

Estabilidad VPP. Modelos, Parámetros

Mario Alberto Ríos Mesías
Miguel Alberto Carreño Galeano



23 de agosto de 2022

Los *Voltage Source Converters* (VSCs) adaptan la potencia DC en potencia AC en plantas solares fotovoltaicas, plantas eólicas, sistemas de almacenamiento, estaciones HVDC, entre otras.

Estos inversores están compuestos por semiconductores que soportan altas frecuencias de conmutación, como los IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistors*) que pueden operar a cientos de kilohertz con altas corrientes.

El algoritmo de control instalado en fábrica determinará el comportamiento dinámico del VSC y por ende afectará la estabilidad del sistema de potencia.

Se presentan los resultados de la investigación desarrollada en [*Estabilidad de pequeña señal de un sistema de potencia con VSCs de tipos grid-following y grid-forming considerando los algoritmos VSM, droop control y VOC*](#) [1].

El algoritmo de **control vectorial de corriente** empezó a ser desarrollado hacia el año 2000 y hoy día es el algoritmo convencionalmente instalado en fábrica [2].

En este algoritmo, la potencia activa y la potencia reactiva se pueden regular en lazos independientes. Esto se logra mediante un lazo de seguimiento de fase denominado PLL por sus siglas en inglés.

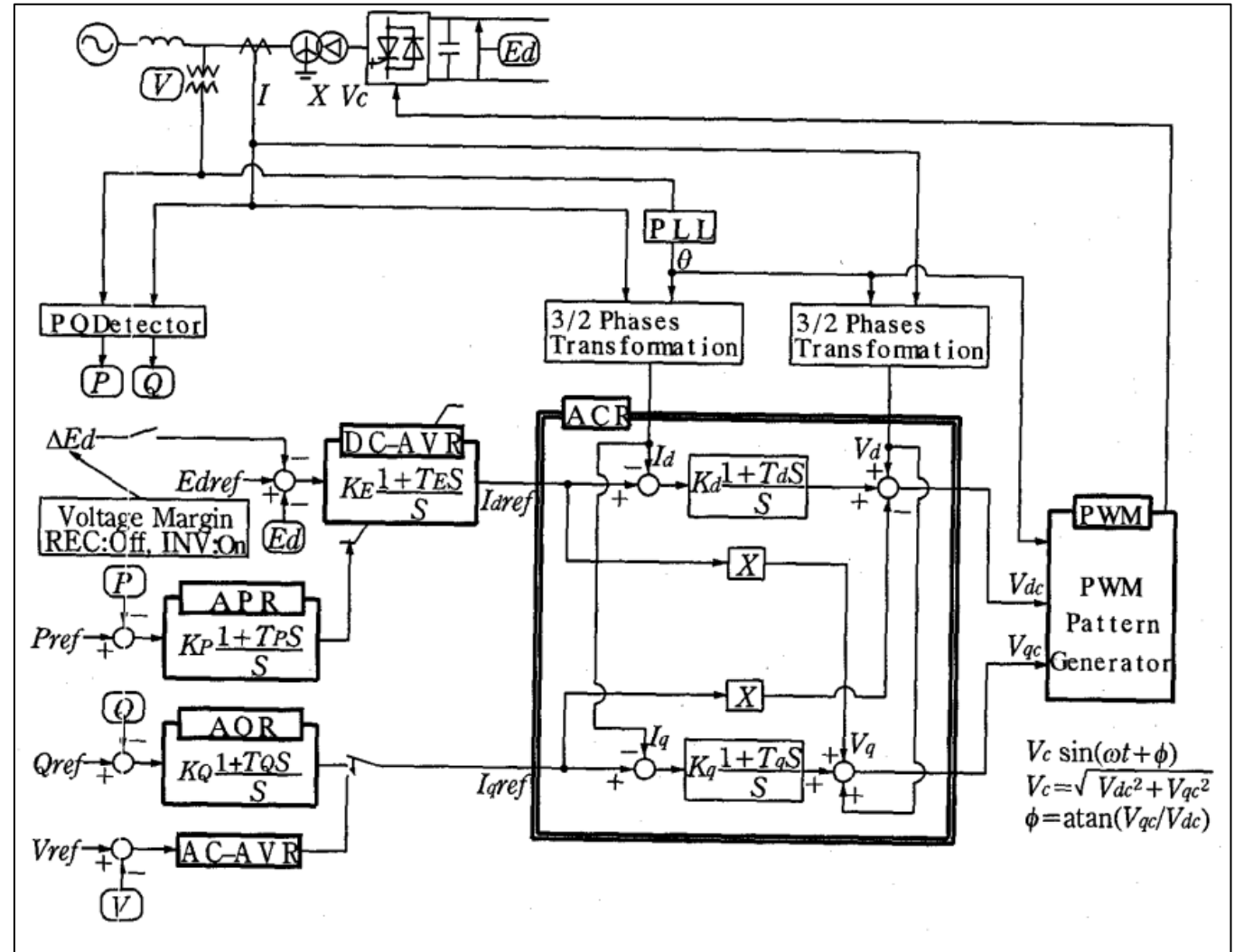


Figura 1. Diagrama de bloques del control vectorial de corriente. Tomado de [2].

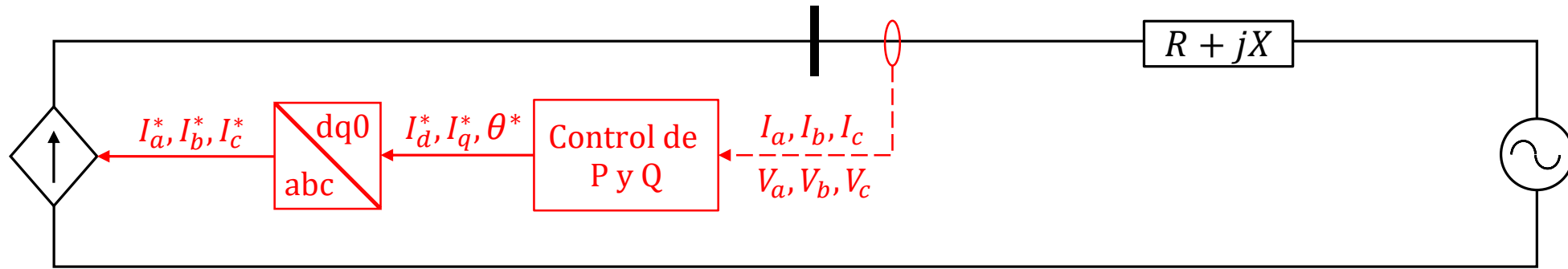


Figura 2. Simplificación circuital del control vectorial de corriente.

Sin embargo, este algoritmo falla cuando el punto de interconexión está alejado eléctricamente de una fuente de voltaje (como una máquina síncrona).

En [3] se demuestra que la impedancia entre la fuente de tensión y el inversor es una realimentación positiva que puede hacer inestable el punto de operación si toma valores grandes.

El VSC formador de red (*grid-forming VSC* o GFM VSC) es un VSC con un algoritmo de control que emula una fuente de tensión en lugar de una fuente de corriente (GFL VSC). Puede ser la clave para integrar más generación a base de inversores.

