

Robust control algorithm for virtual synchronous generator in intermittent generation

G. Becerra, ** E. Torres * J.O. Aguilar, * J.D. Avilés, ***
J. Vázquez, * F. Chan *

* *Universidad Autónoma del Estado de Quintana Roo (UAEQROO),*

** *CONAHCYT - UAEQROO, Boulevard bahía S/N, esq. Ignacio Comonfort, Col. del Bosque, Chetumal, Quintana Roo, México, guillermobec@gmail.com,*

*** *Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Administrativas y Sociales, Universidad Autónoma de Baja California, México.*

Resumen This work presents a comparison of two control algorithms for the model of a nonlinear converter system used as a virtual synchronous generator (VSG). The converter connects between the electrical grid and an intermittent renewable system, such as photovoltaic or wind, with backup for sudden disturbances in electricity generation.

The proposal of the VSG arises from the fact that, on one hand, the conventional generation system consists of large power plants such as combined-cycle power plants that employ generators and turbines with significant physical inertia. On the other hand, when connecting renewable systems such as wind and solar, which use converters to integrate with the grid, they lack physical inertia. It is necessary to couple this inertia to the system in order to compensate for the disturbances of intermittent systems and thereby maintain the frequency of the electrical power network.

It should be clarified that physical inertia is not available when renewable systems such as wind or photovoltaic are connected. Recent studies have shown that it is possible to compensate for the disturbance caused by this lack of inertia through a backup system and the virtual synchronous generator (power converter) using control algorithms. In this work, linearization and super twisting algorithms are employed for handling disturbances, and the main differences between the algorithms are demonstrated when facing sudden changes in active or reactive power.

Keywords: Robust control, virtual synchronous generator, analysis of control algorithms.

1. INTRODUCCIÓN

En la época actual, se busca introducir cada vez más fuentes de energía renovable con el objetivo de obtener la mayor generación de electricidad con el mínimo impacto en el medio ambiente. Según el balance nacional de energía de la Secretaría de Energía (SENER) con datos del World Energy Balance 2022, la producción mundial de energía proveniente de fuentes renovables es del 14.77%, mientras que la producción nacional de renovables es del 11.25% (SENER, 2023).

De los sistemas más importantes en la generación de electricidad y estabilidad de la red, se consideran las grandes centrales eléctricas basadas en el acoplamiento de turbinas con generadores síncronos; una de las opciones que se puede considerar de menor impacto en el medio ambiente es la hidroeléctrica, la cual generalmente tiene un grandes

dimensiones(cfe, 2023). En el caso del sistema eléctrico nacional, las hidroeléctricas contribuyen a la estabilidad de la red por que proporcionan la inercia física dada por los generadores síncronos acoplados mecánicamente a las turbinas. Sin embargo, en el caso de los sistemas eólicos y fotovoltaicos, se experimenta intermitencia y variabilidad en la generación de electricidad debido a la dependencia del clima local, pero en los últimos años estos sistemas han tenido una mayor participación en la generación eléctrica (Zsiborács et al., 2019). Asimismo, se debe buscar el equilibrio entre la generación de electricidad y la demanda eléctrica, ya que algún desbalance produce desviación en la frecuencia. Debido a esto, se han desarrollado diferentes estudios con respecto a la estabilidad de la frecuencia en la red eléctrica (Mehrasa et al., 2019; Rakhshani y Rodríguez, 2017).

En general, si hay variación repentina de la demanda, la energía eléctrica se compensa con la inercia, manteniendo la estabilidad de la red. Es decir, la demanda y la generación contribuyen con la respuesta inercial del sistema (Mullane y O'Malley, 2005). Para mantener la estabilidad de la red eléctrica, se deben establecer límites en las variables como los niveles de voltaje y frecuencia de operación, los cuales se ajustan en la generación para satisfacer la demanda. Por lo mismo, para el control de flujo de potencia, se ha desarrollado una propuesta nombrada sincro-inversor o Generador Síncrono Virtual (GSV), que consiste en programar las ecuaciones que gobiernan el comportamiento de la máquina síncrona o su respuesta inercial, para emular en el inversor el comportamiento de la máquina síncrona y, con ello, sumar o reducir inercia (que en este caso consiste en potencia activa o reactiva) en el sistema eléctrico para mantener su estabilidad (De Brabandere et al., 2007; Visscher y De Haan, 2008; Zhong y Weiss, 2011; Vetoshkin y Müller, 2021; Chen et al., 2022).

