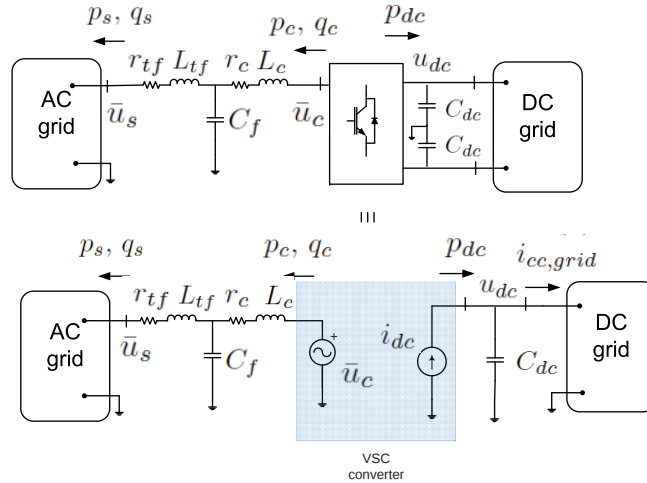


Figura 2: Modelo simplificado de una estación convertidora/convertidor electrónico [2].

Las estrategias de control de redes HVDC-VSC se pueden clasificar según su función:

- Control de tensiones en una red de CC del sistema HVDC-VSC.

- Servicios auxiliares a la red de CA.
- Integración de energía eólica marina.

En este documento, se describen y discuten las tres alternativas anteriores y se discute la operación de un sistema HVDC-VSC multi-terminal con otro dispositivo FACTS (Flexible AC Transmission System) en el sistema (un STATCOM de capacidad significativa).

1.1. Control de tensiones en una red HVDC

El valor de la tensión de CC en un sistema HVDC-VSC multi-terminal es la variable más importante en este tipo de redes, ya que solo una tensión de CC constante y adecuada hace posible la operación del sistema multiterminal. Por lo tanto una de las tareas en la que deben coordinarse los convertidores de una red HVDC-VSC consiste en asegurar el control de la tensión de CC. El control de tensión de CC se lleva a cabo con la potencia que las estaciones convertidoras inyectan en (o extraen de) la red de CA, ya que no hay generación en la red de CC. En la literatura, se han propuesto tres estrategias [3]:

1. Control centralizado, donde un convertidor controla la tensión de CC y el resto de convertidores siguen una consigna de potencia activa inyectada en la red. En este caso, el convertidor que controla la tensión de CC se conoce como “balance de CC” o “DC slack” en inglés.
2. Control distribuido, donde un conjunto de convertidores participa en el control de tensión, utilizando un “droop” de tensión de CC.
3. Estrategias de control avanzadas, que suelen ser una combinación de las 2 primeras y dependen de la aplicación considerada.

En cualquiera de las tres estrategias, los convertidores deben estar protegidos con sus límites propios de funcionamiento.

Para redes de gran dimensión, son más apropiadas las estrategias de control distribuido o estrategias más avanzadas [3]. Por ejemplo, la estrategia de control distribuido, basada en droop de tensión de CC, ha sido ampliamente estudiada en la literatura [4], [5], [6], [7], [8].

También se han hecho propuestas de un control jerarquizado de la tensión de CC, análogo al control de frecuencia en redes de CA [9]. El esquema propuesto en este caso consiste en un lazo de control primario encargado de controlar la tensión de CC, un lazo secundario para corregir los intercambios de potencia de los convertidores y un lazo terciario (manual) que decide el punto de trabajo en régimen permanente.

Información más detallada sobre las estrategias de control de las tensiones de CC en redes HVDC se encuentra en el capítulo 5 del entregable E2.3 de este proyecto [1].

1.2. Servicios auxiliares a la red de CA

Además del control de tensiones de CC, los convertidores electrónicos pueden proporcionar servicios auxiliares a la red de CA, tales como control de frecuencia, emulación de inercia, control de tensiones o la mejora de la estabilidad de ángulo ante pequeña o gran perturbación.

Esto se consigue agregando referencias suplementarias al lazo de control externo. En general, la referencia se calculará de medidas (locales o globales), dependiendo de la aplicación.

De las aplicaciones de los sistemas HVDC-VSC multi-terminal (MTDC) recogidas en la literatura cabe destacar: los trabajos [10], [11], [12], [13], [14] proponen contribuir al de control de frecuencia a través de un MTDC, en [15] se propone una estrategia de control de emulación de inercia a través de un MTDC y en [16] se propone una estrategia de coordinación de los convertidores para mejorar la estabilidad transitoria. En esta misma línea, en el capítulo 6 del entregable E2.3 [1] se estudian las propuestas de control de frecuencia y emulación de inercia usando un MTDC y en el capítulo 7 se estudian estrategias de control para contribuir a mejorar la estabilidad transitoria del sistema.

Hay que recalcar, sin embargo, que las estrategias de control para proporcionar servicios auxiliares a la red de CA deben ser compatibles en todo momento con las estrategias de control de tensión de CC.

1.3. Integración de energía eólica marina

Una de las aplicaciones más interesante y más inmediata de los sistemas HVDC-VSC multi-terminal es la conexión de parques eólicos marinos a la red eléctrica (Figura 3). Para esta aplicación, la operación de los convertidores es distinta. En este caso, el convertidor del MTDC conectado al parque eólico debe controlar la tensión de CA y la frecuencia del parque, para volcar en el sistema MTDC toda la potencia activa proveniente de los aerogeneradores. Por ejemplo, en la Figura 3, este rol lo asumirían los convertidores 1 y 3. El control de tensión de CC deben llevarlo a cabo otros convertidores. La operación de parques eólicos terrestres conectados a un sistema HVDC-VSC multi-terminal se haría de la misma forma.

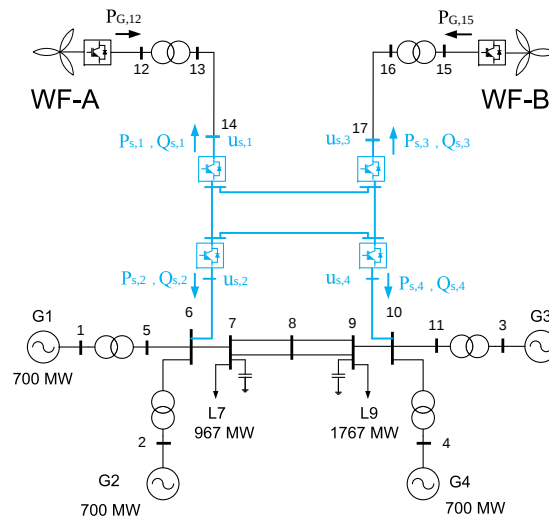


Figura 3: Red Kundur con 2 parques eólicos acoplados por un HVDC-VSC multi-terminal.

Como el convertidor conectado al parque eólico fija la frecuencia del punto de conexión del parque, puede ser variada arbitrariamente por el operador del MTDC (dentro de unos límites),

se pueden poner estrategias de control de los aerogeneradores en función de la frecuencia. De esta forma, para algunas aplicaciones se podría prescindir de telecomunicaciones entre el operador de la red HVDC-VSC y los parques eólicos. Un ejemplo de este tipo de estrategias es la propuesta de [17], donde el convertidor pone en el lado “offshore” la frecuencia del lado “onshore” y la referencia de potencia de los aerogeneradores es proporcional a la desviación de frecuencia medida. De esta forma, ante faltas en el lado de CA “onshore”, se ordena disminuir la potencia de los generadores eólicos sin necesidad de telecomunicaciones y se reducen considerablemente las sobretensiones en la red de CC.

Siguiendo una idea similar a la de [17], en la sección 5.7 del informe E2.3 [1] se hace una propuesta para limitar la potencia inyectada por los aerogeneradores variando la frecuencia del parque eólico, sin necesidad de comunicaciones entre el sistema MTDC y el parque.

1.4. Coordinación de un sistema HVDC-VSC multi-terminal con otros dispositivos FACTS

Esta prevista la incorporación de numerosos elementos de electrónica de potencia en el sistema eléctrico de transporte en los próximos años y, por lo tanto, es importante empezar a investigar su posible impacto. Estos dispositivos podrían pertenecer a distintos propietarios y su implantación y control podría no hacerse de forma coordinada.

En esta línea, dos aspectos son de interés para el operador del sistema eléctrico:

1. ¿Puede haber problemas de interferencia entre los controles de los dispositivos de electrónica de potencia operados por el TSO y entre los dispositivos de electrónica de potencia propiedad de sus clientes (como generadores eólicos, por ejemplo)?
2. ¿Se pueden obtener beneficios significativos en la operación del sistema si se coordinan los dispositivos de electrónica del TSO con aquellos propiedad de clientes?

STATCOMs son, probablemente, los dispositivos electrónicos con más potencial en los sistemas de transporte de energía eléctrica, a corto y medio plazo. Su función principal consiste en inyectar (absorber) potencia reactiva, cuando sea necesario. Desde este punto de vista, un STATCOM no es distinto a cualquiera de las estaciones convertidoras en un sistema HVDC-VSC multi-terminal. A lo largo de este proyecto se han estudiado muchas situaciones en las que la potencia reactiva de las estaciones convertidoras se controlaba de forma descentralizada y usando medidas locales y se ha probado que no hay interferencias destacables. Sin embargo, los STATCOMs en la red que no sean propiedad del TSO sí se podrían coordinar con los dispositivos de electrónica de potencia del operador, con el fin de mejorar el comportamiento del sistema (en particular con las estaciones convertidoras de un sistema HVDC-VSC multi-terminal. En otras palabras, desde el punto de vista del control de potencia reactiva, un STATCOM en un sistema eléctrico que tenga un sistema HVDC-VSC multi-terminal podría incorporarse como otra estación convertidora más.

La interacción entre un sistema HVDC-VSC con un STATCOM se estudiará mediante simulación en la sección 5 de este documento.

2. Caso estudio

En este Hito, las estrategias de control consideradas se han estudiado mediante simulación usando PSS/E, con el modelo de simulación desarrollado en este proyecto. El caso de estudio escogido es el sistema Nordic32A de Cigré con un sistema HVDC-VSC multi-terminal con tres convertidores, como se muestra en la Figura 4. Se ha elegido este sistema porque tiene un tamaño medio y ya se han publicado resultados relacionados con él que podrían servir para comparación (véase [16], donde se presentan estudios relacionados con su estabilidad transitoria). Además, todos los datos del sistema se pueden encontrar en [18] y [19]. Los parámetros de los convertidores electrónicos y de la red HVDC que se han usado en este estudio son similares a los utilizados en [20] y se recogen en la Tabla 1. Los parámetros de pérdidas de los convertidores han sido obtenidos de [21].

En el sistema Nordic32A, las áreas Norte y Sur tienen una generación elevada, mientras que los grandes puntos de consumo están localizados en el área Centro. Por este motivo, un punto de trabajo razonable del MTDC es cuando se está transfiriendo potencia activa desde el Norte y el Sur hasta el Centro. El punto de trabajo inicial de los convertidores es:

- VSC1: (bus 4012) = (bus s,1): Control $P_s - Q_s$: $P_{s,1}^0 = -350$ MW y $Q_{s,1}^0 = 0$ MVar.
- VSC2: (bus 4044) = (bus s,2): Control $P_s - Q_s$: $P_{s,2}^0 = 500$ MW y $Q_{s,2}^0 = 150$ MVar.
- VSC3: (bus 4062) = (bus s,3): Control $U_{dc} - Q_s$: $u_{dc,4}^0 = 1$ p.u y $Q_{s,3}^0 = 100$ MVar (DC - slack).

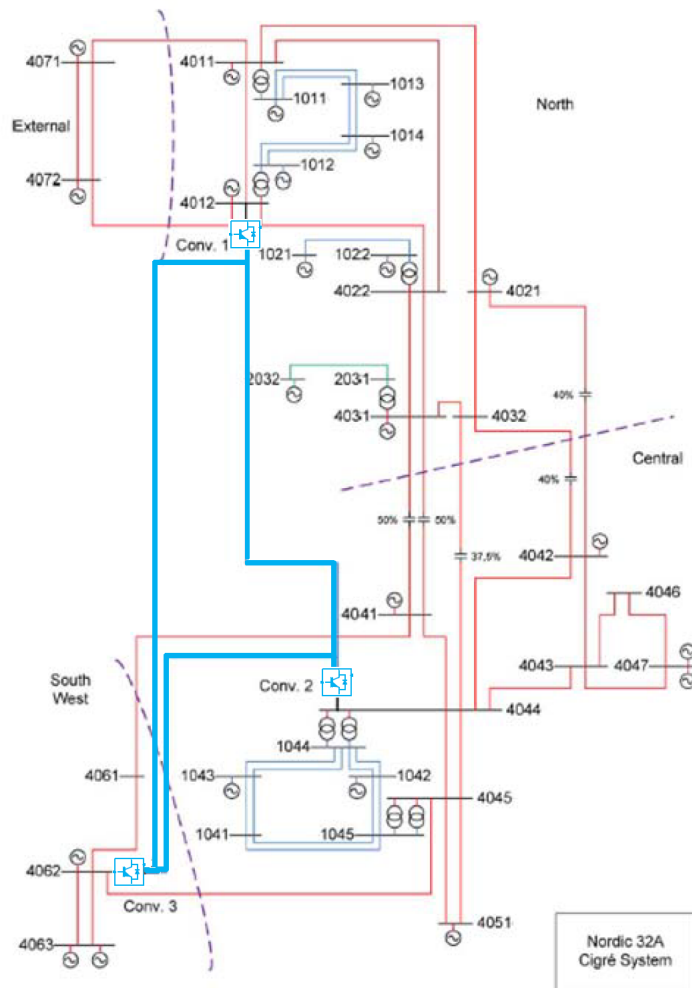


Figura 4: Sistema Nordic32A de Cigré con un sistema HVDC-VSC multi-terminal. Figura tomada y modificada de [16].

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

Parámetros	Valores
Potencia nominal VSC	1000 MVA
Tensión de CC	± 320 kV
Potencia activa máxima	± 1000 MW
Potencia reactiva máxima	± 450 MVar
Corriente máxima	1 p.u-VSC (prioridad eje d)
Tensión de CC máxima	$\pm 10\%$
Cte de tiempo del control de corriente (τ)	5 ms
Resistencia de conexión (r_s)	0.002 p.u-VSC
Reactancia de conexión (x_s)	0.17 p.u-VSC
Ganancia proporcional del control de potencia activa ($K_{d,p1}$)	0
Ganancia integral del control de potencia activa ($K_{d,i1}$)	0
Ganancia proporcional del control de tensión de CC ($K_{d,p2}$)	2 p.u-VSC
Ganancia integral del control de tensión de CC ($K_{d,i2}$)	0.12 p.u-VSC
Ganancia proporcional del control de potencia reactiva ($K_{q,p1}$)	0
Ganancia integral del control de potencia reactiva ($K_{q,i1}$)	0
Ganancia proporcional del control de tensión de CA ($K_{q,p2}$)	15 p.u-VSC
Ganancia integral del control de tensión de CA ($K_{q,i2}$)	300 p.u-VSC
Coefficiente constante de pérdidas (a)	11.03×10^{-3} p.u-VSC
Coefficiente lineal de pérdidas (b)	3.464×10^{-3} p.u-VSC
Coefficiente cuadrático de pérdidas (rectificador) (c_{rec})	4.4×10^{-3} p.u-VSC
Coefficiente cuadrático de pérdidas (inversor) (c_{inv})	6.6×10^{-3} p.u-VSC
Capacidad de los nudos de CC ($C_{dc,i}$)	195 μ F
Conductancia de los nudos de CC ($G_{dc,i}$)	0
Resistencia serie de las líneas de CC ($R_{dc,ij}$)	2.05 Ω
Inductancia serie de las líneas de CC ($L_{dc,ij}$)	140.1 mH

Tabla 1: Parámetros de los convertidores y de la red de CC.

3. Estrategias de control de la potencia activa de los convertidores de un sistema HVDC-VSC multi-terminal para la mejora de la estabilidad transitoria

En esta sección se investigan estrategias de control de la potencia activa de los convertidores de un sistema HVDC-VSC multi-terminal para la mejora de la estabilidad transitoria de la red eléctrica. En la sección 7 del entregable E2.3 ya se estudiaron estrategias de control adecuadas para este propósito, concluyendo que un sistema HVDC-VSC multi-terminal puede aportar bastante a la mejora de la estabilidad transitoria del sistema. Sin embargo, el estudio se llevó a cabo sólo para sistemas pequeños y por tanto, las conclusiones eran parciales. En esta sección, se amplía dicho estudio y las estrategias de control se estudian en un sistema más grande (red Nordic32A).

3.1. Estrategias de control de la potencia activa

Se considera un sistema MTDC en el que los convertidores controlan la tensión de CC con el control por droop y se añade una referencia suplementaria de potencia activa con el fin de mejorar la estabilidad transitoria sistema. La referencia completa de potencia activa de cada convertidor i vendrá dada por:

$$p_{s,i}^{ref}(t) = p_{s,i}^0 - \frac{1}{k_{dc,i}}(u_{dc,i}^0 - u_{dc,i}(t)) + \Delta p_{s,i}^{ref}(t) \quad (3.1)$$

donde:

- $p_{s,i}^0$ y $u_{dc,i}^0$ son la potencia activa y la tensión de CC del punto de trabajo, respectivamente.
- $p_{s,i}$ y $u_{dc,i}$ son la potencia activa y la tensión de CC medidas, respectivamente.
- $k_{dc,i}$ es la ganancia del droop de tensión de CC.
- $\Delta p_{s,i}^{ref}$ es la referencia suplementaria para mejorar la estabilidad transitoria.

