

Control vectorial en la integración de sistemas eólico de velocidad variable

Vector Control in the Integration of Variable-Speed Wind Systems

<https://doi.org/10.5281/zenodo.14617190>

AUTOR:

Henry Moyano-Bojorque^{1*}

DIRECCIÓN PARA CORRESPONDENCIA: henry.moyano@ucuenca.edu.ec

Fecha de recepción: 06 / 12 / 2024

Fecha de aceptación: 13 / 12 / 2024

RESUMEN

La energía eólica es una fuente en constante crecimiento, cuya integración en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) genera diversos impactos. Este artículo evalúa las variables del sistema de conversión *back-to-back* con un generador *PMSG*, bajo diferentes restricciones operativas. El generador se controla para optimizar la transferencia de energía a la red y garantizar su comportamiento ante una falla simétrica en el sistema. El documento presenta una descripción completa de la dinámica del sistema en distintos escenarios, y tanto la modelación como la simulación se realizaron utilizando el software *PLECs*.

Palabras clave: Conversor, Energía eólica, Inversor, Sistema de control

^{1*} Doctor en Ingeniería Eléctrica, Universidad de Cuenca, Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas
henry.moyano@ucuenca.edu.ec, <https://orcid.org/0009-0000-2248-1181>

ABSTRACT

Wind energy is a rapidly growing source, and its integration into electrical systems creates various impacts. This work evaluates the variables of the back-to-back converter system with a PMSG generator under different operational constraints. The generator is controlled to optimize energy transfer to the grid and ensure its performance during a symmetrical fault in the system. The document provides a comprehensive overview of the system dynamics in different scenarios, with the modeling and simulation performed using PLECS software.

Keywords: *Converter, Control System, Inverter, Wind Power*

INTRODUCCIÓN

La creciente demanda energética a nivel mundial y las preocupaciones medioambientales han impulsado una transición hacia fuentes de energía más sostenibles, siendo las energías renovables un componente clave de esta transformación. Entre las diversas fuentes de energía renovable, la energía eólica ha demostrado ser una de las tecnologías de mayor crecimiento en las últimas décadas, gracias a sus menores costos de instalación y operación, así como a los avances tecnológicos que permiten una mayor eficiencia y confiabilidad (Abdel-Khalik et al., 2015; Bouneb F. & Gaubert, 2019). Según estudios recientes, se espera que la capacidad global de energía eólica siga expandiéndose a tasas significativas, especialmente en regiones con políticas favorables a la descarbonización y la transición energética (Kim et al., 2010; Singh et al., 2019).

En este contexto, los sistemas de conversión de energía eólica basados en generadores síncronos de imanes permanentes (*PMSG*, por sus siglas en inglés) han ganado popularidad, las ventajas sustanciales en comparación con los generadores de inducción o los generadores síncronos convencionales, principalmente se debe a la eliminación de la caja de engranaje, reduciendo pérdidas mecánicas y mejorando la confiabilidad (Cardenas, 2012; Jiang et al., 2020). Además, la eliminación de componentes mecánicos complejos permite simplificar los métodos de control y mejorar la eficiencia global del sistema (X. Zhang et al., 2020).

La alta penetración de la energía eólica en los SEP, especialmente en sistemas de generación de velocidad variable, trae consigo nuevos desafíos. Uno de los más significativos es la variabilidad inherente a la generación eólica debido a la naturaleza fluctuante del recurso. La integración de altos niveles de energía eólica en la red plantea retos en términos de estabilidad, control y gestión de las fluctuaciones de tensión y frecuencia, lo que puede comprometer tanto la continuidad del suministro eléctrico como la seguridad operativa del sistema (Chinchilla et al., 2006; Jalilvand et al., 2020).

Para abordar estos desafíos, es esencial el desarrollo de técnicas avanzadas de control que permitan optimizar el desempeño de los sistemas de generación eólica. El control vectorial ha emergido como una estrategia eficaz para regular tanto la potencia activa como la potencia reactiva en generadores de velocidad variable como los *PMSG*. Este enfoque permite una mayor precisión en el control del generador, mejorando la estabilidad de la red eléctrica a través de la compensación de fluctuaciones de tensión y la respuesta rápida a variaciones en la velocidad del viento (Kumar & Akhtar, 2022; Yamasu et al., 2016).

La literatura técnica ha documentado diversas configuraciones para los sistemas de energía eólica basados en *PMSG*, destacando aquellas que emplean convertidores *back-to-back*. Esta configuración, que comprende un convertidor en el lado del generador y otro en el lado de la red, permite desacoplar el control de la velocidad del generador de la dinámica de la red, facilitando una operación más flexible y eficiente (Carlsson, 1988; Chen et al., 2021). Además, los avances recientes en el control vectorial han permitido mejoras sustanciales en la capacidad de respuesta de estos sistemas, optimizando la conversión de energía y la estabilidad de la red bajo condiciones operativas variables (Z. Zhang et al., 2013).

El control tolerante a fallos en turbinas eólicas *PMSG* ha sido un tema de creciente interés, representando un avance significativo hacia la mejora de la fiabilidad del sistema. Jalilvand et al. (2020) presentaron un esquema de control robusto que demuestra la eficacia de sus métodos en entornos desafiantes. En un enfoque similar, el trabajo de Jiang et al. (2020) introdujo una nueva estrategia de control que mejora la estabilidad de las turbinas eólicas *PMSG* durante eventos de baja tensión, lo que resalta la necesidad de avanzar en los métodos de control para asegurar la resiliencia de la red (Kumar & Akhtar, 2022).

A medida que la tecnología de conversión de energía eólica continúa evolucionando, se hace evidente la necesidad de un enfoque holístico que abarque desde el diseño de sistemas hasta su control en condiciones adversas. Este artículo revisa el estado del arte en el control de sistemas de generación eólica basados en *PMSG*, centrándose en las tendencias actuales, los desafíos y las oportunidades futuras que se presentan en este ámbito. Se espera que esta revisión no solo resalte los avances tecnológicos, sino que también contribuya a guiar futuras investigaciones en el área. En la Figura 1 se muestra el diagrama de conexión de un *PSMG* y la conexión a la red, mediante el sistema *Back to Back*.

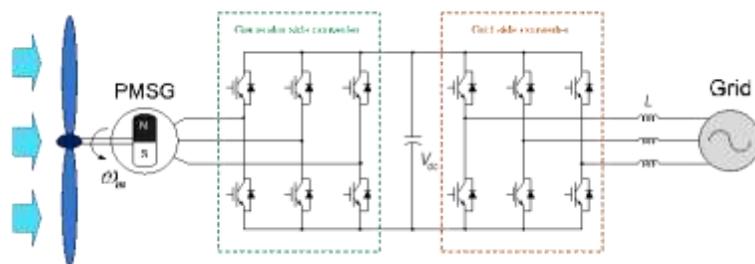


Figura 1: Diagrama de Conexión Sistema Back to Back

El artículo se organiza de la siguiente manera: en las secciones II y III se describen detalladamente el modelo dinámico del generador PMSG, el modelo de la red eléctrica y los sistemas de control implementados. Posteriormente, en la sección IV se presentan las simulaciones y análisis de los resultados obtenidos, evaluando el desempeño del sistema y su interacción con la red bajo diferentes escenarios operativos. Finalmente, se ofrecen conclusiones basadas en los resultados obtenidos y se sugieren posibles direcciones futuras para el desarrollo de sistemas de control más robustos y eficientes. Los datos del sistema se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1: Datos del Sistema

ELEMENTO	VARIABLES	VALOR	UNIDADES
GENERADOR	Tensión L-L	690	v
	Frecuencia	50	Hz
	Velocidad	750	rpm
	Potencia	7,5	Kw
	Corriente nominal	65	A
FILTRO	Inductancia	7	mH

RED	Tensión L-L	690	v
	Frecuencia	50	Hz
DC-Link	Capacitancia	15	uF
	Tensión DC	1200	v
CONVERTSOR	Corriente nominal	81.25	A
	Tensión	690	v
PWM	Frecuencia Switching	5	Hz
CONTROL VECTORIAL	Frecuencia natural	100	hz
	Coefficiente de amortiguamiento	0,8	
PLL	Frecuencia natural	20-25	Hz

METODOLOGÍA

En el proceso de modelado de un sistema de control vectorial *back-to-back* para generadores síncronos de imanes permanentes (*PMSG*), es esencial identificar cada uno de los componentes que constituyen el sistema y su interrelación con las ecuaciones matemáticas que describen su comportamiento dinámico. Esto abarca no solo el modelo del generador, sino también los convertidores electrónicos de potencia, en el lado del generador y en el lado de la red, así como el lazo de control que garantiza el funcionamiento adecuado del sistema. El control vectorial es una técnica que permite un control preciso del flujo y del par motor del generador mediante la transformación de las corrientes trifásicas a un sistema de coordenadas “*d-q*” (directa y cuadratura). La metodología resulta especialmente ventajosa en los sistemas de conversión de energía eólica, ya que posibilita el desacoplamiento del control de las magnitudes eléctricas y mecánicas. De este modo, se maximiza la eficiencia de la transferencia de energía hacia la red y se asegura una respuesta rápida ante cambios en las condiciones de operación, tales como variaciones en la velocidad del viento o la aparición de fallas en el sistema.