Por otro lado, cuando analizamos matemáticamente sistemas realistas, se pueden involucrar algunas incertidumbres paramétricas o perturbaciones, las cuales pueden representar los efectos de calentamiento o deterioro. Algunos trabajos que consideran incertidumbres, por ejemplo, en el motor de combustión interna (Guzman et al., 2014), o incluso el motor eléctrico de imán permanente o de inducción (Aguirre et al., 2022; Sami et al., 2023; Li et al., 2023), pueden ser controlados mediante la técnica de modos deslizantes.

Existen diferentes estrategias de control que se emplean, en distintos dispositivos tales como máquinas síncronas o inversores. En el presente trabajo se analiza el desempeño del algoritmo de control super twisting de modos deslizantes con respecto a un controlador proporcional integral (PI) por linealización, para el generador síncrono virtual, considerando incertidumbre en el parámetro de la inductancia.

El resto del documento está dividido como sigue; en la Sección 2 se describe el funcionamiento del generador síncrono virtual acoplado a la red eléctrica y a fuentes renovables intermitentes, a partir de la transformada de Park. La Sección 3 describe las características de los controladores utilizados, tanto el super twisting de modos deslizantes como el controlador PI por linealización. En la Sección 4 se muestran los resultados obtenidos, así como la diferencia de los algoritmos de control utilizados. Por último, se presentan las conclusiones del trabajo.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

En la Figura 1, se muestra el esquema del generador síncrono virtual, donde la fuente renovable puede ser el sistema eólico o fotovoltaico conectado al bus de corriente directa (DC, por sus siglas en inglés). Del lado derecho, se observa la conexión de la red en corriente alterna (AC, por sus siglas en inglés), y al centro el subsistema conocido como GSV, que consta de un sistema de almacenamiento

de energía como baterías, un convertidor y un algoritmo de control para mantener la frecuencia y el voltaje de la red AC, a pesar de suministrar potencia activa o reactiva según la necesidad.

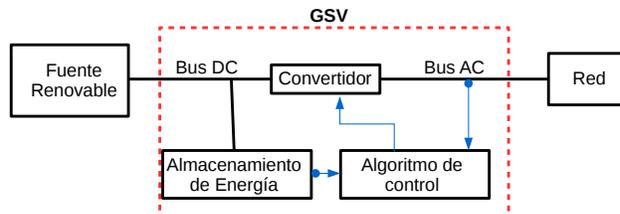


Figura 1. Esquema genérico de conexión del Generador Síncrono Virtual.

Para conectar el convertidor del GSV con la Red eléctrica de AC, se considera un filtro RL, ya que en el punto de conexión entre el convertidor y el filtro se tiene una señal cuadrada modulada, dada por las compuertas (m) de la señal de control PWM, como se muestra en la Figura 2. Además, se visualizan los elementos considerados para el modelado y control del convertidor.

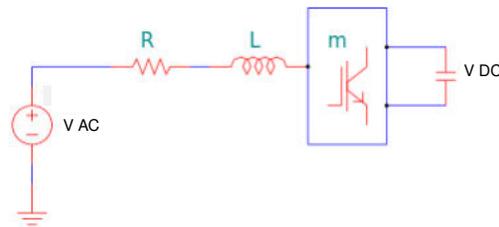


Figura 2. Diagrama para el modelado del sistema del convertidor.

Es posible modelar el sistema del convertidor trifásico acoplado por el filtro RL a la red eléctrica VAC con la fuente de respaldo VDC, mediante la ecuación (1),

$$V_{abc} = RI_{abc} + \frac{d}{dt}\lambda_{abc} \quad (1)$$

donde V representa el voltaje, R resistencia, I corriente, $\frac{d}{dt}\lambda$ es el voltaje relacionado a la inductancia L y la conexión con el convertidor y la fuente de corriente directa, los subíndices abc son empleados para la conexión con las fases a , b , c , respectivamente.

