



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO CONTROLES GRID-FORMING EN CONVERTIDORES HVDC

Autor: Guillermo Herrero Extremera

Director: Andrés Tomás Martín

Co-Director: Lukas Sigrist

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

CONTROLES GRID-FORMING EN ENLACES HVDC

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Guillermo Herrero Extremera

Fecha: 13/ 07/ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Handwritten signature of Andrés Tomás Martín in black ink.Handwritten signature of Lukas Sigrist in black ink.

Fdo.: Andrés Tomás Martín y Lukas Sigrist

Fecha: 15/ 07/ 2025

Agradecimientos

Este trabajo va dedicado a mi padre, José Manuel Herrero Sánchez, cuya integridad, esfuerzo y ejemplo han sido guía e inspiración a lo largo de mi vida.

CONTROLES GRID-FORMING EN CONVERTIDORES HVDC

Autor: Herrero Extremera, Guillermo.

Director: Tomás Martín, Andrés.

Co-Director: Sigrist, Lukas.

Entidad Colaboradora: IIT ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo de Fin de Grado aborda el diseño, simulación y análisis de distintas estrategias de control para convertidores de potencia en sistemas eléctricos con enlace HVDC, que utilizan modo de operación grid-forming (formador de red). En un contexto de transición energética, en el que la estabilidad de red debe garantizarse sin depender de máquinas síncronas convencionales, los convertidores grid-forming se presentan como una solución clave para el futuro de la transmisión eléctrica.

La primera parte del trabajo compara el comportamiento de un convertidor que opera en modo grid-following (seguidor de red), basado en un control proporcional de potencia activa y reactiva con referencia externa de tensión y frecuencia, con otro basado en el concepto de Virtual Synchronous Machine (VSM), que sí permite una operación autónoma en modo grid-forming al emular el comportamiento dinámico de una máquina síncrona real. Las simulaciones muestran cómo el modelo VSM introduce inercia virtual y amortiguamiento, proporcionando una respuesta más robusta y estable frente a perturbaciones, en contraste con la limitada capacidad del convertidor grid-following para responder dinámicamente ante eventos del sistema.

En una segunda fase, se amplía el modelo VSM mediante la incorporación de tres bloques de control avanzados: Voltage Phase Synchronization System (VPSS, Sistema de Sincronización de Fase de Tensión), Transient Droop Response (TDR, Respuesta Transitoria del Droop) y regulación de tensión DC (Gdc). Estas estrategias se implementan en una red HVDC point-to-point (HVDC punto a punto) con dos convertidores, permitiendo analizar su impacto ante un escalón de inyección de corriente en uno de los nudos. Las simulaciones se han desarrollado con la herramienta VFlexP, un entorno de modelado modular que permite el análisis detallado de redes híbridas AC/DC en régimen transitorio.

Los resultados obtenidos evidencian mejoras significativas al aplicar estos nuevos controles, en especial en la regulación de la tensión DC y en la distribución de potencia activa entre convertidores. La ganancia del regulador Gdc (K_{dp}) se revela como un parámetro especialmente crítico para mitigar oscilaciones de tensión en el enlace HVDC.

Además, se observa una reducción notable en el tiempo de asentamiento y en el ruido residual en variables clave como la frecuencia o la potencia inyectada.

En conjunto, el trabajo demuestra cómo una adecuada estrategia de control grid-forming puede mejorar sustancialmente la estabilidad dinámica de redes HVDC modernas. La incorporación de controles más avanzados permite mejorar de forma significativa el comportamiento dinámico del convertidor. Se consigue una respuesta más rápida y estable, capaz de adaptarse mejor a los desafíos actuales de los sistemas eléctricos, especialmente en redes con alta penetración renovable y baja inercia, donde es fundamental garantizar la estabilidad sin depender de la inercia mecánica de las máquinas síncronas tradicionales.

Keywords: Grid-forming, Grid-following, HVDC, Convertidores de potencia, Control VSM, VFlexP, Regulación de tensión DC, Estabilidad dinámica.

ABSTRACT

This Final Degree Project addresses the design, simulation, and analysis of various control strategies for power converters in HVDC-linked electrical systems operating in grid-forming mode. In the context of the energy transition, where grid stability must be ensured without relying on conventional synchronous machines, grid-forming converters are emerging as a key solution for the future of electricity transmission.

The first part of the project compares the behavior of a converter operating in grid-following mode, based on proportional control of active and reactive power with external voltage and frequency references, with another based on the Virtual Synchronous Machine (VSM) concept, which allows for autonomous operation in grid-forming mode by emulating the dynamic behavior of a real synchronous machine. The simulations show how the VSM model introduces virtual inertia and damping, delivering a more robust and stable response to disturbances, in contrast to the limited dynamic capabilities of the grid-following converter.

In the second phase, the VSM model is enhanced by incorporating three advanced control blocks: Voltage Phase Synchronization System (VPSS), Transient Droop Response (TDR), and DC voltage regulation (Gdc). These strategies are implemented in a point-to-point HVDC network with two converters, enabling the analysis of their impact under a current injection step at one of the nodes. Simulations were conducted using the VFlexP tool, a modular modeling environment that enables detailed analysis of hybrid AC/DC grids under transient conditions.

The results reveal significant improvements when applying these new control strategies, especially in DC voltage regulation and the distribution of active power between converters. The Gdc regulator gain (K_{dp}) proves to be a particularly critical parameter for mitigating voltage oscillations in the HVDC link. Additionally, a notable reduction is observed in settling time and residual noise in key variables such as frequency and injected power.

Overall, the project demonstrates how an appropriate grid-forming control strategy can significantly enhance the dynamic stability of modern HVDC networks. The integration of advanced controls leads to a faster and more stable converter response, better suited to the current challenges of electrical systems, especially in networks with high renewable penetration and low inertia, where ensuring stability without relying on mechanical inertia from synchronous machines is essential.

Keywords: Grid-forming, Grid-following, HVDC, Power converters, VSM control, VFlexP, DC voltage regulation, Dynamic stability.

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Estado de la cuestión	3
1.2. Motivación	4
1.3. Objetivos del TFG	5
1.5. Herramientas y recursos	7
2. MODELO DE CONVERTIDOR GRID-FORMING CON ESTRATEGIA DE CONTROL MEDIANTE VSM.....	8
2.1. Modelo de convertidor con estrategia Grid-following	9
2.2. Modelo de convertidor con estrategia principal de control tipo VSM	10
2.3. SIMULACIÓN 1: Control Grid-forming con VSM vs Grid-following	12
2.3.1. Red eléctrica utilizada en la simulación	12
2.3.2. Condiciones de simulación	14
2.3.3. Variables de interés para el análisis de la respuesta de los convertidores ante perturbación 15	
2.3.4. SIMULACIÓN 1: Comparación de resultados y conclusiones	17
3. CONTROLES ADICIONALES SOBRE MODELO DE CONVERTIDOR GRID-FORMING....	20
3.1. Diseño de los controles adicionales	21
3.1.1. VPSS (virtual power system stabilizer):.....	21
3.1.2. TDR (Transient Damping Resistor)	23
3.1.3. Gdc (Control de estabilización del bus DC)	25
3.2. Simulación de los controles adicionales.....	28
4. CONCLUSIÓN.....	35
5. BIBLIOGRAFÍA	36
6. ANEXO I	37

6.1.	CODIGO MATLAB PARA REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS VARIABLES EN LA SIMULACIÓN 1:.....	37
6.2.	CÓDIGO MATLAB PARA REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS VARIABLES EN LA SIMULACIÓN 2:.....	38
6.3.	CODIGO MATLAB PARA REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS VARIABLES EN LA SIMULACIÓN 3:.....	40

Tabla de figuras

Figura 1: Gráfica comparativa sobre el coste de transmisión AC vs DC. Fuente: Grupo Faraday, UPM (2023).	2
Figura 2: Estructura del modelo grid-following que representa el lazo de control exterior de potencia.....	9
Figura 3: Estructura del modelo grid-following que representa el lazo de control interior de corriente.	10
Figura 4: Esquema de control del modelo grid-forming que representa el control tipo VSM del convertidor.....	10
Figura 5: Cambios en la estructura del modelo para implementar un control grid-forming tipo VSM.	11
Figura 6: Esquema descriptivo de la red utilizada en SIMULACIÓN 1.....	12
Figura 7: Localización del escalón de perturbación dentro del modelo Simulink.	14
Figura 8: Parámetros de diseño del bloque que introduce el escalón de perturbación.....	15
Figura 9: Diseño de la estructura de guardado de datos para las variables tipo” structured with time”.	16
Figura 10: Estructura del bloque FPB utilizada para filtrar las variables de interés, y su localización dentro de modelo.....	16
Figura 11: Representación gráfica de la respuesta del convertidor grid-following.....	17
Figura 12: Representación gráfica de la respuesta del convertidor grid-forming tipo VSM.	18
Figura 13: Esquema de control para la implementación de controles adicionales.....	21
Figura 14: Diagrama de bloques del FPA utilizado en la estructura del control adicional VPSS.....	22
Figura 15: Esquema de control para la implementación de controles adicionales.....	23
Figura 16: Esquema de control para la implementación de controles adicionales.....	24
Figura 17: Diagrama de bloques del FPA utilizado en la estructura del control adicional TDR.	24

Figura 18: Localización del control TDR dentro del modelo Simulink.	25
Figura 19: Diagrama de bloques de la función de transferencia del control adicional Gdc.	26
Figura 20: Localización del control Gdc dentro del modelo Simulink.	28
Figura 21: Esquema de la red de simulación utilizada.	28
Figura 22: Representación gráfica de la respuesta de los convertidores para $K_{dp}=2$	30
Figura 23: Representación gráfica de la respuesta de los convertidores para $K_{dp}=0,5$	31
Figura 24: Representación gráfica comparativa de la respuesta de los modelos VSM y VSM+ctrls.	34

1. INTRODUCCIÓN

La función de las redes eléctricas es el transporte eficiente de la energía desde los centros de generación a los centros de consumo. Las redes eléctricas se pueden diferenciar en redes de transporte y redes de distribución según su nivel de tensión y modo de operación. Las redes de transporte son redes de muy alta tensión (220 kV y 400 kV en España) y que presentan una gran interconexión mediante una disposición mallada de la red. La alta tensión a la que opera la red de transporte permite limitar las pérdidas.

Actualmente, la transmisión de la energía eléctrica (sea en redes de transporte o de distribución) se hace en corriente alterna, ya que permite cambiar fácilmente los niveles de tensión a través de transformadores. No obstante, a parte de los flujos de potencia activa hay flujos de potencia reactiva en las líneas y transformadores, y este flujo de potencia reactiva incrementa las pérdidas con respecto al caso donde sólo hubiera flujo de potencia activa. Además, y según el grado de carga, las líneas pueden generar o consumir cantidades relevantes de potencia reactiva, lo que hace necesario la incorporación de elementos de compensación de reactiva, siendo el caso para líneas con cables subterráneos. De hecho, las consideraciones medioambientales y de impacto visual priorizan líneas subterráneas sobre líneas aéreas.

Una alternativa a la transmisión de energía eléctrica en corriente alterna es la transmisión en corriente continua. La ventaja es que la transmisión en corriente continua no involucra potencias reactivas y sus correspondientes pérdidas ni requiere elementos de compensación de reactiva. No obstante, la transmisión en corriente continua necesita convertidores de electrónica de potencia que operan como inversor y/o rectificador, convirtiendo corriente continua en corriente alterna y viceversa, respectivamente. Estos convertidores tienen un coste elevado. No obstante, a partir de cierta distancia, la solución para la transmisión basada en corriente continua resulta ser más barata que la solución basada en corriente alterna, suponiendo una mejor alternativa económica.

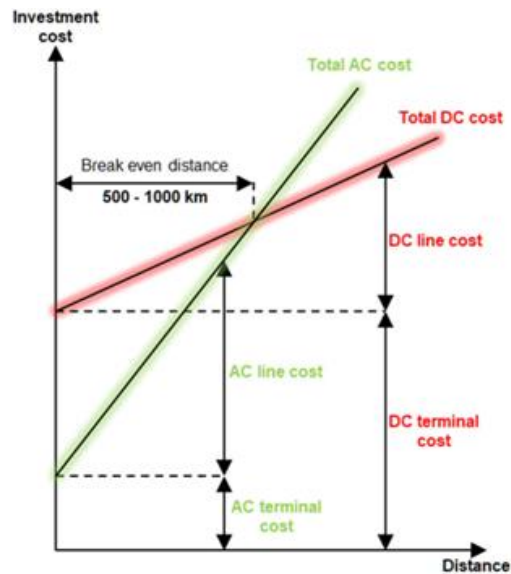


Figura 1: Gráfica comparativa sobre el coste de transmisión AC vs DC. Fuente: Grupo Faraday, UPM (2023).

Los convertidores pueden ser de dos tecnologías: conmutados por la red (LCC en inglés), y auto conmutados. Los primeros proyectos de transmisión en corriente continua utilizaban convertidores LCC, pero hoy en día el uso de convertidores auto conmutados tipo fuente de tensión (VSC en inglés) es lo habitual. La operación de los convertidores VSC se puede diferenciar en dos modos: modo "grid-following" y modo "grid-forming". En el modo "grid-following" el convertidor funciona básicamente como una fuente de corriente gracias a su control e inyecta una corriente según las potencias deseadas. No obstante, para su correcto funcionamiento requiere que haya una tensión con la sincronizarse. Una alternativa es el modo "grid-forming" [1].

