INTEGRACIÓN DE UN NODO DE GENERACIÓN EÓLICA EN UNA MICRORRED DIDÁCTICA USANDO SIMULINK, SIMSCAPE Y HIL MEDIANTE MODELADO Y SIMULACIÓN

CARLOS MAURICIO GONZÁLEZ CALLEJAS
JORGE ANDRÉS MARTÍNEZ PUERTA
JUAN ESTEBAN MAYA CADAVID

INSTITUCIÓN UNIVERSIARIA PASCUAL BRAVO
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2026

INTEGRACIÓN DE UN NODO DE GENERACIÓN EÓLICA EN UNA MICRORRED DIDÁCTICA USANDO SIMULINK, SIMSCAPE Y HIL MEDIANTE MODELADO Y SIMULACIÓN

CARLOS MAURICIO GONZÁLEZ CALLEJAS
JORGE ANDRÉS MARTÍNEZ PUERTA
JUAN ESTEBAN MAYA CADAVID

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Asesor técnico
Carlos Mario Moreno Paniagua
Ingeniero eléctrico

INSTITUCIÓN UNIVERSIARIA PASCUAL BRAVO
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2026

Contenido

1. Planteamiento del problema 3

1.1 Descripción 3

1.2 Formulación 4

2. Justificación 5

3. Objetivos 7

3.1 Objetivo general 7

3.2 Objetivos específicos 7

4. Referentes teóricos 8

4.1 Generación eólica y su modelado/simulación 8

4.2 Electrónica de potencia y control del nodo eólico 10

4.3 Microrredes eléctricas y modos de operación 12

4.4 Modelado en Simulink y Simscape y validación mediante HIL 15

4.5 Aerogeneradores 17

4.5.1 Modelado de aerogeneradores 17

5. Metodología 22

5.1 Tipo de proyecto 22

5.2 Método 22

5.3 Instrumentos de recolección de información. 23

5.3.1 Fuentes primarias. 23

5.3.2 Fuentes secundarias. 24

6. Resultados 25

6.1 Modelado del sistema de generación eólica y su integración a la microrred didáctica 27

6.1.1 Nodo eólico 27

6.2 Modelado del sistema de generación eólica y su integración con la microrred didáctica 28

6.3 Desarrollo de algoritmos de control del nodo eólico 30

6.4 Validación del desempeño del nodo eólico a través de pruebas de simulación y experimentación HIL.....31

6.4.1 Verificación de hardware para la integración del nodo eólico.....34

6.5 Resultados del proyecto 40

6.5.1 Regulación del convertidor DC/AC y control de potencia activa y reactiva 41

6.5.2 Inversor.....42

6.5.3 Integración simulación–hardware y verificación del sistema 45

6.5.4 Mediciones realizadas con el nodo de microrred.....46

7. Conclusiones 51

8. Recomendaciones.....53

9. Referencias bibliográficas.....54

10. Anexos.....58

Lista de figuras

Figura 1. Esquema funcional del nodo eólico 28
Figura 2. Esquema de hardware para el nodo eólico 39
Figura 3. Esquema de integración HIL 40
Figura 4. Señal de salida para modulación por ancho de pulso senoidal 43
Figura 5. Comparativa entre canales para capturas multiseñal 44
Figura 6. Señal modulada por ancho de pulso (PWM) 45
Figura 7. Serie temporal de voltajes 46
Figura 8. Serie temporal de corriente 47
Figura 9: Serie temporal del factor de potencia 48
Figura 10. Serie temporal de potencias 50

Lista de tablas

Pág.

Tabla 1. Chequeo del hardware para la verificación del nodo eólico.....35

Lista de anexos

Anexo A. Algoritmo de modelos de curvas para el nodo eólico 58
Anexo B. Algoritmos de control para el nodo eólico 61
Anexo C. Algoritmo para el inversor trifásico 63

Resumen

INTEGRACIÓN DE UN NODO DE GENERACIÓN EÓLICA EN UNA MICRORRED DIDÁCTICA USANDO SIMULINK, SIMSCAPE Y HIL MEDIANTE MODELADO Y SIMULACIÓN

CARLOS MAURICIO GONZÁLEZ CALLEJAS
JORGE ANDRÉS MARTÍNEZ PUERTA
JUAN ESTEBAN MAYA CADAVID

El presente trabajo de grado tuvo como objetivo diseñar e integrar un nodo de generación eólica en una microrred didáctica a 12 V, mediante herramientas de modelado, simulación y validación experimental usando Simulink, Simscape y técnicas Hardware in the Loop (HIL). Para ello, se desarrolló un modelo multiphysics capaz de representar el comportamiento aerodinámico, mecánico y eléctrico del sistema, incluyendo el generador, los convertidores de potencia y su interacción con la microrred en modos de operación conectado a red y en isla. Posteriormente, se implementaron estrategias de control orientadas al seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), la regulación del enlace DC y el control de potencia activa y reactiva mediante convertidores DC/AC.

La metodología incluyó simulaciones en distintos escenarios operativos y pruebas de validación HIL, permitiendo comparar el comportamiento del modelo virtual con la respuesta del hardware en tiempo real. Los resultados obtenidos evidenciaron un desempeño estable del nodo eólico frente a variaciones de carga y cambios en las condiciones del recurso eólico, conservando la regulación de tensión, la coordinación energética y la coherencia entre simulación y experimentación.

Finalmente, se concluye que la integración de herramientas de simulación avanzada y validación HIL constituye una alternativa efectiva para el desarrollo de plataformas académicas de microrredes y energías renovables, fortaleciendo los procesos de formación e investigación aplicada en ingeniería eléctrica.

Palabras claves: generación eólica, microrred didáctica, Hardware in the Loop, Simulink, control de potencia.

Abstract

This undergraduate thesis aimed to design and integrate a wind generation node into a 12 V educational microgrid through modeling, simulation, and experimental validation tools using Simulink, Simscape, and Hardware-in-the-Loop (HIL) techniques. To achieve this, a multiphysics model was developed to represent the aerodynamic, mechanical, and electrical behavior of the system, including the generator, power converters, and their interaction with the microgrid under both grid-connected and islanded operating modes. Subsequently, control strategies focused on Maximum Power Point Tracking (MPPT), DC-link regulation, and active and reactive power control through DC/AC converters were implemented.

The methodology included simulations under different operating scenarios and HIL validation tests, enabling a comparison between the behavior of the virtual model and the real-time hardware response. The obtained results demonstrated stable performance of the wind generation node under load variations and changing wind resource conditions, maintaining voltage regulation, energy coordination, and consistency between simulation and experimental implementation.

Finally, it is concluded that the integration of advanced simulation tools and HIL validation constitutes an effective alternative for the development of academic platforms focused on microgrids and renewable energy systems, strengthening educational and applied research processes in electrical engineering.

Keywords: wind generation, educational microgrid, Hardware-in-the-Loop, Simulink, power control.

Introducción

La transición energética global ha impulsado la incorporación de fuentes renovables en los sistemas eléctricos de potencia, lo que exige nuevas estrategias de diseño, operación y control que garanticen estabilidad, calidad de energía y seguridad para los usuarios (Ackermann & Söder, 2000). En este panorama, las microrredes surgen como una solución flexible que permite integrar generación distribuida, almacenamiento y cargas controladas en una arquitectura modular, capaz de operar tanto conectada a la red como en isla. Estas estructuras no solo son relevantes a escala industrial, sino que se han convertido en escenarios clave para la formación de ingenieros, al facilitar el estudio de fenómenos eléctricos complejos en ambientes controlados y replicables (Fitzgerald et al., 2003).

En el ámbito académico, contar con una microrred didáctica permite acercar la teoría al comportamiento real de los sistemas eléctricos, favoreciendo procesos de enseñanza que combinan el análisis matemático, la simulación y la experimentación. El uso de herramientas de modelado como Simulink y Simscape posibilita representar con detalle dinámicas eléctricas y electromecánicas, así como el funcionamiento de convertidores electrónicos de potencia y esquemas de control avanzados. Cuando estos modelos se integran con plataformas de Hardware-in-the-Loop (HIL), es posible validar algoritmos de control en tiempo real sin comprometer la seguridad de los equipos ni de las personas, lo que convierte a estos entornos en un puente entre el mundo virtual de la simulación y la realidad física de los laboratorios de potencia (Carrasco et al., 2006).

Dentro de las fuentes renovables, la energía eólica ocupa un lugar destacado por su creciente participación en la matriz energética mundial y por los retos técnicos asociados a su naturaleza variable e intermitente (Zhong & Weiss, 2009). El diseño de un nodo de generación eólica exige comprender la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica, el comportamiento del generador, la interacción con los convertidores DC/DC y DC/AC, así como la implementación de estrategias de control como el seguimiento del punto de máxima potencia y la regulación de potencia activa y reactiva (Ackermann, 2012). Llevar estos conceptos al contexto de una microrred didáctica a baja tensión implica traducir problemas típicos de la ingeniería eléctrica a una escala segura, manipulable y formativa para estudiantes de pregrado.

En la Institución Universitaria Pascual Bravo se identifica la necesidad de contar con un entorno experimental que permita integrar, de forma coherente y segura, distintos nodos de generación renovable en una microrred académica. Este trabajo de grado se enmarca en la construcción de esa infraestructura, mediante el diseño, modelado, simulación y validación de un nodo de generación eólica que opere a 12 V y pueda interactuar con otros módulos de la microrred. Al integrar Simulink, Simscape y técnicas HIL, el proyecto busca no solo ofrecer un prototipo funcional, sino también aportar una plataforma de aprendizaje y de investigación aplicada en energías renovables y sistemas eléctricos inteligentes, alineada con las demandas actuales de la transición energética y la formación de ingenieros eléctricos competentes para enfrentar estos desafíos.

1. Planteamiento del problema

1.1 Descripción

La transición energética global hacia fuentes renovables y sostenibles ha impulsado el desarrollo de tecnologías que permitan integrar diferentes formas de generación distribuida en sistemas eléctricos modernos. En este contexto, las microrredes se han consolidado como herramientas fundamentales para estudiar, validar y aplicar estrategias de control, gestión y operación de sistemas eléctricos híbridos. Estas estructuras posibilitan la interconexión controlada de nodos de generación -como los solares, eólicos o de almacenamiento-, y resultan esenciales para la docencia y la investigación en programas de ingeniería eléctrica, donde se busca acercar la teoría al comportamiento real de los sistemas eléctricos.

En la Institución Universitaria Pascual Bravo se identifica una limitación importante: la ausencia de un laboratorio o emulador de microrred que permita realizar prácticas didácticas, proyectos de investigación aplicada y validación de modelos físicos en tiempo real. Esta carencia restringe la capacidad de los estudiantes e investigadores para comprender los fenómenos asociados a la generación distribuida, la integración de energías renovables y el control de potencia activa y reactiva en sistemas híbridos. La construcción de una microrred didáctica a escala controlada (12 V, segura e interactiva) representa una oportunidad para suplir dicha necesidad, al tiempo que permite estudiar, de forma experimental, la coordinación entre distintos tipos de generación y carga.