Sin embargo, para facilitar la representación y el diseño de algoritmos de control, es posible utilizar la transformación de Park (T_p), que transforma las coordenadas del modelo matemático de tres fases (a , b , c) a dos (d , q), con la forma $f_{dq0} = T_p \times f_{abc}$. Por lo que, en general es sencillo regresar al sistema de coordenadas originales, mediante la transformada inversa, la cual es su transpuesta, $T_p^{-1} = T_p^T$. Por tal motivo, usamos el modelo matemático $dq0$, que se describe en Komurcugil y Kukrer (1998); Holmes y Lipo (2003); Alcalá (2011).

Modelo en coordenadas dq0

La representación del GSV en las coordenadas dq0, está dada por

$$\begin{aligned}\frac{di_d}{dt} &= -\frac{R}{L}i_d + \omega i_q - \frac{1}{2U_T L}v_{cd}m_d + \frac{1}{L}v_d \\ &= f_1 - B_d m_d \\ \frac{di_q}{dt} &= -\omega i_d - \frac{R}{L}i_q - \frac{1}{2U_T L}v_{cd}m_q + \frac{1}{L}v_q \\ &= f_2 - B_q m_q \\ \frac{dv_{cd}}{dt} &= \frac{3}{2} \frac{1}{C_{cd}} \left[\frac{1}{2U_T} (m_d i_d + m_q i_q) \right] \\ &= f_3\end{aligned}\quad (2)$$

donde i_d, i_q representan las corrientes, v_d, v_q los voltajes, en el marco de coordenadas (d y q), respectivamente. v_{cd} es el voltaje de la fuente de DC, R es la resistencia, L la inductancia, C_{cd} la capacidad de la fuente de DC y ω la frecuencia de operación de la red de AC, asimismo, U_T se emplea para normalizar las funciones de conmutación m_d, m_q , que son las señales de control del convertidor, f_i son las funciones dinámicas desacopladas a la señal de control, para $i = 1, 2, 3$. Finalmente, B_d y B_q engloban los parámetros acoplados a las señales de entrada.

En adelante, se considera como variables de estado $x = [i_d \ i_q \ v_{cd}]^T$ y entradas $u = [m_d \ m_q]^T$, con el objetivo de aplicarlos en el diseño de controladores en la siguiente Sección.

3. ALGORITMOS DE CONTROL

En la presente Sección se describen los algoritmos de control que serán utilizados para suministrar o extraer potencia activa o reactiva al sistema.

3.1 Control por modos deslizantes

Es bien conocido que el Algoritmo Super Twisting (AST) tiene la propiedad de robustez ante parámetros desconocidos o perturbaciones (Moreno y Osorio, 2012) y se ha utilizado en distintos dispositivos como motores eléctricos (Chen et al., 2019), de combustión (Guzman et al., 2014), y en el presente trabajo se aborda con el generador síncrono virtual.

Sea el siguiente sistema descrito en su forma general

$$\frac{dx(t)}{dt} = f(x(t), t) - Bu(t) - \gamma \quad (3)$$

donde $x(t)$ es el vector de estados, $u(t)$ la entrada, f es una función no lineal, B es la matriz de entradas y γ representa una perturbación.

La señal de control puede ser encontrada mediante

$$f(x(t), t) - Bu(t) = v(t) \quad (4)$$

donde $v(t)$ es una señal dada por el controlador del AST,

$$v(t) = -k_{1b}\theta_1(e_{xi}) - k_{2b} \int_0^t \theta_2(e_{xi})dt \quad (5)$$

con θ_1 y θ_2 de la forma

$$\theta_1(e_{xi}) = |e_{xi}|^{1/2} \text{sign}(e_{xi}) + k_{1b}e_{xi}, \quad (6)$$

$$\theta_2(e_{xi}) = \frac{1}{2} \text{sign}(e_{xi}) + \frac{3}{2} k_{2b}|e_{xi}|^{1/2} \text{sign}(e_{xi}) + k_{3b}^2 e_{xi},$$

$k_{1b}, k_{2b}, k_{3b} > 0$ son parámetros elegidas por el diseñador (Moreno y Osorio, 2012), $e_{xi} = xi - \hat{x}_i$, donde la variable a controlar es xi y \hat{x}_i es la referencia.