En un sistema *PMSG* con control *back-to-back*, es necesario modelar las ecuaciones dinámicas del generador que describen las corrientes y voltajes en el sistema “*d-q*”, así como las ecuaciones que rigen el funcionamiento de los convertidores. El convertidor del lado del generador se encarga de controlar la velocidad y el par del generador, mientras que el

convertidor del lado de la red regula la inyección de energía en la red, manteniendo parámetros como la tensión y la frecuencia dentro de límites aceptables.

El proceso de modelación integra todos estos elementos para obtener un conjunto de ecuaciones diferenciales que describan el comportamiento del sistema. A partir de estas ecuaciones, se determinan los parámetros de control que optimizan la operación bajo diferentes escenarios. Estos parámetros incluyen las ganancias del controlador *PI*, las referencias de corriente y voltaje en el sistema "*d-q*", y las condiciones iniciales del sistema. Finalmente, una vez establecidos los modelos y los parámetros de control, se implementan las simulaciones para evaluar el desempeño del sistema en distintos escenarios, como variaciones en la velocidad del viento o fallas en la red. Las simulaciones permiten validar la robustez del control vectorial y su capacidad para mantener una operación estable y eficiente del generador *PMSG*. A continuación, se presenta una descripción detallada del sistema y su modelado matemático, con el objetivo de identificar las variables de control en el esquema *back-to-back*

CONVERSION DEL LADO DE LA MAQUINA

1. Modelo Matemático del PMSG

Actualmente, los *PMSG* han adquirido gran relevancia en los sistemas de generación, gracias al uso de materiales magnéticos de alta densidad a precios competitivos y a los avances en el procesamiento de energía, permitiendo aumentar la eficiencia y reducir los costos (Chinchilla et al., 2006; Xin et al., 2013). Para desarrollar un modelo dinámico que permita definir su sistema de control, las ecuaciones del generador se proyectan en un sistema de coordenadas de referencia que, rota sincrónicamente con el flujo de los imanes permanentes, conocido como el sistema de coordenadas "*d-q*" (D. & Luque, 2009; Diaz, 2011), expresando las ecuaciones en forma vectorial:

$$\vec{v}_{sdq} = R_s \vec{i}_{sdq} + \frac{d\vec{\psi}_{sdq}}{dt} + j\omega_e \vec{\psi}_{sdq} \quad (1)$$

$$\vec{\psi}_{sdq} = L_d \vec{i}_{sd} + \psi_{fd} + jL_q \vec{i}_{sq} \quad (2)$$

Considerando un generador ideal, el valor el flujo se mantiene constante, es decir $\vec{\psi}_{sdq} = cte$, cumpliendo las condiciones $R_s = L_s = L_q = 0$. Al sustituir en la Ecuación (1) y Ecuación (2), las tensiones en los ejes "d-q" se pueden expresar como:

$$v_{sd} = -w_e \psi_{sq} \tag{3}$$

$$v_{sq} = w_e \psi_{sd} \tag{4}$$

Siendo w_e la velocidad angular, y ψ_{sq} y ψ_{sd} componentes del flujo magnético asociado a los ejes "d" y "q", respectivamente. El modelo simplificado establece una relación directa entre las tensiones y el flujo en los ejes "d-q", lo que facilita el diseño de estrategias de control para maximizar la eficiencia y estabilidad del sistema de generación. En este contexto, la velocidad eléctrica w_e se relaciona con la w_m mediante:

$$w_e = \frac{P}{2} \cdot \frac{2\pi}{60} n_r \tag{5}$$

Donde P es el número de polos del generador y n_r velocidad angular mecánica en [rpm]. En nuestro modelo la velocidad angular eléctrica se calcula $w_e = 100\pi \left[\frac{rad}{s}\right]$. Al alinear la contra-fuerza electromotriz del generador, el valor de $v_{sq} = 0$. Con los datos del sistema, se determina que:

$$E_{max}^2 = v_{sd}^2 + v_{sq}^2 \tag{6}$$

La ecuación (6) representa la tensión fase-neutro en DC. Con el supuesto anterior $E_{max} = v_{sd}$, el valor de $E_{max} = \sqrt{\frac{2}{3}} V_{LL} = \sqrt{\frac{2}{3}} 690 = 563.38$ [v]. esto permite despejar y calcular el flujo ψ_{sq} de la Ecuación (7):

$$\psi_{sq} = \frac{E_{max}}{w_e} \tag{7}$$

Evaluando $\psi_{sq} = \frac{563.38}{100\pi}$, [wb]. En base a estos resultados determinamos la siguiente relación:

$$v_{dq} = G_{we} G_{Vq} \frac{P}{2} w_e + jv_q \tag{8}$$

En la Figura 2 se presenta el diagrama de bloques que modela la operación de un PSMG. En este modelo, V_{LL} es el voltaje nominal RMS entre líneas del generador, P es el número de polos, y W_m corresponde a la velocidad rotacional del generador en [rpm]. Por otro lado, en

la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra la salida de voltaje del modelo propuesto

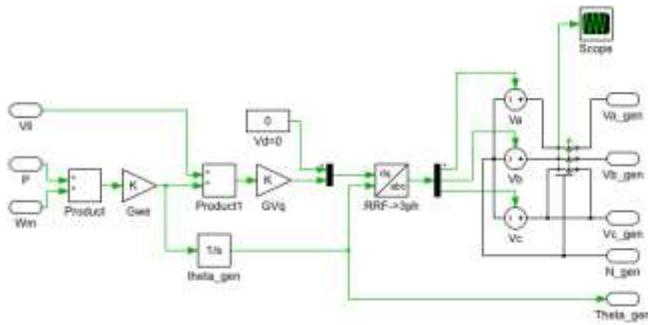
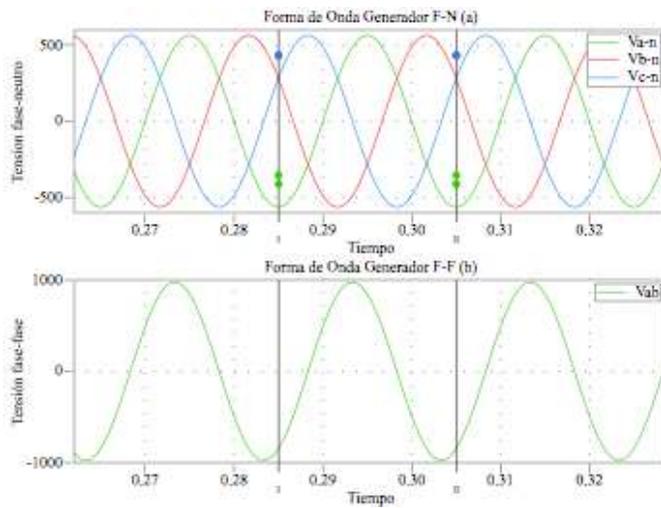


Figura 2:Diagrama de bloque del generador



2. Control Vectorial lado del Generador

El diseño del control vectorial contempla la conexión entre el generador y el convertidor a través de un filtro inductivo L en corriente alterna, como se muestra en la Figura 3.