Los sistemas de transmisión híbrida resultantes de la implementación de este tipo de convertidores son mucho más versátiles y eficaces a la hora de desempeñar tareas como la transmisión de potencia a grandes distancias, la integración en el sistema de generación proveniente de fuentes renovables, o la interconexión entre sistemas trifásicos que operan a distintas frecuencias. Este tipo de transmisión mediante corriente continua y alta tensión se denomina HVDC (High Voltage Direct Current).

Este trabajo se centrará en los enlaces HVDC que operan mediante un control en modo "grid-forming". Los convertidores grid-forming se han consolidado como una solución clave para garantizar la estabilidad de sistemas eléctricos con baja inercia, ya que permiten proporcionar servicios de red como control de frecuencia y soporte de tensión mediante técnicas de control avanzadas que emulan el comportamiento de una máquina síncrona. De hecho, este tipo de control permite imponer la frecuencia y tensión alterna del sistema de enlace.

Sin embargo, el comportamiento dinámico de estos convertidores bajo condiciones de operación exigentes sigue siendo un área activa de investigación. Uno de los aspectos más críticos en este tipo de convertidores es la interacción entre la tensión del bus de corriente continua (V_{dc}) y la potencia activa inyectada o absorbida por el convertidor (P_{dc}). Esta relación directa condiciona tanto la estabilidad del sistema como su capacidad para responder a perturbaciones, especialmente en redes HVDC donde el acoplamiento entre nodos puede amplificar los efectos dinámicos.

En este trabajo se estudian y evalúan diferentes técnicas de control orientadas a mejorar la respuesta del convertidor en el dominio DC, garantizando una mayor robustez ante variaciones de carga o inyecciones de corriente en la red. Para ello se analiza la evolución de V_{dc} y P_{dc} en distintos escenarios mediante simulaciones desarrolladas sobre la herramienta VFlexP, que permite modelar y comparar el desempeño de controladores como el Virtual Synchronous Machine (VSM), convertidor grid-following con control proporcional, y diversos bloques de compensación adicionales.

El objetivo final del trabajo es proponer configuraciones de control que contribuyan a reducir las oscilaciones de tensión DC, evitar saturaciones del convertidor y mejorar el reparto dinámico de potencia, aportando conocimiento útil para el diseño de sistemas HVDC con comportamiento estable y autónomo.

1.1. Estado de la cuestión

El primer proyecto comercial que involucró la tecnología HVDC se llevó a cabo en 1954, con el objetivo de crear una conexión que permitiese la transmisión de 20MW a una tensión de $\pm 100\text{kV}$ (CC) con la isla de Gotland, situada en el mar Báltico.

Desde entonces, la tecnología HVDC ha experimentado siete décadas de desarrollo y evolución, durante los cuales ha llegado a desempeñar un papel crucial en la transmisión de potencia a largas distancias e integración de energía generada a partir de fuentes renovables ubicadas en alta mar. En la actualidad, se estima que el conjunto de subestaciones de conversión HVDC, a nivel mundial, presenta una capacidad de transmisión de más de 200 GW.

Como se ha mencionado, existen diversas tecnologías en las que se pueden basar los convertidores de enlaces HVDC. La tecnología VSC es más novedosa y presenta varias ventajas sobre la tecnología LCC. Utiliza convertidores basados en semiconductores de conmutación independiente (como IGBTs). La conversión de corriente en este caso se obtiene a través de modulación por ancho de pulso (PWM), permitiendo regular tanto la

tensión en módulo y fase, como la frecuencia de la tensión. Algunas de las ventajas que resultan de la integración de este tipo de tecnología para la implementación de enlaces HVDC son:

- Conexión de sistemas trifásicos débiles.
- Control independiente de la potencia activa y reactiva.
- Capacidad para cambiar la dirección del flujo de corriente.
- Eficiencia de espacio en la instalación.

Dentro de las estrategias de control mencionadas que se pueden aplicar a los enlaces HVDC las diferencias fundamentales son.:

Control mediante grid-following: depende de una red fuerte y preexistente que utiliza de referencia de tensión. Utiliza algoritmos de detección de fase o PLL, funcionando como una fuente de corriente controlada. Establece un control sencillo aplicable a redes fuertes y robustas en casos en los que no es necesario estabilizar tensión y frecuencia.

Control mediante grid-forming: en este caso el convertidor actúa como una fuente de tensión y frecuencia, capaz de establecer una referencia y seguirla de forma autónoma sin apoyarse en un sistema auxiliar. Mediante este tipo de control, el enlace HVDC es capaz de generar inercia virtual, mejorando la estabilidad de la red. Entre las aplicaciones donde el control grid-forming puede ser de gran utilidad destacan la conexión de redes débiles o aisladas, la interconexión de sistemas de diferentes frecuencias, o la incorporación de generación renovable a redes débiles.

1.2. Motivación

En el contexto actual de la transición energética global, la transmisión HVDC promete ser una tecnología crucial de cara a la integración de generación renovable y transmisión de grandes cantidades de potencias entre sistemas separados por grandes distancias, incrementando la eficiencia y versatilidad de este tipo de enlaces.

Sin embargo, la operación tradicional de los convertidores HVDC en modo grid-following presenta limitaciones importantes. Esta estrategia de control depende de una red activa y estable que proporcione una referencia de voltaje y frecuencia para que el convertidor pueda sincronizarse mediante un bucle de enganche de fase (PLL). En escenarios de redes débiles, aisladas o que pretenden incorporar generación renovable, esta dependencia compromete la estabilidad y confiabilidad del sistema, ya que dichas

redes carecen de la robustez característica de los sistemas dominados por generadores síncronos.

Por otro lado, el modo grid-forming ofrece una solución más independiente y capaz de adaptarse a diferentes situaciones. Sin embargo, la implementación de controles grid-forming en convertidores HVDC no está exenta de desafíos. En particular, la interacción entre los controles grid-forming y los controles de tensión en el enlace de corriente continua (DC) pueden generar inestabilidades y limitar el desempeño del sistema. Este problema requiere un análisis profundo y el desarrollo de soluciones innovadoras para garantizar una operación estable y eficiente en todo el rango de operación.

Este proyecto aborda un tema de gran relevancia en el desarrollo de sistemas eléctricos modernos y pretende analizar las características y comportamiento de los enlaces HVDC. Centrándose en el control grid-forming que se puede imponer sobre los mismos, y las interacciones que tiene este tipo de control con la tensión en DC de los convertidores HVDC a la hora de modelar el control de frecuencia y voltaje.

1.3. Objetivos del TFG

Los principales objetivos de este proyecto se listan a continuación:

- Estudiar las principales ventajas de la tecnología HVDC en la integración de redes eléctricas modernas, así como su conexión con redes trifásicas en corriente alterna. Se busca entender su papel en sistemas con alta penetración renovable y baja inercia.
- Investigar las diferentes topologías de convertidores HVDC, centrándose en los convertidores autoconmutados tipo VSC, y comparar las principales estrategias de control aplicables, tanto en modo grid-following como grid-forming, como es el control tipo VSM (Virtual Synchronous Machine).
- Implementar modelos de control grid-forming en entornos de simulación utilizando Simulink, con el objetivo de evaluar y mejorar la respuesta dinámica del sistema. Se presta especial atención a la regulación de la tensión DC y la potencia activa mediante la incorporación de controles adicionales como VPSS, TDR y Gdc.

En definitiva, este proyecto se centra en comprender el funcionamiento y las implicaciones técnicas de los convertidores HVDC, con especial atención a su integración en redes eléctricas modernas. A partir de este análisis, el trabajo profundiza en el estudio de estrategias de control en modo grid-forming, desarrollando y simulando modelos en Simulink para evaluar su desempeño en la regulación de la frecuencia y la tensión DC del sistema.

1.4. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Este proyecto, centrado en el desarrollo e implementación de controles grid-forming en convertidores HVDC, tiene un impacto directo y significativo en varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) propuestos por la Agenda 2030 de las Naciones Unidas. A continuación, se detalla su contribución a los ODS más relevantes:

ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante

La transmisión de potencia mediante convertidores HVDC resultará crucial para optimizar la integración de fuentes de energía renovable, como la eólica y la solar. Mediante la mejora en eficiencia de la transmisión eléctrica, y la operación estable de sistemas que cuentan con un alto porcentaje de generación renovable, a través de los controles grid-forming.

ODS 9: Industria, Innovación e Infraestructura

El proyecto fomenta la investigación y el desarrollo de tecnologías avanzadas que modernizan las infraestructuras eléctricas, haciéndolas más sostenibles y resiliente. Contribuyendo a su vez al desarrollo de sistemas eléctricos flexibles y robustos.

ODS 13: Acción por el Clima

Este proyecto tiene un impacto directo al promover la descarbonización de los sistemas eléctricos. Los controles grid-forming permiten una mayor integración de energías renovables, reduciendo las emisiones asociadas a las fuentes tradicionales de generación.

ODS 17: Alianzas para Lograr los Objetivos

El avance en tecnologías HVDC requiere de una colaboración estrecha entre instituciones académicas, centros de investigación y la industria eléctrica a nivel internacional, promoviendo así el intercambio de conocimientos y el desarrollo conjunto de soluciones sostenibles.

1.5. Herramientas y recursos

Para la elaboración de este proyecto, se utilizarán bases de datos académicas, recursos y documentos técnicos de instituciones o individuos reconocidos. A su vez, para el desarrollo del modelo mencionado se utilizará la herramienta Simulink (extensión del software Matlab).

1.5.1. Herramienta VFlexP

En el presente trabajo se ha utilizado la herramienta de simulación VFlexP, desarrollada en el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas junto a la Universidad de Durham, por Andrés Tomás Martín, con la ayuda de Lukas Sigrist y otros colaboradores. Esta herramienta ha sido concebida específicamente para el análisis del comportamiento dinámico de convertidores grid-forming en sistemas eléctricos con enlaces HVDC (High Voltage Direct Current), incluyendo tanto la operación normal como situaciones de contingencia.

VFlexP está basada en el entorno Simulink/MATLAB y permite simular modelos detallados de convertidores GFM con distintos tipos de estrategias de control (grid-following, VSM, y controladores adicionales como DVD, TDR, VPSS), así como representar la interacción entre múltiples convertidores conectados a través de una red HVDC punto a punto o multiterminal. Su arquitectura modular facilita la incorporación de nuevos bloques de control y la modificación de parámetros clave como la constante de inercia virtual, el control de tensión DC, o la configuración de perturbaciones externas.

A lo largo del trabajo, se han empleado simulaciones desarrolladas sobre esta herramienta para analizar la respuesta de diferentes configuraciones de control grid-forming ante perturbaciones específicas.

2. MODELO DE CONVERTIDOR GRID-FORMING CON ESTRATEGIA DE CONTROL MEDIANTE VSM

Una vez expuestos los fundamentos teóricos de la transmisión HVDC y las estrategias de control grid-forming, el siguiente paso en este proyecto consiste en el modelado y análisis dinámico de distintas configuraciones de convertidores HVDC mediante simulaciones realizadas en Simulink.

En este apartado se analiza en detalle el comportamiento de un convertidor que implementa control mediante Virtual Synchronous Machine (VSM), una estrategia grid-forming que permite al convertidor emular el comportamiento dinámico de una máquina síncrona. Este modelo constituye el eje central del estudio, ya que permite evaluar las capacidades del convertidor para operar de forma autónoma, estabilizar la red y proporcionar servicios de soporte inercial, frecuencia y tensión.

Para ello, se ha diseñado un sistema híbrido AC/DC que permite estudiar la respuesta dinámica de la red frente a perturbaciones, comparando específicamente dos estrategias de control implementadas sobre el convertidor principal, con el fin de estudiar las ventajas del uso de un control grid-forming:

- Por un lado, un convertidor con estrategia de control grid-following, que opera como fuente de corriente. Este modelo utiliza un lazo de control interior de corriente, encargado de regular las corrientes en el eje dq , y un lazo exterior de potencia/tensión, que genera las referencias de corriente necesarias para alcanzar los valores deseados de potencia. La sincronización del convertidor con la red se realiza mediante un sistema de seguimiento de fase (PLL, Phase-Locked Loop), que proporciona la referencia angular necesaria para transformar las magnitudes eléctricas al marco síncrono. Esta estrategia, sin embargo, no es capaz de operar de forma autónoma: requiere siempre la presencia de una tensión de red estable con la que sincronizarse, lo que limita su uso a sistemas con generadores formadores de red ya presentes.
- Por otro lado, un control mediante Virtual Synchronous Machine (VSM), que emula el comportamiento dinámico de una máquina síncrona y permite al convertidor operar en modo grid-forming, imponiendo su propia tensión y frecuencia al sistema.