Dentro de esta iniciativa, el nodo de generación eólica constituye un componente esencial. Su implementación requiere un diseño que reproduzca el comportamiento dinámico de un aerogenerador real, incluyendo las etapas de conversión de energía mecánica a eléctrica y de control electrónico a través de convertidores DC/AC. En la actualidad, las alternativas disponibles para emular generación eólica en entornos educativos suelen ser costosas, de difícil mantenimiento o no ofrecen la posibilidad de integración directa con sistemas de control programables ni validación en tiempo real (HIL). Esto genera una brecha entre la simulación teórica y la experimentación práctica. Por tanto, el desarrollo de un nodo eólico propio, modelado en Simulink/Simscape e implementado mediante Hardware-in-the-Loop, permitirá no solo fortalecer

las capacidades de enseñanza, sino también fomentar la investigación aplicada en energías renovables dentro del marco institucional.

El problema radica, entonces, en cómo diseñar y construir un nodo eólico didáctico que pueda integrarse armónicamente a la microrred institucional, asegurando seguridad eléctrica, versatilidad operativa, controlabilidad y capacidad de validación experimental en escenarios de conexión a red o de operación en isla. Resolver este problema implica abordar aspectos de modelado, control, simulación y validación física que sirvan de base para futuras ampliaciones del laboratorio de microrredes en la Institución Universitaria Pascual Bravo.

1.2 Formulación

¿Cómo diseñar y construir un nodo de generación eólica que pueda integrarse de forma segura, funcional y didáctica a la microrred institucional de la Institución Universitaria Pascual Bravo, permitiendo la simulación y validación de estrategias de control y operación en escenarios de red e isla mediante modelado y simulado?

2. Justificación

La realización del proyecto de integración de un nodo de generación eólica en una microrred didáctica responde a la necesidad institucional de fortalecer los procesos de formación, investigación y aplicación tecnológica en el campo de la ingeniería eléctrica. La transición energética que actualmente enfrenta el sector eléctrico demanda profesionales capaces de comprender, modelar y controlar sistemas basados en energías renovables. En este sentido, disponer de una microrred didáctica con módulos de generación, control y carga a pequeña escala constituye una herramienta esencial para el aprendizaje práctico y la validación experimental de conceptos teóricos relacionados con la generación distribuida, el control de potencia activa y reactiva, y la calidad de la energía.

El desarrollo de este nodo eólico ofrece un beneficio directo a la comunidad académica de la Institución Universitaria Pascual Bravo, particularmente a los estudiantes y docentes del programa de Ingeniería Eléctrica. Se podrá acceder a un entorno seguro, funcional y versátil para la realización de prácticas de laboratorio, simulaciones avanzadas y proyectos de investigación aplicada. Además, al estar diseñado con un enfoque didáctico y operar a 12 V, el sistema garantiza la seguridad en su manipulación, fomentando la participación del estudiante en el proceso de aprendizaje sin comprometer la integridad de los equipos ni del usuario.

Asimismo, este proyecto contribuye al fortalecimiento de las capacidades institucionales en materia de innovación tecnológica y desarrollo de prototipos. El nodo eólico, al ser modelado en Simulink/Simscape y validado mediante Hardware-in-the-Loop (HIL), permite emular condiciones reales de operación y evaluar estrategias de control como el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) o la regulación del convertidor DC/AC, articulando el uso de herramientas de simulación con la experimentación física. Esta integración entre modelado y validación práctica abre nuevas posibilidades para la enseñanza basada en competencias y la investigación aplicada dentro de los laboratorios de energía de la institución.

A nivel social y formativo, la construcción del nodo eólico impulsa la cultura de sostenibilidad y uso responsable de los recursos energéticos entre los futuros ingenieros, alineándose con los objetivos nacionales e internacionales de transición energética. Además, sienta las bases para la creación de un laboratorio integral de microrredes que podrá ser utilizado por distintos programas

académicos, grupos de investigación y semilleros, promoviendo el trabajo interdisciplinario y la generación de conocimiento aplicado.

En síntesis, el proyecto no solo soluciona una necesidad concreta de infraestructura didáctica en el Pascual Bravo, sino que también contribuye a la formación de talento humano capacitado para enfrentar los retos tecnológicos de la nueva era energética, fortaleciendo el vínculo entre la academia, la innovación y el desarrollo sostenible.

3. Objetivos

3.1 Objetivo general

Diseñar un nodo de generación eólica que se integre a una microrred didáctica, evaluando estrategias de control para [1.1]la entrega de potencia útil, manteniendo la calidad de tensión/frecuencia y coordinación con otros nodos modelando y validando mediante simulación y HIL.

3.2 Objetivos específicos

Modelar el sistema de generación eólica y su integración con la microrred didáctica mediante el uso de herramientas de simulación como Simulink y Simscape, considerando los escenarios de operación en isla y conectado a red.

Desarrollar algoritmos de control del nodo eólico -incluyendo el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), el control del convertidor DC/AC y la regulación de potencia activa y reactiva-, junto con la preparación del entorno de validación Hardware-in-the-Loop (HIL).

Validar el desempeño del nodo eólico a través de pruebas de simulación y experimentación HIL, comparando los resultados obtenidos en términos de estabilidad, eficiencia y coordinación con los demás nodos de la microrred didáctica.

4. Referentes teóricos

4.1 Generación eólica y su modelado/simulación

La generación eólica se fundamenta en la conversión de la energía cinética contenida en una masa de aire en movimiento en energía mecánica rotacional y posteriormente en energía eléctrica; el viento posee energía debido a su velocidad y a la densidad del aire (Burton et al., 2001). Cuando una corriente de aire atraviesa el área barrida por el rotor de una turbina, parte de esa energía puede ser extraída mediante un conjunto de palas diseñadas aerodinámicamente para producir par mecánico sobre un eje (Hansen, 2015). La potencia disponible en el viento que atraviesa un área A se expresa como.

$$P_{viento} = \frac{1}{2}\rho A v^3 \qquad (1)$$

ρ representa la densidad del aire, A es el área barrida por el rotor y v es la velocidad del viento. Esta expresión muestra una característica fundamental de los sistemas eólicos: la potencia depende del cubo de la velocidad del viento, lo que implica que pequeñas variaciones en la velocidad generan cambios significativos en la energía disponible (Tong, 2010). Sin embargo, una turbina no puede extraer toda la potencia del viento; el límite físico máximo está dado por el límite de Betz, que establece que solo una fracción de la potencia disponible puede convertirse en potencia mecánica útil. En términos generales, la potencia mecánica extraída por el rotor puede expresarse como (Chen et al., 2009)

$$P_{viento} = \frac{1}{2}\rho A v^3 C_p \qquad (2)$$

Donde $C_p$es el coeficiente de potencia, parámetro adimensional que representa la eficiencia aerodinámica del rotor. Este coeficiente depende principalmente de la relación de velocidad de punta, conocida como λ, definida como la relación entre la velocidad tangencial en la punta de la pala y la velocidad del viento (Spera, 2009). Matemáticamente,

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \qquad (3)$$

Aquí, ω es la velocidad angular del rotor y R es el radio de la turbina. Para cada diseño de turbina existe un valor óptimo de λ que maximiza el coeficiente C_p y, por tanto, la potencia extraída. Este

comportamiento es la base física de las estrategias de seguimiento del punto de máxima potencia que se implementan en sistemas de generación eólica (D'Arco et al., 2015).

La potencia mecánica obtenida se relaciona con el par mecánico (T) en el eje mediante la expresión

$$P = T\omega \qquad (4)$$

Esta relación es esencial en el modelado dinámico, ya que permite vincular el comportamiento aerodinámico con la dinámica rotacional del conjunto eje generador (Fan & Miao, 2015). La ecuación de movimiento del sistema puede describirse, en forma simplificada, como

$$J\frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - B\omega \qquad (5)$$

En tal relación, J es el momento de inercia equivalente del sistema mecánico, T_m es el par mecánico proveniente de la turbina, T_e es el par electromagnético del generador y B representa coeficientes de fricción viscosa. Esta ecuación permite analizar la aceleración, desaceleración y estabilidad del sistema ante variaciones del viento o de la carga eléctrica (Zhong & Hornik, 2013).

En el contexto de un laboratorio de modelado virtual, no se dispone de un flujo real de viento controlado ni de turbinas de gran escala, por ello se recurre al concepto de emulador de turbina eólica; un emulador consiste en reproducir, mediante un actuador eléctrico controlado, el par mecánico que entregaría una turbina real bajo determinadas condiciones de viento. En lugar de viento físico, se introduce en el modelo una señal de velocidad que alimenta el bloque aerodinámico implementado en un entorno de simulación. El modelo calcula la potencia y el par correspondientes, y esos valores se utilizan como referencia para controlar un motor que acciona el eje del generador (Muljadi & Butterfield, 2001).

De esta forma se separa el fenómeno físico real del fenómeno modelado, pero se conserva la coherencia dinámica del sistema. El comportamiento observado en el generador y en los convertidores eléctricos responde a un par que sigue las mismas relaciones que tendría una turbina real, lo que permite estudiar estrategias de control, respuesta transitoria y condiciones de operación sin necesidad de infraestructura de gran escala (Bianchi et al., 2006).

La adaptación a un sistema de baja tensión implica un escalamiento de potencia y magnitudes eléctricas; aunque las potencias son menores, las relaciones físicas fundamentales permanecen inalteradas. El modelo aerodinámico conserva su dependencia con la velocidad del viento y el coeficiente de potencia, y la dinámica rotacional sigue gobernada por la interacción entre par mecánico y par electromagnético (Ekanayake et al., 2003).

El modelado en entornos de simulación permite representar explícitamente estas relaciones dinámicas, integrando bloques aerodinámicos, ecuaciones mecánicas y modelos eléctricos del generador. Así, el emulador no es simplemente un dispositivo experimental, sino la materialización de un modelo matemático coherente que traduce principios físicos en comportamiento observable (Betz, 1920)

4.2 Electrónica de potencia y control del nodo eólico

La conversión de la energía mecánica en energía eléctrica en un sistema eólico no concluye en el generador; la naturaleza variable del viento implica que la tensión, la frecuencia y la potencia producidas no son constantes (Tolbert et al., 1999). Por esta razón, la electrónica de potencia desempeña un papel esencial al acondicionar la energía generada para que pueda ser utilizada o entregada a un sistema eléctrico con parámetros controlados. La teoría de convertidores está íntimamente ligada a la capacidad de regular magnitudes eléctricas, garantizar estabilidad y asegurar calidad de energía (Guerrero et al., 2013).

En un sistema eólico típico, la primera etapa corresponde a la rectificación cuando el generador produce corriente alterna de frecuencia variable. Si se considera un rectificador trifásico ideal no controlado, la tensión promedio en el enlace de corriente continua (V_{dc}) puede aproximarse como (Rodriguez et al., 2002)

$$V_{dc} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{LL} \qquad (6)$$

V_{LL} es el valor eficaz de la tensión línea a línea del generador. Esta expresión muestra que la magnitud del enlace de continua depende directamente de la tensión generada, la cual varía con la velocidad de rotación (Zhong & Weiss, 2011). En rectificadores controlados, el ángulo de disparo modifica la tensión promedio, lo que introduce un grado adicional de regulación.

El enlace de corriente continua cumple la función de desacoplar dinámicamente el generador del convertidor de salida. La energía almacenada en el capacitor -con capacitancia C- del enlace se describe mediante (Fitzgerald et al., 2003).

$$E = \frac{1}{2} C V_{dc}^2 \qquad (7)$$

La variación temporal de esta tensión se relaciona con la diferencia entre la potencia de entrada (P_{in}) y la potencia de salida P_{out} según

$$CV_{dc}\frac{dV_{dc}}{dt} = P_{in} - P_{out} \qquad (8)$$

Esta ecuación refleja el equilibrio energético del sistema y constituye la base del control de tensión en el bus de continua. Para regular la potencia extraída del generador se emplean convertidores de corriente continua a corriente continua; en un convertidor elevador ideal, conocido como boost, la relación entre la tensión de salida y la tensión de entrada viene dada por (Mohan, 2012)

$$V_{out} = \frac{V_{in}}{1 - D} \qquad (9)$$

Donde D es el ciclo de trabajo del interruptor electrónico. En un convertidor reductor o buck, la relación es $V_{out} = DV_{in}$.