Para elaborar la referencia suplementaria de potencia activa en (4.1), se ha investigado el uso de la estrategia de control por droop de frecuencia en los terminales del MTDC para la mejora de estabilidad de ángulo ante gran perturbación. Un esquema de esta estrategia de control se muestra en la Figura 5, donde:

- ω es la frecuencia en el bus de CA del convertidor.
- ω^* es la referencia de frecuencia.
- k_f es la ganancia del droop de frecuencia.
- Δp_{max} es un parámetro de saturación de la referencia suplementaria.
- T_f es la constante de tiempo de un filtro paso-bajo para filtrar el ruido de la medida de la frecuencia (alrededor de 100 ms, según [22]).

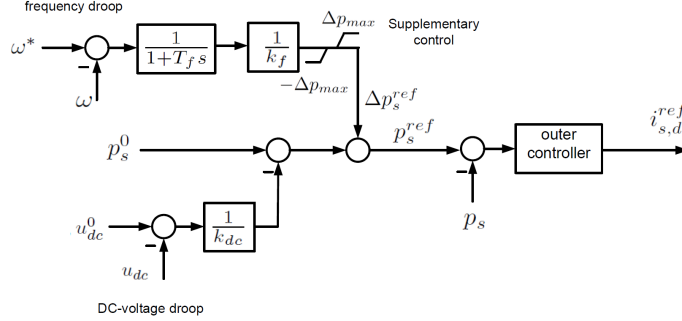


Figura 5: Control suplementario por droop de frecuencia.

- Se utiliza un parámetro de “banda muerta” ϵ para activar el control suplementario.

En esta línea se han estudiado y comparado tres estrategias:

1. Droop de frecuencia local (medidas locales)
2. Droop de frecuencia con respecto a la velocidad del centro de inercia (iniciales COI en Inglés). Esta estrategia necesita medidas globales.
3. Droop de frecuencia con respecto a la media ponderada de la frecuencia medida en los terminales del MTDC. Esta estrategia también está basada en medidas globales, pero sólo en los terminales del MTDC.

3.1.1. Droop de frecuencia local (L-F)

En los trabajos de [10], [11], [12], [13], [14] se propusieron estrategias para el control primario de frecuencia entre distintos sistemas de CA interconectados por un sistema HVDC-VSC multi-terminal. Esto se puede conseguir implementando el control por droop de frecuencia en todos los convertidores, es decir, el diagrama de bloques de la Figura 5, tomando como referencia la frecuencia de sincronismo:

$$\omega_i^* = 1 \text{ p.u.} \quad (3.2)$$

Cabe destacar que, en esta estrategia, cada convertidor usa medidas locales de la frecuencia.

La aplicación de esta estrategia para la mejora de la estabilidad transitoria se investigó en el entregable E2.3 y será analizada más adelante.

3.1.2. Droop de frecuencia con respecto a la velocidad del COI (COI-F)

Como se mostró en el entregable E2.3, estrategias de control que involucren la velocidad del centro de inercia (Center of Inertia, COI), como la propuesta de [16], pueden tener un impacto positivo en la estabilidad transitoria del sistema.

Por otro lado, en los trabajos de [23], [24], [25] se propusieron estrategias de control para enlaces HVDC punto a punto, modulando la potencia activa del enlace de forma proporcional a la desviación de la frecuencia de ambos extremos. Los resultados de estos trabajos han mostrado mejoras en la estabilidad transitoria. La aplicación natural de esta estrategia de control para

sistemas HVDC multi-terminal consiste en calcular la referencia de potencia de los convertidores de forma proporcional a la desviación de frecuencia con respecto a la velocidad del COI [26]. En otras palabras, tomando como referencia la velocidad del COI en el esquema de la Figura 5:

$$\omega_i^* = \omega_{COI} \quad (3.3)$$

En el entregable E2.3 [26] se comprobó que con esta estrategia se pueden obtener mejoras significativas en la estabilidad transitoria del sistema, si se compara con la estrategia anterior usando sólo medidas locales. La desventaja de esta estrategia de control es que cada convertidor requiere medidas de las velocidades de todos los generadores del sistema (medidas globales).

3.1.3. Droop de frecuencia con respecto a la media ponderada de la frecuencia medida en los terminales del sistema MTDC (WA-F)

En general, las medidas globales proporcionan una información más valiosa que las medidas locales. Sin embargo, sería deseable no tener que utilizar las medidas de todos los generadores en tiempo real. En este trabajo se propone utilizar como referencia de frecuencia la media ponderada de la frecuencia del bus de CA de los terminales del MTDC (Figura 5) :

$$\omega_i^* = \sum_{i=1}^n \alpha_i \omega_i \quad (3.4)$$

con $\alpha_i \in [0, 1]$ y $\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1$.

Aunque esta estrategia también utiliza medidas globales, sólo se usa la frecuencia del lado de CA de los convertidores del sistema MTDC. Esta medida esta disponible en el PLL de cada convertidor.

3.2. Simulación

El comportamiento de estas tres estrategias de control se ha estudiado mediante simulación en PSS/E, usando el caso estudio Nordic32A (Figura 4). Se compara la respuesta ante una falta en el lado de CA de los siguientes casos:

- DC0: Sin control suplementario (sólo droop de tensión de CC).
- L-F: Droop de frecuencia y con droop de tensión de CC (medidas locales).
- COI-F: Droop de frecuencia con respecto a la velocidad del COI (medidas globales) y con droop de tensión de CC.
- WA-F: Droop de frecuencia con respecto a la media ponderada de la frecuencia en CA medida en las estaciones convertidoras (medidas globales, pero sólo en los terminales del MTDC) y con droop de tensión de CC.

Los parámetros utilizados para el esquema de control son $k_{dc,i} = 0.1$ p.u, $k_{f,i} = 0.005$ p.u, $T_f = 100$ ms, $\Delta P_{max} = \pm 1000$ MW, $\epsilon = 0.0001$ p.u y $\alpha_i = 1/n$ ($n = 3$ es el número de terminales). Las ganancias y el parámetro de banda muerta están en p.u's referidas a los valores nominales de los convertidores.

Se aplica una falta en la mitad de la línea 4012-4022 en $t = 1$ s y se despeja, desconectando el circuito, a los 280 ms. Se escogen tres generadores representativos para mostrar los resultados: G4012 (Norte), G1042 (Centro) y G4062 (Sur). Estos resultados se muestran en las Figuras 6-15.

En primer lugar, para tener una idea de las referencias de frecuencia que se utiliza en cada estrategia de control, sen la Figura 6 se grafican las frecuencias de los terminales del MTDC, la frecuencia media de los terminales y la velocidad del centro de inercia, para el caso base DC0. Se observa que la falta causa que todas las frecuencias aumenten y sobrepasen la frecuencia nominal, sin embargo, las frecuencias de algunos terminales están por encima de la media o la velocidad del COI. Es importante resaltar la similitud entre la frecuencia media de los terminales y la velocidad del COI, mostrando que las frecuencias de los terminales son un buen indicador del comportamiento del sistema y justificando el estudio de la estrategia WA-F.

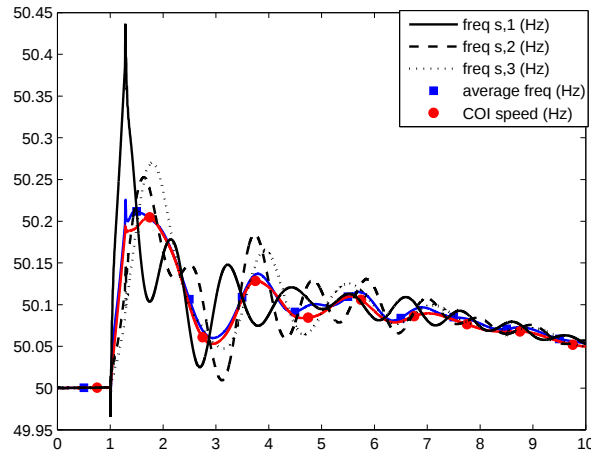


Figura 6: Estrategias de control de la potencia activa. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Frecuencias de los terminales, frecuencia media y velocidad del COI, obtenidas en el caso DC0.

Las diferencias de los ángulos del rotor y las velocidades de los generadores se muestran en las Figuras 7 and 8, respectivamente. Se puede apreciar que la modulación de potencia en los casos L-F, COI-F y WA-F mejora la estabilidad transitoria del sistema. El caso más desfavorable es el que no tiene control suplementario (DC0), que presenta las mayores desviaciones de ángulo.

Sin control suplementario (DC0), las potencias activas de los convertidores se mantienen cerca de su punto de operación inicial y ocurre lo mismo con las tensiones de CC, que está muy cerca de 1 p.u durante toda la simulación.

Con estrategias de control suplementarias (L-F, COI-F y WA-F), la potencia activa de cada convertidor se modula y se transfiere desde los terminales con mayor desviación de frecuencia hasta los terminales con menos desviación de frecuencia. Como resultado, las oscilaciones de ángulo de los generadores se amortiguan. Cabe destacar que la potencia inyectada por los convertidores es notablemente similar con estas tres estrategias de control (Fig. 9) y producen aparentemente el mismo efecto en la dinámica de los generadores. No ocurre lo mismo con las

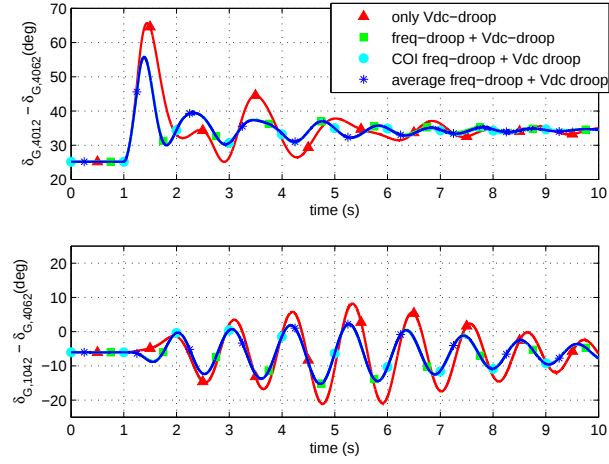


Figura 7: Estrategias de control de la potencia activa. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Ángulos de los generadores.

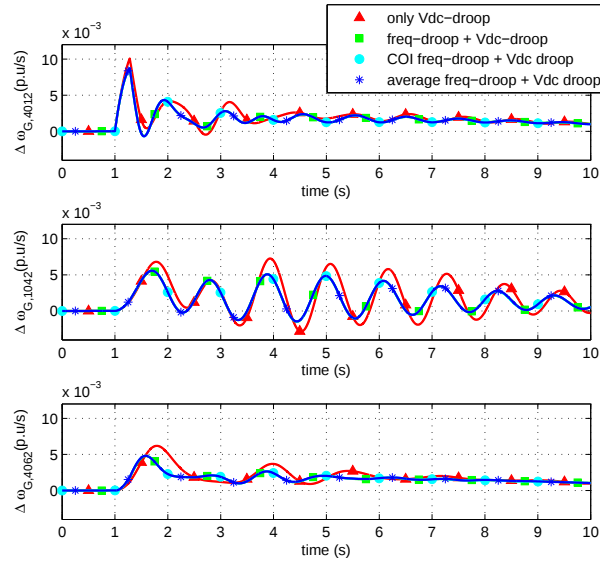


Figura 8: Estrategias de control de la potencia activa. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Velocidades de los generadores.

tensiones de CC, que presentan diferencias notables entre los 3 casos (Fig. 10).

Con la estrategia de control droop de frecuencia local (L-F), el intercambio de potencia activa entre los convertidores del MTDC se lleva a cabo sólo con el droop de tensión de CC. El precio a pagar por usar medidas locales es un exceso de energía inyectada en la red de CC que se almacena en los condensadores y provoca un aumento de la tensiones (de CC), que durante el transitorio sobrepasan los 1.03 p.u.

Cuando se modula con respecto a la velocidad del centro de inercia (COI-F), el intercambio de potencia entre los convertidores es más eficiente y las tensiones de CC varían muy poco. Se evacúa potencia desde la red de CA a la red de CC en aquéllos terminales en los que la frecuencia es mayor que la velocidad del COI (VSC1, cercano a la falta) y la red CC inyecta potencia en la red de CA en los terminales en los que la frecuencia es menor que la velocidad del COI (VSC2 y VSC3, más alejados de la falta), minimizando así el efecto adverso en el sistema completo.

Si se utiliza la media de la frecuencia en las estaciones convertidoras como referencia (WA-F), se obtienen unos resultados similares a los de la estrategia COI-F y las desviaciones de tensión de CC son muy pequeñas. Como ya se indicó anteriormente, la ventaja es que aquí se utilizan sólo medidas en las estaciones convertidoras de los terminales en lugar de la velocidad de todos los generadores de la red.

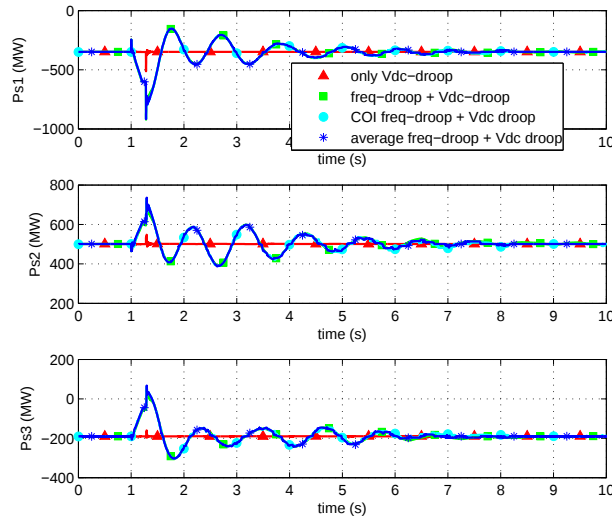


Figura 9: Estrategias de control de la potencia activa. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Potencia activa de los convertidores ($P_{s,i}$).

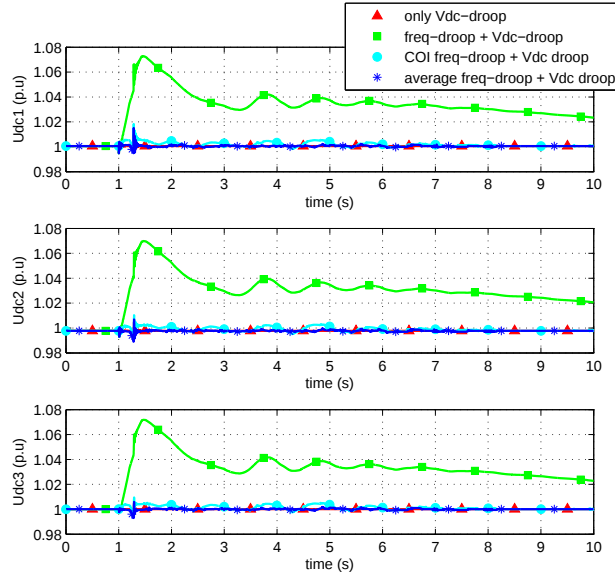


Figura 10: Estrategias de control de la potencia activa. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Tensiones de CC ($u_{dc,i}$).

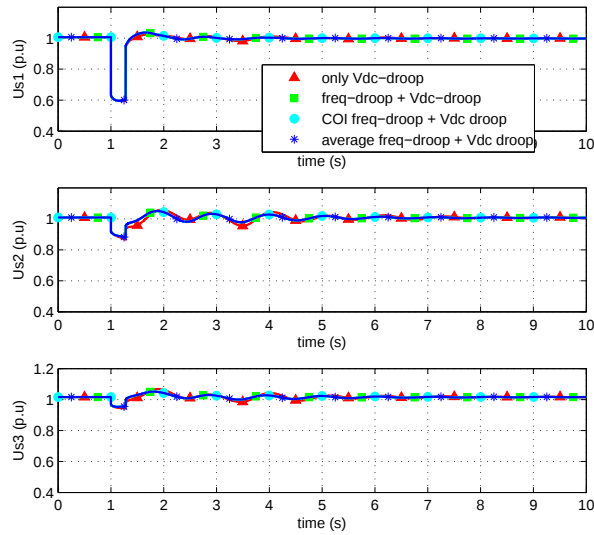


Figura 11: Estrategias de control de la potencia activa. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Tensiones de CA ($u_{s,i}$).

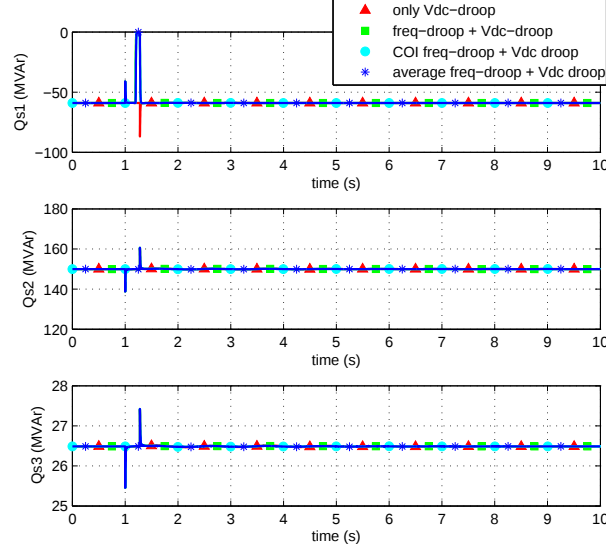


Figura 12: Estrategias de control de la potencia activa. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Potencia reactiva de los convertidores ($Q_{s,i}$).