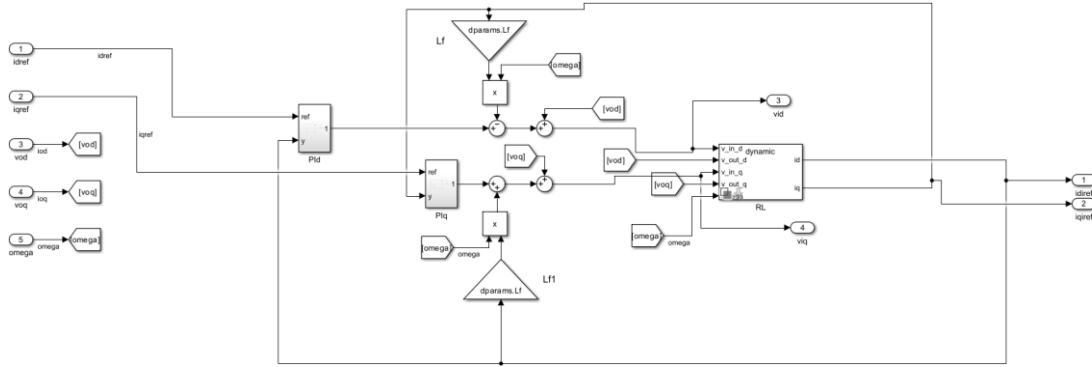


Figura 3: Estructura del modelo grid-following que representa el lazo de control interior de corriente.

2.2. Modelo de convertidor con estrategia principal de control tipo VSM

El control basado en Máquina Síncrona Virtual (VSM) tiene como objetivo emular dinámicamente el comportamiento de un generador síncrono clásico, incorporando sus propiedades inerciales y de amortiguamiento. A diferencia del control grid-following convencional, el VSM no solo establece relaciones estáticas entre frecuencia y potencia, sino que integra un modelo dinámico que proporciona una inercia sintética, lo que mejora significativamente la estabilidad ante perturbaciones.

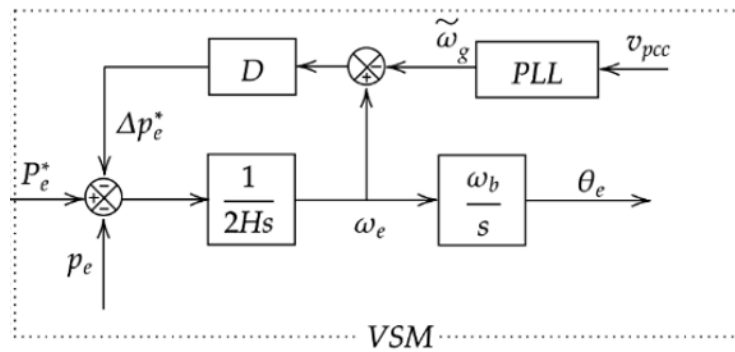


Figura 4: Esquema de control del modelo grid-forming que representa el control tipo VSM del convertidor [5].

Una VSM emula el comportamiento dinámico de una máquina síncrona clásica, en particular su ecuación de movimiento rotacional (también llamada ecuación swing). Esta describe cómo evoluciona la frecuencia angular eléctrica ω_e del sistema en función del

desbalance de potencia activa, según muestra la ecuación diferencial que rige su comportamiento:

$$2H * \frac{d\omega_e}{dt} = P_{e*} - P_e - D(\omega_e - \omega_{ref})$$

Tal como se muestra en la figura, el control VSM se fundamenta en un lazo de potencia activa. La potencia medida P_e se compara con su referencia P_{e*} , y el error se introduce en una estructura que incluye un término de inercia virtual (bloque $2Hs$ en el denominador) y un término de amortiguamiento D . Esto da lugar a una frecuencia angular eléctrica ω_e , que se integra para obtener el ángulo θ_e , el cual define la posición de la tensión generada. Este valor se utiliza para ajustar dinámicamente el comportamiento del VSM frente a variaciones en la red.

En el modelo implementado, el bloque de control de potencia (PC) se ha modificado sustancialmente para reflejar esta filosofía. Como se observa en la Figura 10.

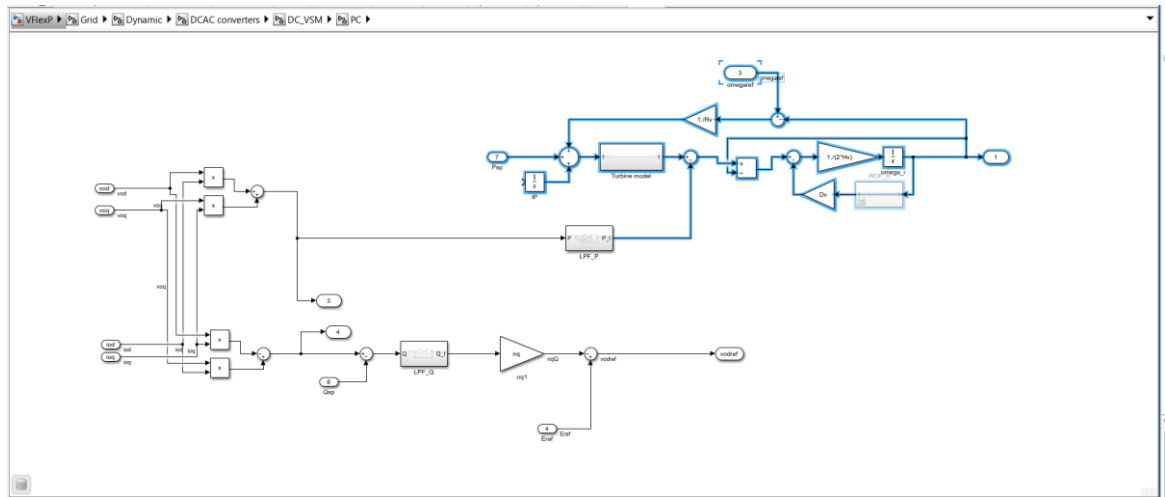


Figura 5: Cambios en la estructura del modelo para implementar un control grid-forming tipo VSM.

Este tipo de control permite al convertidor establecer su propia tensión y frecuencia en el punto de conexión, aportando capacidad de regulación y estabilización al sistema, especialmente en redes débiles o en escenarios de alta penetración de renovables. La implementación también incluye una ganancia de amortiguamiento D_v y una constante de inercia virtual H_v , que regulan la respuesta dinámica del sistema frente a perturbaciones. Para estos parámetros, se han utilizado los valores por defecto del modelo original, dado que el objetivo del presente trabajo no es modelar en detalle el comportamiento dinámico de la VSM, sino analizar su efecto en la respuesta del sistema frente a perturbaciones.

Gracias a este enfoque, el convertidor puede absorber o inyectar potencia de forma coherente con el desbalance del sistema, mejorando la calidad de la respuesta transitoria y amortiguando oscilaciones tanto de frecuencia como de tensión.

2.3. SIMULACIÓN 1: Control Grid-forming con VSM vs Grid-following

Ambas estrategias han sido implementadas sobre un mismo entorno de simulación.

A continuación, se describe con detalle la red utilizada, la configuración de los convertidores y las condiciones de simulación, para después analizar los resultados obtenidos en términos de estabilidad de frecuencia, respuesta de tensión DC y capacidad de inercia virtual.

A continuación, se utilizará la herramienta de simulink VFlexP para llevar a cabo simulaciones sobre una red eléctrica híbrida de cuatro nudos. Se utilizará en primer lugar un modelo que opera en modo grid-following, para posteriormente compararlo con un modelo que realiza el control de potencia mediante el uso de un modelo de VSM (máquina síncrona virtual).

2.3.1. Red eléctrica utilizada en la simulación

La red eléctrica sobre la que se han realizado las simulaciones está compuesta por 4 nudos (buses), y presenta una estructura híbrida que permite el análisis del comportamiento dinámico del sistema bajo distintas estrategias de control (grid-following y VSM). Las principales características de la red son las siguientes:

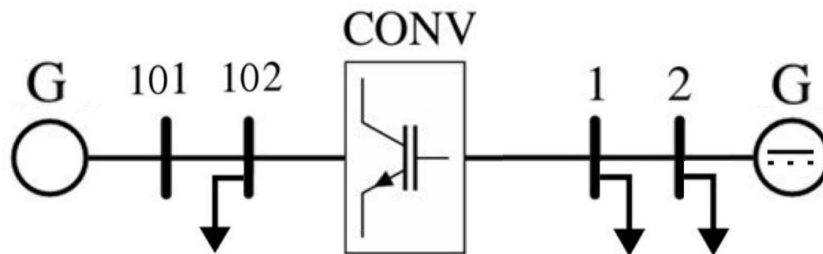


Figura 6: Esquema descriptivo de la red utilizada en SIMULACIÓN 1.

Configuración general: El sistema está dividido en dos áreas.

- Área 1: Representa una red en corriente alterna (AC).
- Área 2: Corresponde a una red en corriente continua (DC), lo que permite evaluar el comportamiento del control en un entorno híbrido AC/DC.

Nudos de la red:

- Bus 101: Es el nudo swing del sistema (tipo 3), actuando como referencia de tensión y frecuencia. En este punto se conecta el generador controlado mediante grid-following o VSM.
- Bus 102: Es un nudo de carga (PQ) en el área AC, con una demanda activa de 50 MW.
- Bus 1: también es un nudo situado en el área DC, con una demanda activa de 50 MW.
- Bus 2: nudo de generación y demanda, que actúa como generador conectado a la red DC, con una potencia activa de 49.9 MW y una potencia demandada de 50MW.

Líneas de conexión de la red:

Línea entre Bus 101 y Bus 102:

- Tipo: AC
- Impedancia: $R = 0.01 \text{ pu}$, $X = 0.03 \text{ pu}$

Línea entre Bus 1 y Bus 2:

- Tipo: DC
- Impedancia: $R = 0.01 \text{ pu}$, $X = 0 \text{ pu}$ (línea puramente resistiva)

Conexión entre Bus 102 y Bus 1:

- Funciona como línea de interconexión entre áreas
- Incorpora un convertidor para la unión de la red híbrida

Magnitudes base:

- Tensión base (U_b): 135 kV (área AC), 200 kV (área DC)
- Potencia base (S_b): 100 MVA
- Frecuencia base (f_b): 50 Hz

2.3.2. Condiciones de simulación

La simulación sobre la que se analizará el comportamiento de ambos modelos de control será la misma. Sobre la red híbrida anteriormente mencionada se simulará un escalón de inyección de corriente en el nudo 102 de valor 1pu en el instante de tiempo de simulación $t=1s$.

Se muestra a continuación la localización del bloque step que simula la perturbación de potencia en el nudo 1 dentro del modelo Simulink.

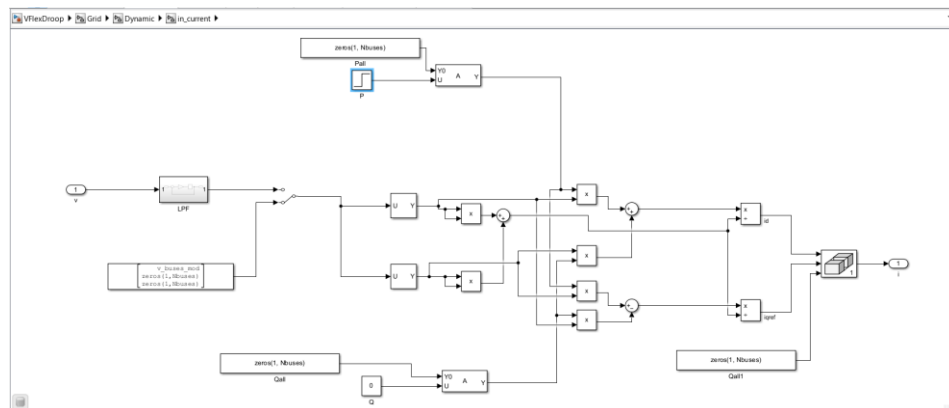


Figura 7: Localización del escalón de perturbación dentro del modelo Simulink.

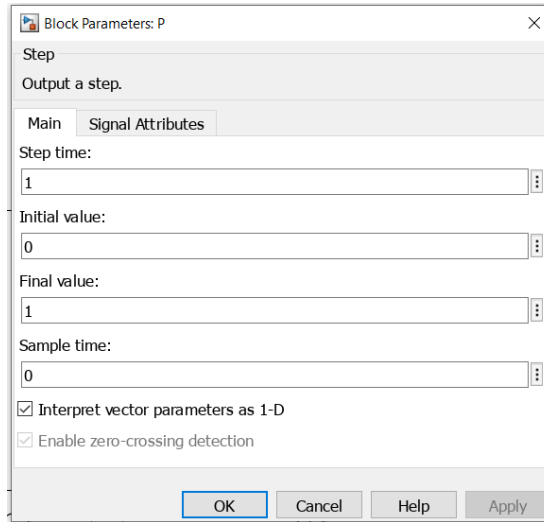


Figura 8: Parámetros de diseño del bloque que introduce el escalón de perturbación

2.3.3. Variables de interés para el análisis de la respuesta de los convertidores ante perturbación

Para analizar los resultados de las simulaciones se generarán gráficas de algunas de las variables más representativas en la respuesta del sistema ante perturbaciones. Las variables del modelo que se ha considerado representar gráficamente se listan a continuación:

- **Idc**: Corriente en el enlace de corriente continua, que indica el flujo de potencia en el lado DC del convertidor.
- **Vdc**: Tensión continua del convertidor, cuya estabilidad es clave para el correcto funcionamiento del enlace HVDC.
- **Vdout**: Componente en eje d de la tensión en el lado AC del convertidor.
- **Vqout**: Componente en eje q de la tensión en el lado AC del convertidor.
- **Iac**: Corriente de salida del convertidor en el lado AC, representada en coordenadas dq.
- ω : Velocidad angular del convertidor, relacionada con la frecuencia de la tensión generada en modo grid-forming.
- **Pdc**: Potencia activa en el lado DC del convertidor, útil para observar el balance de potencia en el enlace.
- **Ps**: Potencia activa generada o absorbida por el convertidor en el lado AC.
- **Qs**: Potencia reactiva generada o absorbida en el lado AC, que influye directamente en el control de tensión.