Estas relaciones muestran que la regulación de tensión se logra mediante el control del ciclo de trabajo; desde el punto de vista dinámico, el comportamiento del convertidor se describe a partir de las ecuaciones del inductor y del capacitor (Piagi & Lasseter, 2006). Para un convertidor elevador en conducción continua, el inductor satisface

$$L\frac{di_L}{dt} = V_{in} - (1 - D)V_{out} \qquad (10)$$

donde L e i_L son la inductancia y la corriente del inductor respectivamente. Estas ecuaciones permiten formular modelos promedio que son ampliamente utilizados en el diseño de controladores (Fitzgerald et al., 2003). La etapa de inversión convierte la tensión de continua en tensión alterna con frecuencia y amplitud controladas; en un inversor monofásico ideal con modulación por ancho de pulso, la tensión fundamental de salida puede expresarse como (Konstantopoulos et al., 2015)

$$V_{ac} = \frac{m}{2}V_{dc} \qquad (11)$$

donde m es el índice de modulación y V_{dc} la tensión del enlace. La frecuencia de la señal alterna se fija mediante la señal moduladora, mientras que la amplitud depende tanto del índice de modulación como del nivel del bus de continua.

El análisis del control de potencia en sistemas de corriente alterna suele realizarse a partir de la potencia activa y reactiva. En un sistema monofásico sinusoidal, la potencia activa se define como

$$P = VI\ cos\ cos\ \phi \qquad (11)$$

Y la potencia reactiva como

$$P = VI\ sin\ sin\ \phi \qquad (12)$$

En las anteriores ecuaciones V e I son los valores eficaces de tensión y corriente, y ϕ es el ángulo de desfase entre ellas (Simpson-Porco et al., 2013); el control del inversor permite ajustar este

desfase, regulando así la transferencia de potencia activa y reactiva. En sistemas trifásicos, el uso de transformaciones al marco síncrono facilita el desacoplamiento de estas componentes y simplifica el diseño de controladores lineales (Hart, 2010).

La calidad de energía constituye otro aspecto fundamental; la distorsión armónica total de la tensión se define como

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2}}{V_1} \qquad (13)$$

Donde V_1 es el valor eficaz del componente fundamental y V_n representa los armónicos de orden superior. La modulación por ancho de pulso, combinada con filtros pasivos adecuados, permite reducir la distorsión y garantizar formas de onda cercanas a la sinusoidal. Desde el punto de vista del control, los convertidores se modelan mediante representaciones en espacio de estados que permiten diseñar lazos de regulación (Grainger & Stevenson, 1994). Un sistema linealizado puede expresarse de forma general como

$$\dot{x} = Ax + Bu \qquad (14)$$

$$y = Cx + Du \qquad (15)$$

donde x es el vector de estados, u la entrada de control y y y la salida. A partir de esta formulación se diseñan controladores proporcionales, integrales o de mayor orden, cuyo objetivo es garantizar estabilidad y seguimiento de referencia (Mohan et al., 2003).

4.3 Microrredes eléctricas y modos de operación

Una microrred eléctrica puede entenderse como un sistema de potencia de escala reducida que integra fuentes de generación distribuida, sistemas de almacenamiento y cargas, interconectados a través de un punto común de acoplamiento. Su característica distintiva no radica únicamente en el tamaño, sino en su capacidad de operar de manera coordinada tanto conectada a una red principal como de forma autónoma. Desde el punto de vista teórico, una microrred constituye un sistema dinámico multi fuente en el que la estabilidad depende del equilibrio instantáneo entre generación y demanda (Zhong et al., 2015)

En cualquier sistema eléctrico, la frecuencia es un indicador directo del balance de potencia activa. Si la potencia generada P_G es igual a la potencia demandada P_L, la frecuencia permanece constante. Cuando existe un desbalance, la dinámica puede representarse de manera simplificada mediante

$$2H\frac{d\omega}{dt} = P_G - P_L - D(\omega - \omega_0) \qquad (16)$$

donde H es la constante de inercia equivalente del sistema, ω es la velocidad angular asociada a la frecuencia, ω_0 es la velocidad nominal y D representa un coeficiente de amortiguamiento. Esta ecuación resume el principio físico de estabilidad en frecuencia: cualquier exceso o déficit de potencia provoca una variación en la velocidad angular hasta que se restablece el equilibrio (Heier, 2014).

$$\omega = \omega_0 - k_p(P - P_0) \qquad (17)$$

$$V = V_0 - k_q(Q - Q_0) \qquad (18)$$

donde ω_0 y V_0 son los valores nominales de frecuencia y tensión, P_0 y Q_0 son referencias de potencia, y k_p y k_q son coeficientes de pendiente. Estas relaciones permiten que múltiples fuentes compartan carga sin necesidad de comunicación directa, ya que cada una ajusta su frecuencia y tensión en función de la potencia suministrada (Rashid, 2013).

El modo de operación conectado a red se caracteriza porque la frecuencia y la tensión están impuestas por el sistema principal; en este caso, la microrred actúa como un subsistema que intercambia potencia con la red a través del punto de acoplamiento. El control se orienta principalmente a regular la potencia activa y reactiva inyectada, mientras que la referencia de frecuencia es externa. Desde el punto de vista matemático, el sistema puede analizarse considerando que la red infinita fija ω_0, y el control se enfoca en ajustar P y Q (Kazmierkowski et al., 2002).

En contraste, en modo isla la microrred debe establecer internamente sus propias referencias de frecuencia y tensión; en esta condición el equilibrio de potencia es crítico, ya que cualquier variación de carga afecta directamente la estabilidad del sistema. El control primario droop permite repartir la carga entre fuentes, mientras que un control secundario puede introducir una corrección integral que restablezca la frecuencia nominal (Hart, 2010). Esta acción secundaria puede representarse de forma general como

$$\omega_{ref} = \omega_0 + K_i \int_0^t (\omega_0 - \omega)dt \qquad (19)$$

donde K_i es una ganancia integral que compensa el error acumulado en frecuencia.

El intercambio de potencia en sistemas de corriente alterna también puede analizarse a partir de las ecuaciones de flujo de potencia; en un sistema simplificado de dos nodos conectados por una

impedancia predominantemente inductiva, la potencia activa transmitida puede aproximarse como (Alipoor et al., 2013)

$$P \approx \frac{V_1 V_2}{X} sin\ sin\ \delta \qquad (20)$$

donde V_1 y V_2 son las magnitudes de tensión en los nodos, X es la reactancia de la línea y δ es el ángulo de fase entre las tensiones. Esta expresión evidencia que la potencia activa depende principalmente del ángulo, mientras que la potencia reactiva se relaciona con la diferencia de magnitudes de tensión. Esta separación conceptual fundamenta muchas de las estrategias de control implementadas en microrredes (Prodanovic & Green, 2003).

La coordinación entre fuentes en una microrred no es únicamente un problema de control local, sino un fenómeno colectivo en el que cada generador influye en las variables globales del sistema. La estabilidad transitoria, la calidad de la tensión y la capacidad de recuperación ante perturbaciones dependen de la interacción dinámica entre nodos. Desde el punto de vista teórico, la microrred puede modelarse como un sistema de ecuaciones diferenciales acopladas que describen la evolución de tensiones, corrientes y estados internos (Erickson & Maksimovic, 2020). Luego, una microrred eléctrica representa un entorno en el que convergen principios clásicos de sistemas de potencia y técnicas modernas de control electrónico; sus modos de operación, conectado a red y en isla, implican condiciones dinámicas distintas y exigen estrategias de regulación adaptadas a cada escenario. Comprender estas bases teóricas permite analizar de manera rigurosa los fenómenos de estabilidad, reparto de carga y control de potencia que caracterizan a estos sistemas eléctricos de nueva generación (Blaabjerg et al., 2004).

En redes convencionales, la gran inercia de las máquinas síncronas contribuye naturalmente a amortiguar perturbaciones. Por otro lado, en una microrred, especialmente cuando predominan fuentes basadas en convertidores electrónicos, la inercia física puede ser reducida o incluso inexistente. Por esta razón, la estabilidad debe ser gestionada mediante estrategias de control que emulen comportamientos dinámicos equivalentes (Zhong, 2013).

El control primario en microrredes suele basarse en el principio de regulación por pendiente, conocido como control droop. Este método establece una relación lineal entre la potencia activa y la frecuencia, y entre la potencia reactiva y la tensión (De Brabandere et al., 2007).

4.4 Modelado en Simulink y Simscape y validación mediante HIL

El análisis de sistemas eléctricos modernos exige herramientas que permitan representar fenómenos dinámicos con suficiente nivel de detalle y, al mismo tiempo, conservar una estructura matemática clara. El modelado en entornos de simulación como Simulink y Simscape se fundamenta en la formulación explícita de ecuaciones diferenciales y algebraicas que describen el comportamiento eléctrico, mecánico y de control de los sistemas de potencia.

Desde una perspectiva general, un sistema dinámico puede representarse mediante ecuaciones en espacio de estados de la forma

$$\dot{x} = f(x, u, t) \qquad (21)$$

$$y = g(x, u, t) \qquad (22)$$

En sistemas eléctricos, los estados suelen corresponder a corrientes en inductores, tensiones en capacitores, variables mecánicas como velocidad angular y estados internos de controladores. Esta formulación permite describir la evolución temporal del sistema frente a perturbaciones o cambios en las condiciones de operación (Kundur, 1994).

Simulink proporciona un entorno gráfico para implementar estos modelos a partir de bloques funcionales que representan integradores, ganancias, sumadores y funciones matemáticas; cada bloque encapsula una relación matemática específica y el conjunto de interconexiones define el sistema completo. La simulación se basa en métodos numéricos de integración, como Euler o Runge Kutta, que aproximan la solución de las ecuaciones diferenciales en pasos discretos de tiempo. Por su parte, Simscape introduce un enfoque basado en redes físicas, donde los componentes eléctricos y mecánicos se describen a partir de leyes constitutivas y ecuaciones implícitas; en lugar de escribir directamente las ecuaciones diferenciales en forma explícita, el entorno construye automáticamente un sistema de ecuaciones diferenciales algebraicas a partir de las conexiones físicas.

Estas relaciones, combinadas con las leyes de Kirchhoff, generan un sistema matemático que el solver numérico resuelve de manera simultánea; este enfoque resulta especialmente útil en sistemas de potencia, donde la interacción entre múltiples dominios físicos puede volverse compleja. Un aspecto central del modelado es la elección entre representación continua y discreta. En tiempo continuo, el modelo mantiene la formulación diferencial original y la simulación depende del

tamaño del paso numérico (Krein, 1998). En tiempo discreto, las ecuaciones se reformulan en instantes de muestreo separados por un período T_s, de modo que

$$x[k+1] = A_d x[k] + B_d u[k] \qquad (23)$$

donde k indica el instante de muestreo y A_d y B_d son matrices discretizadas del sistema original. Esta representación es fundamental cuando el modelo será implementado en controladores digitales (Bossanyi, 2003).