Múltiples algoritmos de control para GFM VSC han sido formulados [4] [5]. Tres de ellos llevan la delantera en desarrollo técnico y prueba en sistemas reales: *Virtual Synchronous Machine (VSM)* [6], *droop control* [7], y *Virtual Oscillator Control (VOC)* [8].

Tabla 1. Mecanismo de los algoritmos para inversores formadores de red.

	VSM	<i>droop control</i>	VOC
Mecanismo	Emular la ecuación de oscilación de la máquina sincrónica. Es un sistema de segundo orden.	Reemplazar la ecuación de oscilación por un regulador proporcional.	Implementa un regulador no lineal que emula un ciclo límite.

El éxito de los algoritmos para inversores formadores de red en simulación *offline*, *online* e implementaciones reales sugiere que, en el futuro, las redes de potencia incluirán máquinas sincrónicas, inversores seguidores de red e inversores formadores de red. Por tanto, es relevante estudiar cómo interactúan las diferentes dinámicas para entender los retos en el área de estabilidad y control de sistemas de potencia.

Este proyecto tuvo como objetivo hacer un análisis de estabilidad de pequeña señal, incluyendo el análisis del lugar de las raíces (*root locus*), con el objetivo de darle al ingeniero de control herramientas para atender problemas de inestabilidad oscilatoria en redes que integren las tres tecnologías.

El análisis de estabilidad de pequeña señal consiste en producir una representación lineal e invariante en el tiempo, en espacio de estados, del sistema de potencia; para así estudiar los valores propios de la matriz de estados.

Ensamble

1. Crear un modelo de la red y definir las condiciones de flujo de carga.
2. Añadir las ecuaciones diferenciales (modelos dinámicos)

Ejecución

3. Encontrar cada variable de estado como función de sí misma y de las demás variables: $\dot{x} = f(x)$
4. Linealizar el sistema para obtener $\Delta\dot{x} = A\Delta x$
5. Encontrar los valores propios, y vectores propios a derecha e izquierda de A

Análisis

6. Determinar la estabilidad del punto de operación
7. Determinar el amortiguamiento y la frecuencia de los modos de oscilación
8. Encontrar los estados con mayor participación, controlabilidad y observabilidad sobre los modos.

Los modelos dinámicos son el núcleo del SSSA. Para este proyecto se utilizaron modelos RMS en lugar de modelos instantáneos.

En adelante, se utilizará el color **rojo** para el nombre de las variables de estado.

Generador sincrónico

Modelo estándar [9]:

- Ángulo de rotor – **phi**
- Velocidad angular – **speed**
- Flujo de campo – **psifd**
- Flujo en eje directo del circuito de amortiguamiento – **psi1d**
- Flujo en eje de cuadratura del circuito de amortiguamiento – **psi1q**

Excitador

Se denomina Mag-A y es una modificación del IEEET1 [10] [11]. Sus variables de estado son **xr**, **xa**, **xe** y **xf**.

Algoritmo para el GFL VSC

Modelo simplificado del control vectorial de corriente.

Las suposiciones del modelo son:

- El *Phase-Locked Loop* es un lazo sencillo compuesto por un PI y un integrador (SRF PLL).
- No hay división sobre el voltaje terminal debido a que se tendría que implementar lógica no lineal para bloquearlo.
- El lazo interno de corriente, o control interno de corriente, consiste simplemente en dos bloques PI. No hay desacoples con las inductancias del filtro ya que no se modela un filtro.

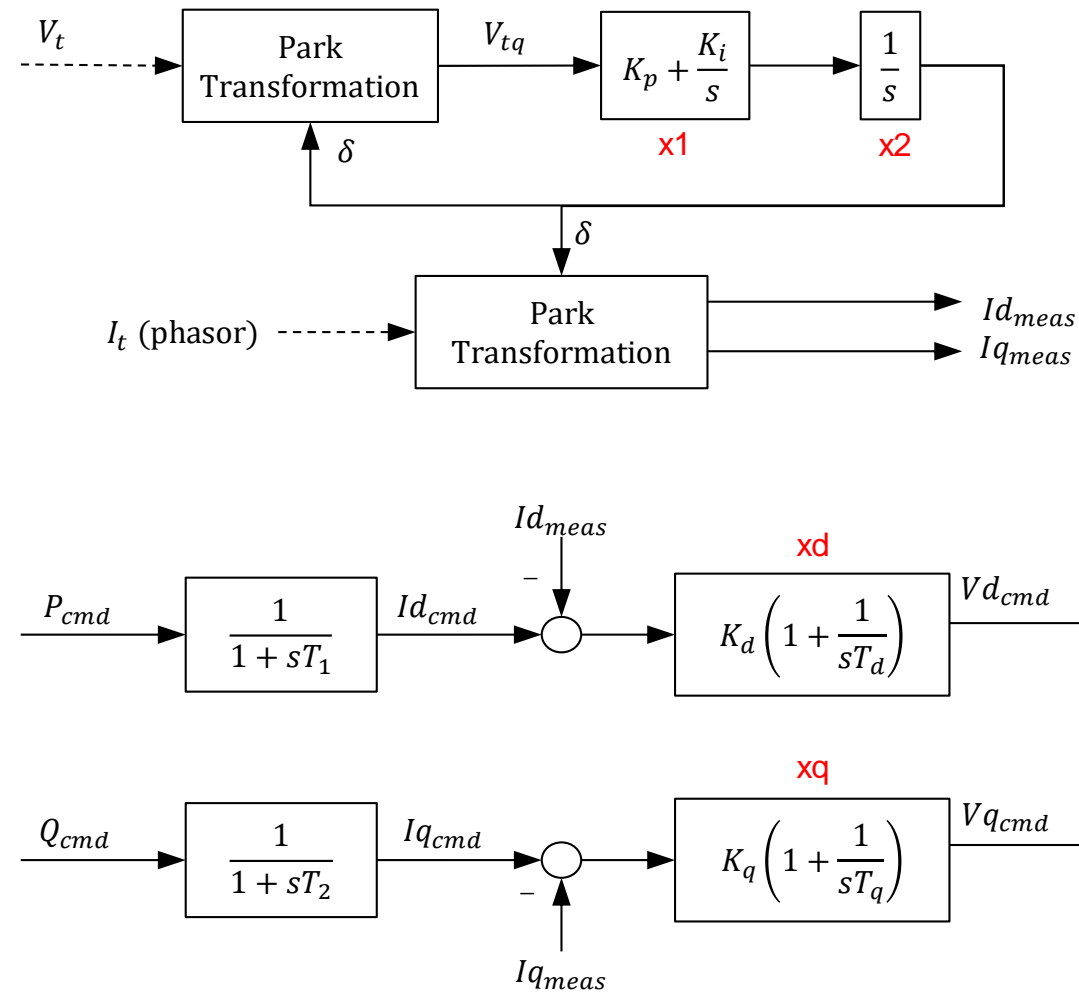


Figura 3. Diagrama de bloques del control vectorial de corriente.

Algoritmos para el GFM VSC

A diferencia de las investigaciones anteriores, en este proyecto se estudiaron tres algoritmos para GFM VSC: *Virtual Synchronous Machine (VSM)*, *droop control* y *Virtual Oscillator Control (VOC)*.

