

DOI: <https://doi.org/10.46296/ig.v8i15.0239>

CONTROL DE CONVERTIDORES FORMADORES DE RED CON FUENTE DE VOLTAJE CONECTADO AL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN BALANCEADA

CONTROL OF NETWORK-FORMING CONVERTERS WITH VOLTAGE SOURCE CONNECTED TO THE BALANCED DISTRIBUTION ELECTRICAL SYSTEM

Romero-Ushiña Bryan Adrián ¹; Salme-Montaluisa Kevin Alexander ²;
Quinatoa-Caiza Carlos Iván ³; Camacho-Díaz José Luis ⁴

¹ Universidad Técnica de Cotopaxi. Latacunga, Ecuador.

Correo: bryan.romero7666@utc.edu.ec. ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0007-2881-2982>.

² Universidad Técnica de Cotopaxi. Latacunga, Ecuador.

Correo: kevin.salme9406@utc.edu.ec. ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0004-2511-954X>.

³ Universidad Técnica de Cotopaxi. Latacunga, Ecuador.

Correo: carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec. ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0001-6369-7480>.

⁴ Universidad Técnica de Cotopaxi. Latacunga, Ecuador.

Correo: jose.camacho0529@utc.edu.ec. ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0007-5827-3764>.

Resumen

El estudio se centra en la gestión de convertidores formadores de red de fuente de voltaje (VSC) en sistemas eléctricos balanceados, esenciales para la incorporación de energías renovables como la solar y la eléctrica. Estos convertidores funcionan como generadores virtuales, brindando estabilidad en tensión y frecuencia frente a alteraciones. Se desarrollaron y ejecutaron estrategias de control avanzadas, que incluyen la aplicación de un control de inercia virtual (VSM), que replica el comportamiento dinámico de generadores sincrónicos convencionales. Se han creado modelos que incluyen un inversor vinculado a través de controladores, mejorando la calidad de energía distribuida y reduciendo los armónicos. Adicionalmente, se incorporaron sistemas de almacenaje por baterías y un panel solar con regulación MPPT, optimizando la eficiencia energética. Los hallazgos indican que estas tácticas potencian la estabilidad del sistema, disminuyen las oscilaciones y aseguran un funcionamiento, aportando de manera al avance de redes eléctricas y sostenibles.

Palabras clave: VSM, Convertidores, MPPT, Armónicos.

Abstract

The study focuses on the management of voltage source grid-forming converters (VSC) in balanced power systems, essential for the incorporation of renewable energies such as solar and electric power. These converters function as virtual generators, providing voltage and frequency stability in the face of disturbances. Advanced control strategies were developed and implemented, including the application of a virtual inertia control (VSM), which replicates the dynamic behavior of conventional synchronous generators. Models have been created that include an inverter linked through controllers, improving distributed power quality and reducing harmonics. Additionally, battery storage systems and a solar panel with MPPT regulation were incorporated, optimizing energy efficiency. The findings indicate that these tactics enhance system stability, decrease oscillations and ensure performance, contributing to the advancement of sustainable power grids.

Keywords: VSM, Converters, MPPT, Harmonics.

Información del manuscrito:

Fecha de recepción: 16 de octubre de 2024.

Fecha de aceptación: 19 de diciembre de 2024.

Fecha de publicación: 10 de enero de 2025.



1. Introducción

Es crucial supervisar los convertidores de formación de red, en particular los convertidores de fuente de tensión (VSC), para asegurar la estabilidad en un sistema de distribución de energía balanceado. Estos convertidores funcionan como fuentes de corriente, ofreciendo una referencia constante que facilita el funcionamiento eficaz de otros convertidores, incluso en la falta de una red convencional [1]. La estabilidad del sistema eléctrico se basa en gran parte en la habilidad para manejar las variaciones de tensión y frecuencia, lo que resulta esencial para el correcto manejo de los convertidores que componen la red [2].

En donde el control eficaz de los convertidores de potencia implica sistemas sofisticados que supervisan y ajustan los valores de los comandos de tensión y frecuencia, garantizando un rendimiento óptimo [3]. Mediante estos mecanismos de control, el sistema puede mantener una tensión y corriente equilibradas en todas las fases, mejorando la estabilidad general del sistema de alimentación. Esta sinergia entre los convertidores

que forman la red y los sistemas de distribución equilibrados es vital para el futuro de las redes eléctricas resilientes [4]. Entonces, es necesario implementar estrategias de control avanzadas para convertidores de formación de red, específicamente los de fuente de tensión VSC, que permitan garantizar la estabilidad de sistemas eléctricos ante perturbaciones en voltaje y frecuencia, maximizando su desempeño en redes con alta penetración de energías renovables como la solar y la eólica [5], donde este problema aborda la necesidad de desarrollar soluciones que mantengan la referencia estable de tensión y frecuencia, optimicen la operación de los convertidores y mejoren la integración de las fuentes [6].

La integración de energías renovables, como la solar y la eólica, desafía la estabilidad de los sistemas eléctricos modernos. Los convertidores de formación de red, especialmente de VSC, son esenciales para proporcionar una referencia estable de tensión y frecuencia, actuando como generadores virtuales en ausencia de una red convencional [7]. Sin

embargo, su implementación enfrenta desafíos, como la gestión de perturbaciones en voltaje y frecuencia, y el diseño de algoritmos de control avanzados que optimicen su desempeño [8]. Estos convertidores imitan el comportamiento de los generadores síncronos, proporcionando una tensión y frecuencia estables a la red, lo que es fundamental para mantener su estabilidad [9]. Además, cuando se combinan con sistemas de almacenamiento de energía, los convertidores mejoran la confiabilidad, especialmente durante períodos de alta penetración de energías renovables, ayudando a mitigar la inestabilidad de la red y evitando apagones [10]. En conjunto, estas tecnologías desempeñan un papel fundamental en la transición hacia sistemas de energía sostenibles [4]. La estabilidad del sistema de energía abarca varios aspectos críticos, como la estabilidad del voltaje, la frecuencia, la estabilidad transitoria, las señales pequeñas y la amortiguación del sistema [2]. La estabilidad del voltaje asegura que los niveles se mantengan dentro de un rango confiable, evitando apagones y

daños a los equipos [11]. La estabilidad de la frecuencia es crucial para mantener una frecuencia operativa constante, esencial para el correcto funcionamiento de los generadores y la fiabilidad de la red [12]. La estabilidad de las señales pequeñas aborda la respuesta del sistema ante pequeñas perturbaciones, evitando que se conviertan en problemas mayores. Por último, la amortiguación es necesaria para mitigar las oscilaciones y mantener la estabilidad, especialmente en sistemas interconectados, donde las oscilaciones ligeramente amortiguadas pueden representar riesgos significativos [13].