3.3. Efecto de la ganancia k_f

Se ha simulado la misma falta que antes utilizando distintos valores de la ganancia k_f , para las estrategias L-F, COI-F y WA-F. Para el resto de parámetros se utilizan los mismos valores que en las simulaciones anteriores. Para destacar la importancia del parámetro de saturación en la estrategia de control L-F, el caso con menor ganancia se estudia reduciendo el parámetro de saturación a $\Delta p_{max} = 500$ MW. Los resultados se muestran en las Figuras 13-15.

En las tres estrategias de control, valores más bajos de k_f se traducen en mayor modulación de la potencia activa ante variaciones en la frecuencia y esto implica mayor amortiguamiento del ángulo del rotor de los generadores, siempre y cuando no se choquen los límites de los convertidores. Valores bajos de k_f causan también mayores variaciones en la tensión de CC, especialmente con la estrategia L-F.

Como se puede observar en la Figura 15, con la estrategia L-F, con parámetros $k_f = 0.001$ p.u y $\Delta p_{max} = 1000$ MW, todos los convertidores alcanzan su límite superior de tensión de CC (1.10 p.u). Como se intenta controlar la tensión de todos los nudos de CC al mismo valor, el resultado es que no hay corriente por las líneas y que la potencia de los convertidores será nula (a excepción de la pérdidas en los convertidores, que las suministra el convertidor 2). Si en la estrategia L-F se satura la referencia suplementaria a $\pm \Delta p_{max} = \pm 500$ MW, los límites de tensión de CC no se alcanzan y la mejora es evidente.

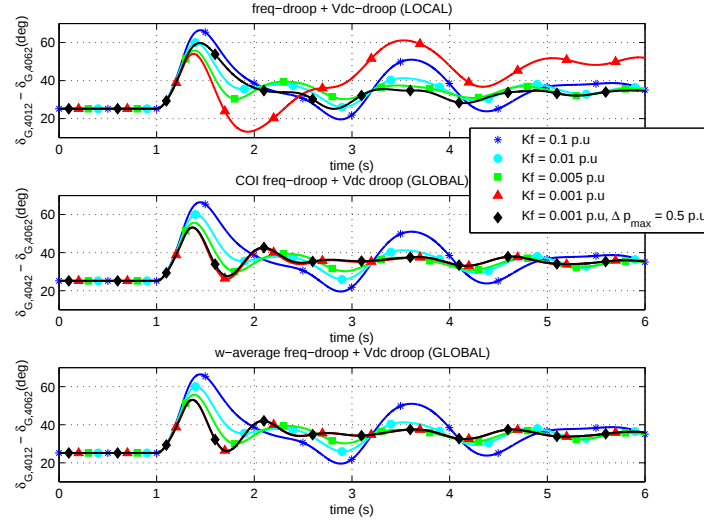


Figura 13: Estrategias de control de la potencia activa. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Ángulos de los generadores. Distintos valores de k_f .

3.4. Tiempos críticos de despeje

El tiempo crítico de despeje (CCT, sus siglas en Inglés) se define como el máximo tiempo que puede durar una falta, antes de ser despejada, sin que se produzca pérdida de sincronismo y se utiliza como indicador del margen de estabilidad transitoria del sistema [27]. Para estudiar los resultados de las estrategias de control propuestas, se estudian 2 puntos de trabajo del MTDC:

- Escenario 1: El mismo punto de operación que las simulaciones anteriores, descrito en la sección 2.
- Escenario 2: Los convertidores que no sean DC-slack: $P_{s,i}^0 = Q_{s,i}^0 = 0$ y el convertidor DC-slack $u_{dc,4}^0 = 1$ p.u y $Q_{s,4}^0 = 0$.

En el escenario 2, los convertidores no inyectan potencia en régimen permanente. Además, el escenario 2 es más desfavorable que el 1, porque las líneas de CA que transmiten potencia de Norte a Centro están más cargadas.

Las contingencias a estudiar se recogen en la Tabla 2. En todos los casos, la falta se despeja desconectando el circuito. En la falta VI, se desconectan los dos circuitos (4031-4041a y 4031-4041b) con el objetivo de hacer más severa la contingencia. Para la estrategia de control, se utilizan los mismos parámetros que en las simulaciones de la sección 3.2.

Los tiempos críticos de despeje obtenidos para cada falta se muestran en la Tabla 3. Se puede observar que los CCTs se incrementan sensiblemente cuando se implementa cualquier de las tres estrategias basadas en el droop de frecuencia (L-F, COI-F and WA-F).

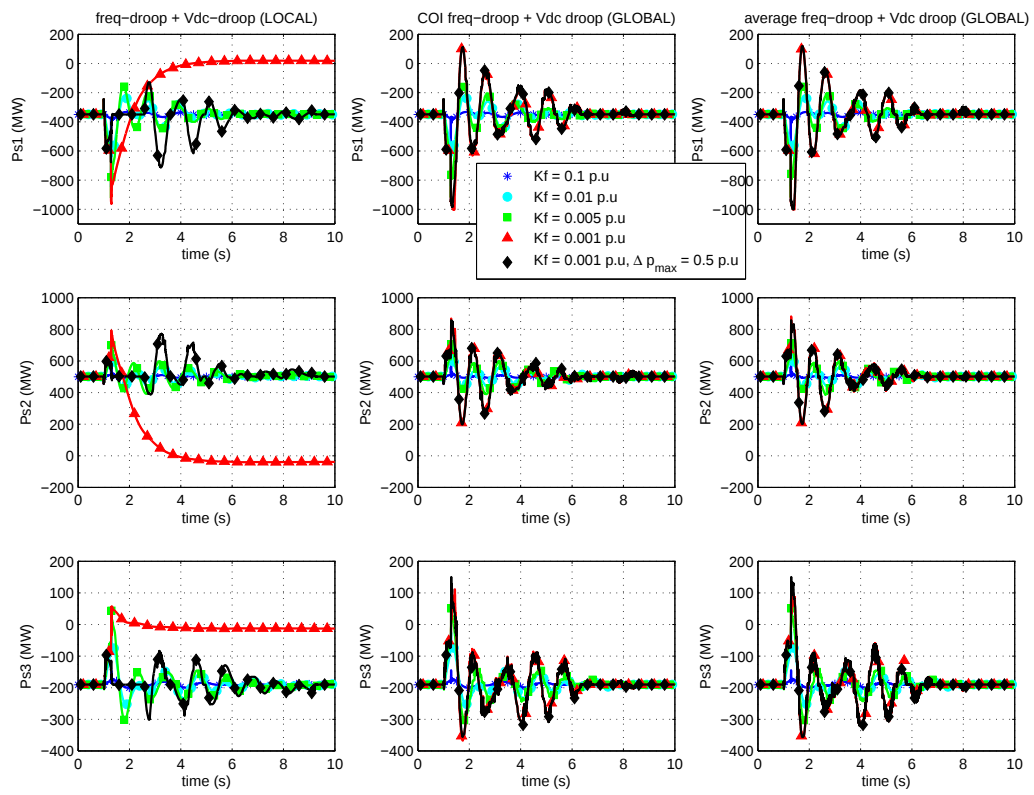


Figura 14: Estrategias de control de la potencia activa. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Potencia activa de los convertidores ($P_{s,i}$). Distintos valores de k_f .

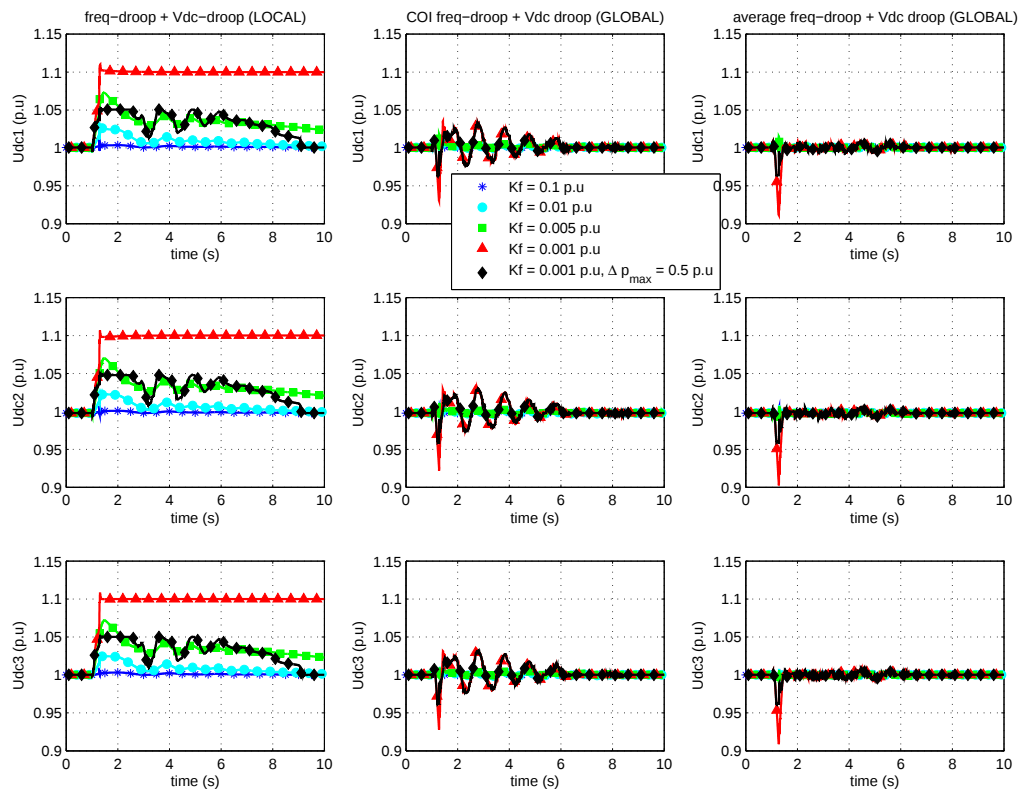


Figura 15: Estrategias de control de la potencia activa. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Tensiones de CC ($u_{dc,i}$). Distintos valores de k_f .

	línea $i - j$	dist. desde el bus i	despeje
Falta I	4012-4022	0 %	desconexión de la línea
Falta II	4012-4022	5 %	desconexión de la línea
Falta III	4012-4022	10 %	desconexión de la línea
Falta IV	4012-4022	50 %	desconexión de la línea
Falta V	4012-4022	100 %	desconexión de la línea
Falta VI	4031-4041	100 %	desconexión de las líneas 4031-4041a y 4031-4041b

Tabla 2: Faltas.

CCT (ms)	DC0	L-F	COI-F	WA-F
Escenario 1				
Falta I	269	282	285	285
Falta II	340	352	359	359
Falta III	416	427	440	440
Falta IV	668	710	714	714
Falta V	253	254	255	255
Falta VI	460	466	707	707
Escenario 2				
Falta I	209	237	256	256
Falta II	250	292	317	317
Falta III	285	344	378	378
Falta IV	455	609	656	656
Falta V	240	243	244	244
Falta VI	112	132	489	489

Tabla 3: Tiempo crítico de despeje para diferentes faltas utilizando varias estrategias de control de la potencia activa.

Los tiempos críticos obtenidos con la estrategia WA-F son prácticamente iguales a los obtenidos con la estrategia COI-F. Esto muestra, que se puede obtener la misma mejora de la estabilidad transitoria si cada convertidor utiliza medidas de la frecuencia de todos los terminales del sistema MTDC, en vez de utilizar la velocidad del centro de inercia, que requiere las medidas de velocidad de todos los generadores. Con la estrategia de control L-F, cada convertidor utiliza sólo medidas locales y se puede comprobar en la Tabla 2 que los tiempos críticos de despeje se pueden aumentar notablemente con respecto al caso base (DC0). Sin embargo, la mejora obtenida es sensiblemente menor que con los algoritmos WA-F y COI-F. Esto es debido a que, la saturación del mando ($\pm \Delta p_{max}$) con WA-F se alcanza antes que en los casos WA-F y COI-F.

Es interesante destacar que la mejora de la estabilidad transitoria, en términos de tiempo crítico de despeje, también depende de la falta utilizada. Por ejemplo, el CCT de la falta III se puede incrementar mucho, pero el CCT de la falta V es casi el mismo en todos los casos. En esta última falta, la modulación de potencia activa de los convertidores del MTDC puede mejorar la estabilidad de ángulo, ya que no puede impedir que el generador G1021, que está conectado al punto de falta por un acoplamiento débil, pierda sincronismo.

Los resultados de la Tabla 3 también muestran que el efecto positivo de las estrategias L-F, COI-F y WA-F en la estabilidad transitoria del sistema es mucho más significativa en el escenario 2. Esto indica que las estrategias de control propuestas tendrán un papel más relevante a la hora de mejorar la estabilidad transitorias en sistemas con líneas de CA cargadas y más cerca de sus límites de potencia.

3.5. Efecto de los retardos de las telecomunicaciones en la estrategia de control propuesta (WA-F)

Los resultados de simulación han mostrado que con la estrategia de control WA-F se pueden incrementar notablemente los tiempos críticos de despeje, con respecto a la situación base, y es una opción muy interesante, ya que cada convertidor usa medidas de la frecuencia de todos los terminales del MTDC para calcular la media y se puede prescindir del cálculo de la velocidad del COI. Como en la estrategia WA-F se siguen utilizando medidas globales, es imprescindible analizar posibles efectos adversos de los retrasos en las telecomunicaciones del sistema multi-terminal. En esta sección se estudia el impacto de estos retrasos en las medidas de frecuencia en la estrategia de control WA-F.

La medida de la frecuencia de cada terminal se obtiene retrasada según la formula:

$$\omega_i^{meas} = \omega_i e^{-\tau_i s} \quad (3.5)$$

y el valor, en segundos, del retardo viene dado por:

$$\tau_i = \tau_i^0 + \tau_i^X = \tau_i^0 \pm \Delta\tau \quad (3.6)$$

donde τ_i^0 es un valor constante y τ_i^X es una variable aleatoria estocástica que sigue una distribución triangular con parámetros: $a = -\Delta\tau$, $b = \Delta\tau$ y $c = 0$. El retardo se ha implementado en PSS/E usando una aproximación de Padé de segundo orden. Con este modelo de retardo se puede evaluar el impacto de los retrasos elevados, pero también se puede añadir incertidumbre y permitir que el retardo en la medida de cada frecuencia pueda ser distinto.

Los tiempos críticos de despeje, utilizando la estrategia WA-F para distintos retardos, se muestran en la Tabla 6. Se puede comprobar que el impacto negativo de los retrasos en las telecomunicaciones es muy pequeño. Además, el retraso utilizado en el caso más desfavorable (250 ± 100 ms) es mucho mayor que los valores realistas (alrededor de 0.5 ms cada 100 km para comunicaciones por fibra óptica, según [28]).

CCT (ms)	$\tau = 0$ ms ± 0 ms	$\tau = 10$ ms ± 5 ms	$\tau = 100$ ms ± 5 ms	$\tau = 250$ ms ± 100 ms
Escenario 1				
Falta I	285	285	285	287
Falta II	359	359	360	362
Falta III	440	440	440	440
Falta IV	714	704	700	698
Falta V	255	254	254	254
Falta VI	707	676	676	678
Escenario 2				
Falta I	256	253	253	253
Falta II	317	314	314	312
Falta III	378	371	371	371
Falta IV	656	646	646	628
Falta V	240	242	242	242
Falta VI	489	484	484	460

Tabla 4: Estrategia de control WA-F. Tiempo crítico de despeje para distintas faltas y distintos valores del retardo en las comunicaciones.

3.6. Discusión sobre el diseño de los parámetros

En primer lugar, se desea resaltar que para obtener mejoras significativas en la estabilidad transitoria, la ganancia k_f debe ser mucho menor que los valores típicos utilizados para control de frecuencia. Por ejemplo, en la referencia [10] se utilizan valores $k_f = 0.04$ p.u para contribuir al control primario de frecuencia a través de un sistema HVDC-VSC multi-terminal. Sin embargo, en este trabajo se ha observado que se puede mejorar bastante la estabilidad transitoria con ganancias de $k_f = 0.005$ p.u (con las tres estrategias de control estudiadas). Para implementar los dos servicios auxiliares, control de frecuencia y mejora de estabilidad transitoria, se debería utilizar una ganancia distinta en cada caso, según umbrales pre-fijados en la desviación de frecuencia.

En segundo lugar, las simulaciones usando la estrategia WA-F propuesta en este proyecto se han llevado a cabo dando el mismo peso a la frecuencia de cada terminal para calcular la media ($\alpha_i = 1/n$) y se han obtenido buenos resultados. Sin embargo, podría ser interesante usar distinto peso α_i para cada convertidor, dependiendo del sistema y del escenario. Esto no se ha tratado en este Hito y debería ser estudiado en el futuro.

3.7. Conclusiones

En esta sección se han estudiado estrategias de control de la potencia activa de sistemas HVDC-VSC multi-terminal, basadas en el esquema de control droop de frecuencia, para la mejora de la estabilidad transitoria del sistema. Se han investigado las opciones de usar medidas locales o globales y, en esta línea, se han analizado y comparado tres estrategias de control: (1) droop de frecuencia local, (2) droop de frecuencia con respecto a la velocidad del centro de inercia y (3) droop de frecuencia con respecto a la media ponderada de la medida de frecuencia en los terminales del sistema MTDC. Los resultados han mostrado que la estabilidad transitoria se puede mejorar con estas tres estrategias de control.

La estrategia de control por droop de frecuencia local había sido propuesta en trabajos anteriores para control primario de frecuencia, pero su comportamiento ante faltas no había sido estudiado en detalle. En este trabajo se ha concluido que puede mejorar la estabilidad transitoria, sin embargo, el coste de usar medidas locales es que las tensiones de CC varían considerablemente ante faltas en el lado de CA. Esto se puede solucionar saturando el mando.