Las suposiciones de estos modelos son:

- En todos los modelos se resta la velocidad angular de la máquina de referencia (f_{ref}) a la velocidad angular del algoritmo. Esto produce ángulos de voltaje que están en referencia a la máquina sincrónica.
- No se utilizaron lazos internos de voltaje y corriente. El motivo es que no se ha demostrado que sean necesarios y además incluirlos aumenta la complejidad de la sintonización y el riesgo de inestabilidad [12].

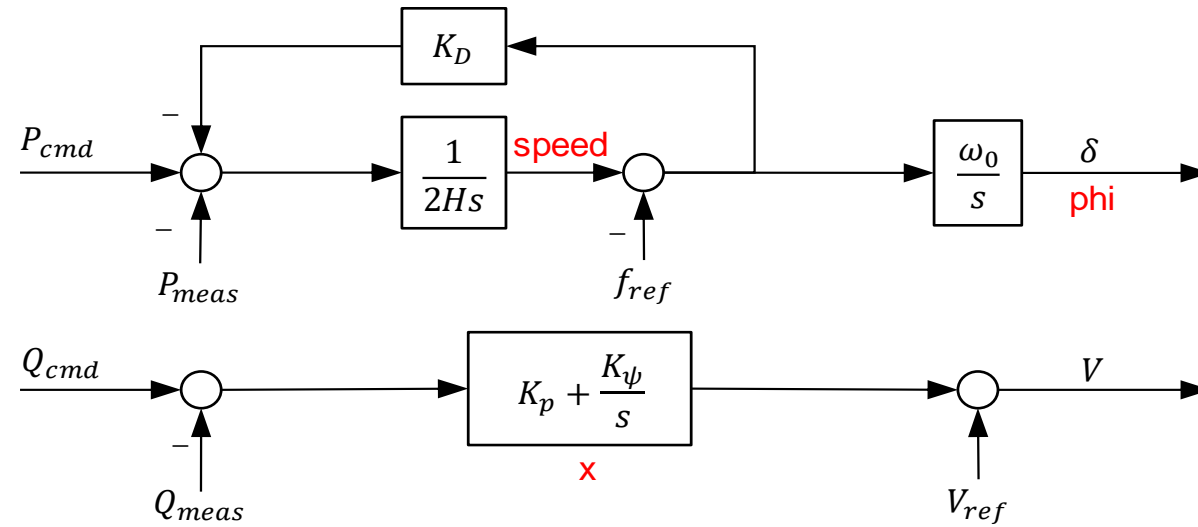


Figura 4. Diagrama de bloques del algoritmo VSM. Adaptado de [13].

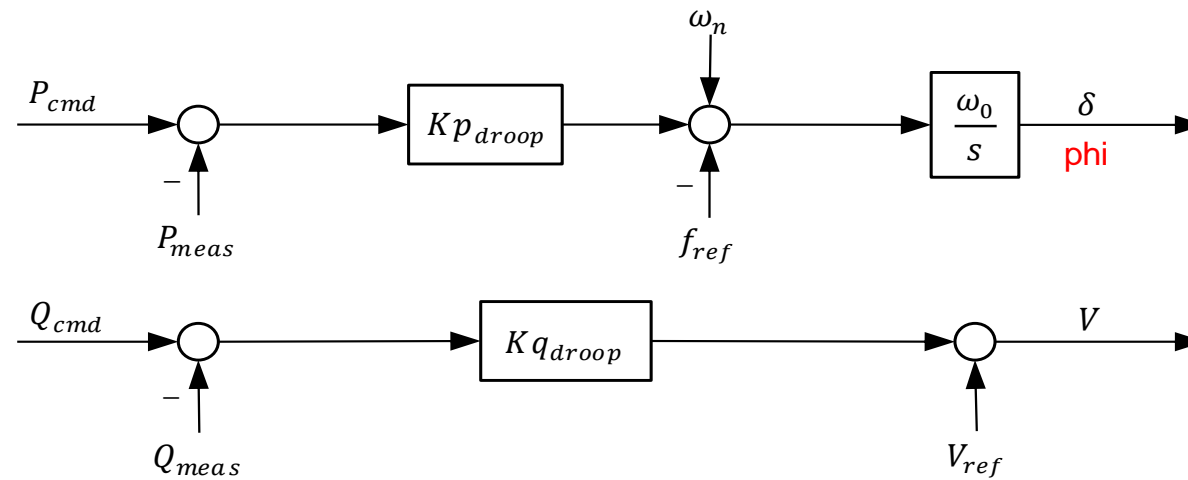


Figura 5. Diagrama de bloques del algoritmo *droop control*. Adaptado de [14].

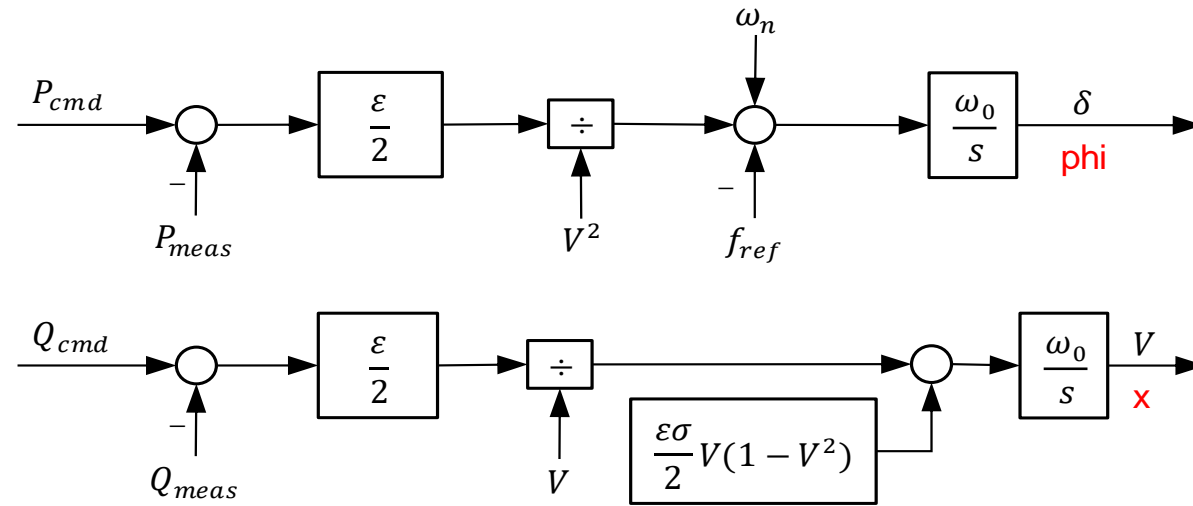


Figura 6. Diagrama de bloques del algoritmo VOC. Adaptado de [15].

Control de voltaje a nivel de planta

Es el encargado de regular la tensión en el punto de interconexión (POI) o punto de monitoreo (POM).

Las suposiciones de este modelo son:

- Es un control PI sencillo.
- Modela el filtro de medición y el retraso de comunicación con los inversores.
- No contiene un droop de potencia reactiva.