En este contexto, la sincronización de la red es un proceso crítico que garantiza que la salida de los inversores se alinee con la tensión de la red en términos de frecuencia y fase. Esta sincronización se logra mediante bucles de fase bloqueada (PLL) y algoritmos de sincronización de la red, que detectan rápidamente los parámetros de tensión de la red, facilitando estrategias de control estables [13]. Los generadores síncronos son esenciales en este proceso, ya que producen corriente

alterna sincronizada con la frecuencia de la red, contribuyendo a su estabilidad. Además, los sistemas de control de los inversores son cruciales para regular las salidas de los inversores, asegurando que coincidan con los requisitos de la red, lo que mejora la eficiencia general [14]. Por lo tanto, la integración de estos componentes es fundamental para lograr una transmisión de energía confiable en los sistemas energéticos modernos [15]. Entonces se plantea desarrollar e implementar estrategias de control avanzadas para los convertidores de formación de red VSC que permitan mantener la estabilidad de voltaje y frecuencia en sistemas eléctricos modernos, mejorando su desempeño operativo y facilitando la integración eficiente de fuentes de energía renovable.

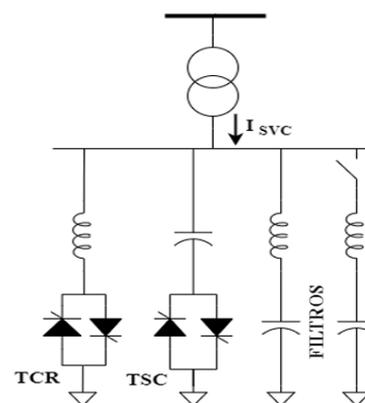
2. Materiales y métodos

2.1. Control de convertidores VSC

La industria eléctrica está atravesando una complicada reestructuración motivada por la exigencia de ofrecer soluciones energéticas más ecológicas y

sostenibles. Por lo tanto, se está experimentando una significativa transformación en la estructura tecnológica del sector eléctrico, con notables aumentos en la demanda y la producción a través de sistemas que se sustentan en energías renovables. Este progreso facilitará a corto plazo la diversificación del método de generación, avanzando hacia sistemas de generación distribuida, lo que aumentará el interés por analizar distintos sistemas de conexión entre estos sistemas y la red eléctrica, como se muestra en la Figura 1 [16].

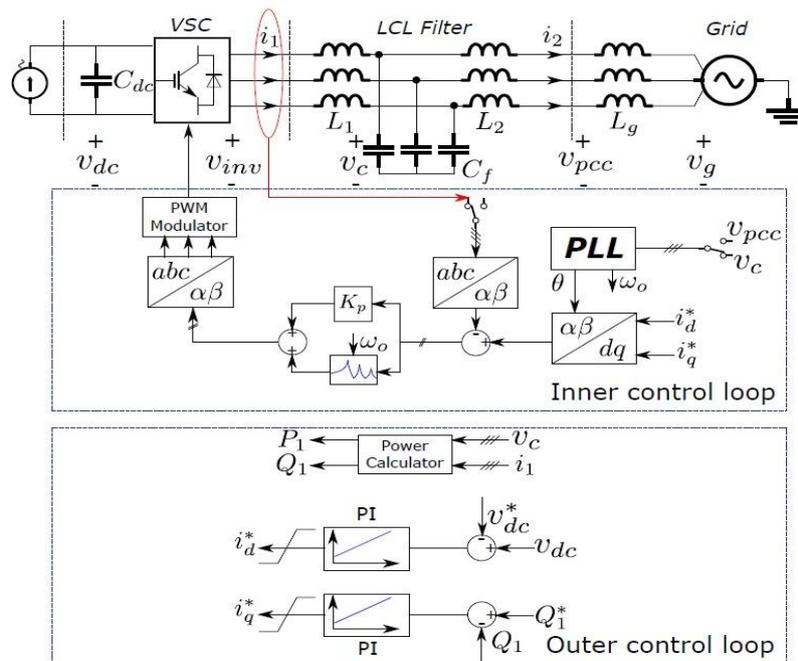
Fig. 1. Esquema simplificado de un SVC.



2.2. Control VSC

El propósito fundamental del lazo interno es controlar la corriente que se inyecta en la red en el dominio (dq) y asegurar la sincronización con la red eléctrica. Como se muestra en la Figura 2.

Fig. 2. Diagrama unifilar de VSC con control



2.2.1 Inner Control Loop

Para funcionar en coordenadas síncronas (dq), las señales de tres fases (abc) necesitan ser convertidas a $\alpha\beta$ a través de Clarke y posteriormente a (dq) a través de Park. Esto se consigue mediante:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (2)$$

donde θ representa el ángulo que logra el PLL (Loop Fase-Locked), que establece la sincronización del sistema con la red.

La regulación de la electricidad se fundamenta en la compensación de errores en el sistema de referencia dq. Se produce un punto de referencia para el modulador PWM:

$$v_d = K_p(i_d^* - i_d) + \omega_o L i_q \quad (3)$$

$$v_q = K_p(i_q^* - i_q) + \omega_o L i_d \quad (4)$$

Donde:

- i_d^* y i_q^* son las fuentes de corriente producidas por el outer control loop.
- i_q, i_d son las corrientes medidas.
- ω_o es la frecuencia de la red.
- L está relacionada con la inductancia del filtro LCL.

Estos voltajes v_d^* y v_q^* se transforman a coordenadas abc a través de la transformada inversa de Park y se transmiten al modulador PWM, el cual produce las señales de conmutación del inversor.