La validación mediante Hardware in the Loop introduce un nivel adicional de realismo. El principio consiste en ejecutar parte del modelo en una plataforma de tiempo real mientras se interactúa con componentes físicos reales. En este esquema, el modelo numérico debe resolverse dentro de un período de muestreo fijo, garantizando que el tiempo de cálculo sea menor que el tiempo real disponible. Si el período de muestreo es T_s, la condición básica de operación es $t_{calculo} \leq T_s$. Esta restricción convierte el problema de simulación en un problema de computación en tiempo real.

En un entorno HIL, las señales eléctricas simuladas se convierten en señales analógicas o digitales mediante interfaces de entrada y salida; estas señales interactúan con el hardware físico, cuyos estados se miden y se reintroducen en el modelo. El sistema completo forma un lazo cerrado híbrido, donde una parte es matemática y otra física. Desde el punto de vista teórico, este esquema permite validar modelos y controladores bajo condiciones cercanas a la realidad sin exponer el sistema completo a riesgos operativos (Hatzaiargyriou, Asano, Iravani, & Marnay, 2007).

La fidelidad del modelo en un entorno HIL depende de varios factores; uno de ellos es la resolución temporal, que debe ser suficientemente alta para capturar fenómenos rápidos como la conmutación de dispositivos electrónicos. Otro es la estabilidad numérica, ya que ciertos métodos de integración pueden introducir errores acumulativos si el paso de simulación no es adecuado.

El modelado y la validación en tiempo real constituyen, en conjunto, un puente entre la teoría matemática y el comportamiento físico observable. Mientras el entorno de simulación permite explorar condiciones ideales, modificar parámetros y analizar dinámicas complejas con flexibilidad, la validación HIL introduce restricciones propias del mundo real, como retardos, limitaciones de procesamiento y ruido en las mediciones. La combinación de ambos enfoques fortalece el análisis técnico y permite evaluar la coherencia entre el modelo teórico y la respuesta práctica del sistema(Liu et al., 2016).

4.5 Aerogeneradores

Un aerogenerador es un sistema de conversión electromecánica cuya función es transformar parte de la energía cinética del viento en energía eléctrica (Polinder et al., 2006). Desde el punto de vista tecnológico, las configuraciones más empleadas en generación eólica han sido: i) turbinas de velocidad prácticamente fija con generador de inducción de jaula de ardilla (Tipo 1), ii) turbinas de deslizamiento variable con rotor devanado y resistencia externa (Tipo 2), iii) turbinas de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado, DFIG (Tipo 3), y iv) turbinas de velocidad variable con convertidor de potencia total, usualmente asociadas a generadores síncronos, en particular de imanes permanentes, PMSG (Tipo 4) (Chen et al., 2009). En las tecnologías modernas dominan las arquitecturas Tipo 3 y Tipo 4 porque la electrónica de potencia permite desacoplar parcialmente la velocidad mecánica de la frecuencia eléctrica, mejorar la captura energética y satisfacer requisitos de integración eléctrica (Liserre et al., 2011).

4.5.1 Modelado de aerogeneradores

En términos de modelado, un aerogenerador debe entenderse como un sistema acoplado formado por cuatro niveles físicos: el subsistema aerodinámico, que determina la potencia extraíble del flujo de aire; el subsistema mecánico, que describe la dinámica del rotor, el eje y la transmisión; el subsistema electromagnético, donde el torque mecánico se convierte en potencia eléctrica; y el subsistema de acondicionamiento eléctrico, constituido por rectificadores, convertidores e inversores cuando la topología lo requiere (Hau, 2013). Esta descomposición es esencial porque la dependencia de la tensión y de la corriente respecto del viento no es directa: el viento modifica primero el torque aerodinámico y la velocidad de giro; luego, esas variables mecánicas alteran la fuerza electromotriz, la frecuencia y el punto de operación eléctrico; finalmente, la carga y la red imponen corrientes, caídas internas y estrategias de control que terminan fijando las magnitudes terminales (Johnson, 2006).

La potencia cinética disponible en una corriente de aire está dada por la ecuación (2), en la que $C_p = C_p(\lambda, \beta)$, donde λ es la velocidad específica y β el ángulo de pitch. En pequeña y mediana eólica, valores típicos de C_p se sitúan aproximadamente entre 0.25 y 0.45, mientras que el límite teórico superior corresponde al límite de Betz, $C_p = \frac{16}{27}$. La variable λ es decisiva porque, para una

geometría de pala dada, existe un valor λ_{opt} que maximiza C_p. De ahí que las turbinas de velocidad variable operen, en la zona subnominal del viento, ajustando la velocidad de rotación para mantener λ próxima a λ_{opt} y maximizar la energía capturada; por encima del régimen nominal, el control de pitch se emplea para limitar potencia y velocidad (Gasch & Twele, 2011).

El torque aerodinámico se obtiene a partir de la potencia capturada:

$$T_a = \frac{P_a}{\omega_t} = \frac{1}{2}\rho AR\,\frac{C_p(\lambda,\beta)}{\lambda}\,v_w^2 \qquad (24)$$

Esta ecuación muestra que el viento no impone directamente tensión o corriente; lo que realmente fija es el torque mecánico disponible sobre el eje. Cuando $\lambda = \lambda_{opt}$ y $C_p = C_{p,max}$, se obtiene la conocida ley óptima de operación

$$P_{opt} = K_p\omega_t^3, \qquad T_{opt} = K_{opt}\omega_t^2 \qquad (25)$$

base del seguimiento del punto de máxima potencia en turbinas de velocidad variable.

La dinámica rotacional mínima del sistema puede describirse con la ecuación (5). Esta ecuación contiene el núcleo del acoplamiento aeroeléctrico: si el viento aumenta, T_a tiende a acelerar el sistema; si la carga eléctrica aumenta, también lo hace T_e, lo que tiende a frenarlo. El punto de operación es, por tanto, el resultado del balance dinámico entre el torque aportado por el viento y el torque demandado eléctricamente (Burton et al., 2011).

Desde el punto de vista eléctrico, la relación entre tensión, corriente, viento y carga depende de la topología del generador y de su forma de conexión. Éste es un punto crucial: en un aerogenerador conectado a una red rígida o a un convertidor que regula activamente el bus, la tensión terminal y la frecuencia suelen quedar fijadas por la red o por el control electrónico; en cambio, en un aerogenerador aislado o con excitación autónoma, tanto la tensión como la frecuencia pasan a depender de la velocidad, de la carga y del sistema de excitación (Mathew, 2006).

En una representación simplificada de máquina síncrona, la relación entre la tensión terminal y la fuerza electromotriz interna puede expresarse en forma fasorial como

$$\underline{V_t} = \underline{E} - (R_s + jX_s)\underline{I} \qquad (26)$$

Donde $\underline{E}$ es la fuerza electromotriz inducida, R_s y X_s son la resistencia y reactancia síncronas equivalentes, y $\underline{I}$ es la corriente de la armadura. En primer lugar, la fem interna $\underline{E}$ depende de la velocidad angular y del flujo magnético; por tanto, si aumenta la velocidad por efecto del viento, aumenta la fem. En segundo lugar, la tensión terminal bajo carga difiere de la fem debido a las caídas internas provocadas por la corriente (Blaabjerg et al., 2006). En consecuencia, aun cuando

el viento incremente la fem, una mayor demanda de corriente puede reducir la tensión terminal efectiva.

En un PMSG, esta relación puede formularse con mayor rigor en el marco síncrono dq:

$$v_d = R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega_e L_q i_q, v_q = R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + \omega_e \left(L_d i_d + \psi_f\right), T_e$$
$$= \frac{3}{2} p\left[\psi_f i_q + \left(L_d - L_q\right) i_d i_q\right], \qquad (26)$$

donde ψ_f es el flujo del imán permanente, p el número de pares de polos y $\omega_e = p\omega_m$. Para máquinas con $L_d \approx L_q$ y operación con $i_d \approx 0$, el torque queda aproximadamente proporcional a i_q. Esto significa que el aumento de la corriente de eje incrementa directamente el torque electromagnético, de modo que la carga eléctrica se refleja como un incremento del torque resistente visto desde el eje mecánico. Por tanto, el viento gobierna la velocidad y la fem disponible, mientras que la carga gobierna la corriente y el torque eléctrico requerido (Spera, 2009).

En generadores síncronos de imanes permanentes operando a velocidad variable, la frecuencia eléctrica y la fem interna son proporcionales a la velocidad de rotación. Para PMSG de velocidad variable acoplados a rectificador la tensión interna E_{ph}, la magnitud de la tensión de salida y la frecuencia crecen con la velocidad mecánica. En consecuencia, si la salida del generador se rectifica mediante un puente de diodos, la tensión DC obtenida es aproximadamente proporcional a la velocidad de giro; sin embargo, esa tensión también depende de la corriente porque aparecen caídas en la inductancia y la resistencia internas (Ekanayake et al., 2003). En forma simplificada,

$$V_{dc} \propto V_{ac}, V_{ac} \approx k\Phi\omega - j\omega L_s I_s \qquad (27)$$

lo que deja explícito que el aumento del viento eleva ω y, con ello, la tensión inducida, mientras que el aumento de la corriente demandada por la carga introduce caídas internas que reducen la tensión disponible en bornes o en el bus rectificado.

Si en lugar de un rectificador pasivo se utiliza un rectificador activo o un convertidor de potencia total, la interpretación cambia. En una topología Tipo 4, el generador se conecta a la red o al bus a través de un convertidor máquina-lado y un convertidor red-lado enlazados por un capacitor DC. En estas arquitecturas, el control del lado de red mantiene un voltaje DC prácticamente constante y puede regular soporte reactivo, mientras que el control del lado máquina ajusta la corriente del generador -y, por tanto, el torque electromagnético- para extraer la potencia deseada del rotor. En consecuencia, bajo convertidor activo, el viento fija principalmente la potencia disponible y la

corriente máxima sostenible, mientras que la tensión terminal queda fijada en gran medida por la estrategia de control del convertidor (Manwell et al., 2010).

En el caso de generadores de inducción conectados directamente a red, la situación es distinta; la generación ocurre cuando el rotor gira por encima de la velocidad síncrona, es decir, con deslizamiento negativo en la convención usual. En este régimen, la tensión y la frecuencia del estator quedan esencialmente impuestas por la red, de modo que el viento no modifica de forma directa el voltaje terminal: lo que modifica es el deslizamiento, la potencia activa entregada y las corrientes asociadas (Zhong et al., 2014). En generadores de inducción de velocidad fija, la variación de potencia activa sigue de cerca la variación de velocidad del rotor o del deslizamiento, mientras que la potencia reactiva se correlaciona más fuertemente con la tensión del sistema. Además, estas máquinas consumen potencia reactiva para su magnetización, por lo que requieren compensación capacitiva o soporte de red (Ekanayake et al., 2003).

En un DFIG, la dependencia se reparte entre estator, rotor y convertidor. El estator está conectado directamente a la red, por lo que su frecuencia y tensión quedan fijadas por ella; el rotor, en cambio, se conecta mediante un convertidor AC/DC/AC que regula potencia, voltaje DC y soporte reactivo (Driesen & Visscher, 2008). En este esquema, la potencia capturada por el viento se transmite a la red tanto por el estator como por el rotor, y el convertidor del lado red mantiene el voltaje del enlace DC constante. Además, en régimen supersíncrono, la potencia del rotor fluye hacia el capacitor DC y tiende a elevar su tensión, mientras que en régimen subsíncrono ocurre lo contrario. Así, en un DFIG el viento modifica la velocidad del rotor y el reparto de potencia entre estator y rotor, mientras que el control del convertidor condiciona el valor de la tensión DC y la componente reactiva (Alipoor et al., 2015).