La estrategia de droop de frecuencia con respecto a la velocidad del COI se ha propuesto en este proyecto inspirados en el trabajo [16] y en los resultados preliminares de [29]. Se ha comprobado que con esta estrategia de control se puede mejorar significativamente la estabilidad de ángulo ante gran perturbación. La desventaja es que cada convertidor necesita las medidas de la velocidad de todos los generadores de la red.

En este trabajo, además, se ha propuesto la estrategia de control con respecto a la media de la frecuencia medida en los terminales del MTDC. Se ha comprobado, mediante simulación, que se puede mejorar la estabilidad transitoria y se pueden obtener prácticamente las mismas mejoras que las obtenidas usando la velocidad del COI. Poder obtener los mismos resultados utilizando sólo medidas en los terminales en vez de medidas de todos los generadores es una ventaja clara de esta propuesta. También, se ha estudiado el efecto del retardo de las telecomunicaciones en las medidas y se ha comprobado que tiene un impacto negativo muy bajo, para valores realistas de estos retrasos.

4. Estrategias de control de la potencia reactiva de los convertidores de un sistema HVDC-VSC multi-terminal para la mejora de la estabilidad transitoria

La potencia reactiva de los convertidores también podría jugar un papel importante en la estabilidad transitoria del sistema, ya que, variando la tensión en los nudos del sistema, se varía el par electromagnético de las máquinas síncronas. El objetivo de este apartado es investigar estrategias de control de la potencia reactiva de los convertidores de un sistema HVDC-VSC multi-terminal para aumentar el par sincronizante entre las máquinas síncronas y mejorar por tanto la estabilidad transitoria del sistema.

4.1. Estrategias de control de la potencia reactiva

De forma análoga a las estrategias de control de la potencia activa, se agrega a la referencia de potencia reactiva de los convertidores un término suplementario, con el objetivo de mejorar la estabilidad transitoria del sistema:

$$q_{s,i}^{ref}(t) = q_{s,i}^0 + \Delta q_{s,i}^{ref}(t) \quad (4.1)$$

donde:

- $q_{s,i}^0$ es la potencia reactiva en el punto de trabajo.
- $q_{s,i}$ es la potencia reactiva medida.
- $\Delta q_{s,i}^{ref}$ es la referencia suplementaria para mejorar la estabilidad transitoria.

Intuitivamente, lo que se busca es inyectar más potencia reactiva en aquellas zonas donde los generadores tiendan a acelerarse más que el resto. A diferencia de la potencia activa, cada convertidor tiene libertad para inyectar/consumir potencia reactiva de forma independiente. Si bien parece claro que la potencia reactiva podría mejorar la estabilidad transitoria, no está claro cómo se deberían controlar los convertidores y no hay trabajos publicados hasta ahora.

En este proyecto se ha investigado un esquema con droop de frecuencia, como se hizo con la potencia activa. la idea es inyectar/consumir más o menos reactiva en función de las variaciones de frecuencia en los terminales del MTDC. El esquema se muestra en la Figura 16, donde:

- ω es la frecuencia medida en el bus de CA donde está conectada la estación convertidora.
- ω^* es la referencia de frecuencia.
- k_{Qf} es la ganancia del droop de frecuencia (de la potencia reactiva).
- Δq_{max} es un parámetro de saturación de la referencia suplementaria.
- Se utiliza un parámetro de “banda muerta” ϵ para activar el control suplementario.

También se han investigado las ventajas e inconvenientes de usar medidas locales o globales. Para ello, se proponen las siguientes estrategias de control, que se han comparado en simulación:

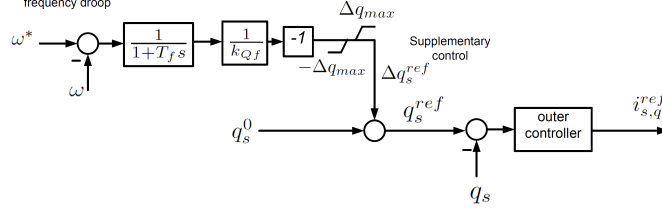


Figura 16: Referencia suplementaria de potencia reactiva basada en droop de frecuencia.

1. Q-L-F: Droop de frecuencia local (medidas locales)
2. Q-COI-F: Droop de frecuencia con respecto a la velocidad del COI (medidas globales)
3. Q-WA-F: Droop de frecuencia con respecto a la media ponderada de la frecuencia medida en los terminales del sistema MTDC (medidas globales, pero sólo en los terminales del MTDC).

Claramente, estas estrategias de control siguen la misma filosofía que las estudiadas para la potencia activa.

4.1.1. Droop de frecuencia local (Q-L-F)

Con esta estrategia, la referencia suplementaria de potencia reactiva del convertidor es proporcional a la desviación de frecuencia con respecto a la frecuencia nominal de su bus de CA (Fig. 16):

$$\omega_i^* = 1 \text{ p.u.} \quad (4.2)$$

Se utilizan medidas locales.

4.1.2. Droop de frecuencia con respecto a la velocidad del COI (Q-COI-F)

En este trabajo se propone modular la potencia reactiva de cada convertidor de forma proporcional a la desviación de la frecuencia medida en su punto de conexión con la red de CA con respecto a la velocidad del COI (Fig. 16):

$$\omega_i^* = \omega_{COI} \quad (4.3)$$

De esta forma, los convertidores inyectarán más potencia reactiva en los nudos de CA del MTDC que tengan la frecuencia por encima de la velocidad del COI y consumirá potencia reactiva en aquellos nudos en los que ocurra lo contrario.

La desventaja es que se requieren las medidas de velocidad de todos los generadores del sistema de CA.

4.1.3. Droop de frecuencia con respecto a la media ponderada de la frecuencia en cada uno de los terminales (Q-WA-F)

De la misma forma que en la sección anterior, para evitar depender de las velocidades de todos los generadores del sistema, se propone utilizar el esquema de la Figura 16 y que la referencia de frecuencia sea la media ponderada de la frecuencia de cada bus de CA del sistema multi-terminal:

$$\omega_i^* = \sum_{i=1}^n \alpha_i \omega_i \quad (4.4)$$

con $\alpha_i \in [0, 1]$ y $\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1$.

Nótese que con esta estrategia se utiliza sólo la medida de la frecuencia de los terminales del MTDC y esta medida está siempre disponible para poder sincronizar la estación convertidora con la red de CA.

4.2. Resultados de simulación

Para poder comparar con resultados anteriores, el caso estudio es la red Nordic32A con un sistema HVDC-VSC multi-terminal como en la sección 2. El sistema estudiado se ha representado en la Figura 4. El punto de trabajo inicial ya se describió en la sección refsec:Nordic32A.

Se ha estudiado el comportamiento ante falta de las siguientes estrategias de control de la potencia reactiva:

- Q0: Sin control suplementario (Q constante).
- Q-L-F: Droop de frecuencia local.
- Q-COI-F: Droop de frecuencia con respecto a la velocidad del COI.
- Q-WA-F: Droop de frecuencia con respecto a la media de la frecuencia de los terminales del MTDC.

Las estrategias de control suplementario se han implementado con los siguientes parámetros: $k_{Qf} = 0.005$ p.u, $T_f = 100$ ms, $\epsilon = 0.0001$ p.u, $\Delta q_{max} = 999$ y, para la estrategia Q-WA-F, se dá el mismo peso a cada terminal $\alpha_i = 1/3$. Los datos en p.u's están referidos a los valores nominales del convertidor. Nótese que la saturación del mando Δq_{max} se ha fijado a un valor muy elevado para no limitar la referencia suplementaria. Esto se ha hecho así porque la potencia reactiva de los convertidores ya está limitada a ± 450 MVar (ver Tabla 1 de la sección 2). En general, en las estrategias de modulación de potencia reactiva, el parámetro de saturación es menos crítico que en las estrategias de control de la potencia activa, pues el control de reactiva no interfiere con el control de tensión de CC. Si hubiese un mando muy elevado, tampoco habría problemas, pues cada convertidor está protegido por sus límites propios. En cualquier caso, el TSO podría limitar la referencia suplementaria con Δq_{max} si así lo estimara oportuno.

Se ha aplicado una falta trifásica en la línea 4012-4022 (a un 10 % de distancia del nudo 4012) y se despeja a los 340 ms, desconectando el circuito. Los resultados se muestran en la Figuras 17-23. Igual que en la simulación anterior, se han representado las variables de tres generadores representativos (G4012, G1042 y G4062) y las variables de los convertidores para estudiar los

resultados. Las diferencias de ángulo entre los generadores y la velocidad de cada uno se muestran en las Figuras 17 y 17, respectivamente. Se puede ver claramente que las estrategias Q-COI-F y Q-WA-F mejoran la estabilidad transitoria del sistema. Con las estrategias Q0 y Q-L-F se pierde sincronismo, mientras que con las estrategias Q-COI-F y Q-WA-F los generadores siguen en sincronismo y vuelven a un punto de trabajo estable.

Cabe destacar que la estrategia Q-L-F propuesta, que utiliza medidas locales, definitivamente es una mala idea y perjudica a la estabilidad transitoria. Es el caso más desfavorable, ya que se pierde sincronismo antes incluso que en el caso base Q0, en el que se controla la potencia reactiva a un valor constante.

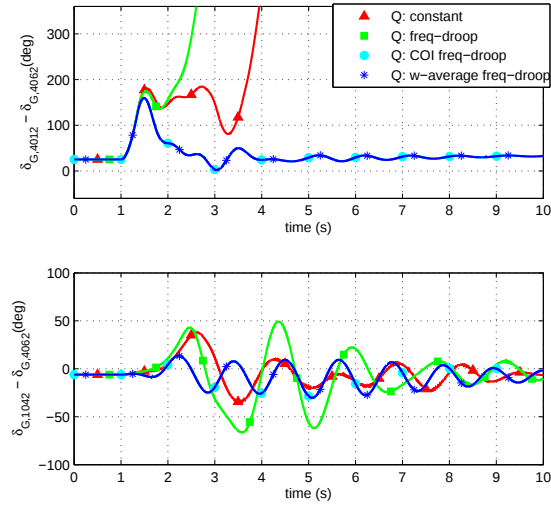


Figura 17: Estrategias de control de la potencia reactiva. Falta trifásica en la línea 4012-4022 (a un 10 % de distancia del nudo 4012) y despeje, desconectando el circuito, a los 340 ms. Ángulos de los generadores.

Es interesante analizar el comportamiento de la potencia reactiva y la corriente (módulo) en los convertidores, que se representan en las Figuras 19 y 20, respectivamente. Durante la falta, el convertidor 1 alcanza su límite de corriente y no puede inyectar potencia reactiva, ya que el límite de corriente del convertidor está en prioridad de potencia activa (Tabla 1). Esto ocurre en todos los casos. Una vez que se despeja la falta, se comienza a modular la potencia reactiva y se puede apreciar que en algunos instantes se alcanzan los límites (± 450 MVar).

Por último, se puede observar en la Figura 23 que las tensiones de CC no sufren grandes variaciones, a diferencia de lo que ocurría con las estrategias de control de potencia activa.

4.3. Efecto de la ganancia k_{Qf}

De igual forma que en las estrategias de control por droop de frecuencia aplicadas de potencia activa, una ganancia k_{Qf} menor, implica mayor modulación de potencia reactiva ante variaciones en la frecuencia de cada terminal.

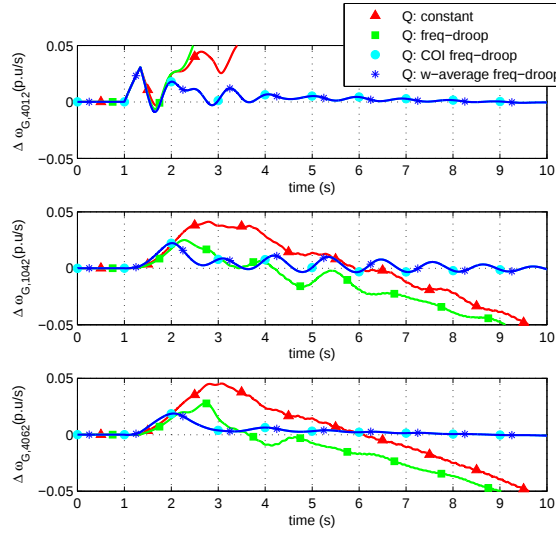


Figura 18: Estrategias de control de la potencia reactiva. Falta trifásica en la línea 4012-4022 (a un 10 % de distancia del nudo 4012) y despeje, desconectando el circuito, a los 340 ms. Velocidades de los generadores.

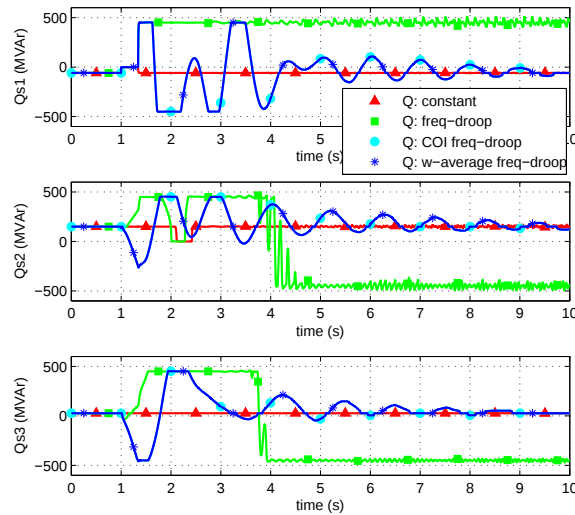


Figura 19: Estrategias de control de la potencia reactiva. Falta trifásica en la línea 4012-4022 (a un 10 % de distancia del nudo 4012) y despeje, desconectando el circuito, a los 340 ms . Potencia reactiva de los convertidores ($Q_{s,i}$).

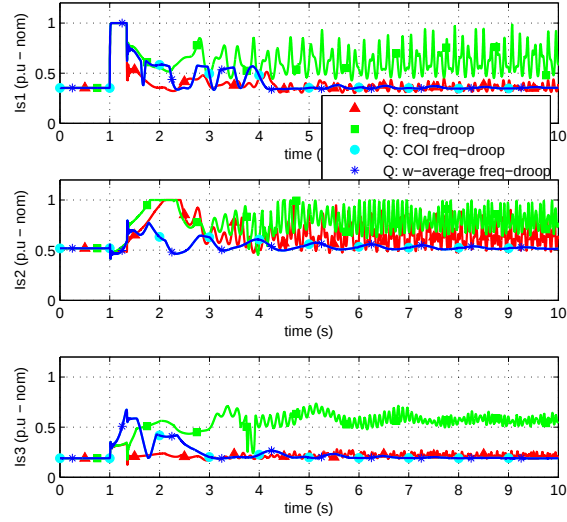


Figura 20: Estrategias de control de la potencia reactiva. Falta trifásica en la línea 4012-4022 (a un 10 % de distancia del nudo 4012) y despeje, desconectando el circuito, a los 340 ms. Módulo de la corriente de los convertidores, en p.u's con respecto a sus datos nominales.

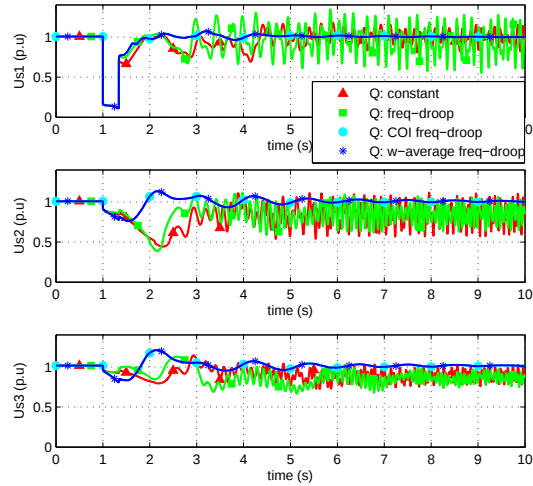


Figura 21: Estrategias de control de la potencia reactiva. Falta trifásica en la línea 4012-4022 (a un 10 % de distancia del nudo 4012) y despeje, desconectando el circuito, a los 340 ms. Tensiones de CA ($u_{s,i}$)

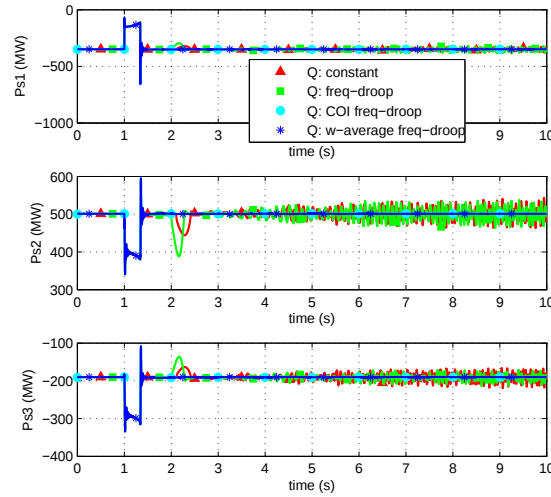


Figura 22: Estrategias de control de la potencia reactiva. Falta trifásica en la línea 4012-4022 (a un 10 % de distancia del nudo 4012) y despeje, desconectando el circuito, a los 340 ms. Potencia activa de los convertidores ($P_{s,i}$).