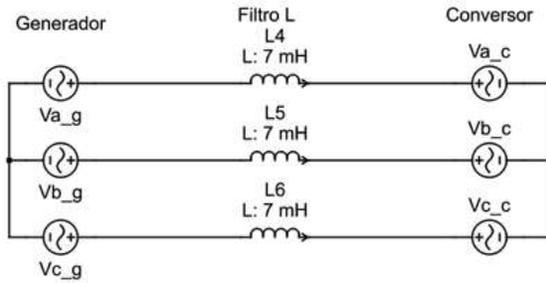


Figura 3: Diagrama equivalente lado del generador

Aplicando las leyes de Kirchoff en un sistema de ejes “d-q” tenemos que:

$$V_{d_g} = L \frac{di_d}{dt} - \omega_e L i_q + V_{d_c} \tag{1}$$

$$V_{q_g} = L \frac{di_q}{dt} + \omega_e L i_d + V_{q_c} \tag{2}$$

Al orientar las coordenadas en relación con la contra fuerza electro-motriz del generador, se asume que \$V_{q_c} = 0\$. Al despejar \$V_{d_c}\$ y \$V_{q_c}\$ tenemos:

$$V_{d_c} = V_{d_g} - L \frac{di_d}{dt} + \omega_e L i_q + R i_d \tag{3}$$

$$0 = V_{q_g} - L \frac{di_q}{dt} - \omega_e L i_d \tag{4}$$

Simplificando las Ecuación (11) y Ecuación (12), resulta:

$$V_{d_c}' = -L \frac{di_d}{dt} \tag{5}$$

$$V_{q_c}' = -L \frac{di_q}{dt} \tag{6}$$

Aplicando Laplace, obtenemos las funciones de transferencia del modelo, las cuales representan el diagrama de bloques mostrado en la Figura 4.

$$\frac{I_d}{V_{d_c}'} = -\frac{1}{sL} \tag{7}$$

$$\frac{I_q}{V_{q_c}'} = -\frac{1}{sL} \tag{8}$$

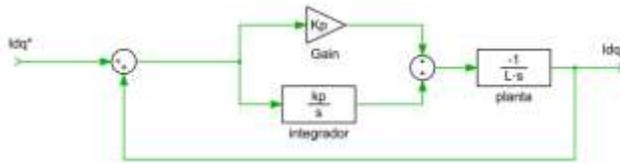


Figura 4: Modelo de planta del generador

El cálculo de las ganancia K_p y K_i , considera un coeficiente de amortiguamiento $\zeta = 0,8$ y frecuencia natural $f_n = 100 \text{ Hz}$. La representación del lugar geométrico de polos y ceros del lazo, y el diagrama de Bode en lazo cerrado, se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, donde la máxima ganancia ocurre en la frecuencia natural 50Hz. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se analiza la dinámica del filtro PI a la respuesta de un escalón y la forma en la cual el sistema se amortigua, dando un tiempo de estabilidad de 4 ms , y con un pico de amplitud de 20% sobre el nominal. En la Figura 8 se presenta el diagrama de bloque del controlador.

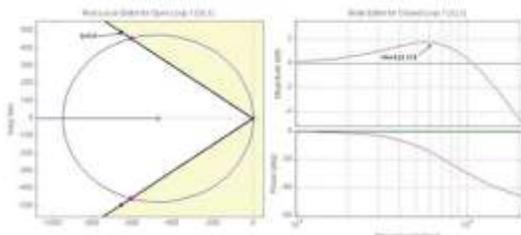


Figura 5: Root Locus-control vectorial. (a) Coeficiente de amortiguamiento, (b) Frecuencia natural del sistema de lazo cerrado

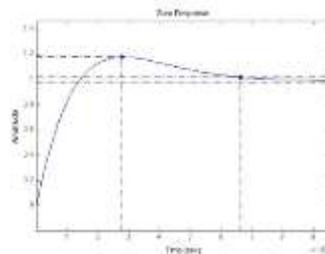


Figura 6: Respuesta al escalón unitario en el lazo cerrado del control vectorial

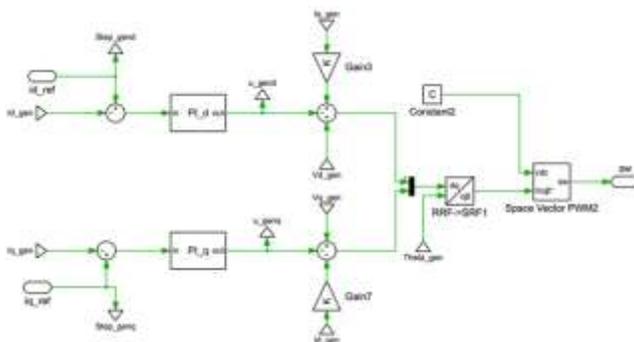


Figura 7: Controlador vectorial lado del generador

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Figura 8 se muestra el *PI* para el controlador vectorial, donde $K_p = 8,5425$ y $K_i = 4067,86$, los resultados se obtuvieron utilizando la herramienta *SISOTOOL* de *Matlab*. Los términos de desacople que emplea el *PI* se derivan de la Ecuación (11) y Ecuación (12), y se definen como $w_e Li_q$ en el eje “d” y $w_e Li_d$ en el eje “q”.

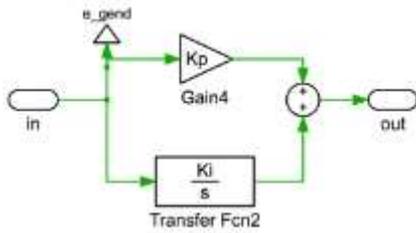


Figura 8: Diagrama del PI, lado del generador

3. Orientación PLL lado del generador

La Figura 10 muestra un modelo para el diseño de un *PLL*, que orienta el control vectorial a un ángulo de referencia en variaciones de pequeña señal. Las ganancias del controlador se determinan para una frecuencia de 20 Hz, siendo son $K_{p_PLL} = 296,34$ y $K_{i_PLL} = 24594,45$. El diagrama de bloque se presenta en la Figura 11.

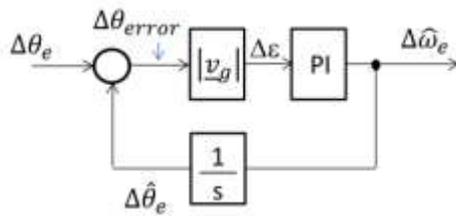


Figura 9: Diagrama de pequeña señal para el diseño del controlador en el PLL, (Cardenas, 2012)

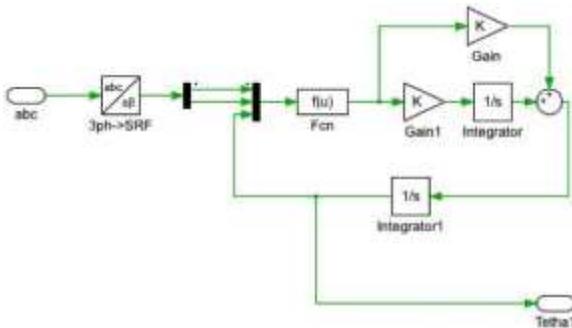


Figura 10: Diagrama del sistema de control en el PLL

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra el lugar geométrico de las raíces y el diagrama de Bode. La respuesta al escalón del lazo de control, se observa en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, donde el tiempo para alcanzar la estabilidad es de 30 ms.