2.2.2 Outer Control Loop

El enlace externo administra la potencia activa/reactiva y el voltaje del enlace de corriente alterna para asegurar un funcionamiento constante del inversor.

El propósito del control de voltaje DC es mantener un voltaje v_{dc} estable para garantizar el correcto funcionamiento del inversor. Se emplea un controlador PI para producir la referencia de corriente i_d^* :

$$i_d^* = K_{pdc}(v_{dc}^* - v_{dc}) + k_{idc} \int (v_{dc}^* - v_{dc}) dt \quad (5)$$

Donde:

- v_{dc}^* Se refiere al voltaje de referencia del enlace DC.
- k_{pdc} y k_{idc} es la configuración de los parámetros del controlador PI.

El valor de i_d^* se transmite al circuito interno de control para controlar la administración de potencia activa.

Para controlar la corriente i_q^* que se inyecta a la red, se regula la corriente reactiva. Se utiliza un controlador PI adicional:

$$i_q^* = K_{pq}(Q^* - Q) + k_{iq} \int (Q^* - Q) dt \quad (6)$$

Donde:

- Q^* es la referencia de potencia reactiva.
- K_{pq} y k_{iq} son los parámetros del controlador PI.

La potencia reactiva y activa en el sistema de referencia dq se determina de la siguiente manera:

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q) \quad (7)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_q i_d - v_d i_q) \quad (8)$$

Estos valores se cotejo con las referencias y se modifican a través de los controladores PI.

2.3. Descripción del VSC

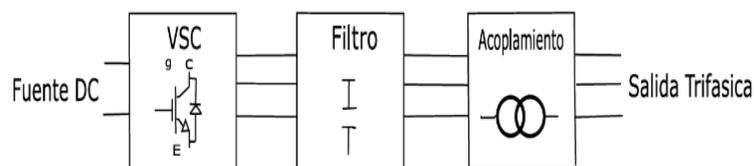
Como se puede apreciar en la Figura 3, los convertidores VSC están formados por un puente trifásico de IGBTs de auto conmutación, cada uno de ellos puesto en derivación por un diodo de inversión conectado en paralelo, filtros ajustados para disminuir armónicos durante el

proceso de conmutación, almacenadores de energía en el lado DC y un elemento de conexión con la red [16].

La frecuencia, amplitud y etapa de liberación pueden ser modificadas a través de un control apropiado. Por lo tanto, el convertidor de voltaje puede ser visto como una fuente de

voltaje regulable. Este modelo se conoce como convertidor de tensión de dos niveles. Es importante recordar que, en cada una de las etapas, solo uno de los dos interruptores puede estar en funcionamiento en un instante específico, pues de lo contrario, el enlace de CC experimentaría un cortocircuito [16].

Fig. 3. VSC de Dos Niveles Transformador Electrónico de Potencia de dos niveles, vinculado a la Red Eléctrica a través de un Filtro de Paso-Bajo.



2.4. Definición de Parámetros del Sistema

El código define las condiciones fundamentales del sistema de electricidad. Estos parámetros son cruciales para asegurar el funcionamiento adecuado del convertidor en sintonía con la red eléctrica:

- La potencia nominal ($P = 50 \text{ kw}$) define el nivel de potencia máximo que el convertidor puede gestionar.
- Tanto la tensión de salida del inversor ($U = 380 \text{ V}$) como la

frecuencia de la red ($f = 60 \text{ Hz}$) garantizan que el convertidor se ajuste a las condiciones normalizadas de la red distribuidora.

- La frecuencia de conmutación ($f_{\text{sw}} = 5 \text{ kHz}$) está concebida para reducir al mínimo los armónicos producidos por la modulación, aspecto para satisfacer la calidad de potencia.

2.5. Diseño del Convertidor Boost

El transformador boost incrementa la tensión de entrada desde un nivel

inferior (406 V, conocido como el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico o fuente de CC) hasta la tensión de referencia del bus de corriente continua (800 V). Este bus proporciona energía directa al inversor vinculado a la red.

Relación de trabajo (D): El código determina el valor D basándose en la relación entre la entrada y la salida.

$$D = 1 - \frac{V_{in}}{V_o} \quad (9)$$

Este cálculo es crucial para ajustar los ciclos de conmutación de los interruptores del convertidor, logrando así el voltaje de salida deseado.

Inductor (L_{boost}): El establecimiento del valor mínimo del inductor (L_{bound}) garantiza que el convertidor funcione de manera continua (CCM).

$$L_{bound} = \frac{(1-D)^2 \cdot D \cdot V_o^2}{2 \cdot f_{sw_boost} \cdot P} \quad (10)$$

Este valor se incrementa ($L_{boost} = 10 \cdot L_{bound}$) para incrementar la estabilidad y disminuir el rizado de la corriente.

Capacitor C_{boost} : El diseño tiene en cuenta el acortado de voltaje autorizado y la potencia gestionada por el convertidor:

$$C_{boost_min} = \frac{D \cdot P}{0.01 \cdot V_o^2 \cdot f_{sw_boost}} \quad (11)$$

El valor práctico establecido ($C_{boost} = 1000 \mu F$) garantiza la compatibilidad con componentes de origen comercial.

2.6. Filtro L para la Conexión a la Red

El filtro L es crucial para aliviar la señal de salida del inversor, suprimiendo armónicos de alta frecuencia y asegurando que la corriente que se suministra a la red sea sinusoidal.

Diseño del inductor del filtro (L_{filter}): Se determina un valor considerando la tensión de salida del inversor (U), la potencia máxima (P) y la frecuencia de funcionamiento (f):

$$L_{filter} = \frac{0.1 \cdot U^2}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot P/3} \quad (12)$$

Este diseño garantiza una alta calidad de potencia, restringiendo la distorsión armónica total (THD) y satisfaciendo los criterios necesarios para la conexión a redes de distribución.

El código se muestra en la Tabla 1, donde los fundamentos para la creación de un convertidor boost y un filtro L, fundamentales para la operación de un sistema de formador

de red. Este diseño posibilita que el sistema satisfaga los criterios de calidad de potencia, reduzca los armónicos y brinde un control constante al inversor para funcionar como una fuente de voltaje

sincronizada con el sistema eléctrico equilibrado. Es un avance esencial para establecer un control sólido que posibilite una conexión eficaz y segura a la red eléctrica.