Finalmente, la señal del controlador $u(t)$ se puede escribir como

$$u(t) = \frac{1}{B}(f(x(t), t) - v(t)) \quad (7)$$

3.2 Control por linealización

El algoritmo de control basado en la técnica de Linealización Exacta (LE) implica eliminar las dinámicas no acopladas a la entrada del modelo (2), y asignar las dinámicas deseadas a través de entradas de control virtuales u_d, u_q , como en (Aguirre et al., 2022)

$$\begin{aligned}m_d &= \frac{1}{B_d}(f_1 - u_d) \\ m_q &= \frac{1}{B_q}(f_2 - u_q)\end{aligned}\quad (8)$$

Además, con el control virtual u_d, u_q se establecen las dinámicas deseadas a través de un controlador proporcional integral (PI), de la forma de la ec. (9),

$$\begin{aligned}u_d &= k_{pd}e_{id} + k_{id} \int (e_{id}dt) \\ u_q &= k_{pq}e_{iq} + k_{iq} \int (e_{iq}dt)\end{aligned}\quad (9)$$

donde e_{id} es el error de la corriente i_d , e_{iq} es el error de i_q , $k_{pd}, k_{id}, k_{pq}, k_{iq}$ son las ganancias a ser elegidas por el algoritmo PI para obtener el desempeño deseado, como en el caso del AST.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Para analizar el desempeño de los algoritmos de control en el generador síncrono virtual, se utilizó un rectificador trifásico acoplado a la red AC y un sistema de almacenamiento, como se muestra en la Figura 3. Además, para aplicar los algoritmos de control que modifican la señal del PWM, se necesita la medición de los voltajes (V_{abc}) y corrientes (I_{abc}).

Los parámetros utilizados en el sistema son: voltaje de pico en la fuente de AC 42 V, frecuencia de 60 Hz, Resistencia de 0.1 Ω , inductancia de 3.1 mH, Voltaje en la fuente de CD de 100 V. Considerando el cálculo de las corrientes de referencia i_{d-ref} y i_{q-ref} , podemos agregar la referencia de potencias activa (P_{ref}) y reactiva (Q_{ref}) - Figura 4 con la finalidad de verificar la operación del sistema,

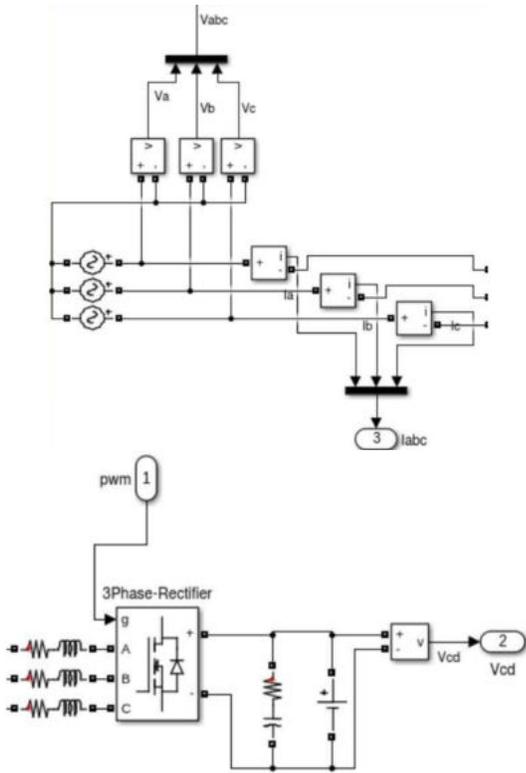


Figura 3. Diagrama en Simulink para las pruebas con el GSV.

$$\begin{aligned} i_{d-ref} &= \frac{2 P_{ref}}{3 V_d} \\ i_{q-ref} &= \frac{2 Q_{ref}}{3 V_d} \end{aligned} \quad (10)$$

donde V_d es el voltaje en la coordenada d de la transformada de Park.