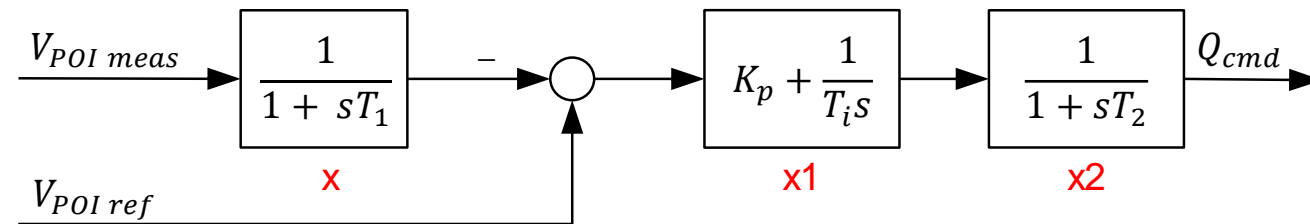


Figura 7. Control de voltaje a nivel de planta.

El análisis de estabilidad de pequeña señal hace parte de la teoría de sistemas dinámicos y control.

Consiste en representar las ecuaciones diferenciales del sistema de potencia en un modelo linealizado alrededor de un punto de operación.

$$\Delta\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u$$

A se conoce como la Matriz de estados. Obteniendo los valores propios de esta matriz se pueden encontrar los **modos de oscilación** del sistema.

Los modos de oscilación determinan **cómo oscila** el sistema de potencia al ser afectado por una perturbación. También dan información de la estabilidad del punto de operación.

Es posible determinar la “cantidad de participación” que tiene una variable de estado en un modo de oscilación particular. Así se puede identificar los controles o componentes físicos que son críticos para la estabilidad de pequeña señal.

Está basada en la red WSCC de 9 nodos propuesta por Anderson y Fouad en [16].

Para este proyecto se consideraron las siguientes modificaciones:

- El generador 1 (G1) se reemplazó con un GFL VSC.
- El generador 3 (G3) se reemplazó con un GFM VSC.
- Dos nuevas líneas de transmisión interconectan los nuevos VSC. Sin embargo, originalmente su longitud es 0 km.

El programa seleccionado para realizar todo el estudio fue PowerFactory de DigSILENT. En este programa el lado DC de los VSC se modela con una fuente ideal de voltaje

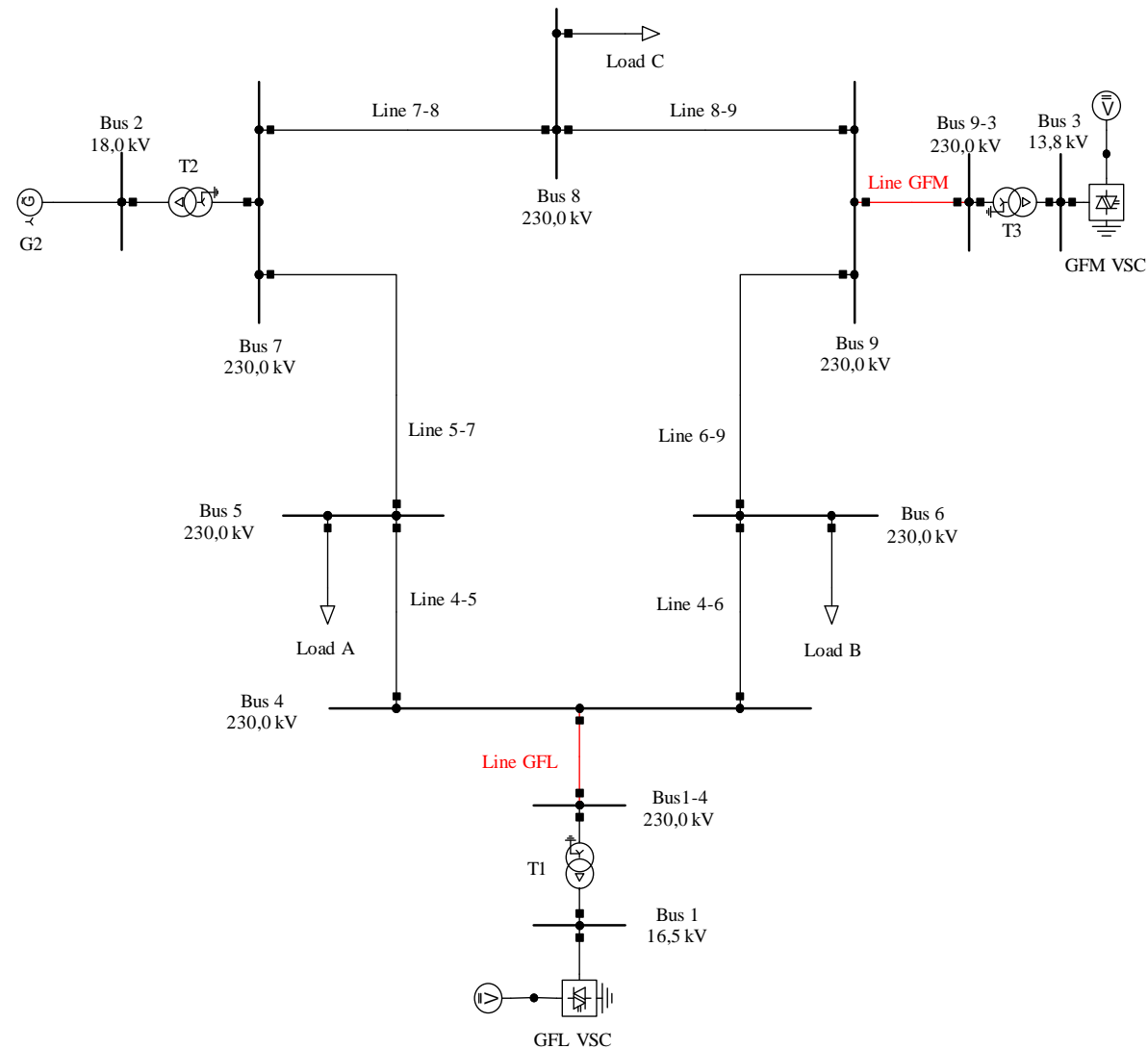


Figura 8. Red de prueba.

Para todas las pruebas se tomaron tres casos de estudio. Se nombraron de acuerdo con el algoritmo del GFM VSC.

Primera prueba – Análisis de un único punto de operación

El objetivo es analizar una sola foto para utilizarla como referencia para futuras pruebas.

Solamente se tuvieron en cuenta valores propios que fueran complejos conjugados o reales positivos.

Además de obtener su magnitud, frecuencia y amortiguamiento, se encontraron los factores de participación de cada modo.