Tabla 1. Parámetros del código del sistema.

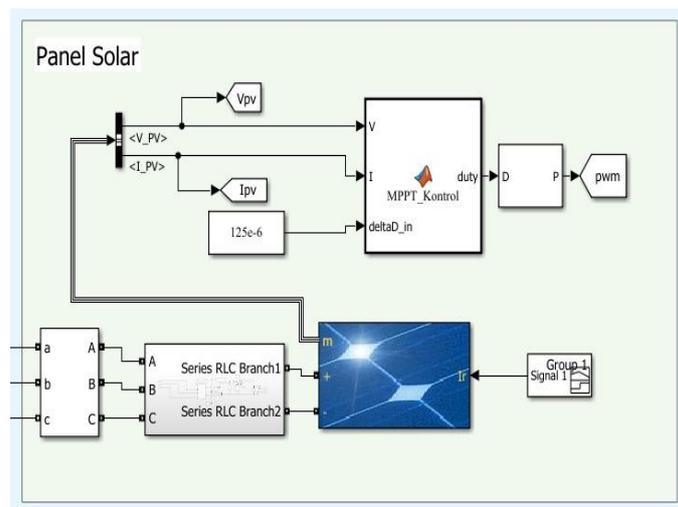
Parámetro	Valor	Descripción
Ts	1e-4	Tiempo de muestreo
P	50e3	Potencia nominal
U	380	Voltaje fase-fase del inversor
f	60	Frecuencia de la red
fsw	5e3	Frecuencia de conmutación del inversor
Vmppt	406	Voltaje de máxima potencia
V_bus_ref	800	Voltaje de bus de CC de referencia
Vin	406	Voltaje de entrada del convertidor Boost
Vo	800	Voltaje de salida del convertidor Boost
fsw_boost	5e3	Frecuencia de conmutación del Boost
D	$1 - (V_{in}/V_o)$	Relación de trabajo del Boost
L_bound	$\frac{((1-D)^2) * D * (V_o^2)}{(2 * f_{sw_boost} * P)}$	Inductancia mínima del Boost
L_boost	$L_bound * 10$	Inductancia real del Boost
C_boost_min	$\frac{(D * P)}{(0.01 * (V_o^2 * f_{sw_boost}))}$	Capacitancia mínima del Boost
C_boost	1000e-6	Capacitancia real del Boost
L_filter	$\frac{(0.1 * U^2)}{(2 * \pi * f * P/3)}$	Inductancia del filtro L

2.7. Modulo del panel solar

La Figura 4 presenta el módulo para simular un panel solar en un sistema de distribución balanceada eléctrica, que contiene un diagrama exhaustivo del funcionamiento y control del generador fotovoltaico. Este diseño facilita la mejora de la transformación de energía solar y su incorporación al sistema eléctrico a

través de métodos de control sofisticados.

Fig. 4. Parámetros del módulo solar.



Las mediciones de voltaje V_{PV} y corriente I_{PV} producidas por el panel solar son recibidas por el sistema. Estas señales simbolizan el estado de funcionamiento del panel y son esenciales para establecer el punto de operación ideal [17].

$$P_{PV} = V_{PV} \cdot I_{PV} \quad (13)$$

El núcleo de la simulación es el controlador MPPT (Tracking Maximum Power Point), que emplea estas señales para determinar el punto de máxima potencia del panel. El controlador MPPT produce un valor de ciclo de trabajo (D), que se emplea para modificar de manera dinámica el convertidor de potencia vinculado al panel, optimizando de esta manera la obtención de energía. La información del ciclo de carga se transforma en una señal de

modulación por ancho de pulso (PWM) que controla los interruptores del convertidor. Esto garantiza que el sistema funcione de manera eficiente en diversas circunstancias ambientales, como fluctuaciones en la irradiancia solar o la temperatura.

Adicionalmente, el circuito RLC en serie simula las propiedades eléctricas del vínculo entre el panel solar y el sistema eléctrico. Este circuito facilita la simulación de los impactos de los componentes pasivos (resistencias, inductancias y capacitancias) que afectan la calidad de energía que se suministra a la red o a las cargas vinculadas [17]. Finalmente, a través de las terminales (a, b, c), el panel solar se vincula al sistema trifásico, incorporando la energía renovable al sistema eléctrico. Este módulo

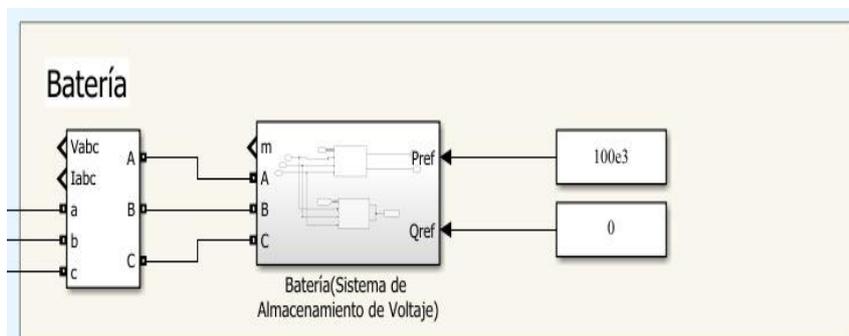
analiza la estabilidad y eficacia del sistema, resaltando la función del control MPPT y su influencia en el funcionamiento de redes eléctricas contemporáneas.

2.8. Módulo de la batería

La Figura 5 presenta un modelo simulado que ilustra el sistema de almacenaje de energía a través de baterías, concebido para incorporarse en una red eléctrica de

distribución equilibrada. Este sistema emplea como entradas señales trifásicas de voltaje (V_{abc}) y corriente (I_{abc}) para supervisar y regular las condiciones de funcionamiento de la red. Estas señales ofrecen datos cruciales acerca del estado del sistema eléctrico, posibilitando que el sistema de baterías se ajuste de manera dinámica a las necesidades de la red.

Fig. 5. Parámetros del módulo de la batería.