Inicialmente, se planteó guardar las señales desde el modelo como “timeseries” mediante un bloque to workspace para poder graficarlas directamente en un script de Matlab haciendo uso de la función “plot”. No obstante, algunas de las variables presentaban problemas a la hora de ser representadas debido a la dimensión del vector de datos que se guardaba en las variables para cada instante de tiempo. Como solución, para las variables que no se guardaban correctamente como timeseries (Idc, Vdc, w, Pdc) se ha optado por guardarlas con estructura structured with time, que conlleva hacer uso de los bloques “clock” y “mux” de la librería de Simulink, tal como se muestra a continuación.

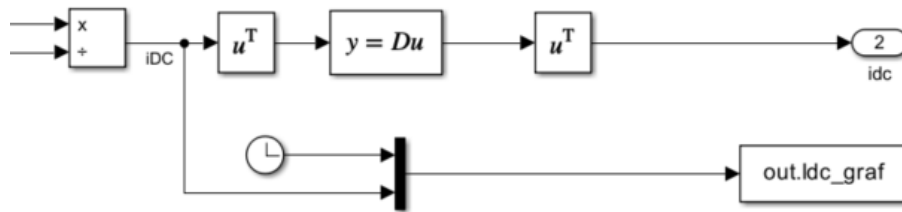


Figura 9: Diseño de la estructura de guardado de datos para las variables tipo “structured with time”.

Además, para omitir armónicos de elevada frecuencia que generan ruido en las señales de interés se ha optado por añadir un filtro de paso bajo a las variables. Cabe destacar que el bloque integrador del filtro se inicializa con el valor de la variable a la entrada Tf desde el script de Matlab empleado para lanzar la simulación, siendo su valor asignado 0.01s.

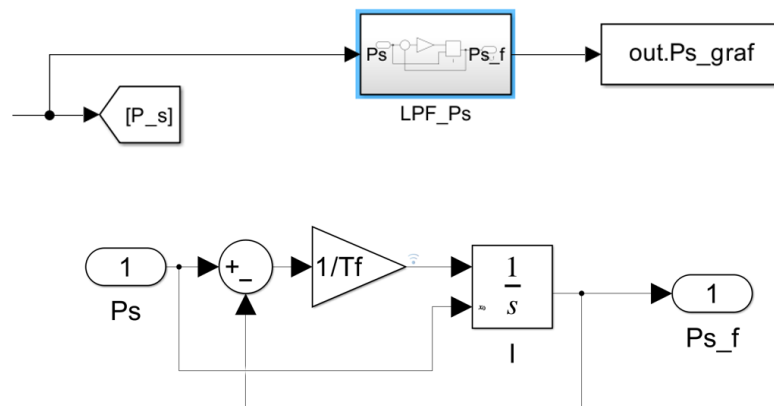


Figura 10: Estructura del bloque FPB utilizada para filtrar las variables de interés, y su localización dentro de modelo.

2.3.4. SIMULACIÓN 1: Comparación de resultados y conclusiones

Los resultados obtenidos en las simulaciones permiten contrastar de forma clara el comportamiento dinámico de los convertidores HVDC bajo las dos estrategias de control consideradas: grid-following y Virtual Synchronous Machine (VSM, grid-forming).

La perturbación aplicada al sistema consiste en un escalón de inyección de corriente en el nudo 2 del área AC de la red, lo que equivale a una aportación repentina de potencia desde el exterior del sistema. Como consecuencia, se produce un desequilibrio en el balance de potencia, y los convertidores deben reducir su potencia activa generada para estabilizar el sistema.

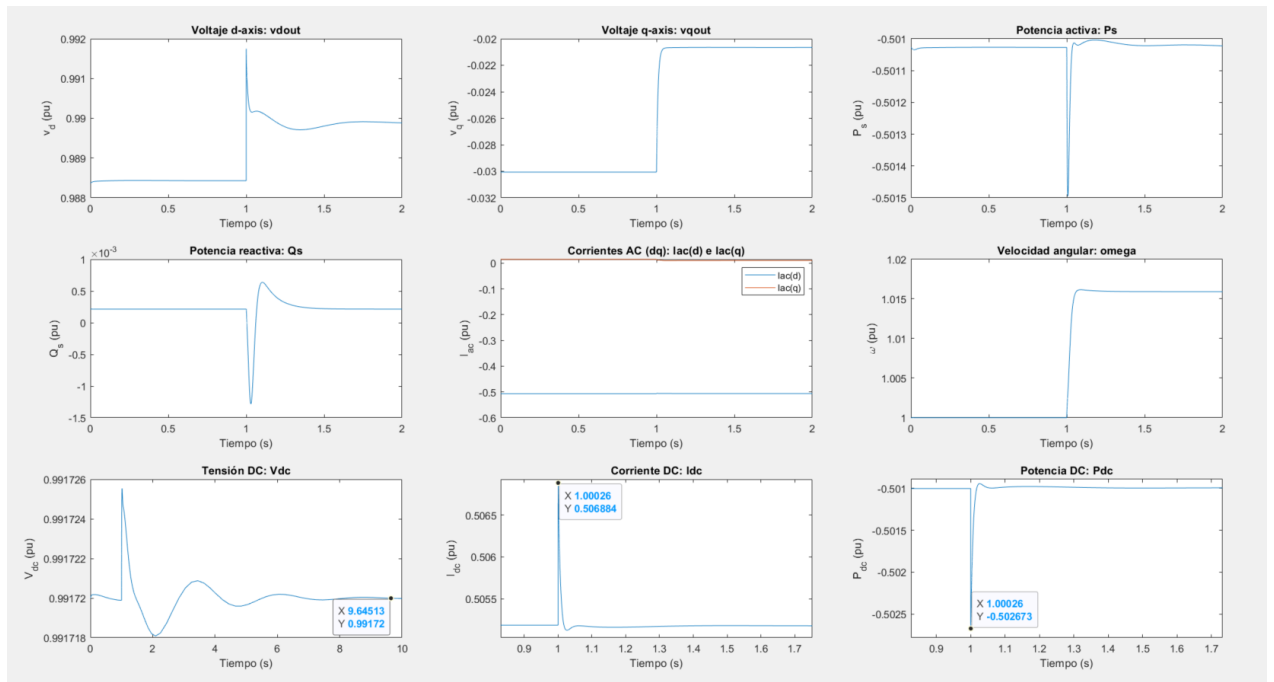


Figura 11: Representación gráfica de la respuesta del convertidor grid-following.

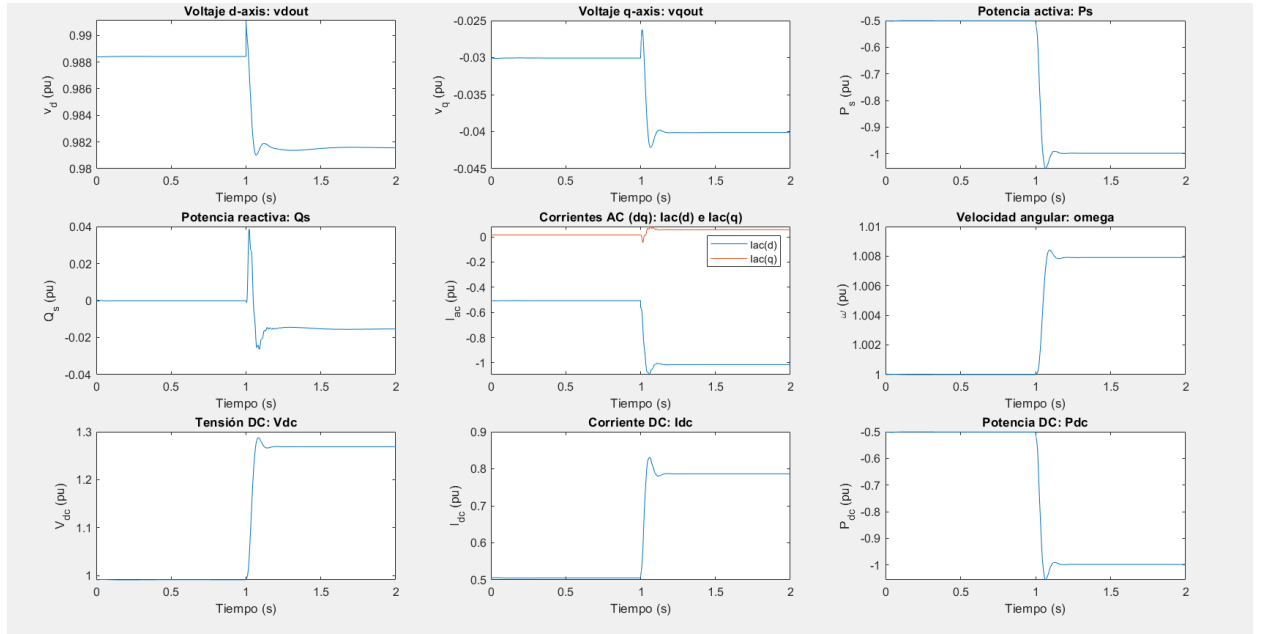


Figura 12: Representación gráfica de la respuesta del convertidor grid-forming tipo VSM.

Bajo estas condiciones, el modelo con control grid-following presenta una respuesta abrupta con transitorios poco amortiguados y escasa capacidad de adaptación. Al tratarse de un control grid-following, el convertidor no establece su propia tensión ni frecuencia, sino que actúa como una fuente de corriente, adaptando su salida a las condiciones de red sin intervenir activamente en la estabilización del sistema.

En contraste, el modelo con control VSM emula dinámicamente el comportamiento de una máquina síncrona, incorporando inercia virtual y amortiguamiento. Esto permite una respuesta más progresiva y estable, con una reducción controlada de la potencia generada y un ajuste natural de la frecuencia. El sistema alcanza un nuevo equilibrio dinámico con menores oscilaciones y una mayor robustez frente a la perturbación.

Análisis de variables clave:

- Velocidad angular (ω): En el modelo VSM se observa un aumento transitorio de la frecuencia tras la inyección de corriente, como consecuencia del desequilibrio de potencia. Este comportamiento es coherente con el funcionamiento de un sistema con inercia virtual, que inicialmente absorbe la perturbación y posteriormente ajusta su frecuencia para alcanzar un nuevo punto de equilibrio. En cambio, en el modelo con control grid-following, también se observa una variación de frecuencia, pero más brusca y sin capacidad de amortiguamiento, ya que carece de un mecanismo inercial que suavice el transitorio.

- Tensión DC (V_{dc}): La evolución de la tensión del bus DC muestra comportamientos muy distintos en ambos modelos. En el modelo con control grid-following, V_{dc} se mantiene prácticamente constante, lo que indica que el convertidor no adapta su potencia generada tras la perturbación. En cambio, en el modelo VSM, se observa un aumento significativo de V_{dc} tras la inyección de corriente. Este fenómeno se debe a que el convertidor, al reducir transitoriamente su potencia activa inyectada al sistema AC (como respuesta inercial ante el desbalance de potencia), deja de extraer la misma cantidad de energía del bus DC. Como resultado, se acumula energía en el enlace DC, lo que provoca el aumento de tensión. Esta dinámica refleja fielmente la respuesta característica de un control grid-forming, que prioriza la estabilidad de frecuencia ajustando su potencia activa y, en consecuencia, afecta al comportamiento de la tensión DC.
- Potencia activa (P_s) y potencia DC (P_{dc}): Tanto P_s como P_{dc} representan la potencia generada por el convertidor, P_s en el lado AC y P_{dc} en el lado DC. En un convertidor ideal con rendimiento elevado, ambas magnitudes deben seguir dinámicas similares, lo cual se confirma en los resultados. En el modelo VSM se observa una reducción inmediata de ambas potencias tras la perturbación, señal de que el convertidor adapta su generación para contribuir al reequilibrio del sistema. En el modelo grid-following, en cambio, ambas potencias permanecen prácticamente constantes, reflejando que este tipo de control no participa activamente en la regulación de potencia tras la inyección de corriente.
- Transitorio general: El control VSM logra una respuesta dinámica más amortiguada y gradual, mientras que el modelo grid-following presenta una respuesta más brusca, con menor capacidad de adaptación. Además, el modelo VSM deja ver cierto ruido residual incluso tras 10 segundos de simulación, reflejando que aún continúa ajustándose a un nuevo equilibrio. Por el contrario, el sistema con grid-following recupera sus condiciones iniciales rápidamente, pero sin modificar su generación.

En conjunto, la comparación entre ambos modelos revela diferencias clave en su comportamiento dinámico. El modelo con control VSM responde de forma activa a la perturbación, adaptando su generación para alcanzar un nuevo equilibrio, lo que se traduce en una evolución progresiva de las variables y una mayor capacidad de regulación. Aunque se aprecia un pequeño ruido residual tras varios segundos, este se considera normal dada la complejidad del control y la continua adaptación del sistema. En cambio, el modelo con control grid-following presenta una respuesta más abrupta y limitada, regresando rápidamente a sus condiciones iniciales sin modificar su

generación, lo que refleja una actitud pasiva ante desequilibrios energéticos. Estas diferencias evidencian la ventaja del enfoque grid-forming en escenarios con mayor necesidad de soporte dinámico, y sienta las bases para el análisis posterior de controles avanzados como el Gdc, que mejoran aún más el comportamiento del sistema.