La situación más sensible aparece en generadores de inducción autoexcitados en operación aislada. En estos sistemas no existe una red rígida que imponga tensión y frecuencia, por lo que ambas pasan a ser variables de estado determinadas conjuntamente por la velocidad, la capacitancia de excitación y la impedancia de carga. La tensión terminal y la frecuencia generada dependen fuertemente de la velocidad de rotación, de la carga y del banco capacitivo. Por tanto, un cambio de viento que altere la velocidad del rotor, o un cambio de carga que modifique corriente y consumo reactivo, afecta simultáneamente la frecuencia y la tensión terminal (Beck & Hesse, 2007).

En términos energéticos, el mecanismo de acoplamiento entre viento y carga puede resumirse por el balance

$$P_e \approx T_e \omega_m \qquad (28)$$

de modo que, para una velocidad dada, un incremento de potencia demandada por la carga exige un incremento de torque electromagnético y, por tanto, de corriente estatórica o de corriente controlada por el convertidor. Si el viento no aumenta al mismo tiempo, el torque aerodinámico deja de ser suficiente, la velocidad disminuye y con ello se reducen la fem y la potencia extraíble. En cambio, si el viento aumenta y la carga permanece constante, la máquina tiende a acelerar y a elevar la fem disponible; a partir de ahí, el control eléctrico o la propia carga determinan la nueva corriente y punto de operación. Por esta razón, la dependencia de V e I respecto de las variables eólicas y de la carga es siempre bidireccional: el viento fija el potencial de generación, pero la carga y el sistema eléctrico fijan cuánto de ese potencial se convierte efectivamente en corriente, tensión útil y potencia entregada (Karimi-Ghartemani, 2015).

5. Metodología

5.1 Tipo de proyecto

El presente trabajo de grado corresponde a un proyecto de desarrollo experimental con enfoque de investigación aplicada. Se clasifica de este modo porque busca diseñar, implementar y validar un prototipo funcional mediante el uso de herramientas de modelado, simulación y validación física. El carácter de desarrollo experimental radica en la construcción de un sistema tangible a partir de principios teóricos previamente establecidos, los cuales se verifican mediante simulaciones computacionales y pruebas en tiempo real con tecnología HIL. Al mismo tiempo, el proyecto tiene un componente de investigación aplicada, ya que utiliza conceptos científicos y técnicos para resolver una necesidad concreta del entorno académico. En consecuencia, el resultado esperado es un desarrollo tecnológico validado experimentalmente, más que la generación de conocimiento teórico nuevo.

5.2 Método

Para cumplir con el primer objetivo específico, se realizará el modelado del sistema de generación eólica y su integración a la microrred didáctica. Inicialmente, se llevará a cabo una revisión bibliográfica sobre la estructura y el funcionamiento de los aerogeneradores, los sistemas de conversión de energía y los esquemas típicos de control en microrredes. A partir de esta información se definirán las ecuaciones, parámetros y características eléctricas y mecánicas necesarias para construir el modelo del nodo eólico. Posteriormente, se asignarán valores de trabajo representativos al modelo, considerando condiciones de operación reales y seguras; Con estos parámetros se procederá a elaborar el modelo en Simulink/Simscape, representando el acoplamiento entre el generador, los convertidores y el punto común de conexión de la microrred; Finalmente, se realizarán simulaciones en diferentes escenarios.

Para el segundo objetivo específico, se abordará el desarrollo e implementación de los algoritmos de control del nodo eólico. En esta etapa se diseñarán los controladores para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), la regulación del convertidor DC/AC y el

control de potencia activa y reactiva. Cada controlador se codificará dentro del entorno de simulación de MATLAB/Simulink y se verificará su desempeño mediante pruebas de estabilidad, eficiencia y respuesta transitoria. Posteriormente, se configurará el entorno de validación Hardware-in-the-Loop (HIL), conectando el modelo virtual con dispositivos físicos de procesamiento y adquisición de datos. Esta integración permitirá verificar la correcta implementación de las estrategias de control y la comunicación entre los componentes simulados y los elementos reales del sistema.

En cumplimiento del tercer objetivo específico, se procederá a la validación experimental del nodo eólico; Esta etapa consistirá en realizar pruebas comparativas entre los resultados obtenidos por simulación y los generados en la emulación HIL. Se analizarán parámetros como la potencia entregada, la respuesta ante variaciones de carga o viento, y la estabilidad del sistema en diferentes modos de operación. Los resultados serán documentados en informes técnicos que incluyan gráficas, tablas y registros de datos experimentales, permitiendo evaluar el desempeño del nodo y su coordinación con otros elementos de la microrred didáctica. Con base en esta validación se elaborarán conclusiones y recomendaciones orientadas a la mejora y futura expansión del laboratorio de microrredes institucional

5.3 Instrumentos de recolección de información.

5.3.1 Fuentes primarias.

Las fuentes primarias están conformadas por documentos y materiales técnicos originales que contienen información directa sobre el funcionamiento, modelado y control de sistemas de generación eólica y microrredes eléctricas. Entre estas se incluyen artículos científicos de investigación, manuales de fabricantes de aerogeneradores y convertidores, normas técnicas internacionales (como IEC y IEEE relacionadas con microrredes y calidad de potencia), tesis de grado y trabajos académicos inéditos, y documentación oficial de MATLAB/Simulink y Simscape utilizada para el desarrollo del modelado y la simulación. Estas fuentes proporcionan los fundamentos teóricos y técnicos necesarios para construir los modelos y diseñar las estrategias de control del nodo eólico.

5.3.2 Fuentes secundarias.

Las fuentes secundarias están compuestas por materiales de consulta general y de carácter interpretativo o complementario, tales como libros de texto especializados en energías renovables, conversión de potencia, sistemas eléctricos y control automático, además de enciclopedias, revistas técnicas, artículos de divulgación científica, informes institucionales y recursos electrónicos que amplíen el contexto de la transición energética y la aplicación educativa de microrredes. Estas fuentes permiten contextualizar la relevancia del proyecto dentro del marco académico y tecnológico actual, facilitando la comprensión global del tema y apoyando el análisis de resultados obtenidos.

6. Resultados

El proyecto consiste en el diseño y construcción de un nodo de generación eólica didáctico integrado a una microrred a 12 V, combinando modelado en Simulink y Simscape con validación mediante Hardware in the Loop (HIL). El prototipo se concibe como un sistema modular que permite representar, de forma segura y manipulable, el comportamiento de un aerogenerador real, desde la conversión de la energía del viento hasta la entrega de potencia útil al bus de la microrred. Cada módulo se diseñó con especificaciones mínimas que garantizan operación estable, facilidad de integración con otros nodos y posibilidad de reconfiguración para distintos escenarios de práctica y experimentación.

El primer módulo corresponde a la emulación de la turbina eólica. A nivel de software se implementó un modelo aerodinámico en Simulink y Simscape que, a partir de una señal de velocidad de viento, calcula el par mecánico disponible en el eje del aerogenerador y su correspondiente potencia. Este par se replica en hardware mediante un actuador eléctrico (por ejemplo un motor de imanes permanentes controlado en velocidad o par) acoplado a un generador, de manera que el conjunto reproduzca la curva característica de una turbina de pequeña escala. Como especificaciones mínimas, este módulo permite variar la velocidad de viento en rangos que evidencian operación por debajo, en y por encima del punto de máxima potencia, y asegura que las magnitudes de tensión y corriente sean compatibles con el nivel de 12 V definido para la microrred didáctica.

El segundo módulo es el de conversión y acondicionamiento de potencia. Este incluye el generador eléctrico, la etapa de rectificación y el convertidor DC/DC encargado de regular el enlace de continua, así como el convertidor DC/AC encargado de inyectar potencia al bus de la microrred. La topología seleccionada permite controlar la tensión en el enlace DC y la forma de onda en el lado AC, garantizando que se cumplan los niveles de tensión, frecuencia y distorsión armónica establecidos para el entorno de laboratorio. Adicionalmente, este módulo integra sistemas básicos de medición y protección (sensado de tensión y corriente, protección contra sobrecorrientes y sobretemperatura) que permiten operar el nodo de manera segura y registrar las variables eléctricas relevantes para el análisis posterior.

El tercer módulo corresponde al sistema de control y supervisión. En él se implementaron los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), el control del convertidor

DC/AC y la regulación de potencia activa y reactiva, según el modo de operación de la microrred (isla o conectado a red). Estos controladores se desarrollaron en Simulink, de forma esquemática y con bloques funcionales, y posteriormente se desplegaron sobre una plataforma de control en tiempo real (dispositivo de procesamiento digital). Este módulo incluye también la adquisición de datos y una interfaz básica de usuario que permite visualizar variables clave (potencia generada, tensión, corriente, frecuencia, factor de potencia) y modificar parámetros de operación durante las prácticas de laboratorio.

El cuarto módulo es la integración con la microrred y el entorno HIL. En este caso, parte del sistema (la red, las cargas y otros nodos de generación) se implementaron como un modelo en tiempo real, mientras que el nodo eólico se materializa parcialmente en hardware. El enlace entre el modelo en Simulink/Simscape y el prototipo físico se realizó mediante una plataforma HIL que intercambia señales analógicas y digitales en tiempo real. De este modo, es posible someter el nodo eólico a condiciones de operación variables (cambios en carga, fallas simuladas, alteraciones en la red) sin necesidad de contar físicamente con todos los elementos de la microrred. En el diagrama de bloques asociado a esta arquitectura se distinguen claramente las fronteras entre los subsistemas simulados y los subsistemas físicos, así como los puntos de medición y control.

El principio operativo del prototipo puede describirse de la siguiente manera: el usuario define un perfil de viento y un modo de operación de la microrred; el modelo aerodinámico calcula el par y la potencia disponibles en el eje, que se emulan en el actuador mecánico acoplado al generador; la energía mecánica se convierte en energía eléctrica, que es acondicionada por los convertidores de potencia para entregar una tensión y corriente adecuadas al bus de 12 V de la microrred; de manera simultánea, los algoritmos de control ajustan el punto de operación para maximizar la captación de energía, mantener la calidad de la tensión y coordinarse con los demás nodos. Todo el proceso se supervisa desde el entorno de simulación y la plataforma HIL, permitiendo comparar resultados teóricos y experimentales. Esta configuración ofrece un banco de pruebas flexible, en el que será posible ajustar parámetros, incorporar nuevas estrategias de control y escalar en complejidad sin modificar la estructura fundamental del prototipo.

6.1 Modelado del sistema de generación eólica y su integración a la microrred didáctica

6.1.1 Nodo eólico

Una vez establecidas las ecuaciones del nodo eólico, la construcción del modelo requiere la definición rigurosa de los parámetros físicos, nominales y operativos de cada subsistema. En el bloque aerodinámico se fijan la geometría del rotor, la curva ($C_p(\lambda, \beta)$), la densidad del aire y las velocidades características de operación, pues estos elementos determinan la potencia y el par mecánico disponibles. En el subsistema se fijan la inercia equivalente, la fricción y los límites de par y velocidad, ya que estos parámetros gobiernan la respuesta transitoria del eje y condicionan la forma en que la variabilidad del viento y de la carga se refleja en la velocidad de giro.