El bloque de control situado en el centro del modelo está identificado como Batería (Sistema de Almacenamiento de Voltaje). Este bloque tiene la función de controlar el aporte de potencia activa (P_{ref}) y reactiva (Q_{ref}) a la red eléctrica. En la simulación mostrada, se establece la potencia activa de referencia en (100 kW), lo que señala que la batería está configurada para proveer energía activa a la red. En

cambio, se define la potencia reactiva de referencia en (0 kV), asegurando que el sistema no aporte ni requiera potencia reactiva, lo que resulta crucial para preservar la estabilidad del factor de potencia de la red.

$$P = \frac{3}{2} (V_a I_a + V_b I_b + V_c I_c) \quad (14)$$

$$Q = \frac{3}{2} (V_a I_{a,q} + V_b I_{b,q} + V_c I_{c,q}) \quad (15)$$

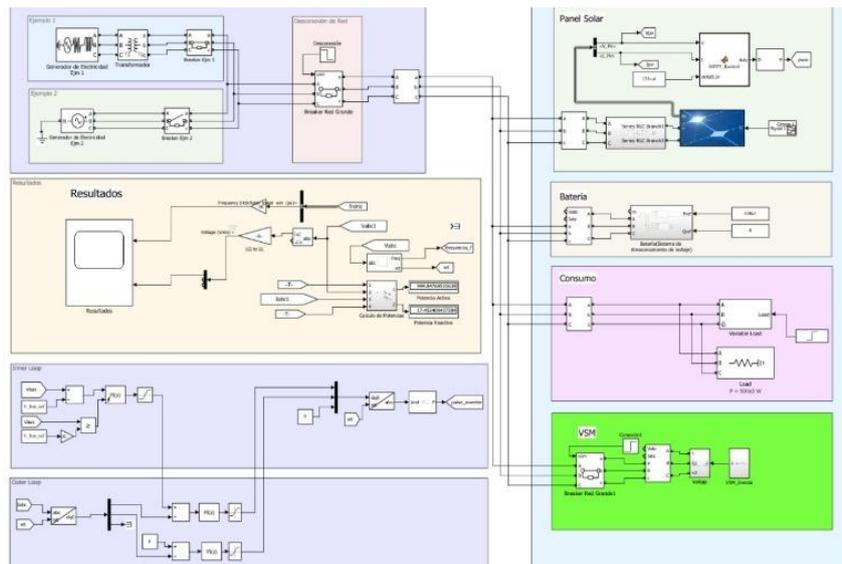
El enfoque principal de este sistema es mejorar la utilización de las baterías en las redes eléctricas inteligentes. El sistema, al proporcionar energía activa de forma regulada y reducir la potencia reactiva, ayuda a estabilizar la red de electricidad y a optimizar la calidad de la energía distribuida. Este modelo resulta especialmente beneficioso para valorar el rendimiento del sistema bajo diversas circunstancias de funcionamiento, posibilitando su estudio en situaciones reales o simuladas en redes eléctricas equilibradas.

3. Resultados y discusión

La simulación en la Figura 6, presenta un sistema eléctrico equilibrado que incorpora generación distribuida, almacenamiento de energía y un control sofisticado para mejorar su funcionamiento. Se presentan dos simulaciones de generación: en el primer caso, un generador eléctrico se vincula a la red a través de un transformador y un breaker, en cambio, en el segundo caso, un generador se vincula directamente a la red a través de un breaker,

suprimiendo así el transformador. Además, un decodificador principal posibilita la desconexión del sistema de la red principal, lo que permite el funcionamiento en modo isla. El sistema incorpora un panel solar con un algoritmo MPPT que mejora la producción al adecuarse al punto de máxima potencia del panel solar. Este produce energía controlada y se vincula a través de un circuito RLC. Por otro lado, la batería funciona como un sistema de almacenamiento, controlando la estabilidad del sistema, ofreciendo soporte durante fluctuaciones de generación o demanda, y posibilitando el funcionamiento autónomo en modo isla.

Fig. 6. Parámetros del módulo.



Dos clases de cargas, la fija y la variable, representan distintos contextos operativos: la carga fija simboliza condiciones estándar con una necesidad de 500 kW, en cambio, la carga variable presenta variaciones dinámicas. Estos facilitan el análisis en tiempo real de la estabilidad del voltaje V_{rms} y la frecuencia f_{freq} . El sistema de control emplea dos conexiones: la conexión interna controla la tensión del bus V_{bus} , mientras que la conexión externa coordina las corrientes trifásicas i_{abc} con la red. Adicionalmente, se incorpora una Máquina Síncrona Virtual (VSM) que simula la inercia mecánica, regulando la frecuencia y la calidad de la energía, particularmente en

redes con gran penetración de energías renovables.

El bloque de resultados que se muestra en la Tabla 2, supervisa parámetros fundamentales como la frecuencia, el voltaje RMS y las potencias activa y reactiva, valorando el rendimiento en modos de conexión y desconexión. La simulación muestra un sistema sólido, eficaz y flexible para adaptarse a las demandas de redes contemporáneas.

Tabla. 2. Datos clave de la simulación.

Variable	Valor
Frecuencia (Hz)	60
Voltaje (Vrms)	Valor medido en simulación
Potencia Activa (W)	999.85
Potencia Reactiva (VAR)	17.45
Inercia VSM	Valor medido en simulación

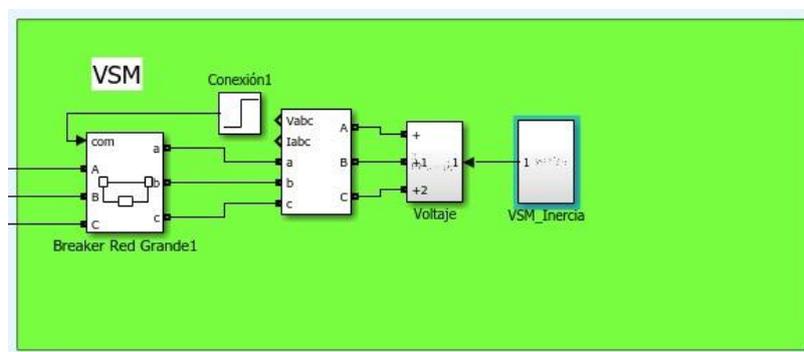
3.1. Implementación del control VSM

La Figura 7 muestra un modelo de simulación orientado a la puesta en marcha de un control fundamentado en VSM. Este método aspira a replicar el comportamiento dinámico de los generadores sincrónicos convencionales, con la finalidad de incrementar la estabilidad de la red eléctrica al incorporar convertidores formadores de red en sistemas eléctricos equilibrados.