3. CONTROLES ADICIONALES SOBRE MODELO DE CONVERTIDOR GRID-FORMING

Los convertidores grid-forming integrados en sistemas eléctricos híbridos son capaces de aportar a la respuesta primaria del sistema ante desequilibrios en el balance de potencias. Simulan el comportamiento de los generadores síncronos variando la potencia que se inyecta desde el variador.

Sin embargo, la variación de potencia inyectada que es capaz de asumir el convertidor afecta directamente a la tensión de bus de corriente continua, que varía en función de la energía almacenada en el bus, cuyo valor en sistemas reales queda limitado por el valor de referencia de tensión de corriente continua y el límite de desviación impuesto para no comprometer la estabilidad del sistema. El control grid-forming es capaz de regular tanto la tensión DC como la potencia activa inyectada, pero el bus DC presenta una capacidad limitada para almacenar o suministrar energía. Esto provoca que, al haber una variación repentina en la carga del sistema, ante la cual el convertidor debe hacer un ajuste rápido de la potencia activa, la tensión DC podría quedar fuera del rango de valores aceptables, comprometiendo la estabilidad del sistema y afectando a la capacidad del convertidor para mantener la tensión de salida en la red.

Para conseguir una mejora en la respuesta del convertidor es necesario por tanto modificar el control de forma que se regule correctamente la relación entre la potencia activa y la tensión DC del convertidor.

Con el objetivo de mejorar el rendimiento dinámico del sistema y su capacidad de respuesta ante perturbaciones, se han incorporado al modelo original una serie de bloques de control adicionales. Estos nuevos controles actúan sobre distintas variables del sistema y están diseñados para optimizar la interacción entre la tensión en el bus DC y la potencia activa generada por el convertidor. En la siguiente figura se presenta una visión general de los bloques implementados y su integración en la arquitectura de control existente:

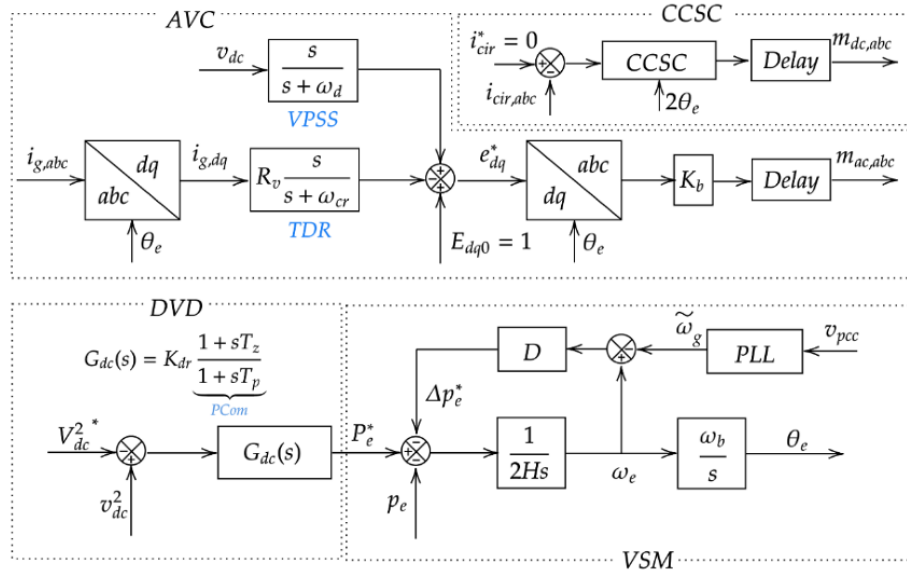


Figura 13: Esquema de control para la implementación de controles adicionales [5].

3.1. Diseño de los controles adicionales

A continuación, se describen de forma individual los tres controles adicionales integrados en el modelo, comenzando por el estabilizador virtual del sistema de potencia (VPSS).

3.1.1. VPSS (virtual power system stabilizer):

El VPSS Es un algoritmo de control complementario que se utiliza para amortiguar oscilaciones de baja frecuencia, mejorando así la estabilidad transitoria del sistema. Se implementa en el control de tensión alterna del modelo utilizando como variable de entrada la tensión del bus de corriente continua. Su función de transferencia en el dominio de Laplace se presenta a continuación:

$$\frac{s}{s + \omega_d}$$

La función de transferencia del VPSS se ha implementado en el modelo Simulink mediante el diagrama de bloques mostrado a continuación:

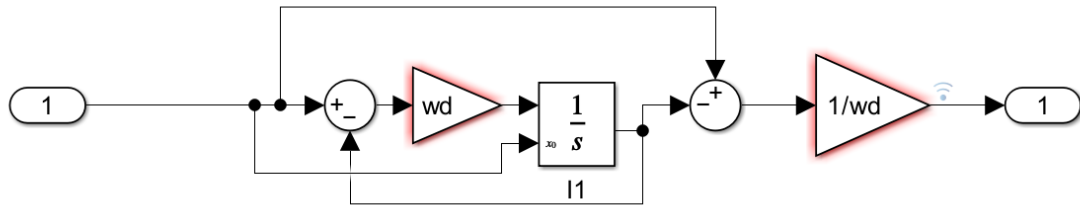


Figura 14: Diagrama de bloques del FPA utilizado en la estructura del control adicional VPSS.

A nivel práctico este diagrama de bloques constituye un FPA sin ganancia en el numerador con frecuencia de corte 6.4Hz. Se ha seleccionado una frecuencia de corte de aproximadamente 6 Hz ($\omega = 2\pi \cdot 6 \approx 40.0$ rad/s) para el filtro pasa-alto del VPSS con el fin de asegurar la separación en frecuencia entre el lazo de control principal (VSM) y el estabilizador (VPSS).

El control VPSS actúa con ganancia óptima para $f = 6.4\text{Hz}$, que no interfiere ni con el rango de frecuencias de funcionamiento de Gdc ni con TDR, que actúan en rangos de frecuencia a partir de 23Hz. Además, el VPSS ayuda a amortiguar perturbaciones transitorias de baja frecuencia, pero no tiene efecto significativo sobre la estabilidad en régimen permanente del sistema comparado con Gdc y TDR, que son los controles con mayor peso sobre la estabilidad del sistema. Tampoco se solapa con las frecuencias transitorias de la VSM que se encuentran alrededor de 0,5Hz ($H=0.31416\text{s}$).

El control VPSS tiene como señal de entrada la v_{dc} (tensión de corriente continua), actuando sobre las fluctuaciones en esta variable. La salida del control se suma directamente a la generación de la referencia de tensión alterna en ejes dq, que es la tensión que el convertidor intenta imponer en la red.

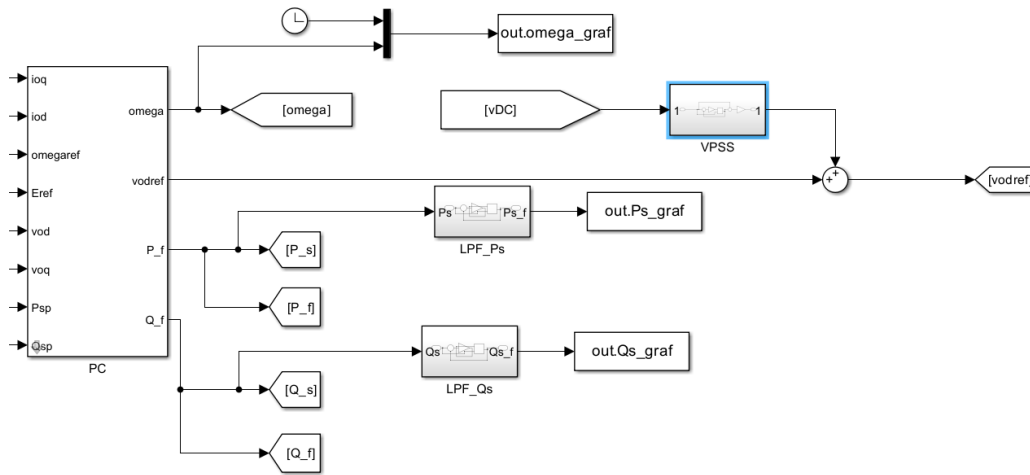


Figura 15: Esquema de control para la implementación de controles adicionales.

3.1.2. TDR (Transient Damping Resistor)

El TDR es una resistencia virtual cuya función es ayudar a amortiguar transitorios en el sistema, incorporándose en el modelo como un FPA, de forma que no tiene efecto sobre el régimen permanente del sistema, pero si durante transitorios rápidos que pueden desestabilizarlo. Ayuda a limitar los picos en tensión y corriente cuando el sistema experimenta cambios, modificando la referencia de tensión que aplica el convertidor para atenuar oscilaciones.

Este algoritmo de control ya estaba implementado en el modelo Simulink, aunque se encontraba desactivado, y los valores de sus parámetros han sido modificados a acorde al modelo y a la red de simulación para garantizar una respuesta óptima. Su función de transferencia en el dominio de Laplace se presenta a continuación:

$$R_v \frac{s}{s + w_{cr}}$$

Esta función de transferencia se incluye en el modelo Simulink mediante el siguiente diagrama de bloques.

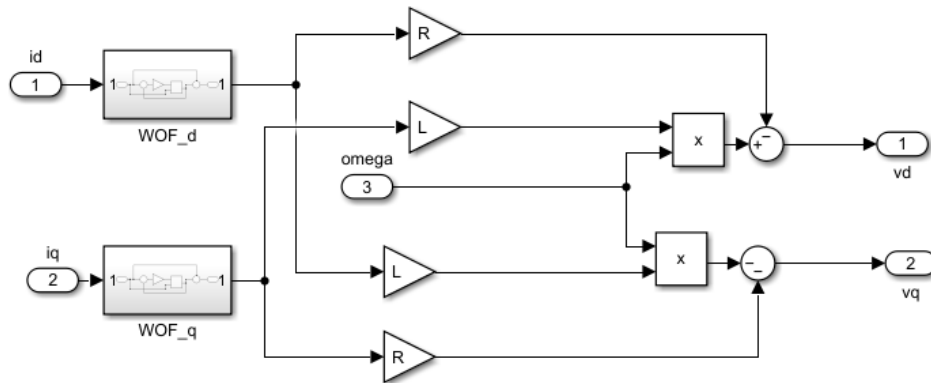


Figura 16: Esquema de control para la implementación de controles adicionales.

Donde los bloques WOF representan los filtros paso alto por donde pasan las señales de entrada de corriente en ejes dq. Tienen la siguiente estructura:

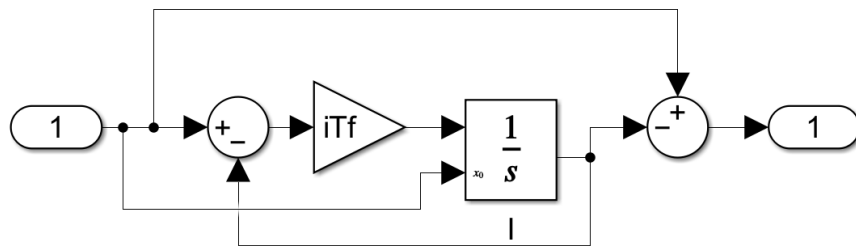


Figura 17: Diagrama de bloques del FPA utilizado en la estructura del control adicional TDR.

Los parámetros de diseño para el control TDR son la constante del tiempo del filtro que dictamina la frecuencia de corte del FPA (iTf en el diagrama de bloques), y el valor de la resistencia virtual del control (R en el diagrama de bloques). Aunque el control, que ya estaba implementado, incorpora también una inductancia virtual, el valor de esta se ha fijado a 0 pu.

Se ha asignado un valor de 0.007s para la constante de tiempo del filtro, dando lugar a una frecuencia de corte de 22.7Hz para permitir al TDR amortiguar oscilaciones de media frecuencia sin interferir con el control VSM (actuación <10 Hz). Este valor permite solapar ligeramente la actuación del TDR con el control Gdc, ayudando a la amortiguación dinámica sin anular su efecto.

El valor del parámetro R_v se ha establecido en 0.005pu, siendo un valor conservador y eficaz para introducir amortiguamiento suficiente sin sobreactuar sobre la referencia de tensión, lo cual sería contraproducente en configuraciones con ganancias altas en el lazo DC como es el caso de la ganancia K_{dp} del control G_{dc} .

El control TDR se encuentra en el modelo dentro del bloque VI, y tiene como señales de entrada las componentes en ejes dq de las corrientes trifásicas. Las señales amortiguadas y corregidas a la salida del TDR se suman a la tensión de referencia en ejes dq.