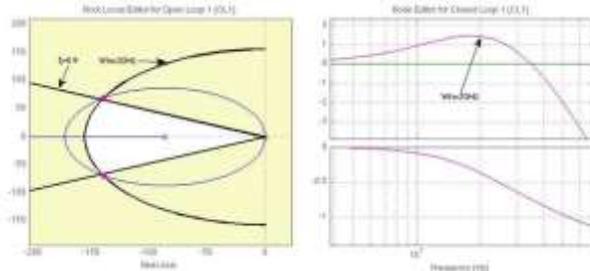


Figura 11: Root Locus PLL. (a) Coeficiente de amortiguamiento, (b) Frecuencia natural del Sistema en lazo cerrado

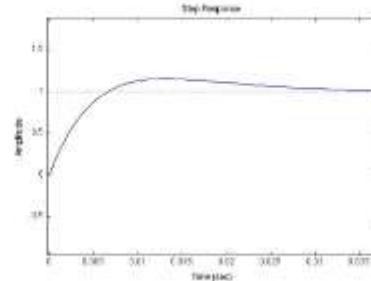


Figura 12: Respuesta al escalón del sistema en lazo cerrado del PLL

4. Cálculo K-óptimo

En la Ecuación (17) se describe la relación entre la potencia y la velocidad mecánica, mientras que la Ecuación (18) y Ecuación (19) representan la máxima transferencia de potencia activa P y reactiva Q desde el generador hacia el convertidor, expresadas de la siguiente manera:

$$P_m = K_{opt} \omega_m^3 \tag{17}$$

$$P = \frac{3}{2} v_{sd} i_{sd} \tag{18}$$

$$Q = \frac{3}{2} v_{sq} i_{sq} \tag{19}$$

En condiciones normales, la máxima potencia activa que el generador suministra depende de su velocidad nominal de operación, lo que permite derivar el valor de $K_{opt} = 0,1548 \left[\frac{w}{rpm} \right]$. Si $i_{sq} \approx 0$, toda la potencia transferida desde el generador hacia el convertidor es potencia activa. Al realizar un balance entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica, $P_m = P_e$, se establece la igualdad entre ambas, lo que garantiza una eficiente conversión de energía.

$$K_{opt}W_m^3 = \frac{3}{2}v_{sd}i_{sd} \tag{9}$$

Lo cual determina que:

$$i_{sd} = \frac{2}{3}K_{opt} \frac{1}{\psi_{sq}} \frac{2}{P} \left(\frac{2\pi}{60}\right)^2 n_r \tag{10}$$

La Ecuación (21) permite calcular la corriente máxima del generador al transferir toda su potencia mecánica como potencia activa, siendo $i_{sd} = 88,74 A$, transformando esta corriente a un sistema 'abc', $I_L = 62,75 A$, valor que se encuentra dentro de los parámetros de operación del generador.

MODELO DE RED

1. Modelo de Red

Para las condiciones de simulación dentro del control vectorial *back-to-back*, se considera un convertidor *front-end* utilizando el esquema presentado en (Cardenas, 2012). El diagrama de bloques del modelo de la red se ilustra en la Figura 14. Además, en la Figura 15 se presenta el circuito equivalente para el control vectorial del sistema.

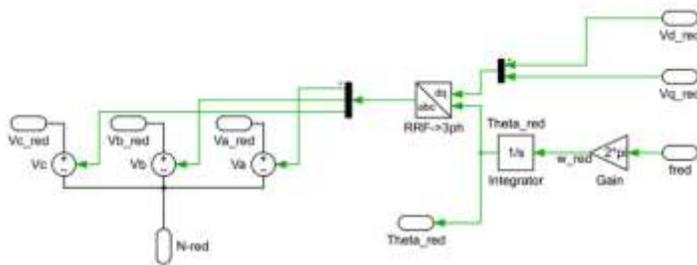


Figura 13: Diagrama de bloque de la red

En este contexto, es fundamental considerar la corriente en dirección hacia la red y, aplicando la transformación del sistema 'abc' al sistema ' α - β ', se establecen las relaciones necesarias para su correcta operación

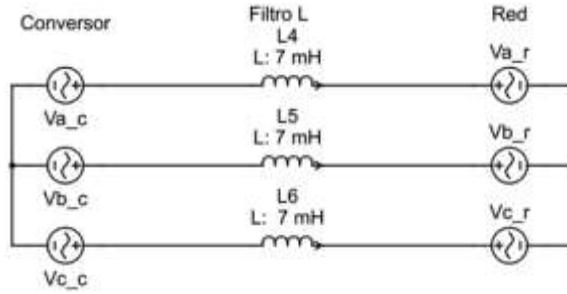


Figura 14: Circuito equivalente del Fron-End

$$\underline{v} = R\underline{i} + L \frac{d\underline{i}}{dt} + \underline{v}_{red} \tag{11}$$

$$\underline{v} = v_{\alpha} + jv_{\beta} \tag{12}$$

$$\underline{i} = i_{\alpha} + ji_{\beta} \tag{13}$$

$$\theta_e = \int \omega_e dt \tag{14}$$

$$v_{dq} = L \frac{di_{dq}}{dt} + j\omega_e i_{dq} + v_{redd} \tag{15}$$

Transformando los resultados anteriores a un sistema de cuadratura 'd-q', y orientando el control en el voltaje de la red v_d , se asume que la tensión en $v_q = 0$. Por lo tanto, a partir de la Ecuación (27), se expresan las tensiones en los ejes "d" y "q".

$$\underline{v}_{red} = v_{redd} + j0 \tag{16}$$

$$v_d = L \frac{di_d}{dt} - \omega_e i_q + v_{redd} \tag{17}$$

$$v_q = L \frac{di_q}{dt} + \omega_e i_d \tag{18}$$

La Ecuación (28) y Ecuación (29) permiten modelar el sistema, ya que las variables de desacoplo resultantes son fundamentales para su correcta representación.

$$v_d' = -\omega_e i_q + v_{redd} \tag{19}$$

$$v_q = \omega_e i_d \tag{20}$$

De esta manera, la planta a controlar es la misma que en el lazo de corriente del lado del generador. El esquema del control vectorial se presenta en la Figura 16, mientras que el modelo de PLL aplicado en el lado de la red es similar al presentado en la Figura 11.

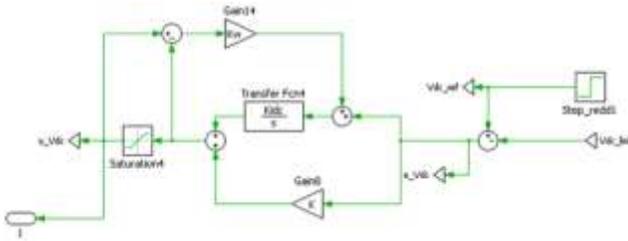


Figura 18: Diagrama de control del DC-Link.

RESULTADOS

La simulación de los modelos de red, generador y sistemas de control se realizó en el software *PLECS* (*PLECS*, 2013). Se logró integrar diversas configuraciones del sistema, permitiendo la evaluación del comportamiento dinámico de cada componente bajo diferentes condiciones operativas. Además, la interfaz gráfica intuitiva del software facilitó la visualización de las interacciones entre los modelos, lo que contribuyó a un análisis más profundo de la estabilidad y rendimiento del sistema en su conjunto. Las simulaciones también permitieron la optimización de parámetros de control, garantizando que los objetivos de rendimiento fueran alcanzados. Este enfoque integral es fundamental para validar las teorías y metodologías propuestas en este estudio, ofreciendo una plataforma robusta para el análisis de sistemas complejos en aplicaciones de energía eléctrica.

1. Desempeño de los lazos de corriente del convertor del lado de la red

Caso 1 donde $i_q = 0$ y $i_d = 114,94$ (nominal): entrada tipo escalón en la referencia i_d , el lazo cerrado se restablece en 9 ms, presentando un sobrepulso del 6,68% respecto al valor nominal, esto se ilustra en la Figura 20.

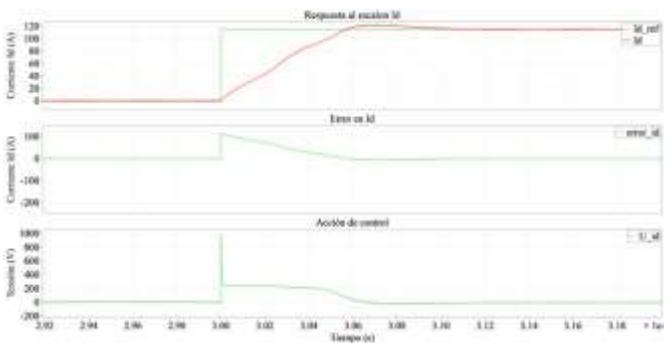


Figura 19: Respuesta al escalón unitario caso A

Caso 2 donde $i_q = 114,94$ (nominal) y $i_d = 0$: entrada tipo escalón en la referencia i_q . En este caso, el lazo cerrado se restablece en 7 ms, mostrando un sobreimpulso del 12,82% respecto al valor nominal, en la Figura 21 se presentan los resultados.