El modelo se inicia con el bloque Red Grande Breaker, que opera como un interruptor de tres fases. Este elemento facilita la conexión o desconexión de componentes del sistema eléctrico, lo cual es vital para

valorar el rendimiento del sistema en diversas situaciones, como averías o interrupciones de la red. Este componente simplifica la simulación de sucesos críticos en la red, valorando la reacción del control VSM. El bloque de conexión conocido como Conexión 1 fusiona las señales de voltaje trifásicas (V_{abc}) y de corriente (I_{abc}). Estas señales simbolizan los ingresos y egresos del sistema de electricidad, funcionando como el enlace entre la red y el transformador. La información procesada en este nodo es crucial para determinar los parámetros requeridos para la regulación de la potencia activa y reactiva, además de para estabilizar la dinámica del sistema.

Fig. 7. Control VSM.



Luego, se lleva a cabo un tratamiento extra de las señales de voltaje y corriente, adaptándolas para suministrar energía al bloque VSM Inercia. Este bloque constituye

el núcleo del modelo, puesto que reproduce la conducta de la inercia virtual de un generador sincrónico. Este control posibilita que el convertidor ayude a mantener la

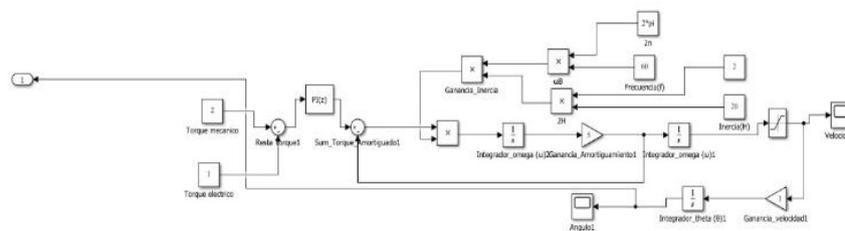
estabilidad de la frecuencia y el voltaje en la red, especialmente en sistemas con una gran penetración de energías renovables, donde la ausencia de inercia física supone un reto. En sí, este modelo demuestra que los convertidores formadores de red pueden integrarse de forma eficaz y estable, emulando las dinámicas convencionales de generadores síncronos a través de la tecnología de máquinas síncronas virtuales.

3.2. Modelo de Control de Inercia Virtual y Regulación de Frecuencia para Convertidores Formadores de Red

El modelo en la Figura 8 simboliza el manejo de convertidores formadores de red, concebido para replicar la

conducta dinámica de un generador síncrono a través de la aplicación de inercia virtual y la regulación de la frecuencia. Este sistema se pone en marcha con la introducción de torques eléctricos y mecánicos, cuyos valores se cotizan para establecer el desequilibrio en el sistema mediante un bloque de disminución. El fallo que surge se gestiona a través de un controlador proporcional-integral (PI), que modifica la señal para asegurar la estabilidad de la operación. Luego, el modelo emplea un bloque de ganancia que replica la influencia de la inercia física, incorporando parámetros dinámicos como la constante de inercia y la velocidad angular (ω).

Fig. 8. Modelo de Control de Inercia Virtual y Regulación de Frecuencia para Convertidores Formadores de Red.



Además, se incluye un cálculo de la frecuencia del sistema en Hertz y un término de amortiguación que facilita la disipación de oscilaciones no

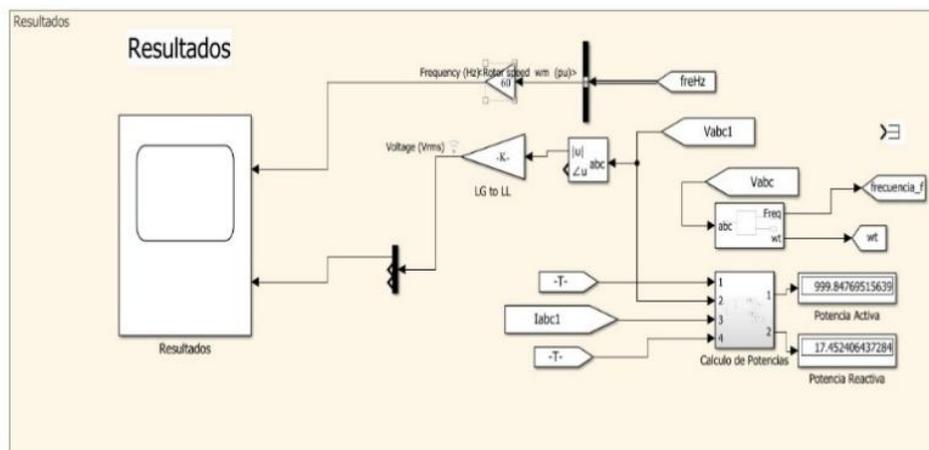
deseadas. Por último, el sistema produce una salida que muestra la velocidad ajustada, empleada para supervisar la estabilidad dinámica y

conservar la frecuencia dentro de los límites operativos. Este método es crucial en redes eléctricas contemporáneas con gran penetración de fuentes renovables, en las que el objetivo es sustituir la ausencia de inercia física y asegurar la estabilidad del sistema eléctrico frente a alteraciones.

3.3. Sistema del control de convertidores

La Figura 8 muestra un sistema de simulación que facilita el análisis minucioso del comportamiento dinámico del sistema y su relación con la red eléctrica, teniendo en cuenta factores cruciales como la frecuencia, voltajes, corrientes y potencias.

Fig. 9. Sistema de control.



En la primera parte, sobresalen los segmentos de entrada que recogen información esencial como la frecuencia del sistema (en Hz) y la velocidad del rotor (en p.u.). Estos valores son esenciales para el estudio y manejo del sistema en tiempo real, facilitando la correcta sincronización del convertidor con la red. Además, se evalúa el voltaje RMS entre las líneas, que posteriormente se convierte en el

sistema trifásico "abc" para alimentar los cálculos internos del modelo.