Tabla 2. Modos oscilatorios del sistema

Caso	Modos	Magnitud	Coefficiente de amortiguamiento (%)	Frecuencia (Hz)
Base	Modo 1	8.7	5.9	1.4
	Modo 2	1.3	73.2	0.1
	Modo 3	13.4	9.8	2.1
	Modo 4	18	54.4	2.4
VSM	Modo 1	1.41e-3	14.7	0.22e-3
	Modo 2	7.8	4.3	1.2
	Modo 3	1.3	76.4	0.1
	Modo 4	14	41.8	2
	Modo 5	18.1	54.2	2.4
Droop	Modo 1	2.66e-3	13.7	0.42e-3
	Modo 2	8.8	10.2	1.4
	Modo 3	1.4	75.8	0.1
	Modo 4	18	54.4	2.4
VOC	Modo 1	2.67e-3	12.3	0.42e-3
	Modo 2	8.8	10.1	1.4
	Modo 3	1.4	75.8	0.1
	Modo 4	18	54.4	2.4

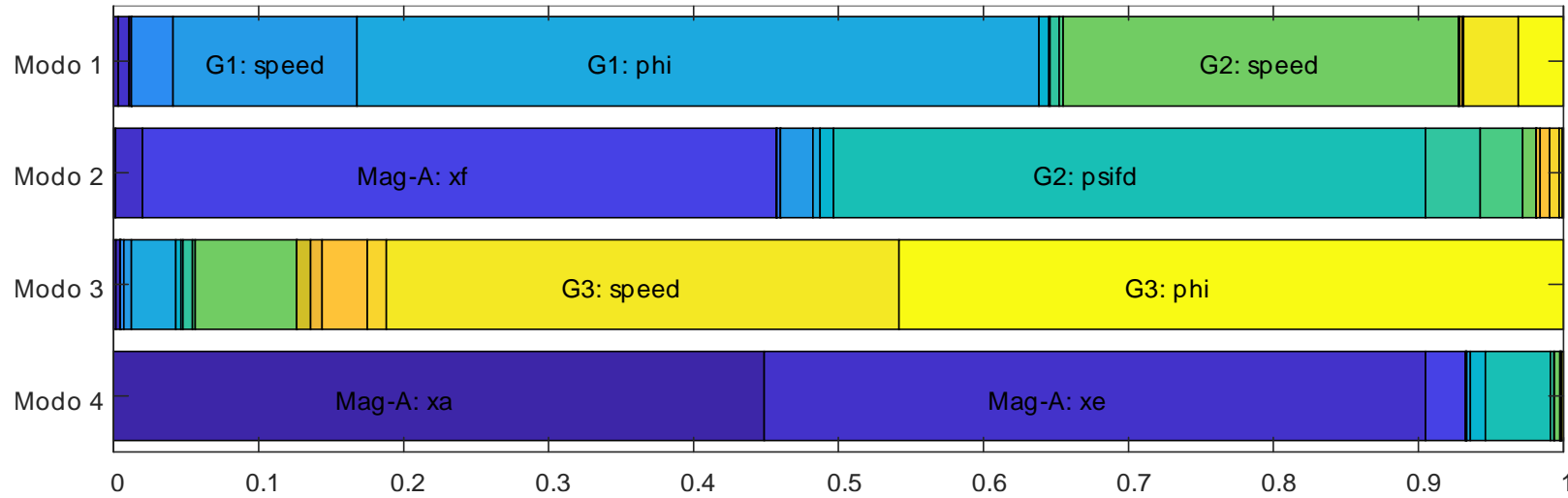


Figura 9. Factores de participación en el caso Base.

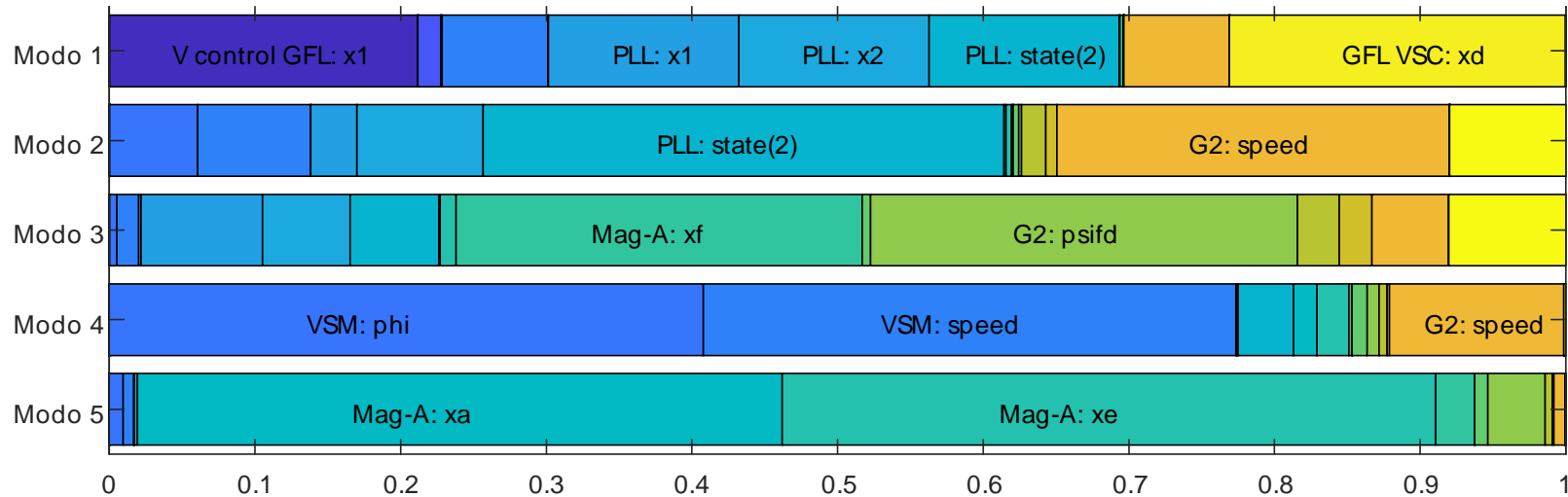


Figura 10. Factores de participación en el caso VSM.

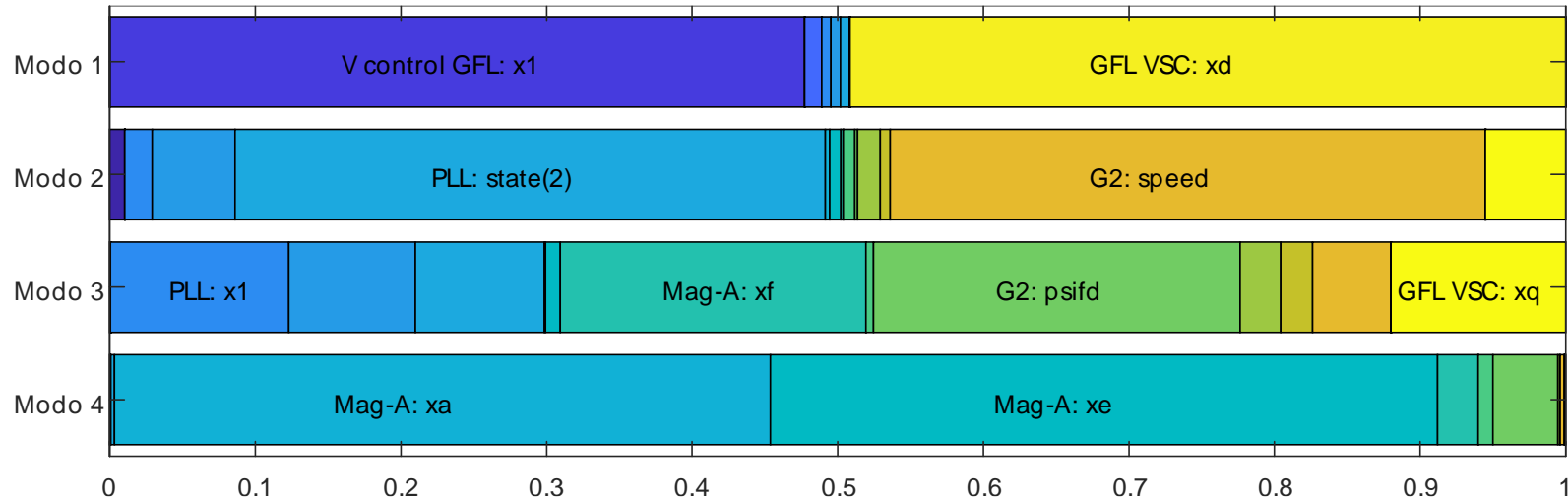


Figura 11. Factores de participación en el caso Droop.