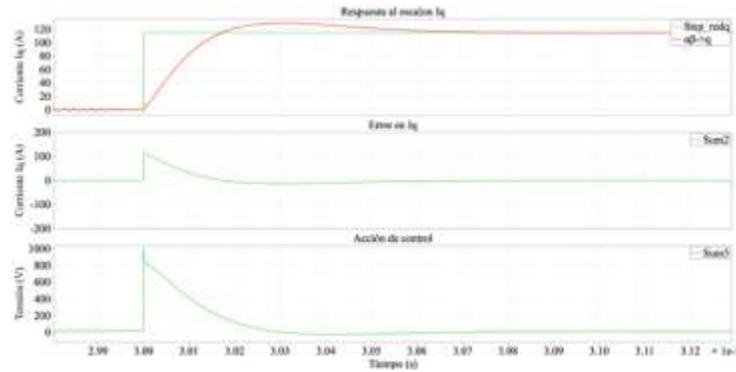


Figura 20: Respuesta al escalón unitario caso B

Los resultados del caso 1 y caso 2 se encuentran dentro de los rangos establecidos. Es importante destacar que en la acción de control se observa un sobreimpulso en respuesta a la componente de alta frecuencia de la entrada.

Caso 3 ambas corrientes toman el valor medio $i_q = 81,2749$ e $i_d = 81,2749$: Los resultados presentados en las Figuras 22 y Figura 23 indican que, ante una entrada tipo escalón simultáneo en las referencias i_d e i_q , los lazos alcanzan el estado estacionario en 7 ms, similar a los dos casos anteriores. Sin embargo, las acciones de control varían, lo que sugiere que el desacople entre los lazos de control no es completo. El controlador interpreta este comportamiento como una perturbación, lo que provoca una compensación. Los sobreimpulsos en i_d e i_q son del 6,45% y 4,82%, respectivamente.

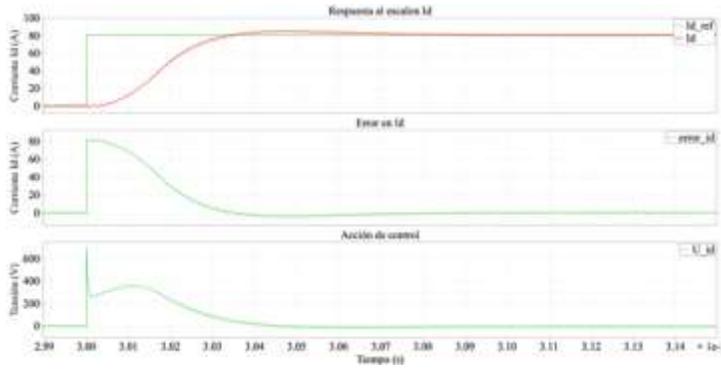


Figura 21: Respuesta al escalón unitario con $i_d = \frac{I_n}{\sqrt{2}}$

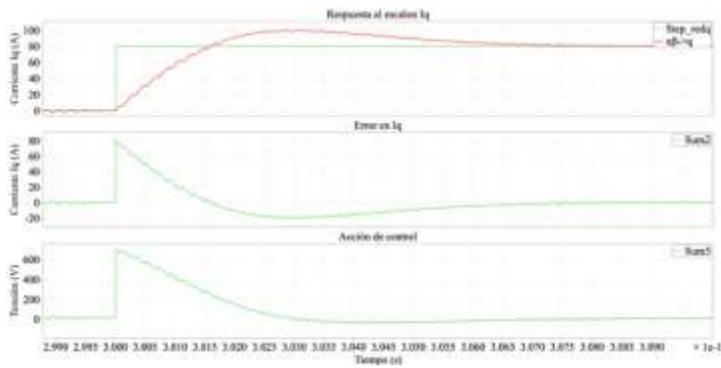


Figura 22: Respuesta al escalón unitario con $i_q = \frac{I_n}{\sqrt{2}}$

2. Desempeño del convertor del lado de la maquina

Caso 1 velocidad del generador 90% y cambio de i_d entre 0 y el máximo nominal: Con una velocidad nominal de $n_r = 675 \text{ rpm}$, se aplica un escalón desde 0 A hasta 114,904 A. La respuesta del lazo cerrado de control se encuentra dentro del rango esperado, considerando una frecuencia natural de 100 Hz y un coeficiente de amortiguamiento $\zeta = 0,8$. Se observa un tiempo de restablecimiento de 6 ms y un sobreimpulso máximo del 19,50% respecto al valor nominal, como se muestra en la Figura 24.

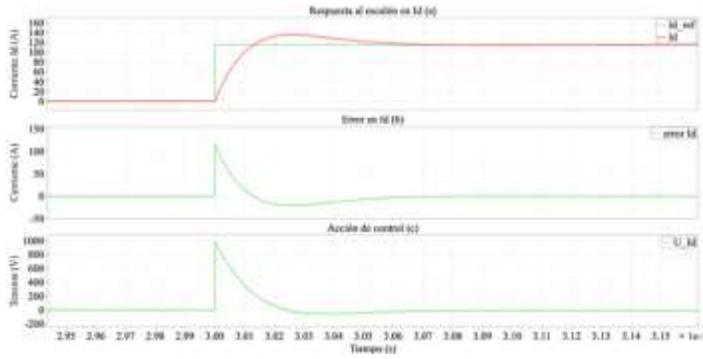


Figura 23: esta al escalón unitario con $n_r = 675$ rpm

Caso 2 velocidad al 90% y cambios a i_d tipo escalón entre 0 y 25% en seguida sube a 75% luego baja a 50% y sube al 100% del valor nominal: Al generar una secuencia de escalones en el rango de operación del sistema, la respuesta en lazo cerrado se encuentra dentro del desempeño esperado. La Figura 25 muestra que, con esta prueba, las no linealidades del modelo simulado, provocadas por el tipo de modulación y conmutación de los IGBT's son despreciables en la dinámica del sistema, lo que permite que el modelo se comporte de manera lineal en todos los puntos de operación.

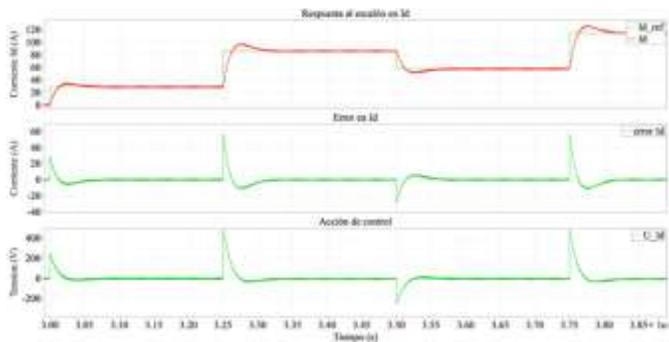


Figura 24: Respuesta a la dinámica de varios saltos de escalón

3. Desempeño de operación de los PLL, lado de la red y lado del generador

La Figura 26 muestra la sincronización de los PLL con el vector del lado del generador y del lado de la red, con un tiempo de restablecimiento en el generador de $20 \mu s$ y en la red de $16 \mu s$. Ante cambios de tipo escalón en la fase, la respuesta del PLL, presentada en la Figura 27, se contrasta con la función $\text{sen}(\theta)$, siendo θ el ángulo del vector de tensión del generador.

La escala de tiempo evidencia la rápida respuesta del *PLL*, lo que evita que el sistema en el marco de referencia “*d-q*” se desoriente.

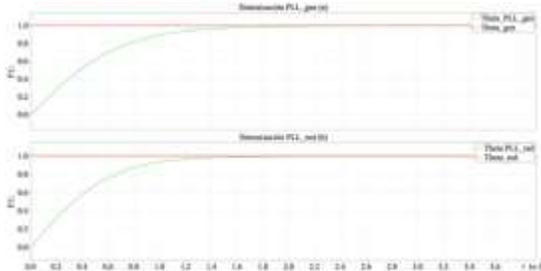


Figura 25: Sintonización del PLL

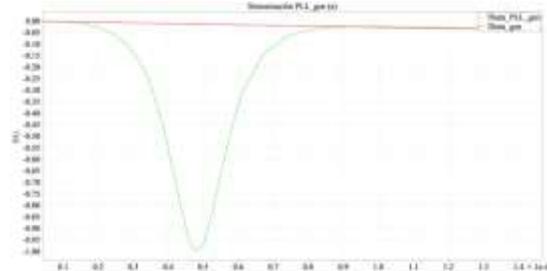


Figura 26: Sintonización del PLL del generador

4. Análisis del factor de potencia en los componentes del Sistema

El comportamiento de P_{in} y la P_{out} se muestra en la Figura 28, la entrada corresponde al lado del generador y la salida al lado de la red. Los resultados se obtienen para una velocidad de operación de 650 rpm, y el error absoluto en estado estacionario no supera el 4%.