La segunda parte se enfoca en la manipulación de la frecuencia y la sincronización. En este lugar, un bloque obtiene la frecuencia de las señales de voltaje y determina parámetros derivados como "wt", que resultan cruciales para la regulación dinámica del convertidor. Este procedimiento asegura la operación del convertidor con la red

eléctrica, previniendo desequilibrios o inestabilidades.

La tercera parte abarca la determinación de las potencias activa y reactiva basándose en las corrientes trifásicas que se han medido. En esta situación, el modelo exhibe una potencia activa cercana a los 999.85 kW y una potencia reactiva de 17.45 kVAR, lo que señala que el sistema está suministrando energía a la red de forma eficaz. Estos cálculos son esenciales para valorar el rendimiento del convertidor y su capacidad para satisfacer las necesidades energéticas de la red.

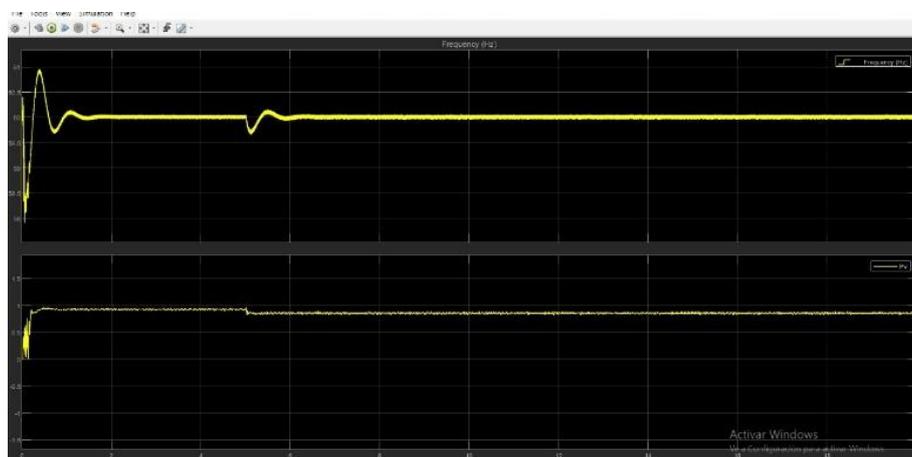
Al final, los resultados alcanzados se muestran en una interfaz que

simplifica su comprensión. Esto abarca tanto los indicadores eléctricos como los diagramas que contribuyen a supervisar la situación y la estabilidad del sistema. En general, el modelo se evidencia como un instrumento efectivo para examinar y perfeccionar convertidores formadores de red antes de su puesta en marcha práctica.

3.4. Respuesta de Frecuencia y Voltaje Activa del Convertidor Formador de Red

La Figura 10 se segmenta en dos apartados que facilitan el análisis del rendimiento del sistema en relación con la frecuencia y voltaje

Fig. 10. Grafica de la respuesta de frecuencia y voltaje.



La gráfica presenta en su parte superior la progresión de la frecuencia del sistema, expresada

en Hz. Al comienzo, se observa un pico que indica la presencia de una alteración o las condiciones iniciales

de inicio del sistema. Esta conducta muestra la influencia de la entrada en funcionamiento del convertidor o de algún cambio en la red eléctrica. Luego, la frecuencia experimenta un periodo de oscilación antes de estabilizarse cerca de su valor habitual de 60 Hz. Esta estabilización señala que el controlador incorporado en el sistema ha conseguido rectificar las desviaciones y conservar la frecuencia en los parámetros deseados.

La grafica inferior a continuación muestra la dinámica del voltaje, la cual puede ser activa o reactiva en función de la disposición del sistema. Al comienzo, se percibe un valor bajo, seguido de un aumento que se caracteriza por oscilaciones momentáneas. Esta conducta muestra la reacción del sistema frente a las condiciones iniciales o a las variaciones en el peso. Con el paso del tiempo, también se logra un valor constante en el voltaje, lo que demuestra que el sistema ha llegado a un estado estable y funciona de forma constante.

Para finalizar, esta simulación evidencia que el controlador puesto en el convertidor formador de red es

efectivo para regular tanto la frecuencia como el voltaje del sistema. Las primeras oscilaciones son un rasgo habitual en sistemas dinámicos y representan el proceso de adaptación del controlador. La rápida estabilización notada en ambos gráficos resalta la relevancia de un diseño apropiado del controlador para asegurar el funcionamiento adecuado del sistema eléctrico.

Además, en la Tabla 3, el control de convertidores formadores de red con fuente de voltaje simula un sistema eléctrico estable, con una frecuencia de 0.9978 pu, próxima al valor nominal. El voltaje entre líneas es de 0.9999 pu, garantizando una distribución adecuada de la energía. La potencia activa es de 0.8362 pu y la reactiva de -0.0116 pu, lo que señala un balance apropiado entre producción y consumo. El valor de carga variable es 0.3333 pu, en tanto que la batería conserva su carga en 1.0 pu. La corriente del bus DC es de 1.25 pu y la del inversor es de 41.67 pu, lo que evidencia un funcionamiento eficaz del sistema eléctrico.

Tabla 3. Resultados finales de la simulación.

Parámetro	Valor (p.u)	Unidad
Frecuencia	0.9978	Hz
Voltaje de Línea a Línea	0.9999	V
Potencia Activa	0.8362	kW
Potencia Reactiva	-0.0116	kVAR
Carga Variable	0.3333	kW
Estado de la Batería	1.0	%
Voltaje del Bus DC	1.25	V
Corriente del Inversor	41.6667	A

Además:

- Tanto la potencia activa como la reactiva señalan un funcionamiento adecuado del sistema.
- La batería conserva su condición de carga, aportando al abastecimiento de energía.
- Los niveles de voltaje y corriente en las distintas ubicaciones del sistema se encuentran dentro de los límites previstos.