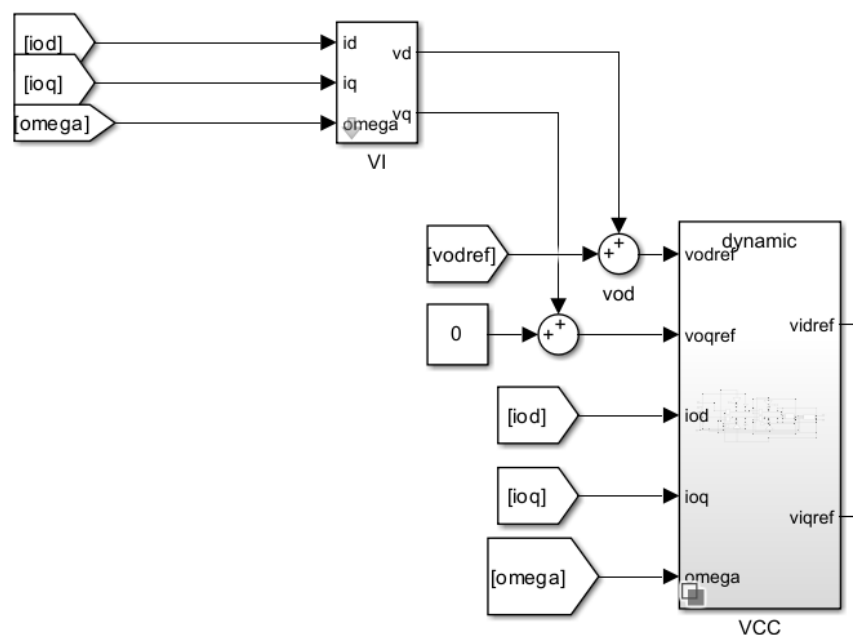


Figura 18: Localización del control TDR dentro del modelo Simulink.

3.1.3. G_{dc} (Control de estabilización del bus DC)

Para ayudar a que el sistema pueda seguir la referencia de potencia activa en los convertidores, sin comprometer los límites de tensión en el bus de continua, es preciso incorporar al DVD (DC voltaje droop) un control adicional. El control G_{dc} es un regulador de tensión del bus DC, el cual genera una potencia activa de referencia P_e^* a partir del error de tensión en el bus DC. Se implementa como un “lead compensator” (compensador de adelanto de fase) con la siguiente función de transferencia:

$$Kdp * \frac{1 + sT_z}{1 + sT_p}$$

Esta función de transferencia se incluye en el modelo Simulink mediante el siguiente diagrama de bloques.

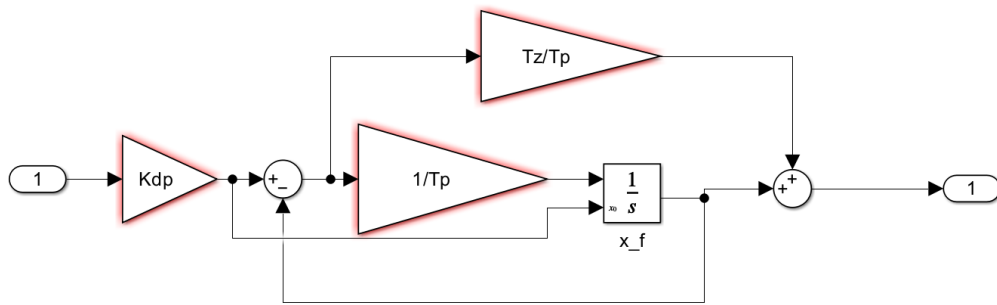


Figura 19: Diagrama de bloques de la función de transferencia del control adicional Gdc.

En su conjunto, el bloque Gdc actúa como un controlador de adelanto de fase, de forma que se amplía el margen de fase para contrarrestar los retrasos naturales introducidos por el sistema debido a los filtros y al control de la VSM, y mejorar la estabilidad del sistema. El Gdc mejora la robustez y estabilidad del sistema y permite ajustar la proporción en la que varía la referencia de potencia activa del inversor ante un error en la tensión del bus DC. Es por este motivo que el control Gdc es crucial en este trabajo, ya que permite abordar el principal problema de los convertidores grid-forming, que es su limitación a la aportación de regulación primaria fruto de las restricciones de fluctuación en la tensión del bus DC.

El valor de las constantes de tiempo del cero (T_z) y el polo (T_p) de la función de transferencia del control determinan la banda de actuación sobre la que se aplica un adelanto de fase, así como la cantidad de adelanto que se produce.

Con el fin de aportar un adelanto de fase elevado y que el control sea efectivo en todo el rango de frecuencias relevantes se ha escogido un valor de $T_z=0.01s$ y $T_p=0.0001s$. Estos valores en los parámetros dan lugar a un adelanto de fase en un rango de frecuencias que va desde 16Hz hasta 1.6kHz. Con un orden de magnitud de T_p considerablemente menor que T_z , no solo se asegura un rango efectivo amplio de frecuencia, sino un gran adelanto de fase, ya que este depende del cociente entre las constantes de tiempo como se puede observar en la función de transferencia del control.

$$\phi_{max} = \arcsin\left(\frac{T_z - T_p}{T_z + T_p}\right) = 78,58^\circ$$

La ganancia Kdp tiene una gran importancia en el modelo, ya que su valor dictamina la capacidad de aportación del convertidor, aunque también su estabilidad. Valores pequeños de Kdp, dan lugar a menor aportación en la respuesta primaria del convertidor, pero la estabilidad del sistema queda menos comprometida. Al usar valores de Kdp grandes (considerando como grandes mayores a la unidad), el convertidor es capaz de aportar mayor cantidad de potencia activa para un mismo error en la tensión DC. Partiendo de este razonamiento, sería conveniente utilizar un valor de Kdp lo más grande posible con el objetivo de aumentar la capacidad de aportación primaria de los convertidores ante cambios en la red, sin conllevar un efecto crítico en Vdc. Pero, al aumentar el valor de Kdp, la sensibilidad del control también lo hace, aumentando la agresividad en la respuesta a perturbaciones. Esto produce grandes incrementos en la potencia activa de referencia del convertidor Pe^* , dando lugar a una respuesta muy rápida y brusca que puede provocar inestabilidad en el sistema.

Tomando en cuenta estas condiciones de diseño, y aplicado a la red de simulación, se ha establecido un valor de Kdp=2, que supone un buen compromiso entre estabilidad y capacidad de aportación primaria por parte de los convertidores. Cabe destacar que, debido a la red utilizada, el sistema pasa a ser inestable para valores de Kdp superiores al establecido.

Como ya se ha mencionado anteriormente, para estos valores en los parámetros de diseño, el control Gdc no se solapa con las frecuencias de actuación de la VSM o el VPSS, y presenta cierto solapamiento con las frecuencias de actuación del TDR, proporcionando una acción amortiguadora y anticipadora conjunta que mejora la estabilidad del sistema.

El control Gdc tiene como variable de entrada el error de tensión en el bus DC, y como salida la variación de referencia de potencia activa Pe^* , que posteriormente utiliza en el control de potencia de la VSM.

$$Pe^* = Gdc * (Vdc^2 - Vdc^{*2})$$

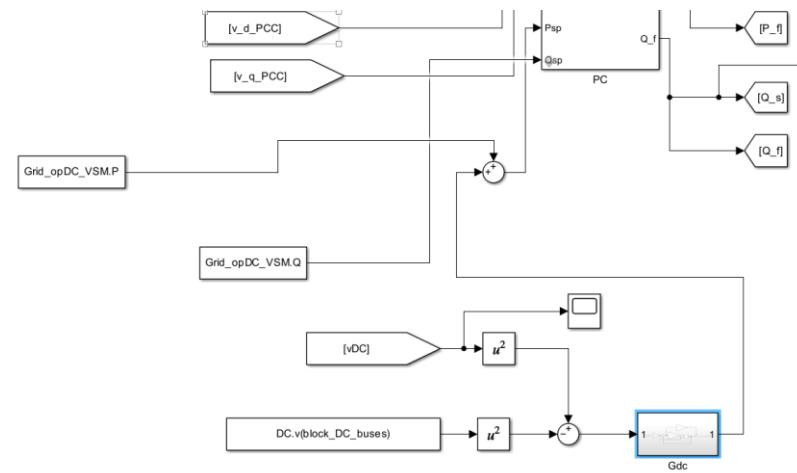


Figura 20: Localización del control *Gdc* dentro del modelo Simulink.

3.2. Simulación de los controles adicionales

Con el objetivo de evaluar el impacto de estas mejoras en el comportamiento dinámico del sistema, se implementan y simulan los nuevos bloques de control sobre una red más compleja que permite estudiar la interacción entre convertidores y áreas AC interconectadas mediante un enlace HVDC.

A continuación, se presenta la nueva red empleada para la simulación de los controles adicionales. Se trata de una red formada por dos áreas de corriente alterna simétricas, interconectadas mediante un enlace HVDC tipo “Point to Point” con dos convertidores VSC (denominados CONV1 y CONV2), cada uno situado en un extremo del enlace, tal como se muestra en la figura 19.

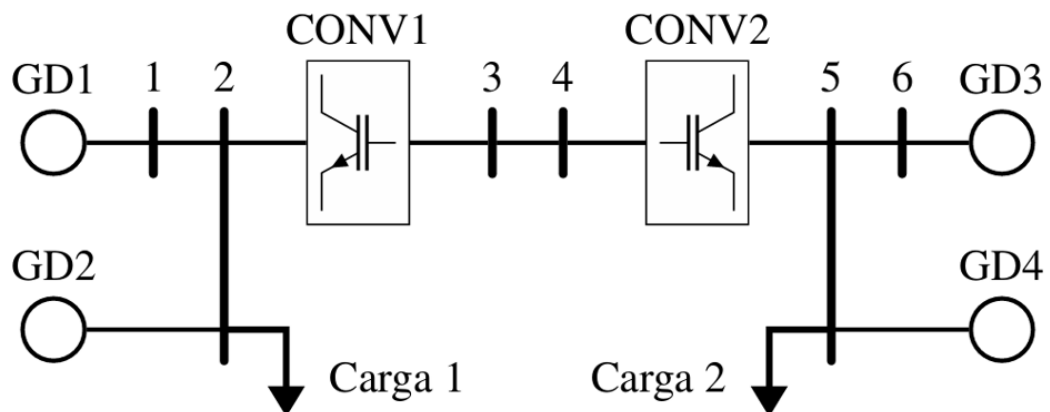


Figura 21: Esquema de la red de simulación utilizada.

Nudos de la red: Cada área AC del sistema está compuesta por dos nudos:

- En la primera área, el nudo 1 se conecta exclusivamente a un generador distribuido (GD1), y el nudo 2 incorpora tanto generación (GD2) como una carga local (Carga 1).
- En la segunda área, el nudo 6 está conectado a GD3, y el nudo 5 combina generación (GD4) y demanda (Carga 2).

Líneas de conexión de la red:

Línea entre Bus 1 y Bus 2:

- Tipo: AC
- Impedancia: $R = 0.01 \text{ pu}$, $X = 0.03 \text{ pu}$, $B = 0.01 \text{ pu}$

Línea entre nudo 3 y nudo 4:

- Tipo: DC
- Impedancia: $R = 0.05$ (línea puramente resistiva)

Conexión entre Bus 6 y Bus 5:

- Tipo: AC
- Impedancia: $R = 0.01 \text{ pu}$, $X = 0.03 \text{ pu}$, $B = 0.01 \text{ pu}$

Magnitudes base:

- Tensión base (U_b): 135 kV (área AC), 200 kV (área DC)
- Potencia base (S_b): 100 MVA
- Frecuencia base (f_b): 50 Hz

Ambas áreas están enlazadas a través de un sistema HVDC compuesto por dos nudos intermedios, 3 y 4, correspondientes a la salida DC de CONV1 y la entrada DC de CONV2, respectivamente.

En este escenario, se analiza el comportamiento dinámico del sistema frente a una perturbación introducida en el nudo 2, consistente en la inyección de un escalón de

corriente de 1 pu en el instante $t = 1$ s, que provoca un desequilibrio de potencia en el sistema y permite evaluar la respuesta de los nuevos controles implementados.

3.3.SIMULACIÓN 2: Análisis del efecto de Kdp sobre la respuesta de los convertidores

Para analizar el efecto del valor de Kdp en el control Gdc se muestran seguidamente los resultados de dos simulaciones realizadas sobre la misma red y para la misma perturbación. En la primera simulación se utilizan los valores justificados anteriormente ($K_{dp}=2$), y en la segunda simulación se cambia el valor de Kdp a 0.5. Cabe destacar que para las variables Vdc, Pdc, velocidad angular y Ps, se incluyen en la misma gráfica la respuesta de ambos convertidores para observar el comportamiento en ambos extremos del enlace, mientras que en el resto de las variables solo se muestra la respuesta del convertidor 1 que se corresponde con el lado de la red donde se introduce el escalón de perturbación.