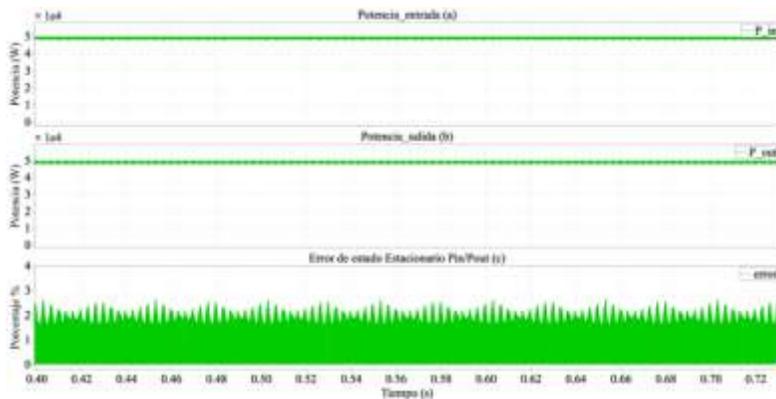


Figura 27: Respuesta a la transferencia de potencia. (a) Potencia generador, (b) Potencia de la red, (c) Error de estado estacionario P_{in} y P_{out}

El factor de potencia en estado estacionario es unitario; sin embargo, el tiempo requerido para alcanzar este valor es de 6 ms, lo cual es consecuencia de la respuesta dinámica de los lazos cerrados de i_d e i_q , como se muestra en la Figura 29

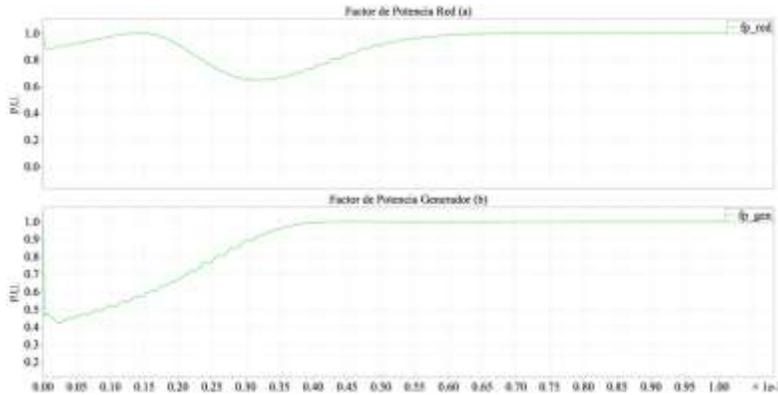


Figura 28: Efecto sobre el factor de potencia. (a) fp en la red, (b) fp en el generador

5. Análisis del factor de potencia con variación de la corriente i_q

Caso $i_q > 0$: Simulando una condición de operación mediante un escalón de 30 A en i_q del lado de la red, donde i_q es positiva, el factor de potencia resulta en retraso diferente de la unidad (caso estudio $fp = 0,89$), la corriente se atrasa respecto a la tensión, Figura 29.

Al producirse variaciones en i_q del lado de la red, el generador no experimenta cambios, ya que el *DC-Link* impide el paso de potencia reactiva, como se muestra en la Figura 31. Esto sugiere que el flujo de potencia reactiva circula entre el convertidor del lado de la red y la red misma, así como el retraso de la corriente en el inversor en relación con su tensión, causado por el filtro que conecta el generador y el convertidor. En el generador, el factor de potencia es igual a 1 debido al efecto del *DC-Link*

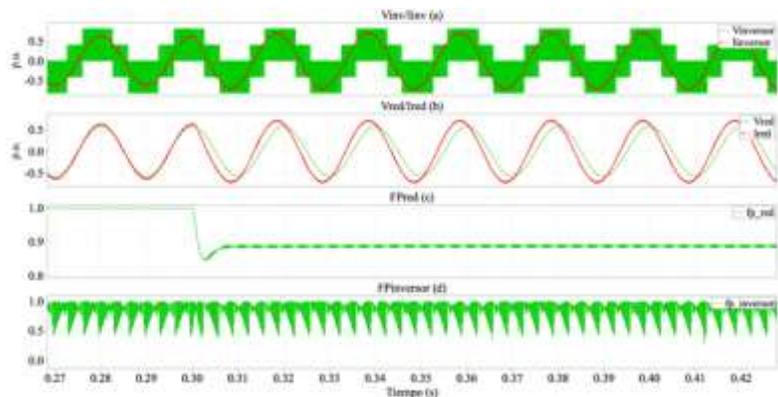


Figura 29: fp en atraso lado de la red. (a) V y I en el inversor, (b) V y I en la red, (c) fp de la red, (d) fp del inversor

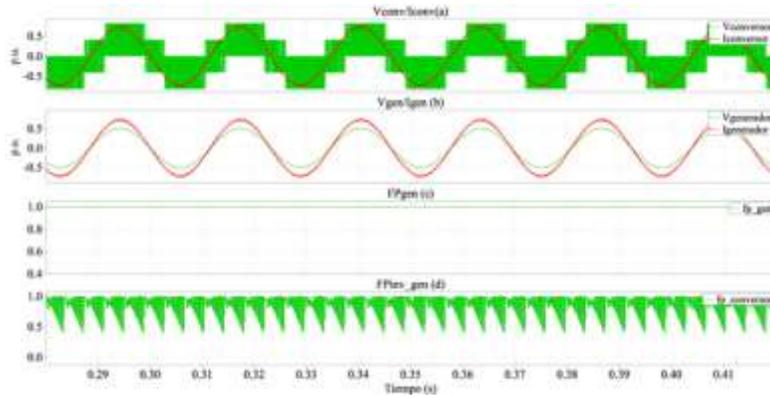


Figura 30: fp en atraso lado de la red. (a) V y I en el conversor, (b) V y I en el generador, (c)fp del generador, (d)fp del conversor

Caso $i_q < 0$: Considerando una corriente negativa $i_q = -30 A$, la corriente se adelanta a su tensión, ver Figura 32. El factor de potencia es $fp = 0,88$, indicando un adelanto en la fase

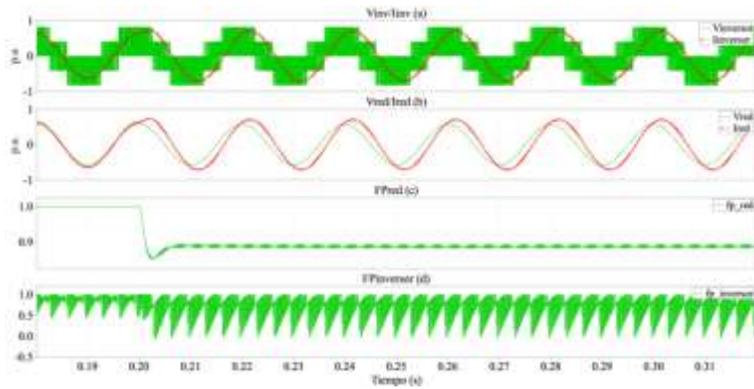


Figura 31: fp en adelanto lado de la red. (a) V y I en el inversor, (b) V y I en la red, (c)fp de la red, (d)fp del inversor

6. Análisis del sistema frente a una falla trifásica simétrica

Al simular una falla trifásica simétrica, los resultados indican que la respuesta de los lazos de control disminuye en un 10% respecto al valor nominal. En la Figura 33 se presenta el comportamiento del lazo de corriente, donde se observa una reducción en V_d que provoca una perturbación en I_d , reflejando el balance de potencia entre la entrada y salida del conversor del lado de la red, mientras que el generador continúa suministrando la misma potencia. Sin embargo, la dinámica de respuesta del lazo de corriente está determinada por el lazo de tensión, lo que se evidencia en el tiempo de restablecimiento; dado que el lazo de tensión tiene una frecuencia natural mayor, el lazo de corriente alcanzará el estado estacionario bajo la

influencia de la dinámica del lazo de tensión. La respuesta del lazo de voltaje sobre el DC link se ilustra en la Figura 34. Se observa que el efecto transitorio se disipa a medida que se alcanza el nuevo punto de equilibrio de la corriente i_d entregada a la red, el cual es superior al nivel previo a la falla, como resultado del balance de potencia entre la entrada y la salida.