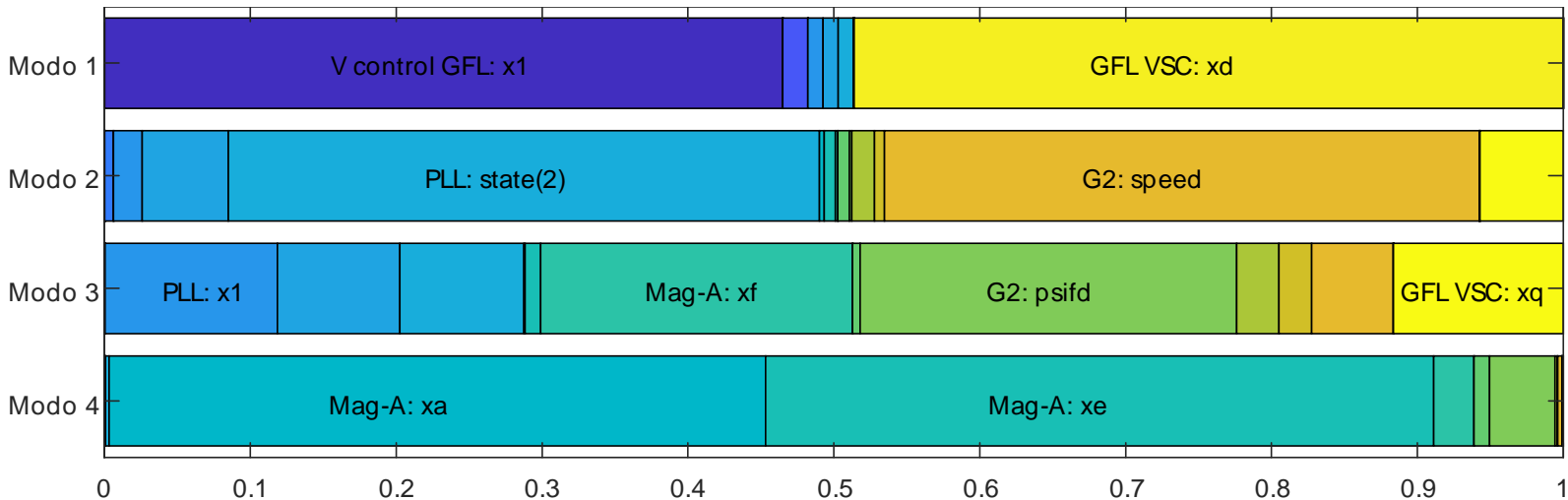


Figura 12. Factores de participación en el caso VOC.

Se puede observar lo siguiente:

1. Los modos 2 y 4 se repiten en todos los casos de estudio
2. En los casos de estudio aparece un nuevo modo con magnitud y frecuencia muy pequeñas.
3. El modo menos amortiguado en los casos de estudio es el Modo 2.
4. El caso VSM tiene dos modos electromecánicos, como en el caso base.
5. Los casos Droop y VOC tienen resultados casi idénticos.

Segunda prueba – Influencia de la distancia eléctrica

Se realizó un barrido de la longitud de las líneas *Line GFL* y *Line GFM* entre 0 y 200 km.

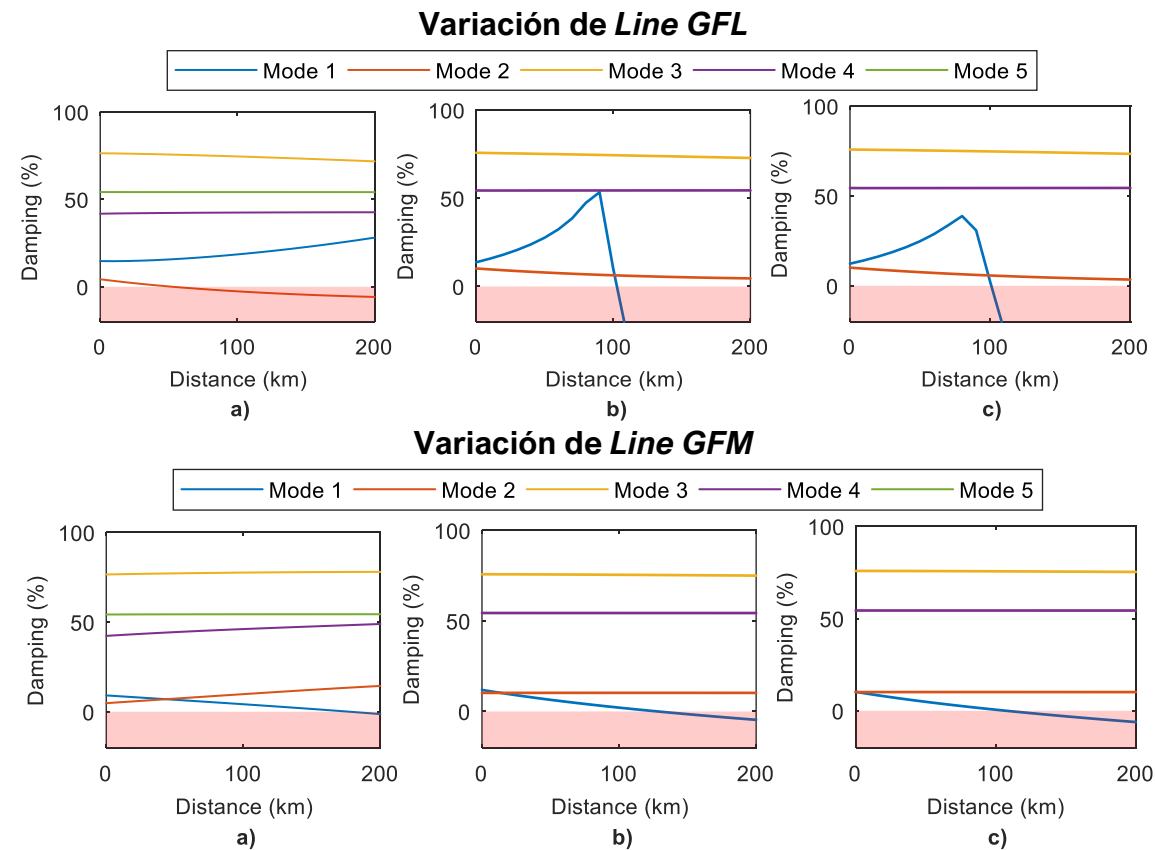


Figura 13. Variación de longitud de líneas. a) VSM; b) Droop; c) VOC

Se puede observar lo siguiente:

1. La longitud crítica en el caso VSM es 50 km, mientras que en los otros dos es 100 km.
2. En el caso VSM es el modo electromecánico el que se mueve a la región inestable.
3. Alejar el GFM VSC también tiene un impacto, aunque menor al de alejar el GFL VSC.

Tercera prueba – Parámetros de control

Se seleccionaron parámetros clave para hacer un barrido y se encontró el lugar de las raíces.