4. Conclusiones

La creación y simulación de estrategias de control sofisticadas para los VSC han demostrado su relevancia en la transición hacia sistemas eléctricos equilibrios y

sostenibles. Estos convertidores, que funcionan como generadores virtuales, resultan cruciales para asegurar la estabilidad de las redes eléctricas actuales, en particular las que tienen una gran penetración de energías renovables como la solar y la eólica.

La puesta en marcha de VSM resaltó como una respuesta efectiva para minimizar los retos relacionados con la ausencia de inercia física en las redes de energía renovable. Este método replicó exitosamente la dinámica de generadores sincrónicos tradicionales, facilitando la regulación de la frecuencia y la tensión del sistema frente a alteraciones o variaciones en la demanda. Igualmente, la implementación de algoritmos para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) en sistemas fotovoltaicos mejoró la producción solar, aumentando la eficiencia energética en situaciones variables.

Por otro lado, la incorporación de sistemas de conservación de energía con baterías se evidenció como esencial para asegurar la estabilidad operativa,

proporcionando apoyo durante variaciones en la generación y posibilitando el funcionamiento autónomo en forma de isla. Esto demostró la habilidad del sistema para ajustarse a diversos contextos, desde situaciones habituales de funcionamiento hasta situaciones de contingencia.

La inclusión de filtros L y el diseño del convertidor boost aportaron de manera notable a la mejora de la calidad de la energía proporcionada, disminuyendo la distorsión armónica total (THD) y satisfaciendo los criterios de calidad requeridos para la conexión a la red. Además, el estudio de los resultados demostró que el sistema puede sostener un funcionamiento estable y eficiente en diversas circunstancias, tanto en la gestión de potencias activas y reactivas, como en la estabilidad de la frecuencia y el voltaje.

Para concluir, los convertidores VSC, en conjunto con herramientas de control sofisticadas, constituyen una alternativa factible y eficaz para vencer los desafíos que plantean las redes eléctricas actuales. Estos sistemas no solo garantizan la integración eficaz de recursos renovables, sino que también

fortalecen la capacidad de resistencia de las redes frente a alteraciones. Este trabajo aporta de manera significativa al avance de tecnologías fundamentales para lograr redes eléctricas sustentables, balanceadas y preparadas para afrontar los retos del futuro energético.

Bibliografía

- [1] R. Rosso, X. Wang, M. Liserre, X. Lu, and 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, 2021, doi: 10.1109/OJIA.2021.3074028.
- [2] A. Rajabi, S. Elphick, J. David, A. Pors, and D. Robinson, "Innovative approaches for assessing and enhancing the hosting capacity of PV-rich distribution networks: An Australian perspective," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 161, p. 112365, Jun. 2022, doi: 10.1016/J.RSER.2022.112365.
- [3] N. Hatziargyriou et al., "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," *IEEE*

- Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [4] E. dos Santos and E. R. da Silva, "Control Strategies for Power Converters," in *Advanced Power Electronics Converters: PWM Converters Processing AC Voltages*, 2014, pp. 264–294. doi: 10.1002/9781118886953.ch9 .
- [5] M. R. Vuluvala and L. M. Saini, "Load balancing of electrical power distribution system: An overview," in *2018 International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC)*, 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/PICC.2018.8384780.
- [6] A. M. Bouzid, J. M. Guerrero, A. Cheriti, M. Bouhamida, P. Sicard, and M. Benghanem, "A survey on control of electric power distributed generation systems for microgrid applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 751–766, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.016.
- [7] H. Pishbahar, F. Blaabjerg, and H. Saboori, "Emerging grid-forming power converters for renewable energy and storage resources integration – A review," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 60, p. 103538, Dec. 2023, doi: 10.1016/J.SETA.2023.103538.
- [8] S. N. Manias, "Inverters (DC–AC Converters)," *Power Electronics and Motor Drive Systems*, pp. 271–500, 2017, doi: 10.1016/B978-0-12-811798-9.00006-8.
- [9] A. M. Bouzid, J. M. Guerrero, A. Cheriti, M. Bouhamida, P. Sicard, and M. Benghanem, "A survey on control of electric power distributed generation systems for microgrid applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 751–766, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.016.
- [10] N. Hosseinzadeh, A. Aziz, Md. A. Mahmud, A. Gargoom, and M. Rabbani, "Voltage Stability of Power Systems with Renewable-Energy Inverter-Based Generators: A Review," *Electronics (Basel)*, vol. 10, p. 115, Jan. 2021, doi: 10.3390/electronics10020115 .
- [11] M. A. Hannan et al., "Vehicle to grid connected technologies and charging strategies: Operation, control, issues and recommendations," *J Clean Prod*, vol. 339, Mar. 2022, doi:

- 10.1016/j.jclepro.2022.13058
7.
- [12] M. R. Vuluvala and L. M. Saini, "Load balancing of electrical power distribution system: An overview," in 2018 International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC), 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/PICC.2018.8384780.
- [13] A. R. Sobbouhi and A. Vahedi, "Transient stability prediction of power system; a review on methods, classification and considerations," *Electric Power Systems Research*, vol. 190, p. 106853, Jan. 2021, doi: 10.1016/J.EPSR.2020.106853.
- [14] B. Haraoubia, "The Phase-locked Loop (PLL)," *Non-Linear Electronics 2*, pp. 191–309, 2019, doi: 10.1016/B978-1-78548-301-1.50003-9.
- [15] M. R. Banaei, H. Toloue, F. M. Kazemi, and M. R. J. Oskuee, "Damping of power system oscillations using imperialist competition algorithm in power system equipped by HVDC," *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 6, no. 1, pp. 75–84, Mar. 2015, doi: 10.1016/J.ASEJ.2014.08.006
- [16] C. Mora, N. Diaz, and C. Rodríguez, "Diseño e implementación de controladores lineales para regulación del bus DC en convertidores VSC para HVDC," *Revista Tecnura*, vol. 18, Jan. 2014, doi: 10.14483/udistrital.jour.tecnura.2014.2.a04.
- [17] F. Remache, J. Castillo, C. Quinatoa, and L. Camacho, "Simulation of Hybrid PV Solar System with Fuel Cell in MATLAB Simulink," *WSEAS Transactions on Circuits and Systems*, vol. 23, pp. 172–183, 2024, doi: 10.37394/23201.2024.23.18.