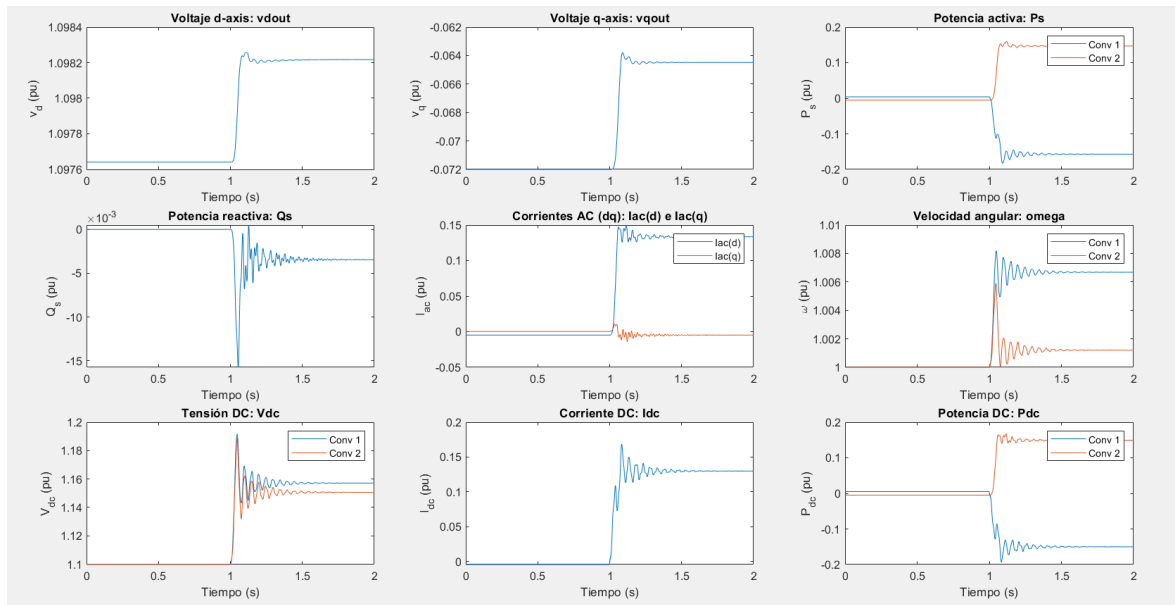


Figura 22: Representación gráfica de la respuesta de los convertidores para $K_{dp}=2$.

Al introducir un escalón de corriente en el nudo 2 del sistema, se inyecta potencia externa en la parte AC del sistema conectada al convertidor 1. Como el convertidor 1 opera en modo grid-forming y simula el comportamiento de un compensador síncrono mediante la VSM, este ajusta su generación en función del nuevo balance de potencia reduciendo

su potencia activa generada. El convertidor no es capaz de ajustar la potencia de manera instantánea y el exceso de energía transitoria del sistema da lugar a un aumento en la frecuencia y tensión, hasta que el sistema logra estabilizarse alcanzando un nuevo equilibrio como se puede apreciar en las gráficas de Vdc y velocidad angular.

El convertidor 2, aunque no está directamente conectado al punto de inyección, experimenta indirectamente un desbalance de potencia en el enlace HVDC, debido a la reducción de generación por parte del convertidor 1. Su controlador VSM junto a la acción de los controles adicionales responden al desbalance incrementando su potencia activa generada, asumiendo un rol compensador dentro del sistema.

Es de especial interés el valor de la variable Vdc en la respuesta a la perturbación, ya que es el factor más limitante en la estabilidad de los convertidores, y su valor está directamente condicionado por el parámetro Kdp. Durante el régimen transitorio la Vdc medida en ambos convertidores llega valores máximos alrededor de 1.19pu, para posteriormente estabilizarse en 1.157 pu para el convertidor 1 y 1.150 en el convertidor 2.

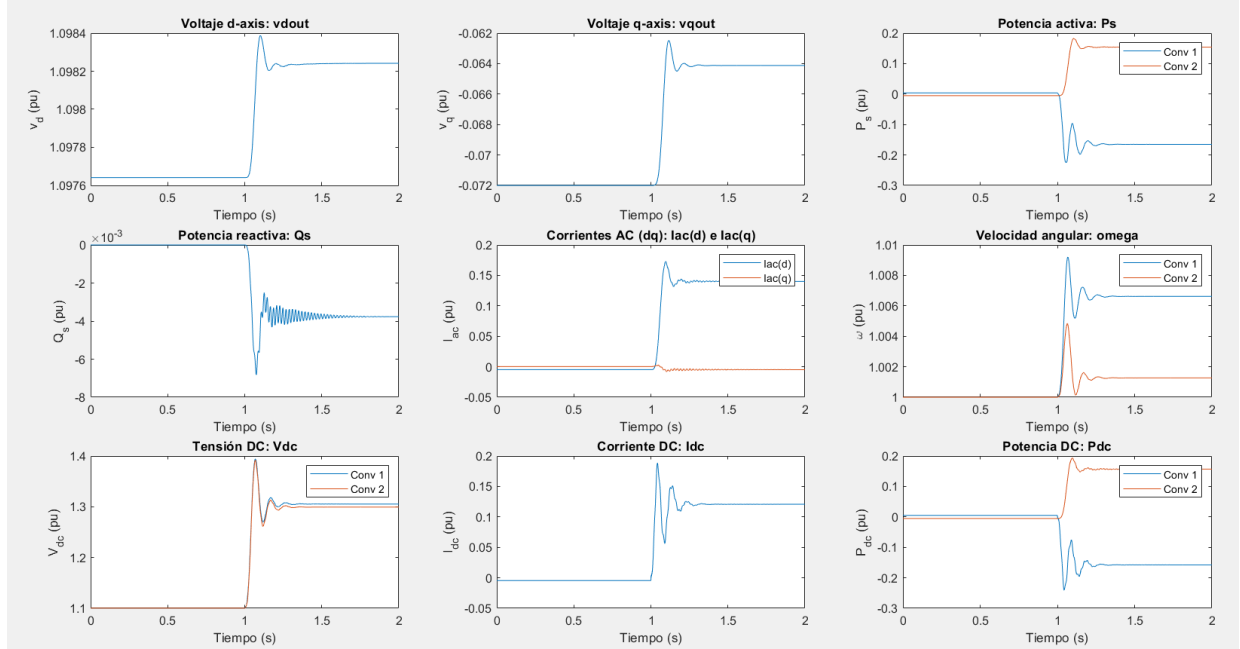


Figura 23: Representación gráfica de la respuesta de los convertidores para $K_{dp}=0,5$.

En los resultados gráficos de la simulación correspondiente al valor $K_{dp} = 0.5$, se aprecia una respuesta más estable y atenuada tras la perturbación, con menores oscilaciones en variables como la tensión DC y la velocidad angular. Este comportamiento contrasta con el observado previamente para $K_{dp} = 2$, donde la respuesta era más rápida pero también más sensible e inestable, especialmente durante el régimen transitorio. La comparación de ambos casos pone de manifiesto cómo un valor más elevado de K_{dp} amplifica la reacción del sistema, generando picos más pronunciados en variables clave como V_{dc} y ω , mientras que un valor más moderado como $K_{dp} = 0.5$ contribuye a una respuesta más amortiguada.

Este comportamiento es coherente con la función del parámetro K_{dp} , ya que este amplifica la contribución del error de tensión para el cálculo de la potencia activa de referencia. Por tanto, un K_{dp} elevado mejora la capacidad del convertidor para reaccionar rápidamente ante desbalances de potencia, aunque a costa de comprometer la estabilidad dinámica del sistema.

En la segunda simulación, al reducir K_{dp} a 0.5, se observa una respuesta transitoria más suave. Sin embargo, este comportamiento aparente de mayor estabilidad es engañoso si se analiza en profundidad la evolución de V_{dc} . Aunque la respuesta de la segunda simulación presente una mejor estabilidad transitoria, la menor ponderación del error de tensión DC en el cálculo de la potencia activa provoca una mayor desviación sostenida en la tensión del bus, lo cual compromete de forma significativa la capacidad del convertidor para mantener sus referencias de tensión y frecuencia, y con ello, la estabilidad global del sistema.

El diseño de los controles adicionales tiene como objetivo que los convertidores tengan la capacidad de participar activamente en la regulación primaria del sistema ante perturbaciones, sin que su capacidad de aportación se vea limitada por oscilaciones inadmisibles en la tensión del bus DC.

Por tanto, desde el punto de vista de robustez operativa, un valor elevado de K_{dp} resulta crítico, ya que garantiza márgenes de operación más seguros para V_{dc} , variable fundamental para el correcto funcionamiento de los convertidores grid-forming. No obstante, cuanto mayor es K_{dp} , más agresiva es la respuesta dinámica del sistema, y mayor es el riesgo de inestabilidad incluso con los controles de amortiguamiento adicionales implementados.

3.3.1. SIMULACIÓN 3: Comparación de la respuesta ante perturbación entre modelo VSM y VSM+Controles adicionales

Con el objetivo de evaluar la eficacia de los controles adicionales desarrollados a lo largo del trabajo, se ha realizado una comparativa entre dos modelos de convertidor grid-forming: uno basado únicamente en el control VSM (Virtual Synchronous Machine), y otro que incorpora, sobre esta misma base, los controles adicionales propuestos, ambos controles se corresponden con los utilizados y justificados anteriormente en este trabajo. En ambos modelos se ha utilizado la misma red de simulación y un escalón en perturbación idéntico, garantizando que las diferencias observadas en el comportamiento dinámico se deban exclusivamente a los esquemas de control empleados.

Tanto la red seleccionada como el escalón de perturbación son los ya utilizados para la simulación de los controles adicionales. Siendo una configuración HVDC punto a punto con un total de seis buses, a la que se le inyecta un escalón de corriente de 1pu en el nudo 2 en $t=1$ s. Este escenario permite analizar de forma clara la capacidad de ambos modelos para gestionar transitorios energéticos y mantener la estabilidad del sistema.

Con el fin de facilitar el análisis comparativo, se han estructurado los resultados en variables clave que permiten capturar el comportamiento centrándose en la respuesta del convertidor 1, siendo este el convertidor conectado al área AC donde tiene lugar la perturbación. Se incluyen como resultados las siguientes variables: la tensión del bus DC (V_{dc}), la potencia medida en el enlace DC (P_{dc}), la velocidad angular generada por el convertidor en el lado AC (ω), y la potencia activa inyectada al sistema AC (P_s). Las simulaciones se han configurado para guardar automáticamente los resultados en archivos out.mat, lo que ha permitido automatizar la lectura y representación de datos desde un único script de comparación.

Las figuras presentadas a continuación muestran la evolución temporal de estas variables para el convertidor 1, al ser este el más próximo al punto de inyección de potencia y, por tanto, el que experimenta una respuesta dinámica más representativa del impacto del control. La comparación entre ambos modelos permite observar de forma clara el efecto que tienen los controles adicionales sobre la respuesta del sistema.

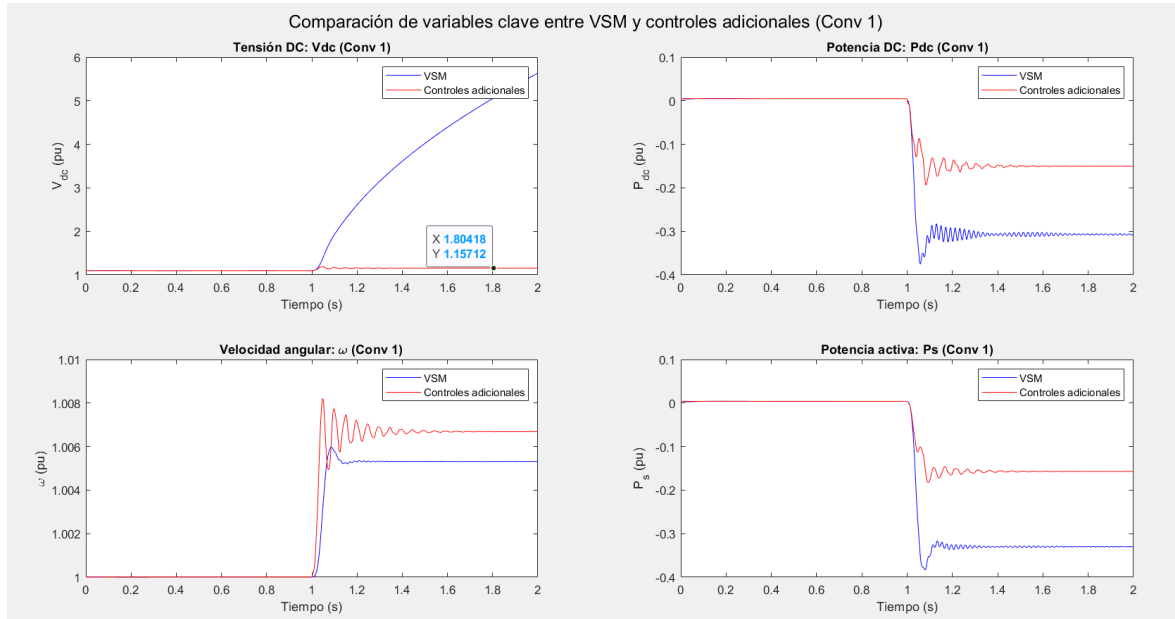


Figura 24: Representación gráfica comparativa de la respuesta de los modelos VSM y VSM+ctrls.

A partir del análisis de las gráficas obtenidas tras la simulación, se evidencian diferencias significativas en el comportamiento dinámico del convertidor 1 al emplear el modelo VSM frente al modelo con controles adicionales.

La diferencia más relevante se observa en la evolución de la tensión del enlace DC (V_{dc}). Mientras que en el modelo con controles adicionales esta variable experimenta un cambio muy controlado llegando a un nuevo equilibrio en 1.157 pu, con un transitorio muy breve y amortiguado, en el modelo VSM puro se produce un desvío ascendente que lleva a V_{dc} a superar ampliamente los valores admisibles al cabo de 2 segundos. Este comportamiento no solo es físicamente inconcebible dado que en un sistema real ello implicaría la activación de protecciones o incluso la desconexión del convertidor, sino que pone de manifiesto la ausencia de un mecanismo efectivo de compensación del desbalance energético en el control VSM básico.