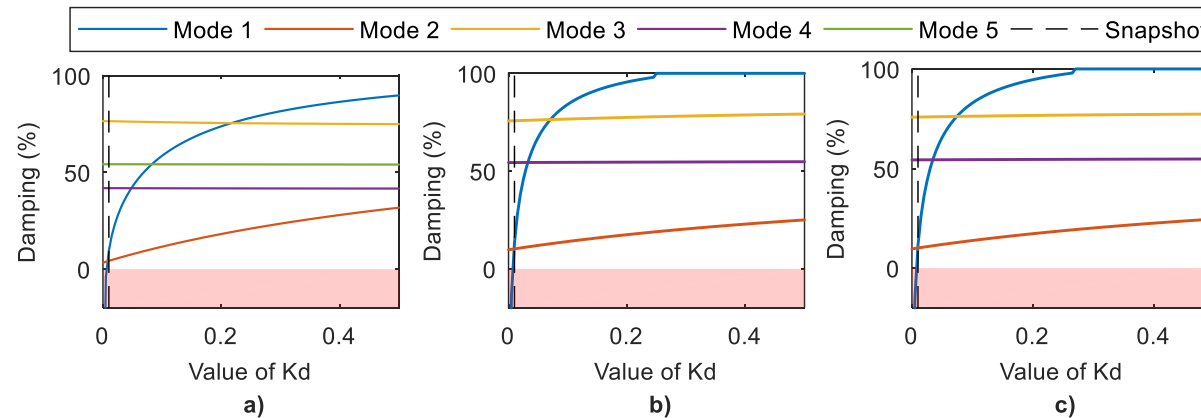


Figura 14. Variación de Kd del control vectorial de corriente. a) VSM; b) Droop; c) VOC

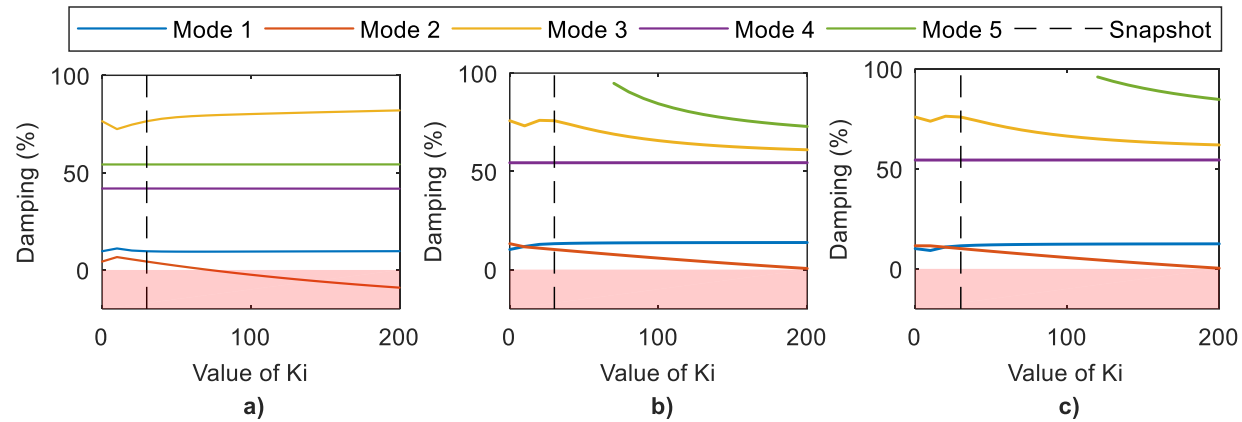


Figura 15. Variación de la ganancia integral del PLL. a) VSM; b) Droop; c) VOC

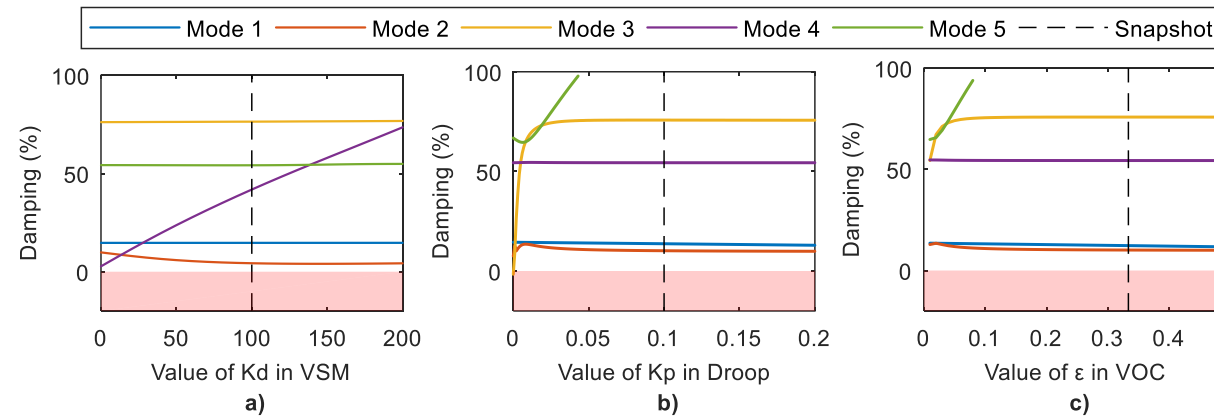


Figura 16. a) Variación de K_d en VSM; b) variación de K_{pdroop} en droop control; c) Variación de ϵ en VOC.

Cuarta prueba – Caso de estudio

Longitud de 70 millas (112,65 km) separa al GFL VSC del sistema.

Una posible alternativa es resintonizar el K_d del control vectorial de corriente.

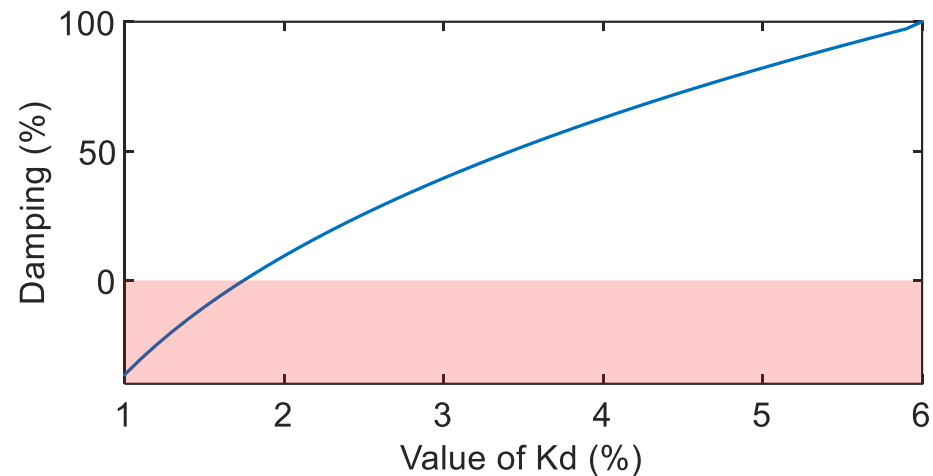


Figura 17. Ajuste de K_d para amortiguar el Modo 1.