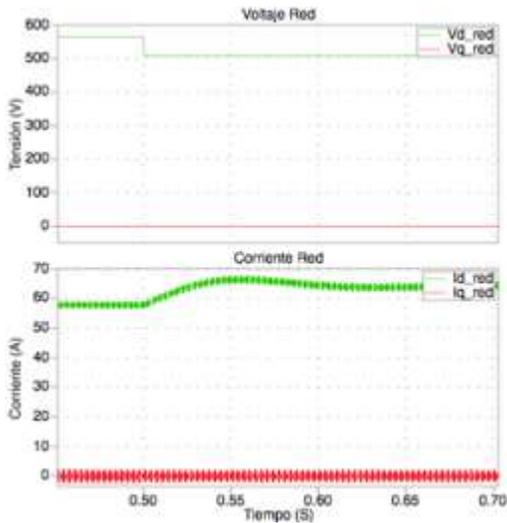


Figura 32: Respuesta del lazo de corriente en el lado de la red ante la falla.

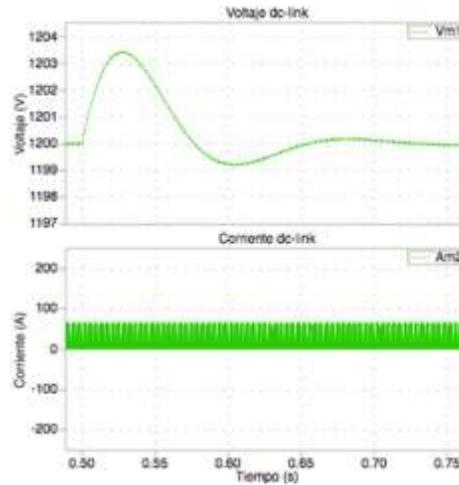


Figura 33: Respuesta del DC-Link ante la falla

Las ilustraciones de la Figura 35, que incluye tanto el voltaje como la corriente del generador, indica que el lazo de control del *DC-Link* aísla cualquier efecto reflejado hacia el generador. Estas respuestas se mantienen siempre y cuando la falla simétrica no provoque que la respuesta transitoria supere el modelo de pequeña señal para el cual se dimensionó el controlador. Además, el impacto de la falla simétrica afecta la magnitud del fasor, sin influir en su fase, como se evidencia en la Figura 36.

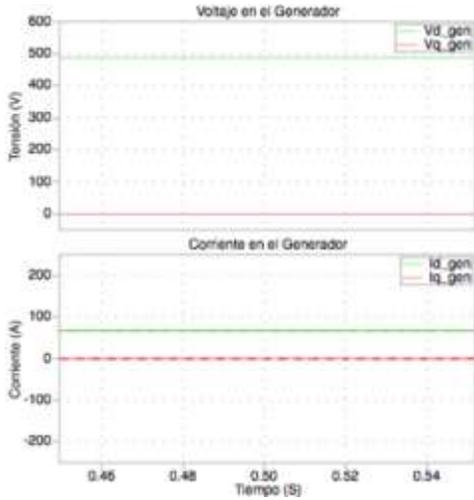


Figura 34: Respuesta del lazo de corriente en el lado del generador ante la falla.

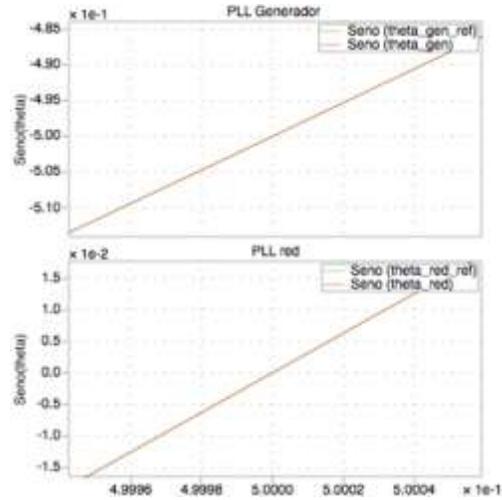


Figura 35: Respuesta del PLL ante la falla

a. Análisis de la regulación de corriente i_q en el lado de la red

La corriente se expresa como $i_n = \sqrt{i_q^2 + i_d^2}$. Es evidente que a medida que aumenta i_d , i_q disminuye. Este comportamiento se confirma en la simulación, tal como se analiza en la Figura 37

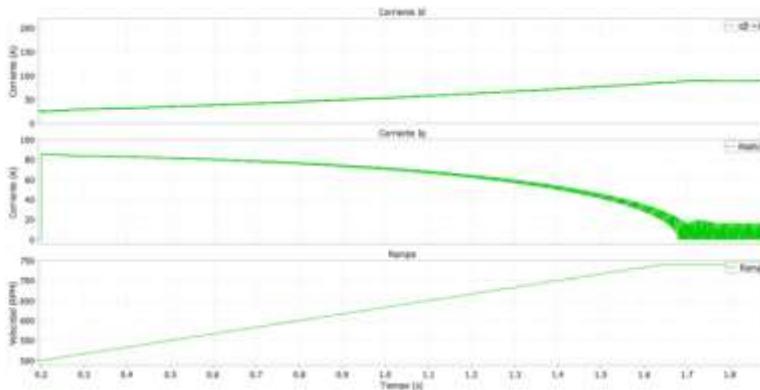


Figura 36: Relación de corriente. (a) Corriente i_a lado de la red, (b) Corriente i_a lado de la red, (c) Rampa a los cambios de velocidad

Dado que toda la potencia activa del generador es transferida y el *DC-Link* no puede proporcionar potencia reactiva, la red asume la responsabilidad de suministrar y extraer dicha potencia reactiva. La Figura 38 ilustra el comportamiento de la tensión en el *DC-Link*, donde

se observan cambios al inicio de la rampa y en su valor máximo, después de lo cual la tensión se mantiene estable gracias a la acción de su controlador. Durante la rampa de velocidad, la tensión experimenta un pulso inicial en la parte baja antes de aumentar y alcanzar su valor nominal. Este efecto se debe a las componentes de baja frecuencia que el controlador no puede filtrar, lo que provoca que la tensión del *DC-Link* siga la rampa. Además, el incremento de potencia activa en el lado del generador, resultado del aumento de la velocidad, se traduce en un aumento de la corriente en el *DC-Link*.

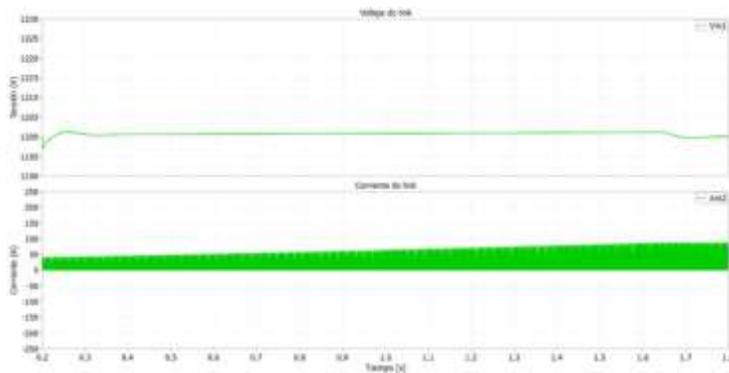


Figura 37: Tensión DC-Link y corriente DC-Link

DISCUSIÓN

La creciente integración de sistemas eólicos de velocidad variable en las redes eléctricas plantea importantes desafíos y oportunidades en el ámbito del control y la estabilidad de los sistemas de potencia. El control vectorial ha emergido como una estrategia efectiva para manejar estos sistemas, permitiendo una respuesta dinámica y robusta ante variaciones en la velocidad del viento y cambios en la carga de la red.