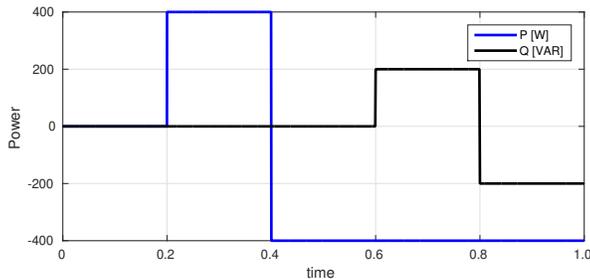


Figura 4. Potencias de referencia P, Q, para la prueba de los controladores.

Las ganancias de los controladores se fijaron con los valores de la tabla 1 para el Super Twisting (AST) y para el controlador por linealización (LE).

Por otro lado, se capturó un acercamiento de la señal de voltaje para las tres fases, mostrado en la Figura 5, donde hay los mayores incrementos en las potencias activa y

Tabla 1. Parámetros de los controladores.

AST	$k_{d1} = 260$	$k_{d2} = 300$	$k_{q1} = 240$	$k_{q2} = 200$
LE	$k_{pd1} = 11$	$k_{id1} = 150$	$k_{pq1} = 9$	$k_{iq1} = 80$

reactiva. Sin embargo, el voltaje se mantiene sin cambios significativos.

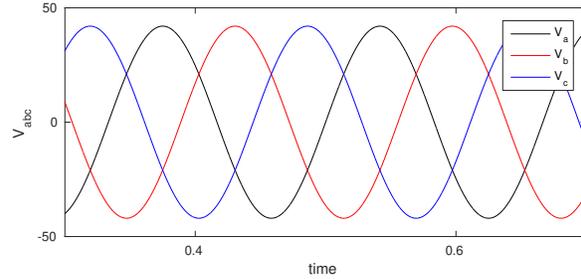


Figura 5. Señales de voltaje del sistema trifásico.

En la Figura 6 se aprecian las señales de corriente trifásica, también para el acercamiento en el eje del tiempo, con ligeras variaciones, ante el cambio de la referencia en las potencias.

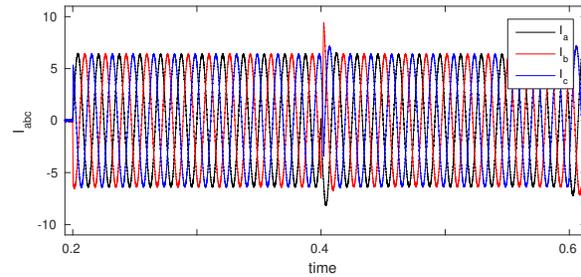


Figura 6. Señales de corriente del sistema trifásico, con acercamiento.

La frecuencia de la red se mantiene alrededor de 60 Hz , lo cual se puede apreciar en la Figura 7. También se observa que el comportamiento de la frecuencia es similar con ambos algoritmos de control con variación menor al 0.0001% , para apreciar mejor la variación con respecto a los 60 Hz se agrega la Figura 8 que muestra esta desviación.

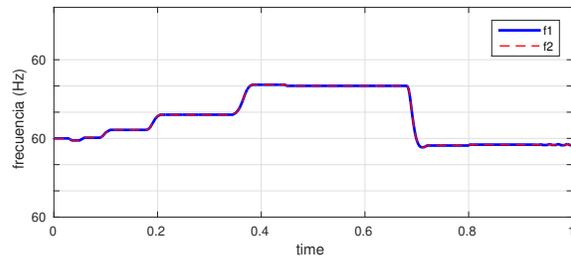


Figura 7. Variación de la frecuencia ante el cambio de referencia.

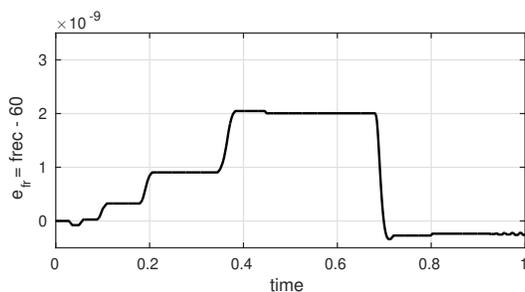


Figura 8. Error en la frecuencia $e_f = f_{rec} - 60$.