En el generador se especifican la resistencia estatórica, las inductancias, el flujo magnético o, de forma equivalente, la constante de fuerza contraelectromotriz o de par, junto con sus valores nominales de tensión, corriente, velocidad y potencia, puesto que estos parámetros determinan la relación entre variables mecánicas y eléctricas. En la etapa de conversión y enlace DC se fijan el nivel nominal de tensión, la capacitancia del enlace, el tipo de convertidor, su rango de operación, sus límites de corriente y un modelo representativo de pérdidas, dado que estos elementos definen la dinámica energética del nodo y la interacción con la carga o la microrred.

Desde el punto de vista metodológico, la parametrización logra diferenciar entre parámetros de la planta y parámetros del sistema de control. Los primeros describen la física del nodo eólico y se obtienen, preferiblemente, a partir de hojas de datos, curvas características del fabricante o ensayos de identificación; los segundos corresponden a las leyes de control, referencias y ganancias, y sólo deben ajustarse una vez la planta haya sido correctamente parametrizada. Asimismo, es conveniente distinguir entre parámetros medibles, parámetros asumidos con justificación técnica y parámetros sintonizados, con el fin de garantizar trazabilidad y consistencia en el proceso de modelado.

Para aplicaciones de simulación dinámica y validación HIL, resulta además recomendable conservar las variables de estado esenciales -velocidad mecánica, variables eléctricas del generador, tensión del enlace DC y variables del convertidor de salida- y emplear, en una primera etapa, modelos promedio en la electrónica de potencia, ya que éstos preservan el balance energético del sistema y reducen la carga computacional sin perder representatividad funcional.

A continuación, se presenta en la figura 1 el esquema funcional del nodo eólico

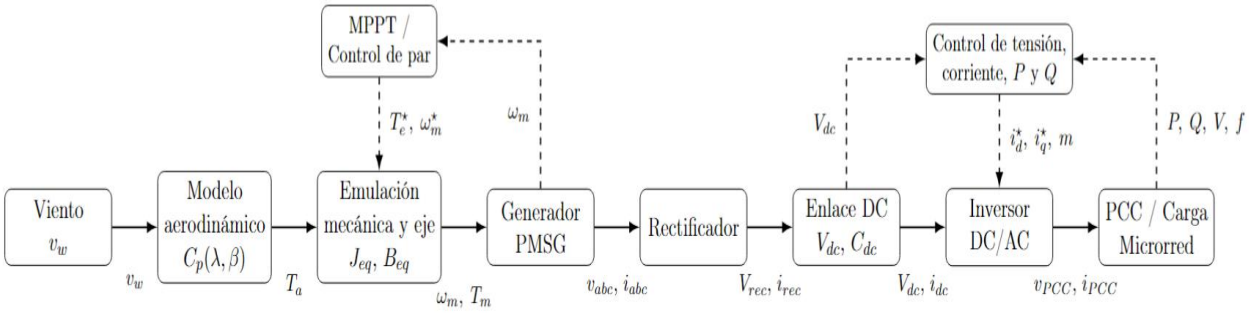

Figura 1. Esquema funcional del nodo eólico

Fuente. Diseño propio

6.2 Modelado del sistema de generación eólica y su integración con la microrred didáctica

Con los parámetros anteriormente estudiados se elaboró el modelo en MATHLAB - Simulink/Simscape, representando el acoplamiento entre el generador, los convertidores y el punto común de conexión de la microrred, finalmente, se realizaron simulaciones en diferentes escenarios.

Para el primer objetivo específico, el modelo del nodo eólico se desarrolló en MATLAB/Simulink/Simscape como un sistema multiphysics que representa de manera explícita el acoplamiento entre la fuente eólica, el subsistema mecánico, el generador, los convertidores y el punto común de conexión de la microrred. La variable principal de entrada es la velocidad del viento, mientras que la temperatura ambiente se incorpora como una variable exógena que modifica la densidad del aire y, por tanto, la potencia aerodinámica disponible; adicionalmente, podrá considerarse en la variación de parámetros eléctricos sensibles a la temperatura, como la resistencia del estator.

La carga se representó mediante su impedancia equivalente en el punto de conexión, de forma que la corriente, la tensión terminal y la potencia entregada resulten del equilibrio entre la potencia disponible del recurso eólico, la capacidad de conversión del generador y la demanda impuesta por la carga. En esta formulación, las salidas de interés son la velocidad mecánica, el voltaje y la corriente del generador, la tensión del enlace DC, la tensión y corriente en el PCC, y la potencia eléctrica suministrada.

Desde el punto de vista de implementación, resultó metodológicamente conveniente construir el modelo en dos niveles. En un primer nivel se empleó un modelo promedio de los convertidores, con el fin de conservar el balance energético del sistema y reducir el costo computacional de las simulaciones; este enfoque es especialmente útil durante la etapa de parametrización, ajuste de controladores y exploración de escenarios.

En un segundo nivel, el modelo se migró a una representación más detallada para validación en tiempo real y pruebas HIL. Esta estrategia es consistente con la documentación oficial de MathWorks, donde los bloques promedio de convertidores DC/DC e inversores se recomiendan precisamente para acelerar la simulación y estudiar la regulación de tensión, potencia y modulación sin introducir todavía el detalle completo de conmutación.

Con base en las ecuaciones ya definidas para el aerogenerador, el modelo permite obtener las curvas de trabajo del nodo eólico en condiciones de vacío y bajo carga. La curva en vacío se asocia principalmente a la relación entre velocidad del viento, velocidad de giro y tensión generada o rectificada cuando la corriente suministrada es nula o despreciable.

Las curvas con carga se obtienen imponiendo distintos valores de impedancia equivalente, de modo que pueda observarse la modificación del punto de operación eléctrico en términos de voltaje, corriente y potencia. Estas curvas no sólo permiten verificar la coherencia del modelo, sino también definir los rangos útiles de operación, identificar regiones de máxima transferencia de potencia y seleccionar valores nominales de tensión, corriente y convertidores antes de la implementación final en Simscape.

En este marco, el primer resultado no se limitó a la construcción del diagrama en Simulink, sino que comprende la obtención de una planta matemáticamente consistente, parametrizada y verificable.

Por ello, el modelo se sometió, mínimamente, a escenarios de simulación con variación escalonada de velocidad del viento, cambios de temperatura ambiente, operación sin carga, operación con diferentes impedancias de carga y transiciones entre condiciones ligeras y pesadas de demanda. A partir de estas simulaciones se generaron curvas y superficies de operación que permitan relacionar directamente las entradas del sistema -velocidad del viento, temperatura e impedancia de carga- con sus salidas eléctricas principales.

6.3 Desarrollo de algoritmos de control del nodo eólico

Para el segundo objetivo específico, el desarrollo de los algoritmos de control se organizó en capas funcionales. La primera capa corresponde al algoritmo MPPT, encargado de fijar la referencia de potencia o de par del generador a partir del recurso eólico disponible. Dado que el proyecto parte de un modelo conocido de turbina, la estrategia más coherente para una primera implementación es el control por torque óptimo, en el cual la referencia de par se define proporcional al cuadrado de la velocidad mecánica, reproduciendo la ley óptima de captura en la región subnominal. Este enfoque es consistente con los modelos de turbina y control de MathWorks, donde el bloque y los ejemplos de aerogenerador utilizan velocidad del generador, pitch y velocidad del viento para calcular el torque aplicado y la referencia de potencia en MPPT.

La segunda capa corresponde a la regulación del enlace DC y del convertidor de salida. En esta etapa, el convertidor DC/DC o la interfaz equivalente garantiza que la variabilidad del generador no se traduzca de manera descontrolada en la tensión del bus. Para ello, se implementó un lazo PI de tensión sobre V_{dc}, cuya salida fija la referencia de potencia o corriente requerida al generador y al convertidor. La documentación oficial de MathWorks para convertidores promedio DC/DC muestra precisamente este esquema: una regulación PI de la tensión de salida o del enlace de continua, con ajuste del duty cycle como variable de actuación.

La tercera capa de control se ubicó en el inversor DC/AC. En modo conectado a red, el inversor opera con sincronización de fase y control en marco síncrono dq, de manera que la potencia activa y la reactiva puedan regularse de forma desacoplada a través de las referencias de corriente. Para ello, el uso de una transformada de Park y un PLL resultó técnicamente adecuado, ya que permitió alinear las variables con la tensión de red y convertir el problema trifásico en uno linealizable en ejes d y q. La documentación de MathWorks establece que la transformada de Park puede implementarse en forma invariante en potencia y que el control del inversor puede formularse en términos de magnitud, fase y modulación.

En modo isla, el algoritmo del convertidor de salida no se limitó a seguir una referencia externa de tensión y frecuencia, sino que participa en la formación del bus de la microrred. En este caso, la estrategia empleada es una regulación tipo droop, en la cual la frecuencia se ajusta en función de la potencia activa y la tensión en función de la potencia reactiva. MathWorks documenta esta filosofía en sus ejemplos de microredes insulares y convertidores grid-forming, donde el droop se

utiliza para compartir carga y sostener la operación estable del sistema ante perturbaciones de demanda.

En consecuencia, el segundo resultado debe entenderse como la construcción de una arquitectura jerárquica de control compuesta por: i) un algoritmo MPPT para maximizar la potencia útil extraída; ii) un regulador de tensión del enlace DC; iii) un controlador del inversor en marco dq para regulación de potencia activa y reactiva en modo red; y iv) una estrategia de formación de red basada en tensión-frecuencia o droop para operación en isla. La validación de estos algoritmos se realizó mediante pruebas de seguimiento de referencia, rechazo a perturbaciones, cambios de carga, variación de viento y verificación de límites de corriente, tensión y modulación.

6.4 Validación del desempeño del nodo eólico a través de pruebas de simulación y experimentación HIL

Para completar el modelado integral del nodo eólico, el sistema de control se organizó de forma jerárquica en tres niveles: i) un nivel de extracción de energía, asociado al MPPT y al control del generador; ii) un nivel de equilibrio energético, asociado a la regulación del enlace DC; y iii) un nivel de interfaz con la microrred, asociado al convertidor DC/AC y al control de potencia activa y reactiva en el punto común de conexión. En las topologías eólicas con convertidor de potencia total, no existe conexión eléctrica directa entre el generador y la red, por lo que el convertidor del lado AC puede regular de forma independiente la potencia activa y reactiva. En esta estructura, el enlace DC cumple la función de buffer energético: si la potencia transferida desde el generador excede la entregada al lado AC, el voltaje del enlace aumenta; si ocurre lo contrario, el voltaje disminuye. Por esta razón, la regulación de V_{dc} no es una tarea auxiliar, sino el mecanismo central para coordinar el generador, los convertidores y la carga dentro del nodo eólico.

En modo conectado a red, la estrategia más adecuada para el convertidor DC/AC es un control orientado al voltaje del PCC en marco síncrono dq. Para ello, la tensión trifásica del punto de conexión se sincronizó mediante un PLL trifásico, el cual estima el ángulo y la frecuencia de la componente fundamental. Posteriormente, las señales trifásicas de tensión y corriente se transforman del sistema abc al sistema $dq0$ por medio de la transformada de Park en su forma invariante en potencia. Esta formulación permite trabajar con variables continuas en régimen casi

estacionario y, además, preservar las relaciones de potencia entre los marcos abc y $dq0$, lo cual es esencial para implementar control desacoplado de potencia activa y reactiva.