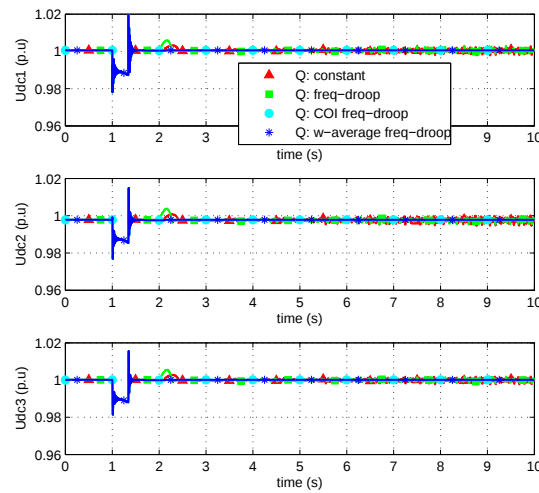


Figura 23: Estrategias de control de la potencia reactiva. Falta trifásica en la línea 4012-4022 (a un 10 % de distancia del nudo 4012) y despeje, desconectando el circuito, a los 340 ms. Tensiones de CC ($u_{dc,i}$).

Se simula una falta en la mitad de la línea 4012-4022 y se despeja a los 280 ms. En las Figuras 24 y 25 se muestran los ángulos de los generadores y la potencia reactiva de los convertidores, respectivamente. Para las estrategias Q-COI-F y Q-WA-F, menor k_{Qf} implica menos variaciones en la diferencia de ángulos de los generadores. En cambio, en la estrategia Q-L-F, una k_{Qf} implica también una mayor referencia suplementaria de reactiva, pero en este caso contribuye a empeorar.

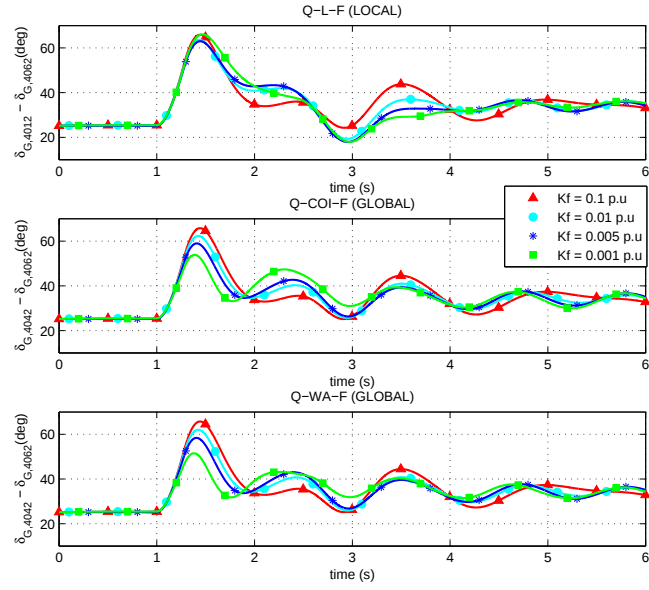


Figura 24: Estrategias de control de la potencia reactiva. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Ángulos de los generadores. Distintos valores de k_{Qf} .

Nótese que con la estrategia Q-L-F, todos los convertidores aumentan su potencia reactiva durante la falta, chocando los límites para los valores más bajos de ganancia k_{Qf} . Por el contrario, durante la falta, con las estrategias Q-COI-F y Q-WA-F, el convertidor más cercano al cortocircuito (VSC1) inyecta reactiva, mientras que los otros dos consumen. Los límites de potencia reactiva también se alcanzan en algún momento con las estrategias Q-COI-F y Q-WA-F, para el valor más bajo de ganancia, $k_{Qf} = 0.001$ p.u.

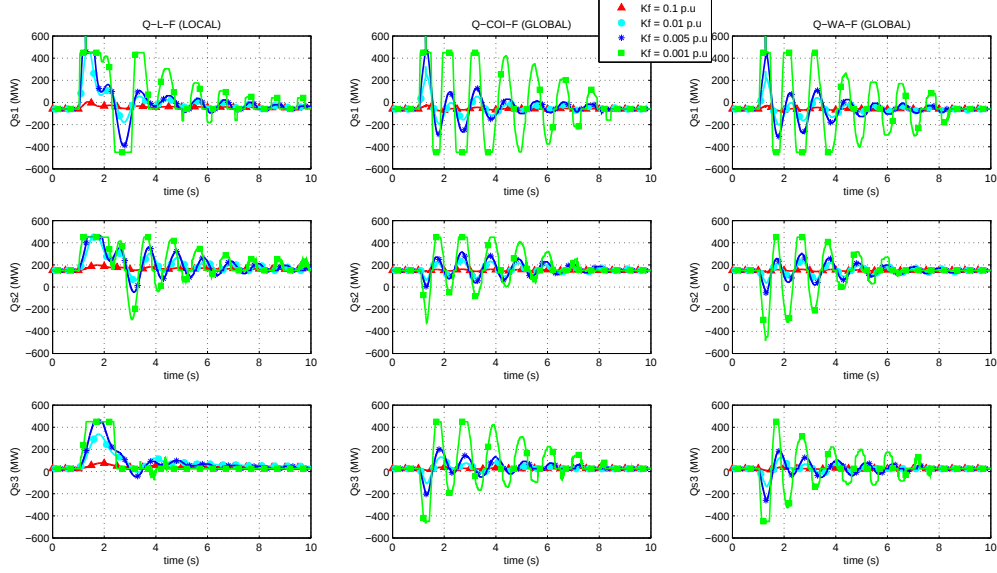


Figura 25: Estrategias de control de la potencia reactiva. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Potencia reactiva de los convertidores ($Q_{s,i}$). Distintos valores de k_{Qf} .

4.4. Tiempos críticos de despeje

Se han calculado los tiempos críticos de despeje de las mismas faltas que en la sección 3 (Tabla 2) y se consideran los mismos escenarios:

- Escenario 1: El mismo punto de operación que las simulaciones anteriores, descrito en la sección 2.
- Escenario 2: Los convertidores que no sean DC-slack: $P_{s,i}^0 = Q_{s,i}^0 = 0$ y el convertidor DC-slack $u_{dc,4}^0 = 1$ p.u y $Q_{s,4}^0 = 0$.

Se utilizan los mismos parámetros que en las simulaciones de la sección 4.2.

Los tiempos críticos de despeje obtenidos, utilizando cada estrategia de control de la potencia reactiva, se muestran en la Tabla 5. Se puede comprobar que con las estrategias Q-COI-F y Q-WA-F se pueden aumentar considerablemente los tiempos críticos de despeje, con respecto al caso base. En la mayoría de los casos se obtienen CCTs mayores que los obtenidos con las estrategias de control de la potencia activa, estudiadas en la sección 3. Como ya se indicó anteriormente, la estrategia Q-L-F perjudica a la estabilidad transitoria y presenta los tiempos críticos más bajos.

También, es digno de mención el caso de la falta V, producida en el extremo cercano del nudo 4022 de la línea 4012-4022. En la sección anterior se vio que las estrategias de control de la potencia activa no podían conseguir aumentar el CCT para esa falta, sin embargo, con las estrategias Q-COI-F y Q-WA-F, se puede mejorar ligeramente.

CCT (ms)	Q0	Q-L-F	Q-COI-F	Q-WA-F
Escenario 1				
Falta I	269	271	309	315
Falta II	340	337	392	400
Falta III	416	404	485	501
Falta IV	668	632	751	762
Falta V	253	246	262	262
Falta VI	460	385	725	717
Escenario 2				
Falta I	209	206	251	256
Falta II	250	250	307	308
Falta III	285	289	362	363
Falta IV	455	440	656	695
Falta V	240	229	256	255
Falta VI	112	0	210	408

Tabla 5: Estrategias de control para la potencia reactiva de los convertidores. Tiempos críticos de despeje (CCTs) de distintas faltas.

4.5. Efecto de los retardos de las telecomunicaciones en la estrategia de control propuesta (Q-WA-F)

Para estudiar el efecto del retardo de las telecomunicaciones en la estrategia propuesta WA-F, se toma un retardo de naturaleza estocástica con la misma forma que el retardo utilizado para las estrategias de control de la potencia activa en la sección 3.

Los tiempos críticos de despeje se resumen en la Tabla 6. Se puede observar que un retardo elevado en las telecomunicaciones empeora el rendimiento de la estrategia de control Q-WA-F y aumenta los tiempos críticos de despeje. Según los resultados, el impacto negativo de los retardos en la estrategia de control de la potencia reactiva (Q-WA-F) es mayor que en el caso de modulación de potencia activa, propuesta en la sección anterior (WA-F). Sin embargo, el efecto negativo de los retardos de las telecomunicaciones en la estrategia Q-WA-F pueden considerarse muy pequeños y se obtienen CCTs más altos que los obtenidos en el caso base (Q0). Además, el caso más desfavorable es con un retardo bastante más grande de lo que podría esperarse en un caso realista.

Hay algunos números de la Tabla 6 que conviene discutir. En primer lugar, se puede observar que, aplicando la estrategia Q-WA-F con un retardo elevado de $\tau = 250 \pm 100$ ms, el tiempo crítico de despeje de la falta VI en el escenario 2 es muy bajo (85 ms), bastante peor que si no hay retardo (408 ms). Esto sólo se ha observado para esta falta y, como ya se dijo, considerar un retardo tan elevado es un caso mucho más desfavorable que los casos con valores de retardos realistas.

Por otro lado, en algunos casos se han obtenido aumentos del CCT (pequeños) al incrementar el retardo (por ejemplo, la falta III en el escenario 2), aunque, supuesto, esto no debe interpretarse como que un retardo podría mejorar la situación en algún caso. Se debe tener claro que, en general, los retardos empeoran el comportamiento de la estrategia Q-WA-F, pero se ha observado

CCT (ms)	$\tau = 0$ ms ± 0 ms	$\tau = 10$ ms ± 5 ms	$\tau = 100$ ms ± 5 ms	$\tau = 250$ ms ± 100 ms
Escenario 1				
Falta I	315	315	303	285
Falta II	400	397	377	355
Falta III	501	497	467	430
Falta IV	762	756	714	668
Falta V	262	261	255	250
Falta VI	717	723	754	775
Escenario 2				
Falta I	256	255	243	226
Falta II	308	308	296	273
Falta III	363	370	348	316
Falta IV	695	678	576	500
Falta V	255	254	247	239
Falta VI	408	395	256	85

Tabla 6: Estrategia de control Q-WA-F. Tiempo crítico de despeje para distintas faltas y distintos valores del retardo en las comunicaciones.

que el impacto negativo es pequeño, para valores realistas de los retardos.

4.6. Discusión sobre el diseño de los parámetros

En este trabajo se ha utilizado una ganancia de $k_{Qf} = 0.005$ p.u y se han obtenido buenos resultados. No habría problemas en implementar ganancias más pequeñas, con el fin de tener más impacto durante grandes perturbaciones, sin embargo, si esto se hace debería plantearse aumentar el parámetro de activación/desactivación ϵ . En este trabajo se ha tomado $\epsilon = 0.0001$ p.u.

El parámetro de saturación debe decidirlo el TSO, teniendo en cuenta la máxima potencia reactiva a utilizar para el control suplementario. A diferencia de lo que ocurría con la potencia activa, las estrategias de modulación de la potencia reactiva no perjudican al control de tensiones de CC, por lo que la saturación Δq_{max} puede ser tan grande se desee, ya que el convertidor está protegido con sus límites propios.

Igual que con las estrategias de control de la potencia activa, la referencia de frecuencia en la estrategia WA-F se ha calculado como la media aritmética de la frecuencia de los terminales, dando el mismo peso a cada medida ($\alpha_i = 1/n$). Se han obtenido buenos resultados, aunque en un futuro se debería estudiar la posibilidad de aplicar un peso distinto a cada terminal, dependiendo del caso.

4.7. Conclusiones

En esta sección se han estudiado estrategias de control de la potencia reactiva de los convertidores de una red HVDC-VSC para la mejora de la estabilidad transitoria del sistema. Las

conclusiones de las estrategias de control de potencia reactiva propuestas pueden resumirse como sigue:

- Droop de frecuencia local (Q-L-F): No aporta nada y perjudica a la estabilidad transitoria del sistema. Usa medidas locales.
- Droop de frecuencia con respecto a la velocidad del centro de inercia (Q-COI-F): Se ha comprobado que con esta estrategia se puede mejorar significativamente la estabilidad transitoria del sistema. La desventaja es que usa las medidas de la velocidad de todos los generadores del sistema.
- Droop de frecuencia con respecto a la media ponderada de la frecuencia de los terminales (Q-WA-F): Tiene un impacto muy positivo en la estabilidad transitoria y se obtienen prácticamente los mismos resultados que con la estrategia Q-COI-F. En esta estrategia, cada convertidor utiliza medidas de la frecuencia propia y de la del resto de convertidores del MTDC y la gran ventaja de esto es que no requiere las medidas de las velocidades de todos los generadores del sistema. Se ha analizado el impacto del retardo de las telecomunicaciones, concluyendo que su efecto negativo es muy bajo.

5. Coordinación de un sistema HVDC-VSC multi-terminal con un STATCOM

En esta sección se trata la coordinación de un sistema HVDC-VSC multi-terminal con un STATCOM para investigar si podría haber interferencias entre los controles de dispositivos electrónicos operados por propietarios distintos.

5.1. Control independiente del sistema HVDC-VSC y el STATCOM. Interferencia.

Se considera el caso de un sistema HVDC-VSC multi-terminal con STATCOMs. A lo largo de este proyecto se ha insistido en el control independiente de la potencia reactiva de los convertidores VSC de un sistema multi-terminal y se han estudiado muchos casos en que cada convertidor controla la tensión de CA o la potencia reactiva, de forma independiente y sin efectos negativos entre los controles. Desde el punto de vista de la reactiva, el caso de un STATCOM es totalmente equivalente al caso de un convertidor VSC de un HVDC y no debería acarrear ningún problema adicional. De todas formas, se estudia un caso práctico, mediante simulación, para comprobar esta tesis.

El caso estudio es nuevamente la red Nordic32A con un MTDC (Fig. 4 de la sección 2). En este caso, se considera un STATCOM en el nudo 4022, como muestra la Figura 26. Los datos nominales del STATCOM son ± 140 MVar, 400 kV y se han escogido tomando como referencia el STATCOM que se encuentra en operación desde 2011 en la subestación de Cerro Navia de Santiago de Chile, fabricado por ABB ($-65/+140$ MVar, 220 kV) [30].

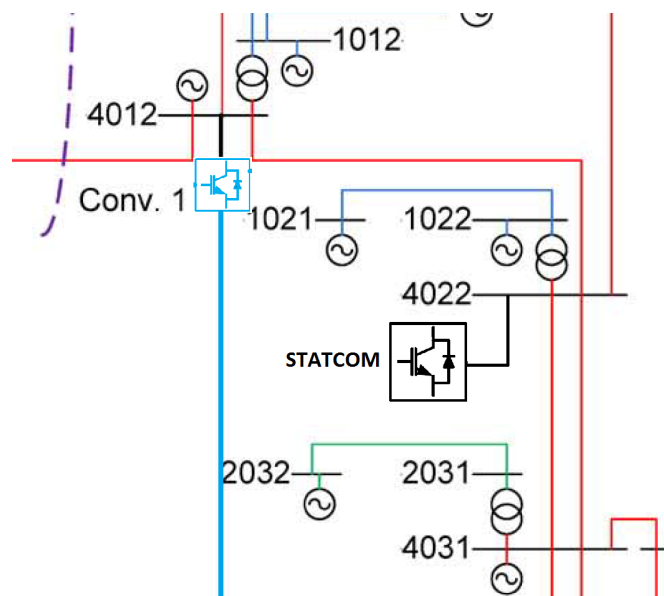


Figura 26: Sistema Nordic32A de Cigré con un sistema HVDC-VSC multi-terminal y un STATCOM. Figura tomada y modificada de [16].

Se simula en PSS/E una falta en la mitad de la línea 4012-4022 y se despeja desconectando la línea 200 ms más tarde. El punto de trabajo del sistema MTDC es el escenario 1, descrito en la sección 2, y el STATCOM se encuentra en modo Q-cte y controla la potencia reactiva inyectada a un valor de 80 MVar.

En la Figura 27 se muestra la tensión en barras del STATCOM, la potencia reactiva y corriente que inyecta. Por otro lado, la Figura 28 muestra las tensiones de CA y la potencia reactiva inyectada por los convertidores del MTDC. El STATCOM controla la potencia reactiva a 80 MVar y puede observarse que durante la falta alcanza su límite de corriente. Por su parte, los convertidores VSC del sistema multi-terminal controlan la potencia reactiva. No se observa interferencia alguna.

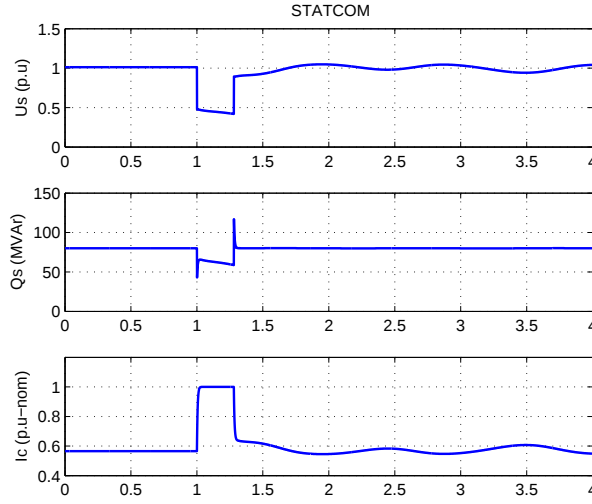


Figura 27: MTDC y STATCOM. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Tensión de CA, potencia reactiva y corriente del STATCOM. La corriente está en p.u's con respecto a sus datos nominales.