Por último se graficó el error en las corrientes i_d, i_q cuando se conoce la inductancia (L) del filtro, lo cual se visualiza en la Figura 9, donde ambos algoritmos consiguen la referencia.

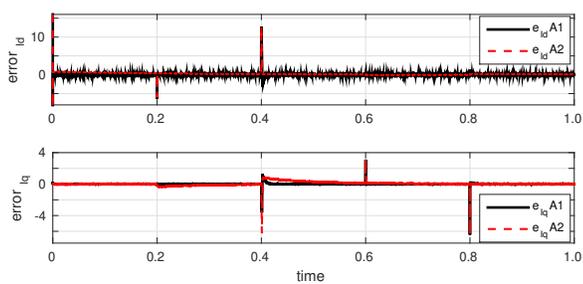


Figura 9. Errores i_d, i_q para los dos algoritmos de control considerando la inductancia conocida.

Finalmente, en la Figura 10 se muestra la gráfica de los errores. Para este caso se consideró una variación del parámetro de la inductancia $L_m = \frac{1}{8}L$ (puede ser por cambios en las propiedades del material o efectos parasitarios) en la planta, a diferencia de la utilizada en cada controlador. En este caso se refleja la efectividad del algoritmo (A1) STA, con respecto al de linealización (A2), donde se aprecia como se mantiene el error cercano a cero, para el controlador Super Twisting, mientras que el error del algoritmo PI tiene variaciones significativas ante cambios en la referencia, mostrado en el error i_q .

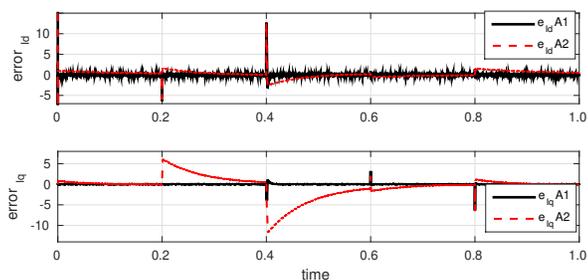


Figura 10. Errores i_d, i_q para los dos algoritmos considerando la inductancia conocida.

5. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se describieron dos algoritmos de control de la literatura aplicados al generador síncrono virtual, el cual es utilizado para compensar potencia activa o reactiva cuando sea necesario en un sistema eléctrico que incorpora fuentes renovables intermitentes por el ambiente.

Para el Algoritmo Super Twisting de modos deslizantes, se demostró robustez ante la variación de la inductancia en el modelo con respecto al controlador PI de Linealización. Se mostró que ante una variación de potencia activa, hay cambios significativos en el error asociado a la corriente i_q de la transformada de Park. Sin embargo, las variaciones del controlador y el ruido en las mediciones serán nuevos desafíos con los que se continuará la investigación.

Queda pendiente la aplicación experimental de los algoritmos, ya que en la Universidad Autónoma del Estado de Quintana Roo se está desarrollando un banco de pruebas experimentales. Así mismo, es posible que se encuentren mejores ganancias para la sintonía de ambos controladores, lo cual se considera explorar en el banco de pruebas sin conectar la carga.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece al proyecto interno ZS/PI-13/23 en la UAEQ-ROO.