1. El algoritmo VSM es el único que interactúa con la máquina síncrona para producir un modo de oscilación. Por otro lado, los algoritmos *droop control* y VOC tienen poca participación en los modos de oscilación.
2. El algoritmo de control vectorial de corriente, tradicional en los VSC de tipo *grid-following*, tiene una alta participación en los modos de oscilación del sistema.
3. Los modos que son más influenciados por el excitador de la máquina síncrona permanecieron prácticamente sin cambios en todos los escenarios analizados.

- [1] M. A. Carreño Galeano, «Estabilidad de pequeña señal de un sistema de potencia con VSCs de tipos grid-following y grid-forming considerando los algoritmos VSM, droop control y VOC,» *Universidad de los Andes*, 2022.
- [2] K. Sakamoto, M. Yajima, T. Ishikawa, S. Sugimoto, T. Sato y H. Abe, «Development of a control system for a high-performance self-commutated AC/DC converter,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, n° 1, pp. 225 - 232, 1998.
- [3] Q. Hu, L. Fu, F. Ma y F. Ji, «Large Signal Synchronizing Instability of PLL-Based VSC Connected to Weak AC Grid,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, n° 4, pp. 3220 - 3229, 2019.
- [4] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu y S. Engelken, «Grid-Forming Converters: Control Approaches, Grid-Synchronization, and Future Trends—A Review,» *IEEE Open Journal of Industry Applications*, vol. 2, pp. 93-109, 4 2021.

- [5] P. Unruh, M. Nuschke, P. Strauß y F. Welck, «Overview on grid-forming inverter control methods,» *Energies*, vol. 13, n° 10, 5 2020.
- [6] J. Glassmire, S. Cherevatskiy, G. Antonova y A. Fretwell, «Using Virtual Synchronous Generators to Resolve Microgrid Protection Challenges,» 2021.
- [7] O. Schömann, H. Sadri, W. Krüger, T. Bülo, C. Hardt, R. Hesse, A. Falk y P. R. Stankat, «Experiences with Large Grid-Forming Inverters on Various Island and Microgrid Projects,» 2019.
- [8] Y. Lin, B. Johnson, S. Dhople, F. Bullo, P. Chapman, V. Purba, S. Jafarpour, G.-S. Seo, H. Villegas-Pico, N. Ainsworth, M. Rodriguez, M. Khan, J. Eto, A. Ellis, J. Flicker, B. Pierre y R. Lasseter, «Final Technical Report: Stabilizing the Power System in 2035 and Beyond: Evolving from Grid-Following to Grid-Forming Distributed Inverter Controllers,» Golde, CO, 2021.
- [9] P. Kundur, «Small-Signal Stability,» de *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994, pp. 699-822.

- [10] P. M. Anderson y A. A. Fouad, «Excitation Systems,» de *Power System Control and Stability*, IEEE, 2003, pp. 233-308.
- [11] P. M. Anderson y A. A. Fouad, «The Effect of Excitation on Stability,» de *Power System Control and Stability*, IEEE, 2003, pp. 309-367.
- [12] W. Du, Z. Chen, K. P. Schneider, R. H. Lasseter, S. P. Nandanoori, F. K. Tuffner y S. Kundu, «A Comparative Study of Two Widely Used Grid-Forming Droop Controls on Microgrid Small-Signal Stability,» *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, n° 2, pp. 963 - 975, 2020.
- [13] A. Tuckey y S. Round, «Practical application of a complete virtual synchronous generator control method for microgrid and grid-edge applications,» de *IEEE 19th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics, COMPEL*, Padua, Italy, 2018.

- [14] S. D'Arco y J. A. Suul, «Virtual synchronous machines - Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids,» de *2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH 2013*, Grenoble, France, 2013.
- [15] M. Lu, S. V. Dhople y B. Johnson, «Benchmarking Nonlinear Oscillators for Grid-forming Inverter Control,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 37, n° 9, pp. 10250 - 10266, 3 2022.
- [16] P. M. Anderson y A. A. Fouad, «The Elementary Mathematical Model,» de *Power System Control and Stability*, IEEE, 2003, pp. 13-52.
- [17] D. E. Knuth, «Optimum binary search trees,» *Acta Informatica*, vol. 1, n° 1, 1971.
- [18] M. Chrobak, M. Golin, J. I. Munro y N. E. Young, «A Simple Algorithm for Optimal Search Trees with Two-way Comparisons,» *ACM Transactions on Algorithms*, vol. 18, n° 1, pp. 1-11, 1 2022.

- [19] R. Anderson, S. Kannan, H. Karloff y R. E. Ladner, «Thresholds and optimal binary comparison search trees,» *Journal of Algorithms*, vol. 44, n° 2, 2002.
- [20] D. Ramasubramanian, W. Baker, J. Matevosyan, S. Pant y S. Achilles, «Asking for fast terminal voltage control in grid following plants could provide benefits of grid forming behavior,» *IET Generation, Transmission and Distribution*, pp. 1-16, 2022.
- [21] L. Petersen, F. Iov y G. C. Tarnowski, «A model-based design approach for stability assessment, control tuning and verification in off-grid hybrid power plants,» *Energies*, vol. 13, n° 1, pp. 1-26, 12 2019.
- [22] D. Pattabiraman, R. H. Lasseter y T. M. Jahns, «Comparison of Grid Following and Grid Forming Control for a High Inverter Penetration Power System,» de *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Portland, 2018.

- [23] R. Mourouvin, J. C. Gonzalez-Torres, J. Dai, A. Benchaib, D. Georges y S. Bacha, «Understanding the role of VSC control strategies in the limits of power electronics integration in AC grids using modal analysis,» *Electric Power Systems Research*, vol. 192, pp. 1-15, 3 2021.
- [24] J. Martínez-Turégano, S. Añó-Villalba, S. Bernal-Perez, R. Peña y R. Blasco-Gimenez, «Small-signal stability and fault performance of mixed grid forming and grid following offshore wind power plants connected to a HVDC-diode rectifier,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, n° 12, pp. 2166-2175, 9 2020.
- [25] U. Markovic, O. Stanojev, P. Aristidou, E. Vrettos, D. Callaway y G. Hug, «Understanding Small-Signal Stability of Low-Inertia Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, n° 5, pp. 3997-4017, 9 2021.
- [26] J. Liu, Y. Miura y T. Ise, «Comparison of Dynamic Characteristics between Virtual Synchronous Generator and Droop Control in Inverter-Based Distributed Generators,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, n° 5, pp. 3600 - 3611, 2016.

- [27] Y. Lin, G.-S. Seo, S. Vijayshankar, B. Johnson y S. Dhople, «Impact of Increased Inverter-based Resources on Power System Small-signal Stability,» de *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2021.
- [28] P. S. Kundur, «Synchronous machine representation in stability studies,» de *Power System Stability and Control*, Palo Alto, McGraw-Hill, 1994, pp. 169-198.
- [29] F. Katiraei, M. R. Iravani y P. W. Lehn, «Small-signal dynamic model of a micro-grid including conventional and electronically interfaced distributed resources,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 1, n° 3, pp. 369-378, 2007.
- [30] B. Johnson, M. Rodriguez, M. Sinha y S. Dhople, «Comparison of virtual oscillator and droop control,» de *IEEE 18th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics, COMPEL*, Stanford, 2017.
- [31] S. D'Arco, J. A. Suul y O. B. Fosso, «A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids,» *Electric Power Systems Research*, vol. 122, pp. 180-197, 2015.