5.2. Coordinación para la mejora de la estabilidad transitoria

En esta sección se estudia el control coordinado de potencia reactiva de los convertidores de un sistema HVDC-VSC multi-terminal y un STATCOM. Se implementa la estrategia de control de potencia reactiva por droop de frecuencia con respecto a la media ponderada de los terminales (Q-WA-F). En este caso, el STATCOM también modula su potencia reactiva teniendo en cuenta la variación de frecuencia con respecto a la frecuencia medida en los terminales de CA de todos los dispositivos de electrónica de potencia (incluido el STATCOM).

5.2.1. Simulación de una falta

Los parámetros del esquema de control de los convertidores del MTDC y del STATCOM son: $k_{Qf} = 0.005$ p.u., $T_f = 100$ ms, $\epsilon = 0.0001$ p.u., $\Delta q_{max} = 999$ y $\alpha_i = 1/4$. Los valores en p.u's

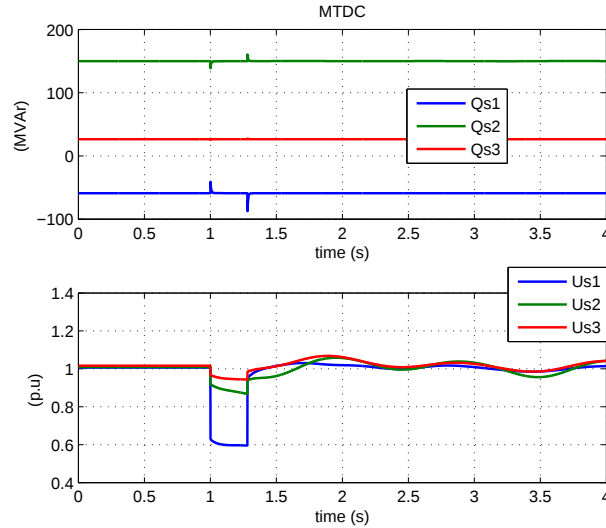


Figura 28: MTDC y STATCOM. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Potencias reactivas y tensiones de CA de los convertidores del MTDC.

están referidos a los datos nominales de cada dispositivo de electrónica de potencia. Nótese que los convertidores del MTDC tienen una potencia nominal de 1000 MVA, mientras la potencia nominal del STATCOM es 140 Mvar. Por tanto, como los parámetros utilizados son los mismos en p.u's (nominales), la participación del STATCOM en la modulación de la potencia reactiva será menor que la de los convertidores VSC del sistema multi-terminal.

Se aplica la misma falta que antes, en la mitad de la línea 4012-4022 y se despeja desconectando la línea a los 280 ms.

La tensión en barras del STATCOM y su potencia reactiva y corriente se muestran en la Figura 29. Se puede apreciar que el STATCOM alcanza nuevamente su límite de corriente durante la falta y posteriormente modula su potencia reactiva, siguiendo la estrategia de control Q-WA-F.

La Figura 30 muestra la potencia reactiva y la tensión de CA de los convertidores del MTDC y del STATCOM. Se puede observar que todos modulan la potencia reactiva de forma coordinada, según la estrategia Q-WA-F, propuesta en este proyecto. Nótese que el STATCOM participa menos que los convertidores del MTDC en la modulación de potencia activa, porque, como se dijo anteriormente, los parámetros del control son iguales en magnitudes unitarias con respecto a los valores nominales del dispositivo, y la potencia nominal del STATCOM es mucho menor que la de los convertidores VSC del multi-terminal.

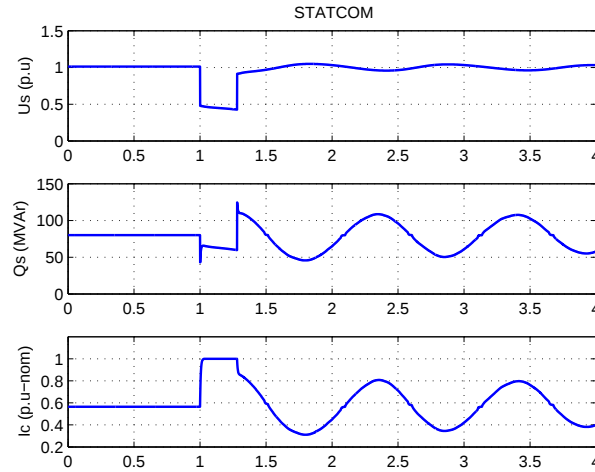


Figura 29: Coordinación MTDC y STATCOM. Estrategia Q-WA-F. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Tensión de CA, potencia reactiva y corriente del STATCOM. La corriente está en p.u's con respecto a sus datos nominales.

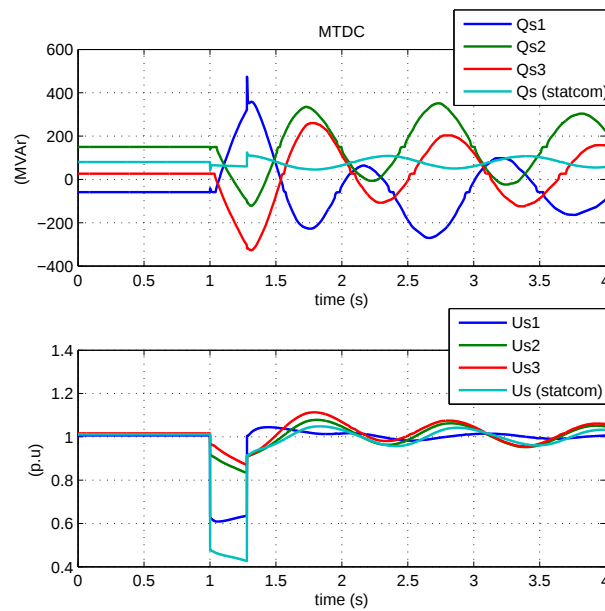


Figura 30: Coordinación MTDC y STATCOM. Estrategia Q-WA-F. Falta trifásica en la mitad de línea 4012-4022 y despeje, desconectando el circuito, a los 280 ms. Potencias reactivas y tensiones de CA de los convertidores del MTDC y del STATCOM.

5.2.2. Tiempos críticos de despeje

Para evaluar los beneficios que puede aportar a la estabilidad transitoria del sistema la coordinación conjunta del MTDC y el STATCOM con la estrategia de control Q-WA-F, se calculan los tiempos críticos de despeje de las faltas estudiadas en las secciones anteriores (Tabla 2 de la sección 3.4), para los dos escenarios descritos en la misma sección.

Se comparan los siguientes casos:

1. STAT0: Sin coordinación. Tanto los convertidores del MTDC como el STATCOM controlan la potencia reactiva a un valor constante.
2. STAT1: Sin coordinación. Los convertidores del MTDC controlan la potencia reactiva a un valor constante y el STATCOM controla la tensión en sus barras de CA.
3. STAT2: Sólo coordinación del MTDC. Los convertidores del MTDC controlan la potencia reactiva con la estrategia de control WA-F propuesta en este proyecto, descrita en la sección 4.1.3, y el STATCOM controla la potencia reactiva a un valor constante.
4. STAT3: Con coordinación. Tanto los convertidores del MTDC como el STATCOM controlan la potencia reactiva con la estrategia de control WA-F propuesta en este proyecto y descrita en la sección 4.1.3.

Los tiempos críticos de despeje obtenidos se resumen en la Tabla 7. Se comprueba que, en general, los tiempos críticos de despeje aumentan si se incluye el STATCOM a la estrategia de de control de la potencia reactiva, propuesta para los convertidores del MTDC.

CCT (ms)	STAT0	STAT1	STAT2	STAT3
Escenario 1				
Falta I	268	273	318	320
Falta II	335	341	402	404
Falta III	411	421	506	509
Falta IV	651	695	782	806
Falta V	251	253	261	269
Falta VI	440	476	717	714
Escenario 2				
Falta I	214	214	260	260
Falta II	254	254	320	319
Falta III	290	290	379	381
Falta IV	470	471	730	748
Falta V	244	246	258	267
Falta VI	121	140	421	553

Tabla 7: Coordinación de un MTDC con un STATCOM. Tiempos críticos de despeje (CCTs) de distintas faltas.

Hay que destacar que el tiempo crítico de despeje del caso en que se coordina el sistema MTDC y el STATCOM (STAT3) se mejora sólo un poco con respecto al caso en que se coordinan

sólo los convertidores del MTDC (STAT2). Esto es debido a que el STATCOM puede modular poca potencia reactiva, en comparación a los convertidores del MTDC. En cualquier caso, los tiempos críticos de despeje obtenidos con los dos casos de coordinación (STAT2 y STAT3) son mucho mayores que los casos en que no hay coordinación (STAT0 y STAT1).

5.3. Conclusiones

En esta sección se ha estudiado, mediante simulación en PSS/E, la coordinación o las posibles interferencias de un sistema HVDC-VSC multi-terminal con un STATCOM y se concluye que, si los convertidores de un MTDC están coordinados para una determinada aplicación, otros STATCOMs del sistema podrían unirse a la estrategia de control y traer beneficios al sistema eléctrico. En este trabajo se ha comprobado que un STATCOM puede unirse a la estrategia de coordinación de un MTDC para la mejora de la estabilidad transitoria y aumentar los tiempos críticos de despeje.

6. Análisis de pequeña señal con PowerFactory

En esta sección se estudia la herramienta PowerFactory (DigSILENT) para realizar análisis de pequeña señal de sistemas AC/DC con HVDC-VSC multi-terminal. En este tema ha tenido que abandonarse la herramienta utilizada hasta ahora PSS/E porque su módulo para análisis de pequeña señal no puede funcionar con modelos de usuario.

6.1. Herramientas para el análisis de pequeña señal

En este proyecto se desarrolló un modelo de simulación de sistemas HVDC-VSC multi-terminal en PSS/E, ya que esta herramienta es ampliamente utilizada en el sector eléctrico y es la que utiliza habitualmente REE. Por este motivo, la primera herramienta que se ha estudiado para hacer análisis de pequeña señal de este tipo de sistemas es NEVA, que fue desarrollada por Siemens y es compatible con PSS/E.

Desgraciadamente, se ha concluido que NEVA no se puede utilizar para hacer análisis de estabilidad de pequeña perturbación de sistemas HVDC-VSC multi-terminal, pues no admite modelos de usuario (como el desarrollado aquí) y PSS/E no tiene este tipo de modelos en sus librerías hoy en día.

Se ha decidido estudiar la herramienta PowerFactory (de DigSILENT) para hacer este tipo de análisis. PowerFactory es cada vez más usada en la industria y tiene modelos de sistemas HVDC-VSC multi-terminal en sus librerías, aunque no tiene modelado los controles y hay que programarlos como modelos de usuario. Sin embargo PowerFactory si puede llevar a cabo un análisis de pequeña señal con este tipo de modelos.

En primer lugar, se realiza un análisis de pequeña señal de un sistema pequeño, sólo con corriente alterna, con las herramientas NEVA y PowerFactory, para comparar los resultados obtenidos con cada herramienta.

Se considera el sistema de la Figura 31, compuesto de un generador, un transformador, una línea y una carga. El generador tiene sus reguladores de velocidad y de tensión.

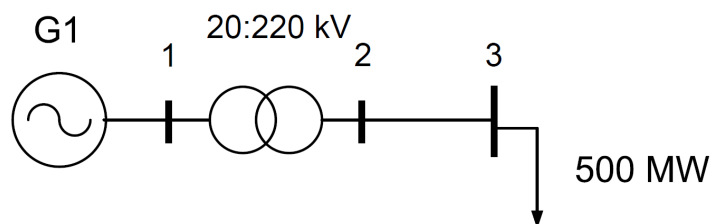


Figura 31: Sistema de prueba.

Los resultados del análisis de pequeña señal obtenidos con NEVA y PowerFactory se recogen en la Tabla 8. Se puede comprobar que los resultados obtenidos con ambas herramientas son muy parecidos.

Modo	NEVA			PowerFactory		
	Autovalor (rad/s)	Freq. (Hz)	Amort. (%)	Autovalor (rad/s)	Freq. (Hz)	Amort. (%)
1	$-0.371 \pm j0.562$	0.090	55.02	$0.424 \pm j0.540$	0.086	61.76
2	$-19.597 \pm j19.212$	3.058	71.41	$-18.525 \pm j19.405$	3.088	69.05
3	0	-	-	0	-	-
4	-2.851	-	-	-2.883	-	-
5	-3.199	-	-	-3.480	-	-
6	-3.845	-	-	-3.8124	-	-
7	-30.311	-	-	-25.675	-	-
8	-40.177	-	-	-40.177	-	-
9	-94.733	-	-	-95.148	-	-
10	-99.974	-	-	-99.974	-	-

Tabla 8: Resultados del análisis de pequeña señal con las herramientas NEVA y PowerFactory en un caso sencillo de CA.

6.2. Modelado de un sistema HVDC-VSC multi-terminal en PowerFactory

Como ya se indicó, la herramienta PowerFactory dispone de modelos de sistemas HVDC-VSC multi-terminal para flujo de cargas y simulación dinámica. Sin embargo, no incluye el modelo dinámico de los controles de los convertidores y deben ser desarrollados por el usuario. En el capítulo 19 del libro [31] se describe la implementación de modelos de sistemas HVDC-VSC multi-terminal en PowerFactory. El modelo consta de las siguientes partes:

- Convertidores VSC: PowerFactory dispone de modelos de convertidores PWM. El modelo utilizado se llama `ElmVscmono`.
- Control interno de corriente de los convertidores: El modelo de librería de convertidor PWM de PowerFactory incluye el lazo interno de control de corriente.
- Control externo de los convertidores: PowerFactory no dispone de modelos de librería de los lazos de control externos y se han tenido que programar como modelos de usuario, en lenguaje DSL (DigSILENT Simulation Language). Se han desarrollado modelos para los lazos de potencia activa y reactiva y para el control de tensión de CC.
- PLL: PowerFactory dispone de un modelo de PLL, llamado `ElmPhi_pll`.
- Red de CC: En PowerFactory se puede especificar en las líneas y en los nudos si son de CA o de CC y por tanto, se pueden crear redes HVDC con cualquier topología.

El modelo desarrollado está enfocado para flujo de cargas y simulación electromecánica y se ha seguido la misma línea que en el modelo de PSS/E, aunque hay algunas diferencias. Por ejemplo, en el modelo de PWM de PowerFactory las pérdidas se modelan como una resistencia en el lado de CC. También es interesante mencionar que el modelo de convertidor de PowerFactory puede servir para simulación electromagnética. Se destaca que, en general, la realización de modelos de usuario en PowerFactory parece más fácil para el usuario que PSS/E, porque en

PowerFactory se pueden utilizar diagramas de bloques y el usuario no tiene que compilar los modelos.

6.3. Ejemplos de simulación

Para verificar el funcionamiento del modelo de PowerFactory, se estudia el sistema, ya familiar, de Kundur con un HVDC-VSC multi-terminal de 4 convertidores, como muestra la Figura 32. Los datos del sistema Kundur se pueden encontrar en el apéndice A y los datos del sistema HVDC-VSC multi-terminal son los de la Tabla 1 de la sección 2, a excepción de las pérdidas de los convertidores, que se toman como cero.

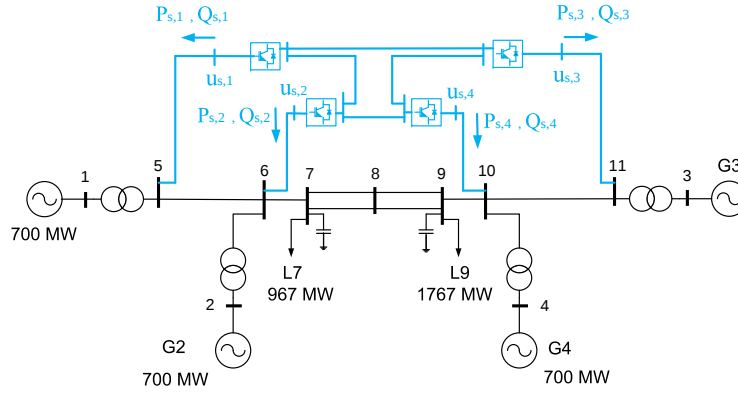


Figura 32: Sistema de dos áreas de Kundur con un HVDC-VSC multi-terminal.

El punto de trabajo inicial del sistema HVDC-VSC mutli-terminal es el siguiente:

- VSC1: (bus 5) = (bus s,1): Control $P_s - Q_s$: $P_{s,1}^0 = -100$ MW y $Q_{s,1}^0 = 0$ MVar.
- VSC2: (bus 6) = (bus s,2): Control $P_s - Q_s$: $P_{s,2}^0 = -150$ MW y $Q_{s,2}^0 = 50$ MVar.
- VSC3: (bus 11) = (bus s,3): Control $P_s - Q_s$: $P_{s,3}^0 = 100$ MW y $Q_{s,3}^0 = 0$ MVar.
- VSC4: (bus 10) = (bus s,4): Control $U_{dc} - Q_s$: $u_{dc,4}^0 = 1$ p.u y $Q_{s,4}^0 = 100$ MVar. (CC - slack).

6.3.1. Cambio de referencia

Se han simulado los siguientes sucesos usando el sistema de la Figura 32:

- Cambio de referencia de $P_{s,1}^{ref} = -100$ MW a $P_{s,2}^{ref} = -150$ MW en $t = 1$ s.