Un aspecto fundamental del control vectorial es su capacidad para desacoplar las variables de control, como las corrientes en los ejes “*d*” y “*q*”. Esta desacoplación es crucial para optimizar el rendimiento del sistema, especialmente en condiciones de operación variables. Sin embargo, los estudios de simulación han mostrado que, a pesar de esta estrategia, las interacciones entre los lazos de control pueden resultar en sobreimpulsos y tiempos de estabilización que no siempre cumplen con los criterios deseados. Por ejemplo, en las

simulaciones realizadas, se observó que las respuestas al escalón en las referencias de corriente presentaron sobreimpulsos significativos, sugiriendo que el control no es completamente efectivo en todas las condiciones de operación.

Además, el comportamiento del *DC-Link*, que actúa como un intermediario en la transferencia de potencia activa y reactiva entre el generador y la red, destaca la importancia de un diseño cuidadoso en la configuración del controlador. La respuesta del voltaje en el *DC-Link* se ha observado que responde a los cambios en la rampa de velocidad, lo que indica que el controlador necesita mejorar su capacidad de filtrado para manejar componentes de baja frecuencia. Esto es particularmente relevante en situaciones de transitorios, donde la capacidad del controlador para estabilizar la tensión en el *DC-Link* influye directamente en el rendimiento del generador y su capacidad para entregar potencia activa a la red.

Otro factor a considerar es la influencia de las variaciones en la corriente de carga del lado de la red sobre el generador. La incapacidad del *DC-Link* para transferir potencia reactiva implica que la red debe compensar esta potencia, lo que podría introducir inestabilidad si no se gestiona adecuadamente. Esto sugiere que las estrategias de control vectorial deben estar acompañadas de un diseño de red que soporte la dinámica del sistema eólico, considerando las características específicas de la integración de energías renovables.

Finalmente, el comportamiento observado durante eventos de falla, como las fallas trifásicas simétricas, subraya la resiliencia de los sistemas controlados por control vectorial, pero también resalta la necesidad de mantener el modelo de control dentro de los límites de pequeña señal para asegurar la estabilidad del sistema. Los resultados indican que, aunque el sistema puede responder efectivamente a perturbaciones, la magnitud y la naturaleza de la perturbación pueden afectar la calidad de la respuesta del controlador, haciendo que la planificación y el diseño del sistema sean críticos.

En conclusión, el control vectorial se presenta como una herramienta poderosa para la integración de sistemas eólicos de velocidad variable, pero su efectividad depende de una comprensión profunda de la dinámica del sistema y de una implementación cuidadosa que considere tanto las condiciones de operación normales como los eventos de falla. Los futuros desarrollos en la tecnología de control y la modelización de sistemas son esenciales para

maximizar la eficiencia y la estabilidad de estas integraciones, contribuyendo así a un sistema eléctrico más sostenible y resiliente

CONCLUSIONES

La modelización del sistema de generación eólica, incluyendo el generador *PMSG*, el convertidor *back-to-back* y la red eléctrica en el espacio "*d-q*", ofrece una representación simplificada mediante modelos lineales que facilita el diseño de los lazos de control. Sin embargo, la presencia de componentes no lineales, como la modulación *SVM* y el puente trifásico, limita la precisión de este modelo, especialmente en condiciones operativas alejadas de los puntos nominales. En estas circunstancias, el modelo no garantiza un rendimiento estable, lo que es evidente en el arranque del sistema, donde se observan diferencias significativas en la dinámica respecto a las previsiones de diseño.

En los lazos de control de corriente, se detecta un acoplamiento entre las componentes "*d*" y "*q*", pero el desacople logrado es imperfecto debido a las limitaciones del modelo aproximado. La incorporación de términos cruzados (i_d e i_q) en el controlador minimiza el esfuerzo de control y ayuda a prevenir la saturación, lo cual es esencial para mantener un control eficiente.

La estructura propuesta gestiona de manera efectiva el flujo de potencia activa y reactiva hacia la red, mientras que el *DC-Link* aísla las perturbaciones en la potencia reactiva del lado de la red, siempre y cuando el lazo de control de voltaje opere dentro del rango de diseño previsto. El diseño del ancho de banda para cada lazo de control, particularmente en el lado de la red, resulta fundamental, dado que la dinámica está dictada por el lazo de voltaje, mientras que el lazo de corriente en el lado del generador es más rápido y permite el seguimiento de cambios en la velocidad del viento.

La secuenciación adecuada durante el arranque del sistema es esencial para evitar inestabilidades operativas. Esto puede requerir el uso de elementos externos para precargar el capacitor del *DC-Link* o asegurar que los lazos de control comiencen en condiciones óptimas, minimizando así el riesgo de comportamiento no deseado

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdel-Khalik, A. S., Elserougi, A. A., & Massoud, A. M. (2015). Control and stability analysis of PMSG-based wind turbines with back-to-back PWM converters. *Electric Power Systems Research*, 124, 59–69. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.02.014>
- Bouneb F., B. E. M., & Gaubert, J. P. (2019). Back-to-back converter control for PMSG-based wind energy generation systems under grid disturbances. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 109, 498–508. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.02.038>
- Cardenas, R. (2012). *Control Vectorial de Máquinas de Inducción de Doble Excitación*. Santiago.
- Carlsson, A. (1988). *The back to back converter control and design The Back-to-back converter*. Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund Institute of Technology.
- Chen, G., Wang, H., & Gao, F. (2021). Advanced fault-tolerant control for PMSG wind turbines. *Control Engineering Practice*, 113, 104878. <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2021.104878>
- Chinchilla, M., Arnaltes, S., & Burgos, J. C. (2006). Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(1), 130–135.
- D., C. M. M., & Luque, J. (2009). *VECTOR CONTROL OF PMSG FOR GRID-CONNECTED WIND TURBINE APPLICATIONS*.
- Diaz, M. J. P. (2011). *DISEÑO, SIMULACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN EÓLICA PARA ESTUDIOS DE COMPORTAMIENTO ANTE FALLAS EN LA RED ELECTRICA*.
- Jalilvand, A., Sharafi, M., & El-Fouly, T. H. (2020). A robust control scheme for grid-connected PMSG wind turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 35(4), 1912–1920. <https://doi.org/10.1109/TEC.2020.2998505>
- Jiang, J., Gong, J., & Li, X. (2020). A novel back-to-back converter control strategy for improving the stability of PMSG-based wind turbines during low-voltage ride through (LVRT). *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 35(4), 1853–1863. <https://doi.org/10.1109/TEC.2020.2997501>

- Kim, K. H., Jeung, Y. C., Lee, D. C., & Kim, H. G. (2010). Robust control of PMSG wind turbine systems with back-to-back PWM converters. *The 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems*, 433–437.
- Kumar, P., & Akhtar, N. (2022). Advanced control strategies for PMSG-based wind energy conversion systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 137, 107796. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107796>
- PLECs. (2013). <https://www.plexim.com/academy>
- Singh, B., Sharma, S., & Chandra, A. (2019). Modeling and control of PMSG-based wind energy conversion system for grid integration. *Electric Power Systems Research*, 175, 105922. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.105922>
- Xin, W., Mingfeng, C., Li, Q., Lulu, C., & Bin, Q. (2013). Control of Direct-drive Permanent-magnet Wind Power System Grid-Connected Using Back-to-back PWM Converter. *Intelligent System Design and Engineering Applications (ISDEA), 2013 Third International Conference On*, 478–481.
- Yaramasu, V., Wu, B., & Kouro, S. (2016). Model predictive control of back-to-back converters in wind energy systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 63(8), 5053–5061. <https://doi.org/10.1109/TIE.2016.2535333>
- Zhang, X., Chen, Z., & Wu, W. (2020). Modeling and control of a back-to-back converter in PMSG-based wind energy systems for grid integration. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 35(2), 606–615. <https://doi.org/10.1109/TEC.2020.2976901>
- Zhang, Z., Hackl, C., Wang, F., Chen, Z., & Kennel, R. (2013). Encoderless model predictive control of back-to-back converter direct-drive permanent-magnet synchronous generator wind turbine systems. *2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications*, 1–10.