Bajo orientación al voltaje de red, se alineó el eje d con el vector de tensión del PCC, de modo que $v_q \approx 0$. En esta condición, la potencia activa y la potencia reactiva quedan asociadas principalmente a las corrientes i_d e i_q, respectivamente, lo que permite un desacoplamiento funcional del control. En términos prácticos, la referencia de corriente directa se asocia al intercambio de potencia activa o al sostenimiento del enlace DC, mientras que la referencia de corriente en cuadratura se asocia al intercambio de potencia reactiva o al factor de potencia requerido. Esta misma lógica aparece en modelos de turbinas eólicas PMSG con convertidor total, donde el convertidor del lado línea utiliza control orientado al voltaje para desacoplar potencia activa y reactiva.

Con esta orientación, la estructura de control del convertidor DC/AC se formuló en dos lazos en cascada. El lazo externo de potencia o de enlace DC genera las referencias de corriente $i_d^\star$ e $i_q^\star$, mientras que el lazo interno de corriente obliga al inversor a seguir dichas referencias. Una formulación consistente para el lazo externo es

$$e_{vdc} = V_{dc}^\star - V_{dc}, i_d^\star = K_{p,v}(e_{vdc}) + K_{i,v}\int e_{vdc}\, dt \qquad (29)$$

Cuando el objetivo prioritario es sostener el enlace DC, y

$$i_q^\star = -\frac{2}{3}\frac{Q^\star}{v_d} \qquad (30)$$

Cuando se impone una referencia de potencia reactiva. De manera equivalente, si se desea fijar directamente potencia activa, puede emplearse

$$i_d^\star = \frac{2}{3}\frac{P^\star}{v_d} \qquad (31)$$

Así, el control del enlace DC actúa como regulador indirecto de potencia activa, mientras que el lazo de Q fija el soporte reactivo del nodo. Esta organización es coherente con la filosofía de control de convertidores promedio en Simscape Electrical y con el hecho de que el convertidor promedio refleja la demanda de potencia AC como demanda de potencia DC.

El lazo interno del convertidor DC/AC se implementó como un controlador PI desacoplado en ejes dq, incluyendo los términos cruzados del filtro de salida para compensar el acoplamiento dinámico entre corrientes. Para un filtro $L_f - R_f$, una forma estándar de las referencias de tensión del inversor es

$$v_{inv,d}^{\star} = v_{pcc,d} + R_f i_d + L_f \frac{di_d}{dt} - \omega L_f i_q + u_d, v_{inv,q}^{\star}$$
$$= v_{pcc,q} + R_f i_q + L_f \frac{di_q}{dt} + \omega L_f i_d + u_q, \qquad (32)$$

donde

$$u_d = K_{p,id}(i_d^{\star} - i_d) + K_{i,id}\int (i_d^{\star} - i_d)\, dt, u_q = K_{p,iq}(i_q^{\star} - i_q) + K_{i,iq}\int (i_q^{\star} - i_q)\, dt \qquad (33)$$

Esta formulación permitió obtener seguimiento rápido de corriente, rechazo de perturbaciones y desacoplamiento dinámico entre ejes. En la implementación en Simulink/Simscape, estas tensiones de referencia alimentan el bloque del inversor promedio o, en una etapa posterior, el modulador PWM del convertidor detallado.

Cuando el nodo opere en modo isla, la filosofía de control debe cambiar de grid-following a grid-forming. En este caso, el convertidor DC/AC deja de seguir una tensión externa y pasa a sintetizar la tensión y la frecuencia del bus local. Para ello, resulta apropiada una ley primaria tipo droop, en la que la frecuencia se corrige en función de la potencia activa y la magnitud de tensión en función de la potencia reactiva:

$$\omega^{\star} = \omega_0 - m_p(P - P^{\star}), V^{\star} = V_0 - n_q(Q - Q^{\star}) \qquad (34)$$

A partir de estas referencias, se implementó un lazo externo de tensión y un lazo interno de corriente. Esta estrategia es la más coherente para microrredes insulares con recursos basados en convertidores, ya que permite reparto de carga, estabilidad operativa y funcionamiento autónomo del bus.

La verificación del desempeño de los controladores se realizó en dos dominios complementarios. En el dominio de pequeña señal, los lazos de corriente, tensión y potencia se analizaron a partir del modelo promedio linealizado, evaluando ancho de banda, márgenes de ganancia y márgenes de fase. MathWorks recomienda el uso del diseño en diagrama de Bode precisamente para ajustar compensadores con especificaciones de banda pasante y márgenes de estabilidad, además de restricciones de tiempo de subida, sobreimpulso y error estacionario. En el dominio temporal, la validación incluyó perturbaciones escalón y rampas sobre velocidad del viento, cambios de impedancia de carga, variaciones de referencia de P y Q, y cambios de modo de operación en función del alcance del proyecto.

La evaluación cuantitativa del desempeño del nodo se apoyó en variables medidas directamente en Simulink/Simscape. La potencia activa y reactiva en el PCC se calcularon con bloques de

medición trifásica, mientras que la frecuencia y el ángulo de sincronización se obtuvieron mediante el PLL. A partir de estas mediciones, los indicadores mínimos de desempeño incluyen: error de seguimiento de V_{dc}, error de seguimiento de P y Q, tiempo de establecimiento, sobreimpulso, amortiguamiento ante cambios de carga, y utilización del convertidor en términos de corriente y modulación. Para la eficiencia, resulta apropiado distinguir entre eficiencia del inversor,

$$\eta_{DC/AC} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \qquad (35)$$

y eficiencia global del nodo,

$$\eta_{nodo} = \frac{P_{PCC}}{P_{gen}} o \eta_{nodo} = \frac{P_{PCC}}{P_a} \qquad (36)$$

Según el nivel de detalle con que se representen pérdidas aerodinámicas, mecánicas y eléctricas. La documentación del inversor promedio establece explícitamente que la potencia demandada en el lado AC se refleja como demanda en el lado DC más una pérdida fija, lo que sustenta esta forma de cuantificar eficiencia por etapa.

En consecuencia, el diseño de control del nodo eólico se gestó como una arquitectura jerárquica integrada: el MPPT determina la potencia mecánica utilizable; la regulación del enlace DC coordina el equilibrio energético entre generador y convertidor; y el convertidor DC/AC, mediante control en marco dq, garantiza el intercambio controlado de potencia activa y reactiva con la microrred. En modo conectado a red, la prioridad es el seguimiento desacoplado de P y Q con estabilidad del enlace DC; en modo isla, la prioridad pasa a ser el sostenimiento de la tensión y la frecuencia del bus. La verificación de estos controladores debe realizarse tanto en pequeña señal como en simulación temporal, de modo que el modelo no sólo reproduzca el comportamiento nominal del nodo, sino también su respuesta estable, eficiente y transitoria ante cambios del recurso eólico y de la carga.

6.4.1 Verificación de hardware para la integración del nodo eólico

La integración entre el modelo desarrollado en MATLAB/Simulink/Simscape y los elementos físicos del sistema requiere una etapa previa de verificación de hardware, con el fin de garantizar que la implementación experimental reproduzca de manera confiable las condiciones asumidas en el modelo y que la interacción entre sensores, actuadores, convertidores y sistema de adquisición

no comprometa la estabilidad ni la seguridad del nodo eólico. Esta verificación permite comprobar la correcta instrumentación del sistema, la consistencia de las señales eléctricas y de control, la operatividad de los dispositivos de potencia y la integridad de los enlaces de comunicación entre los componentes simulados y reales. Asimismo, constituye la base para validar posteriormente el desempeño de los algoritmos de control bajo condiciones de operación controladas y repetibles.

A continuación, se muestra en la tabla 1 el chequeo del hardware para la verificación del nodo eólico

Tabla 1.
Chequeo del hardware para la verificación del nodo eólico

Ítem de verificación	Elemento por verificar	Criterio de revisión	Propósito de la verificación	Evidencia esperada
1	**Fuente de alimentación principal**	Verificar nivel de tensión, capacidad de corriente y polaridad correctas en cada subsistema	Garantizar que generador, convertidores, sensores y sistema de control operen dentro de su rango nominal y evitar daños por alimentación incorrecta	Medición de tensiones DC/AC dentro del margen especificado y registro de consumo sin sobrecorriente
2	**Sistema de puesta a tierra y referencia común**	Comprobar continuidad de tierra, referencia compartida de señales y ausencia de lazos de masa indeseados	Evitar ruido, errores de medición, referencias flotantes y riesgos eléctricos durante la integración	Continuidad eléctrica validada y señales estables respecto a una referencia común
3	**Cableado de potencia**	Revisar calibre, aislamiento, polaridad, apriete de terminales y ruta física de los conductores	Prevenir caídas excesivas de tensión, calentamiento, falsos contactos y fallas por conexión errónea	Inspección visual satisfactoria y ausencia de calentamiento anormal en operación
4	**Cableado de señales y control**	Verificar integridad de conexiones analógicas y digitales, blindaje	Reducir interferencia electromagnética y asegurar adquisición	Señales sin ruido excesivo, sin saturación y sin pérdida de comunicación

		y separación respecto al cableado de potencia	confiable de variables de medición y mando	
5	**Sensores de tensión**	Validar rango de medición, factor de escala, polaridad y linealidad	Asegurar que las tensiones medidas correspondan a los valores reales del sistema y puedan ser usadas en control y protección	Error de medición dentro del margen admisible frente a instrumento patrón
6	**Sensores de corriente**	Verificar calibración, orientación, offset y respuesta ante carga	Confirmar la correcta estimación de potencia, torque eléctrico y variables de protección	Corrientes medidas coherentes con la carga aplicada y sin offset significativo
7	**Sensor de velocidad o estimación de velocidad**	Comprobar lectura de velocidad mecánica, resolución y estabilidad temporal	Garantizar la validez de la variable usada en MPPT, supervisión dinámica y evaluación del acoplamiento electromecánico	Señal de velocidad estable y consistente con la operación del eje o emulador
8	**Medición de temperatura ambiente y/o térmica**	Verificar sensado y registro de temperatura en puntos relevantes	Incorporar adecuadamente la influencia térmica en parámetros del modelo y detectar sobrecalentamientos	Lecturas coherentes con condiciones ambientales y sin deriva anómala
9	**Actuador o emulador mecánico**	Revisar capacidad de torque, rango de velocidad y seguimiento de referencia	Confirmar que el subsistema mecánico puede reproducir el comportamiento equivalente de la turbina modelada	Respuesta estable ante referencias de torque o velocidad y ausencia de saturación prematura