- Cambio de referencia de $u_{dc,4}^{ref} = 1$ p.u a $u_{dc,4}^{ref} = 1.02$ p.u en $t = 2.5$ s.
- Cambio de referencia de $Q_{s,1}^{ref} = 0$ MVar a $Q_{s,1}^{ref} = 100$ MVar en $t = 3.5$ s.

Los resultados de la simulación se muestran en las Figuras 34 y 34. Se comprueba que el modelo funciona correctamente y que las variables alcanzan sus referencias.

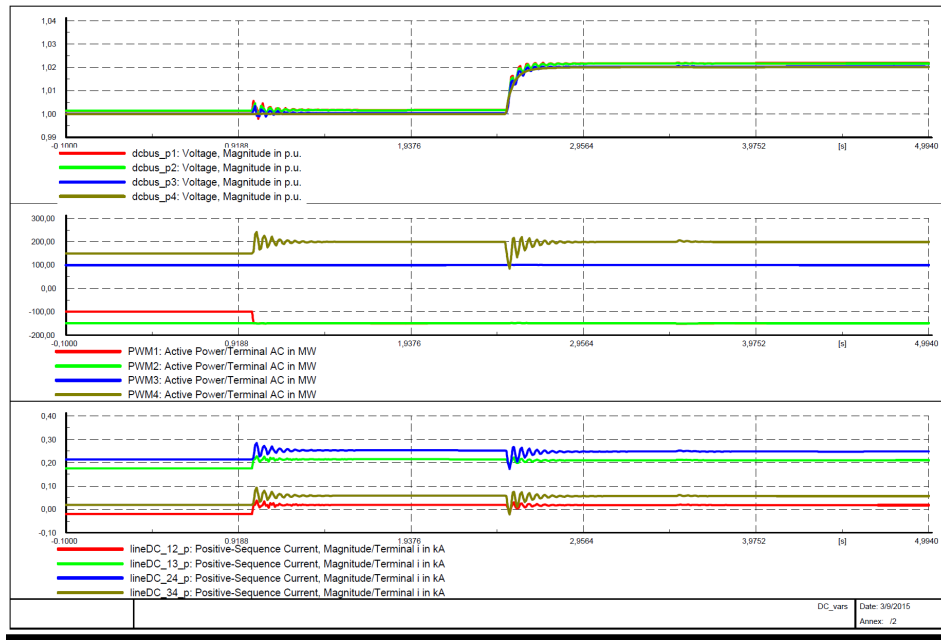


Figura 33: Cambio de referencia. Tensiones de CC (arriba), potencia activa de los convertidores (en medio) y corrientes que circulan por las líneas de CC (abajo).

6.3.2. Simulación de una falta

Se ha simulado una falta trifásica en la mitad de la línea 8-9a y se despeja, desconectando el circuito, a los 200 ms. Los resultados se muestran en las Figuras 35-37. Las variables de los generadores, ángulos del rotor, las velocidades y la tensión en sus terminales, se muestran en la Figura 35. Ante una falta, las tensiones disminuyen y todos los generadores se aceleran. Los generadores G3 y G4 están cerca de la falta y se aceleran más que los generadores G1 y G2.

Las variables del sistema HVDC-VSC multi-terminal se muestran en las Figuras 37 y 37, donde se puede apreciar el transitorio causado por la falta.

ESP-LIDER

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

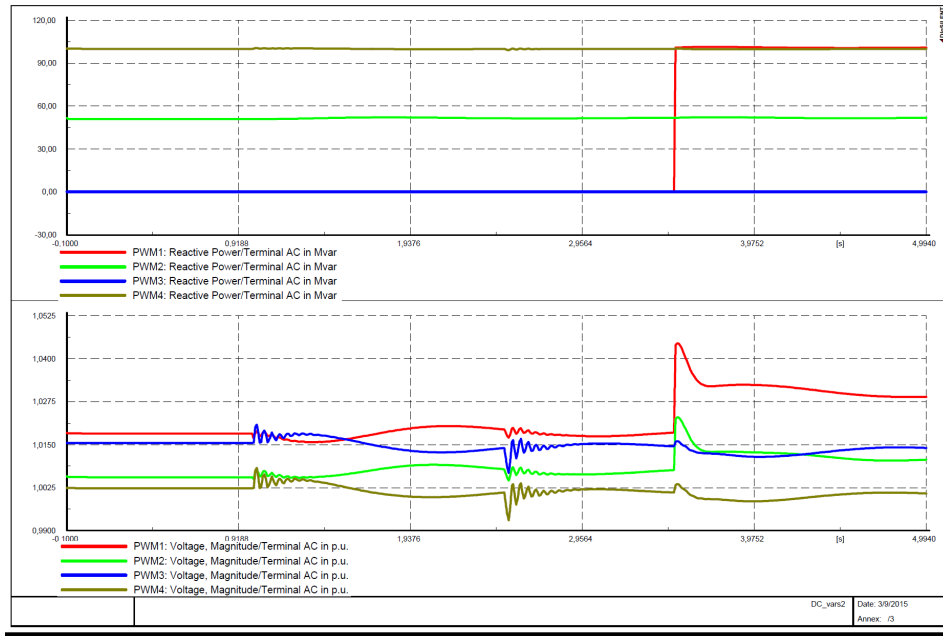


Figura 34: Cambio de referencia. Potencia reactiva de los convertidores (arriba) y tensiones de CA (abajo).

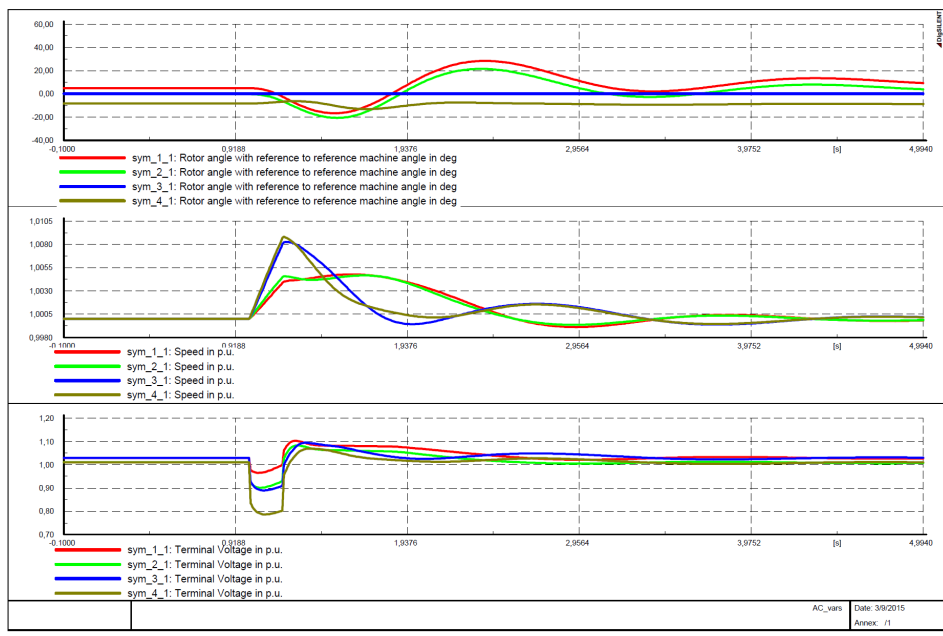


Figura 35: Falta trifásica. Generadores. Ángulos del rotor (arriba), velocidades (en medio) y tensiones en sus terminales (abajo). La referencia de ángulo de los generadores es el generador G3.

ESP-LIDER

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

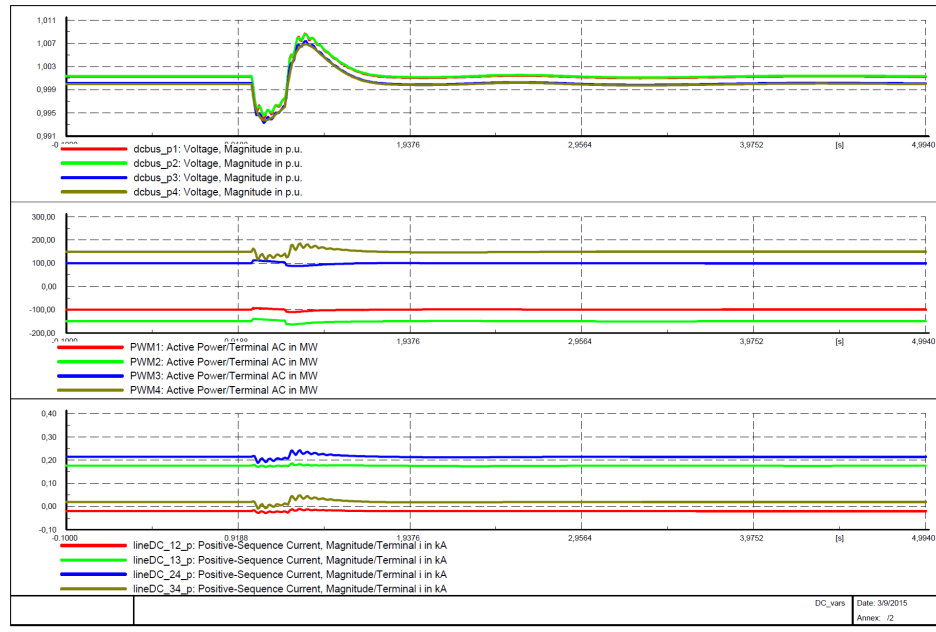


Figura 36: Falta trifásica. Tensiones de CC (arriba), potencia activa de los convertidores (en medio) y corrientes que circulan por las líneas de CC (abajo).

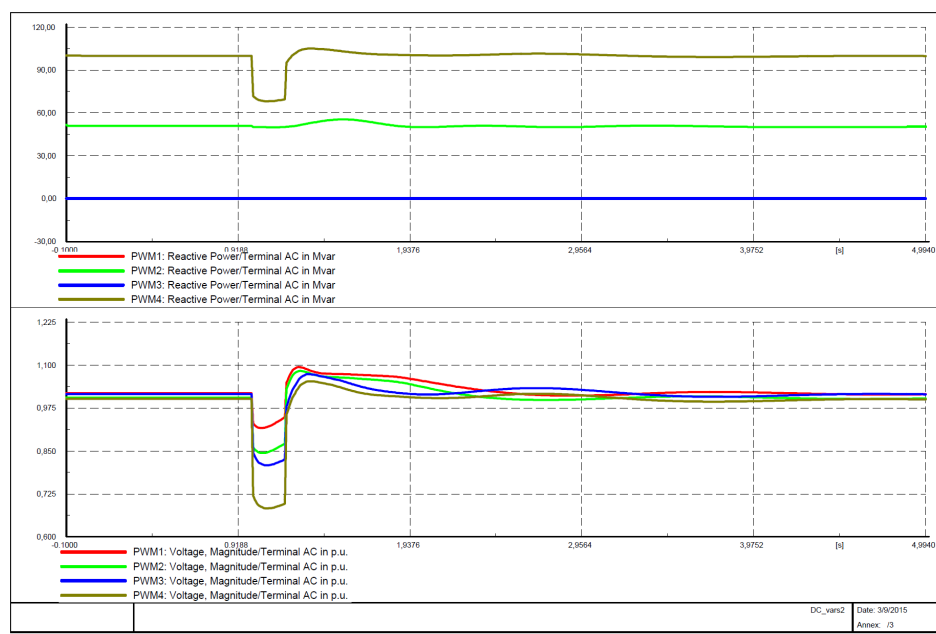


Figura 37: Falta trifásica. Potencia reactiva de los convertidores (arriba) y tensiones de CA (abajo).

6.4. Análisis de pequeña señal

En la simulación se ha visto que el modelo realizado en PowerFactory se puede utilizar para simulación en el dominio del tiempo. El hecho de que una herramienta funciona correctamente para simulaciones dinámicas, no implica necesariamente que pueda hacer análisis de pequeña señal, ya que la linealización del sistema requiere de otras técnicas distintas.

Según el manual de PowerFactory [32], en la última versión de esta herramienta (versión 15.1, utilizada aquí) es posible hacer análisis de pequeña señal de sistemas HVDC-VSC multi-terminal. PowerFactory ha sido utilizada para este propósito en las referencias [33], [34], [35], sin mencionarse ningún tipo de problema. Por el contrario, otras referencias indican que PowerFactory no es válida para hacer análisis de pequeña señal, de forma fiable, en sistemas AC/DC [36], [37]. En el trabajo de [36], se comparan las herramientas PowerFactory y Dymola para el análisis de pequeña perturbación de redes HVDC-VSC. En el artículo se concluye que es mejor opción la herramienta Dymola (propietaria de ABB), ya que PowerFactory no linealiza bien el modelo de los convertidores PWM, al menos en la versión utilizada en el ese trabajo (PowerFactory 14.1.3). También, en el trabajo de [37] la linealización de un sistema HVDC-VSC en PowerFactory se lleva a cabo con técnicas de identificación de sistemas, pues se afirma que con PowerFactory no se pueden obtener los modelos lineales de este tipo de sistemas. En el presente trabajo se ha intentado despejar algunas de estas dudas.

Las variables de estado que utiliza PowerFactory se resumen a continuación:

- Sistemas de CA:
 - Variables de estado de los generadores y sus controles.
- Sistemas HVDC-VSC multi-terminal:
 - Variables de estado de los controles interno y externo de los convertidores.
 - Variables de estado del PLL.
 - No se puede acceder a los estados de la red de CC y no está claro qué modelo de estados utiliza.

En PowerFactory, el análisis modal se puede hacer de dos formas:

- Métodos QR/QZ: Para calcular todos los autovalores del sistema.
- Método de Arnoldi/Lanczos: Para calcular, de forma selectiva, sólo un conjunto de autovalores del sistema.

Para hacer un análisis de pequeña señal del sistema de la Figura 32 con PowerFactory:

1. En primer lugar, los autovalores se calculan con el método de Arnoldi/Lanczos, limitando el análisis a 100 autovalores. Los autovalores obtenidos se muestran en el plano complejo en la Figura 38. Se puede comprobar que todos los autovalores son estables.
2. En segundo lugar, los autovalores se calculan con el método QZ y resultan 111 estados. Se comprueba que los 100 autovalores calculados por Arnoldi/Lanczos están en esta lista también. De los 111 autovalores, no hay ninguno con parte real positiva y hay 23 que



Figura 38: Autovalores del sistema Kundur con un HVDC-VSC multi-terminal obtenidos con PowerFactory, usando el método Arnoldi/Lanczos.

son nulos. Un autovalor nulo está asociado a la referencia de ángulos, que introduce una ecuación linealmente dependiente [38]. Se ha comprobado que el resto de autovalores nulos corresponden a estados desactivados de los controles (por ejemplo, del tipo $K/(1+Ts)$ con $K=0$). Sin embargo, hay tres autovalores reales negativos con un módulo muy grande que no se han sabido interpretar bien (su módulo es del orden de $\lambda = -5.32 \times 10^{-10}$) y todo apunta a que es un problema numérico. Se ha hecho la consulta pertinente a DigSILENT y han afirmado que es un “artefacto numérico”, pero el equipo de soporte no ha aclarado su origen, ni su interpretación. En cualquier caso, DigSILENT ha afirmado que estos autovalores se podrían eliminar del análisis y el resto de autovalores estarían bien calculados. Se ha observado que estos autovalores sólo aparecen cuando se tratan sistemas AC/DC y se ha descartado que representen una dinámica real del sistema, pues no hay ningún modelo con una dinámica tan rápida.

Como se vio en el apartado 6.1, PowerFactory es fiable para análisis de pequeña señal de sistemas de CA y no hay motivo para dudar de sus resultados. Sin embargo, para sistemas AC/DC existen algunas dudas sobre la fiabilidad de los resultados. A continuación se resumen los aspectos más relevantes de la experiencia de los autores con la utilización de la herramienta PowerFactory para análisis de pequeña señal de sistemas HVDC-VSC multi-terminal:

- Si se utiliza el método QR o QZ, se obtiene una lista de autovalores y siempre que se ha estudiado un sistema AC/DC han aparecido unos pocos autovalores que no se pueden interpretar, con parte real negativa y muy grandes en módulo (del orden de 10^{10}). Todo apunta a que es un problema numérico. Se ha planteado esta duda al soporte de DigSILENT y afirman que se pueden omitir esos autovalores del análisis y fiarse del resto de autovalores,

aunque no han explicado su origen. Este problema aparece también en el caso ejemplo de HVDC-LCC de PowerFactory y nunca aparece para sistema sólo de CA.

- Si se utiliza el método de Arnoldi/Lanczos, el conjunto autovalores calculados coinciden con un subconjunto de los obtenidos con los métodos QR/QZ (como ya se dijo, en estos dos últimos métodos se calculan todos).
- No hay información sobre los estados de la red de CC y no se sabe con certeza qué variables de estado se utilizan.
- La matriz de estados se exporta incorrectamente a Matlab, pues la matriz obtenida tiene dimensión más grande que el número de estados (accesible) del sistema. No se ha logrado interpretar los datos obtenidos. Sin embargo, se ha comprobado que si el sistema es de CA, la matriz de estados se exporta correctamente.

Estas dudas han sido transmitidas al equipo de soporte de DigSILENT y no han sido aclaradas antes de la culminación de este proyecto.

Desgraciadamente, no se tiene ninguna herramienta para comparar los resultados y no se han podido despejar estas dudas. Los autores creen que es bastante probable que los resultados de análisis de pequeña señal de sistemas HVDC-VSC multi-terminal con PowerFactory sean correctos y esta herramienta se pueda utilizar fiablemente para este propósito, sin embargo, lo que sí es evidente es que el análisis de pequeña perturbación en PowerFactory, para sistemas CA/CC, no proporciona información suficiente del análisis para que usuarios expertos puedan emitir un juicio de valor propio sobre los resultados.