REFERENCIAS

- Aguirre, F., Becerra, G., Aviles, J., Benitez, M., Aguilar, J., y Vazquez, J. (2022). Comparison of control algorithms for a pmsm electrical machine. In *Memorias del Congreso Nacional de Control Automatico*, 416–420. doi:10.58571/CNCA.AMCA.2022.063.
- Alcala, J. (2011). *Estudio de Convertidores Back to Back*. Phd. tesis, Universidad Autonoma de San Luis Potosi.
- cfe, M. (2023). Hidroelectricas, energia limpia y confiable para la poblacion. *Consultado el 14 de mayo de 2023*. URL <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2482>.
- Chen, W., Liu, B., Nazir, M.S., Abdalla, A.N., Mohamed, M.A., Ding, Z., Bhutta, M.S., y Gul, M. (2022). An energy storage assessment: Using frequency modulation approach to capture optimal coordination. *Sustainability*, 14(14). URL <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/14/8510>.
- Chen, Y., Lin, C., Bao, Z., y Zhao, X. (2019). Modified super-twisting algorithm with an anti-windup coefficient adopted in pmsm speed loop control. *Energy Procedia*, 158(1), 2637–2642. doi:10.1016/j.egypro.2019.02.015.
- De Brabandere, K., Bolsens, B., Van den Keybus, J., Woyte, A., Driesen, J., y Belmans, R. (2007). A voltage and frequency droop control method for parallel inverters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22(4), 1107–1115. doi:10.1109/TPEL.2007.900456.

- Gonzalez, T., Moreno, J.A., y Fridman, L. (2012). Variable gain super-twisting sliding mode control. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 57(8), 2100–2105. doi:10.1109/TAC.2011.2179878.
- Guzman, E., Becerra, G., Alvarez-Icaza, L., y Moreno, J. (2014). Controladores para motores diesel con incertidumbres paramétricas. In *Memorias del XVI Congreso Latinoamericano de Control Automático*, 965–970.
- Holmes, D.G. y Lipo, T.A. (2003). Pulse width modulation for power converters - principles and practice. *IEEE Series on Power Engineering*, 1(1), 14–17. doi: 10.1109/63.712278.
- Komurcugil, H. y Kukrer, O. (1998). Lyapunov-based control for three-phase pwm ac/dc voltage-source converters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 13(5), 801–813. doi:10.1109/63.712278.
- Li, Z., Jiao, X., y Zhang, T. (2023). Robust h inf; output feedback trajectory tracking control for steer-by-wire four-wheel independent actuated electric vehicles. *World Electric Vehicle Journal*, 14(6). doi: 10.3390/wevj14060147.
- Mehrasa, M., Pouresmaeil, E., Soltani, H., Blaabjerg, F., Calado, M.R.A., y Catalão, J.P.S. (2019). Virtual inertia and mechanical power-based control strategy to provide stable grid operation under high renewables penetration. *Applied Sciences*, 9(6). doi: 10.3390/app9061043.
- Moreno, J.A. y Osorio, M. (2012). Strict lyapunov functions for the super-twisting algorithm. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 57(4), 1035–1040. doi: 10.1109/TAC.2012.2186179.
- Mullane, A. y O'Malley, M. (2005). The inertial response of induction-machine-based wind turbines. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3), 1496–1503. doi: 10.1109/TPWRS.2005.852081.
- Rakhshani, E. y Rodríguez, P. (2017). Inertia emulation in ac/dc interconnected power systems using derivative technique considering frequency measurement effects. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 3338–3351. doi:10.1109/TPWRS.2016.2644698.
- Sami, I., Ullah, S., Ullah, S., Bukhari, S.S.H., Ahmed, N., Salman, M., y Ro, J.S. (2023). A non-integer high-order sliding mode control of induction motor with machine learning-based speed observer. *Machines*, 11(6). doi: 10.3390/machines11060584.
- SENER, M. (2023). Balance nacional de energía 2021. *Consultado el 14 de mayo de 2023*.
- Vetoshkin, L. y Müller, Z. (2021). A comparative analysis of a power system stability with virtual inertia. *Energies*, 14(11). doi:10.3390/en14113277.
- Visscher, K. y De Haan, S. (2008). Virtual synchronous machines (vsg's) for frequency stabilisation in future grids with a significant share of decentralized generation. In *CIGRE Seminar 2008: SmartGrids for Distribution*, 1–4.
- Zhong, Q.C. y Weiss, G. (2011). Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(4), 1259–1267. doi:10.1109/TIE.2010.2048839.
- Zsiborács, H., Baranyai, N.H., Vincze, A., Zentkó, L., Birkner, Z., Máté, K., y Pintér, G. (2019). Intermittent renewable energy sources: The role of energy storage in the european power system of 2040. *Electronics*, 8(7). doi:10.3390/electronics8070729.