Este cambio en V_{dc} está estrechamente relacionado con la potencia absorbida por el convertidor desde el sistema. En el caso del modelo VSM, se aprecia que la potencia activa inyectada (P_s) y la potencia absorbida en DC (P_{dc}) disminuyen drásticamente tras el escalón, lo que implica que el convertidor no logra adaptarse de forma eficiente al nuevo equilibrio de potencias. En consecuencia, la energía en exceso se acumula en el condensador del enlace DC, provocando el crecimiento de V_{dc} .

Por el contrario, en el modelo con controles adicionales, especialmente gracias a la incorporación del control Gdc y su ganancia asociada Kdp, se consigue una respuesta mucho más eficaz. El convertidor reacciona rápidamente al desequilibrio y ajusta su potencia inyectada de forma proporcional, lo que evita el acúmulo energético en el bus DC. Además, los transitorios de todas las variables son más rápidos, suaves y con mejor amortiguamiento, alcanzando un nuevo equilibrio en menos de un segundo. En el modelo VSM, en cambio, se observan oscilaciones persistentes incluso a los 10 s, lo que evidencia una menor robustez dinámica y una capacidad limitada de estabilización.

En conjunto, esta comparativa demuestra con claridad la mejora sustancial introducida por el nuevo esquema de control, siendo el regulador Gdc el elemento de control diferencial que permite al convertidor gestionar eficazmente perturbaciones y variaciones del sistema, manteniendo tanto la estabilidad del enlace DC como la sincronización con la red.

4. CONCLUSIÓN

El presente Trabajo de Fin de Grado ha tenido como objetivo principal el estudio e implementación de estrategias grid-forming en convertidores HVDC, con especial atención a su interacción con el control de la tensión del bus DC. En línea con la motivación inicial del proyecto, se ha abordado la necesidad de dotar a los convertidores de una mayor capacidad de autonomía frente a la red, sustituyendo el tradicional modo grid-following, dependiente de una red activa para su sincronización mediante PLL, por esquemas capaces de formar red, imponiendo tanto frecuencia como tensión de forma independiente.

A lo largo del trabajo, se han utilizado una serie de modelos en Simulink que permiten comparar distintas arquitecturas de control: desde un control grid-following, pasando por estrategias avanzadas como la máquina síncrona virtual (VSM), hasta llegar a la implementación de controles adicionales (Gdc, TDR y VPSS) diseñados para mejorar el comportamiento dinámico y garantizar una mayor robustez ante perturbaciones.

Los resultados han puesto de manifiesto el papel fundamental del control grid-forming en escenarios con alta penetración de energías renovables y baja inercia. Se ha observado cómo los convertidores equipados con VSM y controles adicionales son capaces de aportar inercia virtual, estabilizar la tensión DC y participar activamente en la regulación primaria, contribuyendo a la estabilidad global del sistema. Asimismo, se ha evidenciado

la importancia de una adecuada sintonización de parámetros como K_{dp} , cuyo ajuste determina el equilibrio entre capacidad de respuesta y estabilidad dinámica.

Este trabajo ha permitido validar, mediante simulaciones detalladas, la viabilidad y beneficios del enfoque grid-forming para convertidores HVDC, sentando las bases para futuras líneas de desarrollo en las que se integren mecanismos de control adaptativo, inteligencia artificial o coordinación entre múltiples convertidores formando red.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. Mudalige, M. Langwasser and M. Liserre, "Impact of Grid Forming Power Converters on the Provision of Grid Services through VSC-HVdc Systems," *2021 6th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID)*, New Orleans, LA, USA, 2021
- [2] Grupo de Innovación Educativa Faraday. (2023, 5 diciembre). HVDC: *HVDC, el juego de las distancias*. Blog UPM. <https://blogs.upm.es/faraday/2023/12/05/hvdc/>
- [3] Pang, Y., Egea-Álvarez, A., Gonzalez-Torres, J. C., Shinoda, K., Perez, F., & Benchaib, A. (2024). *DC Voltage Stability Analysis and Enhancement for Grid-Forming-Based MTDC Systems*. IEEE Transactions on Power Electronics, 39(10), 12113–12117. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2024.3408901>
- [4] Rouco, L., & Sigrist, L. (2020). *FLEXENER Entregable 3.2.1 – Requisitos y monitorización para la provisión de inercia desde los sistemas de distribución* (Versión 1.0). Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas.
- [5] Sharma, M., Dimitrovski, R., Coffey, S., Pang, Y., Osterkamp, L., Papangelis, L., Knockaert, A., Cirio, D., Gonzalez, J. C., & Rueda Torres, J. (2024). *Deliverable 3.2 – HVDC-WISE* (Versión 1.0). Horizon Europe and UK Horizon Europe funding guarantee. <https://doi.org/10.5281/zenodo.11390285>

[6] Tomás-Martín, A., Zuluaga-Ríos, C. D., Suárez-Porras, J., Kazemtabrizi, B., García-Aguilar, J., Sigríst, L., & García-Cerrada, A. (2024). *A Vector-Based Flexible-Complexity Tool for Simulation and Small-Signal Analysis of Hybrid AC/DC Power Systems*. Institute for Research in Technology (IIT), Universidad Pontificia Comillas.

6. ANEXO I

6.1.CODIGO MATLAB PARA REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS VARIABLES EN LA SIMULACIÓN 1:

CODIGO MATLAB PARA REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS VARIABLES EN LA SIMULACIÓN 1:

```
figure;

% 1. Voltajes d y q (timeseries)
subplot(3,3,1);
plot(out.vdout_graf.Time, squeeze(out.vdout_graf.Data(:,1,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('v_d (pu)');
title('voltaje d-axis: vdout');

subplot(3,3,2);
plot(out.vqout_graf.Time, squeeze(out.vqout_graf.Data(:,1,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('v_q (pu)');
title('voltaje q-axis: vqout');

% 2. Potencias (timeseries)
subplot(3,3,3);
plot(out.Ps_graf.Time, squeeze(out.Ps_graf.Data(:,1,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('P_s (pu)');
title('Potencia activa: Ps');

subplot(3,3,4);
plot(out.Qs_graf.Time, squeeze(out.Qs_graf.Data(:,1,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('Q_s (pu)');
title('Potencia reactiva: Qs');

% 3. Corriente AC en eje dq (Iac como timeseries)
subplot(3,3,5);
plot(out.Iacd_graf.Time, squeeze(out.Iacd_graf.Data(:,1,:)),
out.Iacq_graf.Time, squeeze(out.Iacq_graf.Data(:,1,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('I_{ac} (pu)');
title('Corrientes AC (dq): Iac(d) e Iac(q)');
legend('Iac(d)', 'Iac(q)');
```

```
% 4. Velocidad, Vdc, Idc, Pdc (Structure with Time)
```

```
subplot(3,3,6);
plot(out.omega_graf.time,
squeeze(out.omega_graf.signals.values(:,2,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('\omega (pu)');
title('velocidad angular: omega');
```

```
subplot(3,3,7);
plot(out.Vdc_graf.time,
squeeze(out.Vdc_graf.signals.values(:,2,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('V_{dc} (pu)');
title('Tensión DC: Vdc');
```

```
subplot(3,3,8);
plot(out.Idc_graf.time,
squeeze(out.Idc_graf.signals.values(:,2,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('I_{dc} (pu)');
title('Corriente DC: Idc');
```

```
subplot(3,3,9);
plot(out.Pdc_graf.time,
squeeze(out.Pdc_graf.signals.values(:,2,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('P_{dc} (pu)');
title('Potencia DC: Pdc');
```

```
for i = 1:9
    subplot(3,3,i);
    xlim([0 2]);
end
```

6.2.CÓDIGO MATLAB PARA REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS VARIABLES EN LA SIMULACIÓN 2

```
figure;
% 1. Voltajes d y q (timeseries)
subplot(3,3,1);
plot(out.vdout_graf.Time, squeeze(out.vdout_graf.Data(:,2,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('v_d (pu)');
title('voltaje d-axis: vdout');

subplot(3,3,2);
plot(out.vqout_graf.Time, squeeze(out.vqout_graf.Data(:,2,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('v_q (pu)');
title('voltaje q-axis: vqout');

% 2. Potencias (timeseries)
subplot(3,3,3);
plot(out.Ps_graf.time, squeeze(out.Ps_graf.Data(1,1,:)), ...
out.Ps_graf.time, squeeze(out.Ps_graf.Data(1,2,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('P_s (pu)');
title('Potencia activa: Ps');
```

```

legend('Conv 1', 'Conv 2');

subplot(3,3,4);
plot(out.Qs_graf.Time, squeeze(out.Qs_graf.Data(:,2,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('Q_s (pu)');
title('Potencia reactiva: Qs');

% 3. Corriente AC en eje dq (Iac como timeseries)
subplot(3,3,5);
plot(out.Iacd_graf.Time, squeeze(out.Iacd_graf.Data(:,2,:)),
out.Iacq_graf.Time, squeeze(out.Iacq_graf.Data(:,2,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('I_{ac} (pu)');
title('Corrientes AC (dq): Iac(d) e Iac(q)');
legend('Iac(d)', 'Iac(q)');

% 4. Velocidad, Vdc, Idc, Pdc (Structure with Time)
subplot(3,3,6);
plot(out.omega_graf.time,
squeeze(out.omega_graf.signals.values(1,2,:)), ...
out.omega_graf.time,
squeeze(out.omega_graf.signals.values(1,3,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('\omega (pu)');
title('velocidad angular: omega');
legend('Conv 1', 'Conv 2');

subplot(3,3,7);
plot(out.Vdc_graf.time,
squeeze(out.Vdc_graf.signals.values(1,2,:)), ...
out.Vdc_graf.time,
squeeze(out.Vdc_graf.signals.values(1,3,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('V_{dc} (pu)');
title('Tensión DC: Vdc');
legend('Conv 1', 'Conv 2');

subplot(3,3,8);
plot(out.Idc_graf.time,
squeeze(out.Idc_graf.signals.values(:,2,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('I_{dc} (pu)');
title('Corriente DC: Idc');

subplot(3,3,9);
plot(out.Pdc_graf.time,
squeeze(out.Pdc_graf.signals.values(1,2,:)), ...
out.Pdc_graf.time,
squeeze(out.Pdc_graf.signals.values(1,3,:)));
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('P_{dc} (pu)');
title('Potencia DC: Pdc');
legend('Conv 1', 'Conv 2');

for i = 1:9
    subplot(3,3,i);
    xlim([0 2]);
end

```

6.3.CODIGO MATLAB PARA REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS VARIABLES EN LA SIMULACIÓN 3

```
% Comparativa de variables clave entre modelos VSM y CTRLS
(Convertidor 1)

close all; clear; clc;

%% Ruta actual: COMPARACION
dir_actual = pwd;

%% --- Cargar datos del modelo VSM ---
cd(' ../VSM');
load('out.mat'); % Asegúrate de que el resultado esté guardado
como 'out.mat'
out_VSM = out;
clear out
cd(dir_actual);

%% --- Cargar datos del modelo CTRLS ---
cd(' ../CTRLS');
load('out.mat'); % Igual que antes, asegúrate de tenerlo guardado
así
out_CTRL = out;
clear out
cd(dir_actual);

%% --- Gráficas de comparación para Convertidor 1 ---

figure('Name','Comparación VSM vs CTRLS (Conv
1)','NumberTitle','off');

% 1. Tensión DC: Vdc
subplot(2,2,1);
plot(out_VSM.Vdc_graf.time,
squeeze(out_VSM.Vdc_graf.signals.values(1,2,:)), 'b-', ...
out_CTRL.Vdc_graf.time,
squeeze(out_CTRL.Vdc_graf.signals.values(1,2,:)), 'r-');
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('V_{dc} (pu)');
title('Tensión DC: Vdc (Conv 1)');
legend('VSM','Controles adicionales');
xlim([0 2]);

% 2. Potencia DC: Pdc
subplot(2,2,2);
plot(out_VSM.Pdc_graf.time,
squeeze(out_VSM.Pdc_graf.signals.values(1,2,:)), 'b-', ...
out_CTRL.Pdc_graf.time,
squeeze(out_CTRL.Pdc_graf.signals.values(1,2,:)), 'r-');
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('P_{dc} (pu)');
title('Potencia DC: Pdc (Conv 1)');
legend('VSM','Controles adicionales');
xlim([0 2]);

% 3. Velocidad angular: omega
subplot(2,2,3);
```

```

plot(out_VSM.omega_graf.time,
squeeze(out_VSM.omega_graf.signals.values(1,2,:)), 'b-', ...
      out_CTRLs.omega_graf.time,
squeeze(out_CTRLs.omega_graf.signals.values(1,2,:)), 'r-');
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('\omega (pu)');
title('velocidad angular: \omega (Conv 1)');
legend('VSM','Controles adicionales');
xlim([0 2]);

% 4. Potencia activa: Ps
subplot(2,2,4);
plot(out_VSM.Ps_graf.time, squeeze(out_VSM.Ps_graf.Data(1,1,:)),
'b-', ...
      out_CTRLs.Ps_graf.time,
squeeze(out_CTRLs.Ps_graf.Data(1,1,:)), 'r-');
xlabel('Tiempo (s)'); ylabel('P_{s} (pu)');
title('Potencia activa: Ps (Conv 1)');
legend('VSM','Controles adicionales');

sgtitle('Comparación de variables clave entre VSM y controles
adicionales (Conv 1)');
xlim([0 2]);

```