Los autores van a seguir trabajando en esta línea.

6.5. Conclusiones

En esta sección se ha tratado el análisis de pequeña señal de sistemas HVDC-VSC multi-terminal con la herramienta PowerFactory. Las conclusiones son las siguientes:

- Se considera que PowerFactory es una herramienta interesante para la simulación de sistemas CA/CC.
- Se ha descartado NEVA (asociada a PSS/E) para el análisis de pequeña señal de sistemas HVDC-VSC multi-terminal, pues, aunque admite bastantes modelos de librería de PSS/E, no se pueden utilizar todos y tampoco admite modelos de usuario.
- Se ha estudiado la herramienta PowerFactory para el análisis de pequeña señal de sistemas CA/CC y se han obtenido los autovalores del sistema. Aunque DigSILENT afirma que esta herramienta linealiza este tipo de sistemas correctamente, PowerFactory no proporciona toda la información necesaria para entender los resultados en su totalidad, cuando se trata de sistemas CA/CC. Por este motivo, lo más prudente es seguir investigando para despejar las dudas.

7. Conclusiones

En este Hito, se han estudiado las estrategias de control de sistemas HVDC-VSC multi-terminal y su coordinación con otros dispositivos de electrónica de potencia. Gran parte del esfuerzo de esta parte del proyecto se ha dedicado a la búsqueda de estrategias de control para la mejora de la estabilidad transitoria del sistema, proponiendo estrategias novedosas y comprobando su efecto positivo mediante simulación en PSS/E, utilizando el modelo de sistemas HVDC-VSC multi-terminal desarrollado en este proyecto.

En primer lugar, se han resumido las estrategias de control de sistemas HVDC-VSC multi-terminal y se han clasificado según su aplicación. Muchas de estas estrategias ya se habían tratado en el entregable E2.3 de este proyecto, pero se consideraba importante resumirlas y destacar los aspectos relevantes de cada una.

En segundo lugar, se han estudiado estrategias de control de la potencia activa de los convertidores de un sistema HVDC-VSC multi-terminal para la mejora de la estabilidad transitoria del sistema. Los primeros pasos esta línea de investigación se dieron en el Hito 2.3 de este proyecto, sin embargo, el estudio fue limitado y se estudiaron en sistemas pequeños. Por el contrario, en este Hito se han estudiado de forma sistemática y se han probado en un sistema más grande. En particular, se han estudiado estrategias de control de la potencia activa basadas en el control por droop de frecuencia y se han hecho tres propuestas que mejoran bastante la estabilidad transitoria del sistema:

- Droop de frecuencia local (L-F) (medidas locales)
- Droop de frecuencia con respecto a la velocidad del centro de inercia (COI-F) (medidas globales)
- Droop de frecuencia con respecto a la media ponderada de la frecuencia de los terminales (WA-F) (medidas globales, pero sólo de la frecuencia de los terminales del MTDC)

En tercer lugar, se han estudiado estrategias de control de la potencia reactiva de los convertidores de un MTDC para mejorar la estabilidad transitoria. Siguiendo la metodología utilizada para la potencia activa, se han propuesto tres estrategias de control:

- Droop de frecuencia local (Q-L-F) (medidas locales): Definitivamente, con esta estrategia no se puede mejorar la estabilidad transitoria, sino que empeora y se descarta el uso de esta estrategia.
- Droop de frecuencia con respecto a la velocidad del centro de inercia (Q-COI-F) (medidas globales): Mejora significativamente la estabilidad transitoria.
- Droop de frecuencia con respecto a la media ponderada de la frecuencia de los terminales (Q-WA-F) (medidas globales, pero sólo de la frecuencia de los terminales del MTDC): Mejora significativamente la estabilidad transitoria.

El cuarto aspecto tratado es la coordinación de un sistema HVDC-VSC multi-terminal con un STATCOM. El estudio ha concluido que:

- Si ambos dispositivos se controlan de forma adecuada, no debería haber interferencia alguna entre los controles de los convertidores del sistema multi-terminal y el STATCOM.

- Se puede incluir el STATCOM en las estrategias de control del HVDC-VSC multi-terminal y aportar beneficios al sistema. En particular, se ha comprobado que se pueden coordinar el STATCOM y el MTDC con la estrategia de control Q-WA-F propuesta y mejorar la estabilidad transitoria del sistema.

Por último, se ha estudiado la herramienta PowerFactory para la simulación de sistemas HVDC-VSC multi-terminal, haciendo hincapié en el análisis de pequeña señal, ya que la herramienta NEVA, compatible con PSS/E, no puede ser utilizada para este tipo de sistemas. Se ha desarrollado un modelo de simulación en PowerFactory y se ha realizado un análisis de pequeña perturbación. Si bien esta herramienta debería ser capaz de linealizar correctamente sistemas AC/DC, la información que proporcionan los resultados no es suficiente para entender en su totalidad el sistema de estados. Desgraciadamente, no se disponía de más herramientas para comparar los resultados y a los autores les han surgido algunas dudas sobre la linealización correcta del sistema y la interpretación de los resultados. Estas dudas han sido expuestas en el documento.

Referencias

- [1] J. Renedo, A. García-Cerrada, S. Sanz, A.-M. M., J. L. Zamora, L. Rouco, C. Fernández, and P. García-González, “Entregable E2.3: Estudio de la aplicación de la tecnología HVDC-VSC multi-terminal y sus aplicaciones.” ESP-LIDER: Electrónica de Potencia en el Sistema Eléctrico para la Integración de Energías Renovables. Ref IPT-2011-0844-920000., Tech. Rep., 2015.
- [2] S. Cole, “Steady-State and Dynamic Modelling of VSC HVDC Systems for Power System Simulation,” PhD thesis, Katholieke Universiteit Leuven, 2010.
- [3] T. K. Vrana, J. Beerten, R. Belmans, and O. B. Fosso, “A classification of DC node voltage control methods for HVDC grids,” *Electric Power Systems Research*, vol. 103, pp. 137–144, Oct. 2013.
- [4] T. Haileselassie, K. Uhlen, and T. Undeland, “Control of Multiterminal HVDC Transmission for Offshore Wind Energy,” in *Nordic Wind Power Conference, Ronne, Denmark*, 2009, pp. 1–7.
- [5] E. Prieto-Araujo, F. D. Bianchi, A. Junyent-Ferré, and O. Gomis-Bellmunt, “Methodology for Droop Control Dynamic Analysis of Multiterminal VSC-HVDC Grids for Offshore Wind Farms,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 4, pp. 2476–2485, 2011.
- [6] T. M. Haileselassie, “Control , Dynamics and Operation of Multi-terminal VSC-HVDC Transmission Systems,” PhD thesis, Norwegian University of Science and Technology (NTNU), 2012.
- [7] J. Beerten, S. Cole, and R. Belmans, “Modeling of Multi-Terminal VSC HVDC Systems With Distributed DC Voltage Control,” *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–9, 2013.
- [8] A. Egea-Alvarez, F. Bianchi, A. Junyent-Ferré, G. Gross, and O. Gomis-Bellmunt, “Voltage Control of Multiterminal VSC-HVDC Transmission Systems for Offshore Wind Power Plants : Design and Implementation in a Scaled Platform,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 6, pp. 2381–2391, 2013.
- [9] A. Egea-Alvarez, J. Beerten, D. Van Hertem, and O. Gomis-Bellmunt, “Primary and secondary power control of multiterminal HVDC grids,” in *IET AC/DC, Birmingham, U.K.*, 2012, pp. 1–6.
- [10] T. M. Haileselassie and K. Uhlen, “Primary frequency control of remote grids connected by multi-terminal HVDC,” in *IEEE PES General Meeting*. Ieee, Jul. 2010, pp. 1–6.
- [11] B. Silva, C. L. Moreira, L. Seca, Y. Phulpin, and J. a. Pecas Lopes, “Provision of Inertial and Primary Frequency Control Services Using Offshore Multiterminal HVDC Networks,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 800–808, Oct. 2012.
- [12] A. Sarlette, J. Dai, Y. Phulpin, and D. Ernst, “Cooperative frequency control with a multi-terminal high-voltage DC network,” *Automatica*, vol. 48, no. 12, pp. 3128–3134, Dec. 2012.

- [13] N. R. Chaudhuri, R. Majumder, and B. Chaudhuri, "System Frequency Support Through Multi-Terminal DC (MTDC) Grids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 347–356, 2013.
- [14] L. Papangelis, X. Guillaud, and T. Van Cutsem, "Frequency support among asynchronous AC systems through VSCs emulating power plants," in *Proc. 11th IET Conference on AC and DC Power Transmission*, Feb. 2015, pp. 1–6.
- [15] J. Zhu, J. M. Guerrero, C. D. Booth, H. Zhang, and G. P. Adam, "A generic Inertia Emulation Controller for multi-terminal VSC-HVDC systems," in *Renewable Power Generation Conference, 2nd IET*, 2013, pp. 1–6.
- [16] R. Eriksson, "Coordinated Control of Multiterminal DC Grid Power Injections for Improved Rotor-Angle Stability Based on Lyapunov Theory," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 4, pp. 1789–1797, 2014.
- [17] B. Silva, C. L. Moreira, H. Leite, and J. A. Peças Lopes, "Control Strategies for AC Fault Ride Through in Multiterminal HVDC Grids," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 1, pp. 395–405, 2014.
- [18] T. Van Cutsem and L. Papangelis, "Description, Modeling and Simulation Results of a Test System for Voltage Stability Analysis," Université de Liège, Tech. Rep., 2014.
- [19] B. Karlsson, "Comparison of PSSE & PowerFactory." Degree Project, Uppsala Universitet., 2013.
- [20] G. P. Adam, K. H. Ahmed, S. J. Finney, and B. W. Williams, "Generalized modeling of DC grid for stability studies," *4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, no. May, pp. 1168–1174, May 2013.
- [21] J. Beerten, S. Cole, and R. Belmans, "A sequential AC/DC power flow algorithm for networks containing Multi-terminal VSC HVDC systems," in *Power and Energy Society General Meeting, IEEE*, 2010, pp. 1–7.
- [22] Y. Wang, G. Delille, H. Bayem, X. Guillaud, and B. Francois, "High Wind Power Penetration in Isolated Power Systems — Assessment of Wind Inertial and Primary Frequency Responses," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2412–2420, 2013.
- [23] J. Hazra, Y. Phulpin, and D. Ernst, "HVDC Control Strategies to Improve Transient Stability in Interconnected Power Systems," in *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, 2009, pp. 1–6.
- [24] H. Latorre, M. Ghandhari, and L. Söder, "Active and reactive power control of a VSC-HVdc," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 10, pp. 1756–1763, Oct. 2008.
- [25] H. Latorre and M. Ghandhari, "Improvement of power system stability by using a VSC-HVdc," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 332–339, Feb. 2011.

- [26] A. García-Cerrada, L. Rouco, J. L. Zamora, M. Ochoa, and J. Roldán, “Entregable E2.1: Modelado y Control de Sistemas HVDC-VSC - ESP LIDER : Electrónica de Potencia en el Sistema Eléctrico para la Integración de Energías Renovables. Ref IPT-2011-0844-920000.” Tech. Rep., 2012.
- [27] L. Rouco, E. Saíz, and J. C. Pérez, “Comparación de la contribución de la generación síncrona y no síncrona a la estabilidad del sistema,” IIT - Universidad Pontificia Comillas, Iberdrola Renovables., Tech. Rep., 2013.
- [28] I. Dallas and C. Booth, “Teleprotection in Multi-terminal HVDC Supergrids,” in *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)*, 2014, pp. 1–6.
- [29] L. Díez-Maroto, “Improvement of Voltage Ride Through Capability of Synchronous Generators with Supplementary Excitation Controllers,” Master’s thesis, Universidad Pontificia Comillas, 2013.
- [30] ABB, “FACTS for grid voltage stabilization and increased power transmission capability in Chile,” *ABB FACTS references*, 2012.
- [31] F. M. Gonzalez-Longatt and J. L. Rueda, *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. Power Systems, Springer, 2014.
- [32] DigSILENT, *PowerFactory 15 User Manual*, 2013.
- [33] R. Eriksson, “A New Control Structure for Multi-Terminal dc Grids to Damp Inter-Area Oscillations,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. PP, no. 9, pp. 1–8, 2014.
- [34] M. Amin, M. Zadeh, J. A. Suul, E. Tedeschi, M. Molinas, and O. B. Fosso, “Stability analysis of interconnected AC power systems with multi- terminal DC grids based on the Cigré DC grid test system,” in *Renewable Power Generation Conference (RPG)*, 2014, pp. 1–6.
- [35] M. K. Zadeh, M. Amin, J. A. Suul, M. Molinas, and O. B. Fosso, “Small-Signal Stability Study of the Cigré DC Grid Test System with Analysis of Participation Factors and Parameter Sensitivity of Oscillatory Modes,” in *PSCC*, 2014.
- [36] B. Berggren, R. Majumder, and N. Johansson, “A Generic VSC HVDC Primary Control Structure Suitable for Stability Studies,” in *EPRI HVDC/FACTS Conference*, 2013, pp. 1–8.
- [37] Y. Pipelzadeh, N. Chaudhuri, B. Chaudhuri, and T. Green, “System stability improvement through optimal control allocation in voltage source converter-based high-voltage direct current links,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 6, no. 9, p. 811, 2012.
- [38] A. Gómez-Expósito (editor), *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. McGraw-Hill, Madrid, 2002.
- [39] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw Hill Education, 1993.

A. Datos utilizados

A.1. Sistema de 2 áreas de Kundur

La red de dos áreas de Kundur se muestran en la Figura 39. Los parámetros del sistema han sido obtenidos de [39] (página 813). Se usa una tensión nominal de 220 kV.

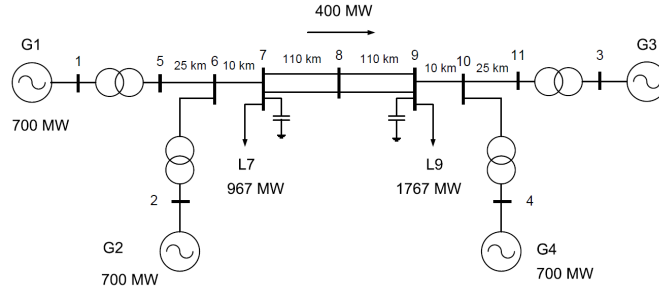


Figura 39: Sistema de 2 áreas de Kundur.

- Transformadores: 220/20kV, 900 MVA, $x_{cc} = 0.15$ (en bases nominales).
- Líneas: $r = 0.0001$ p.u/km, $x = 0.001$ p.u/km y $b = 0.00175$ p.u/km (en bases del sistema: 100 MVA y 220 kV).
- Condensadores paralelo: nudo 7: 200 MVar y nudo 9: 350 MVar (a tensión nominal).

Los datos dinámicos utilizados en este informe fueron obtenidos de [19] y son los siguientes:

- Generadores G1 y G2: 20 kV, 900 MVA, $T'_{d0} = 8$ s, $T''_{d0} = 0.03$ s, $T'_{q0} = 0.4$ s, $T''_{q0} = 0.05$ s, $H = 6.5$ s, $D = 0$, $x_d = 1.8$ p.u, $x_q = 1.7$ p.u, $x'_d = 0.3$ p.u, $x'_q = 0.55$ p.u, $x''_d = x''_q = 0.25$ p.u, $x_l = 0.2$ p.u, $S(1.0) = 0$, $S(1.2) = 0$, (modelo PSS/E: GENROU).
- Generadores G3 y G4: 20 kV, 900 MVA, $T'_{d0} = 8$ s, $T''_{d0} = 0.03$ s, $T'_{q0} = 0.4$ s, $T''_{q0} = 0.05$ s, $H = 6.175$ s, $D = 0$, $x_d = 1.8$ p.u, $x_q = 1.7$ p.u, $x'_d = 0.3$ p.u, $x'_q = 0.55$ p.u, $x''_d = x''_q = 0.25$ p.u, $x_l = 0.2$ p.u, $S(1.0) = 0$, $S(1.2) = 0$, (modelo PSS/E: GENROU).
- Reguladores de velocidad: $K = 15$, $T_1 = 0.01$ s, $T_2 = 0$ s, $T_3 = 0.025$ s, $U_0 = 0.114$ p.u/s, $U_c = -1.139$ p.u/s, $p_{max} = 0.95$ p.u, $p_{min} = 0$ p.u, $T_4 = 0$ s, $K_1 = 0$, $K_2 = 0$, $T_5 = 0.2$ s, $K_3 = 0.3$, $K_4 = 0$, $T_6 = 6$ s, $K_5 = 0.3$, $K_6 = 0$, $T_7 = 0$ s, $K_7 = 0.4$, $K_8 = 0$ (modelo PSS/E: IEEEG1).
- Reguladores de tensión: $T_R = 0.01$ s, $V_{I,max} = 1$ p.u, $V_{I,min} = -1$ p.u, $T_C = 0$, $T_B = 0$, $K_A = 200$ p.u, $T_A = 0$, $E_{fd,lim} = \pm 6.4$ p.u, $K_C = 0$ (modelo PSS/E: EXAC4).
- Estabilizadores: $K/T = 20$ s⁻¹, $T = 10$, $T_1/T_3 = 2.5$, $T_3 = 0.02$ s, $T_2/T_4 = 0.5555$, $T_4 = 5.4$, $H_{lim} = 0.05$ (modelo PSS/E: STAB1).