10	**Generador eléctrico**	Verificar tensión en vacío, corriente bajo carga, continuidad de devanados y comportamiento nominal	Confirmar que el generador responde de acuerdo con el modelo y que su acoplamiento mecánico-eléctrico es funcional	Curvas de tensión/corriente coherentes con la velocidad y la carga aplicada
11	**Convertidor DC/DC**	Revisar tensión de entrada y salida, duty cycle, límites de corriente y respuesta del lazo de regulación	Validar la regulación del enlace DC y el correcto acondicionamiento de potencia entre el generador y el bus	Tensión de salida regulada y respuesta transitoria sin oscilaciones excesivas
12	**Inversor DC/AC**	Verificar modulación, tensión de salida, frecuencia, forma de onda y capacidad de suministro	Asegurar que la interfaz con la microrred opere de forma estable y con calidad eléctrica aceptable	Señal AC estable, frecuencia controlada y corriente dentro del rango admisible
13	**Enlace DC**	Comprobar valor de tensión, rizado, capacidad del capacitor y comportamiento ante cambios de carga	Verificar el balance energético del nodo y la estabilidad del acoplamiento entre etapas	Tensión DC cercana al valor de referencia y rizado dentro del límite de diseño
14	**Protecciones eléctricas**	Verificar fusibles, disyuntores, límites de corriente, sobretensión, sobretemperatura y parada de emergencia	Proteger el equipo y al operador frente a fallas de hardware o errores de control	Activación correcta de protecciones bajo condiciones de prueba controladas
15	**Sistema de adquisición de datos**	Revisar frecuencia de muestreo, resolución, sincronización y saturación de canales	Garantizar que las variables observadas representen correctamente la dinámica del sistema	Señales registradas sin aliasing relevante ni pérdida de muestras

16	**Comunicación entre simulación y hardware**	Verificar envío y recepción de señales entre Simulink/Simscape y los dispositivos físicos	Confirmar la correcta integración entre el entorno de simulación y el montaje experimental	Latencia aceptable, actualización consistente y ausencia de pérdidas de enlace
17	**Correspondencia señal simulada–señal real**	Comparar amplitud, signo, escala y tiempo de respuesta entre variables del modelo y del hardware	Validar que la implementación física reproduce fielmente las variables definidas en simulación	Error de seguimiento reducido entre señales análogas del modelo y del sistema físico
18	**Ensayo sin carga**	Operar el sistema en vacío y registrar tensiones, velocidad y estabilidad general	Establecer la condición base de funcionamiento del nodo antes de aplicar carga	Curvas en vacío sin inestabilidades, sobrecorrientes ni activación de protecciones
19	**Ensayo con carga controlada**	Aplicar distintas impedancias de carga y medir tensión, corriente y potencia entregada	Verificar el comportamiento real del nodo en condiciones equivalentes a las simuladas	Respuesta coherente con las curvas previstas de operación bajo carga
20	**Respuesta transitoria**	Evaluar cambios escalón en viento emulado, referencia de control o carga	Comprobar estabilidad, amortiguamiento y tiempos de establecimiento del sistema	Respuesta sin divergencia, con sobreimpulso y tiempo de establecimiento dentro de criterios aceptables

Fuente. Diseño propio.

La tabla anterior organiza la verificación del hardware en cinco dominios complementarios. En primer lugar, se encuentran las condiciones básicas de operación segura, asociadas a alimentación, puesta a tierra, cableado y protecciones. Estos elementos no sólo determinan la seguridad del montaje, sino que condicionan directamente la calidad de las señales y la confiabilidad de las mediciones. En segundo lugar, se agrupan los elementos de instrumentación, cuyo objetivo es

asegurar que las magnitudes utilizadas por el sistema de control -tensión, corriente, velocidad y temperatura- representen adecuadamente el estado físico del nodo. Un error en esta etapa se propaga al resto de la arquitectura y compromete tanto la validación del modelo como el desempeño de los controladores.

En tercer lugar, la tabla contempla la verificación funcional de los subsistemas de potencia: actuador o emulador mecánico, generador, convertidor DC/DC, enlace DC e inversor DC/AC. La finalidad de esta etapa es comprobar que cada bloque físico reproduce la función que le corresponde dentro del modelo del nodo eólico y que su operación permanece dentro de límites nominales. En cuarto lugar, se incluye la validación del sistema de adquisición y de la comunicación entre el entorno de simulación y los elementos reales, aspecto indispensable cuando se pretende avanzar hacia esquemas de validación en tiempo real o HIL. Finalmente, la tabla incorpora pruebas globales del sistema, tanto en vacío como bajo carga y durante perturbaciones transitorias, con el fin de verificar la coherencia entre la respuesta observada experimentalmente y la respuesta prevista por el modelo. La figura 2 muestra el esquema de hardware para el nodo eólico

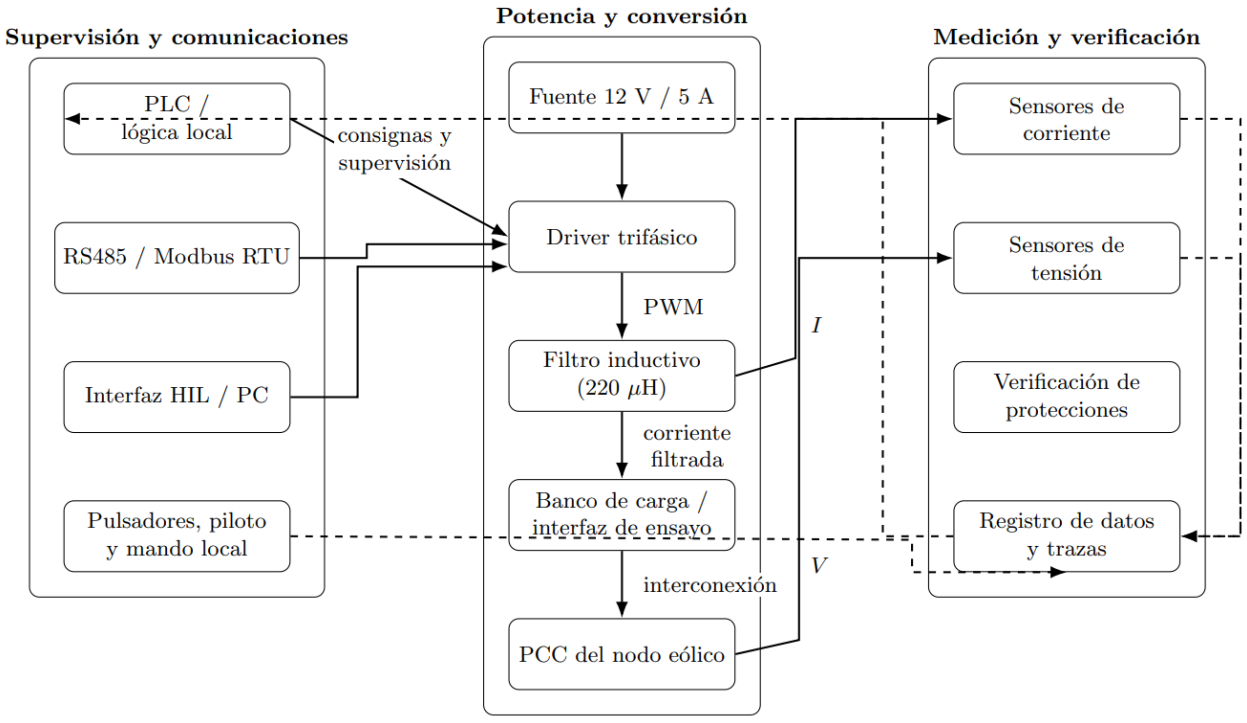

Figura 2. Esquema de hardware para el nodo eólico

Fuente. Diseño propio.

También se presenta en la figura 3 el esquema de integración HIL

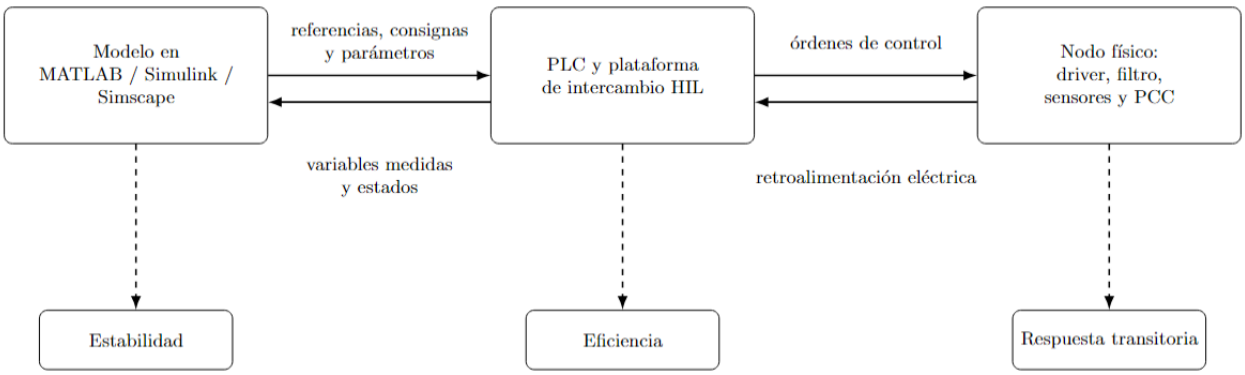

Figura 3. Esquema de integración HIL

Fuente. Diseño propio.

6.5 Resultados del proyecto

Como resultado del proyecto se obtuvo un nodo eólico didáctico integrado a una microrred de baja tensión, concebido como una unidad de generación capaz de reproducir el comportamiento dinámico de conversión de energía desde el recurso eólico hasta la entrega controlada de potencia eléctrica en el punto común de conexión. La estructura del nodo comprende la emulación de la fuente eólica, el subsistema mecánico equivalente, el generador, la etapa de rectificación y enlace DC, el convertidor DC/AC, el sistema de medición y la capa de supervisión y comunicaciones. Esta configuración permite representar de manera coherente el acoplamiento entre la velocidad del viento, la temperatura ambiente, la impedancia de la carga y la respuesta eléctrica del nodo en términos de tensión, corriente y potencia suministrada.

En el entorno MATLAB/Simulink/Simscape se desarrolló el modelo integral del nodo eólico, de manera que se representa explícitamente la interacción entre el generador, los convertidores y el punto común de conexión de la microrred. Las entradas principales del modelo son la velocidad del viento y la temperatura ambiente, mientras que la carga se incorpora mediante su impedancia equivalente. A partir de estas variables se obtuvieron como salidas la tensión, la corriente y la potencia eléctrica entregada, así como las curvas de trabajo en vacío y bajo carga. Esta etapa permitió verificar la consistencia física del modelo, identificar sus regiones útiles de operación y establecer la relación funcional entre recurso eólico, demanda eléctrica y capacidad de conversión del nodo.

De forma complementaria, se desarrolló el conjunto de algoritmos de control necesarios para la operación estable y eficiente del sistema. Dichos algoritmos incluyen el seguimiento del punto de máxima potencia, la regulación del enlace DC, el control del convertidor DC/AC y la regulación de potencia activa y reactiva en el punto de conexión. Su implementación se realizó dentro del entorno de simulación con una arquitectura jerárquica de control, de modo que el nodo no sólo reproduzca el comportamiento de una fuente renovable variable, sino que además responda de forma coordinada ante cambios en el viento, variaciones de carga y perturbaciones del sistema.

6.5.1 Regulación del convertidor DC/AC y control de potencia activa y reactiva

El convertidor DC/AC constituye la interfaz principal entre el nodo eólico y la microrred, por lo que su sistema de control garantiza transferencia estable de energía, calidad aceptable de la tensión y capacidad de regulación en el punto común de conexión. Para ello, el convertidor se controla en un marco síncrono dq, lo que permite desacoplar la regulación de potencia activa y reactiva y formular la estrategia de control sobre variables continuas de fácil interpretación física. En esta estructura, la referencia de corriente en el eje directo se asoció al intercambio de potencia activa y al sostenimiento del enlace DC, mientras que la referencia en el eje en cuadratura se empleó para la regulación de potencia reactiva y del soporte de tensión.

La arquitectura de control se organizó en lazos en cascada. El lazo externo de tensión del enlace DC genera la referencia de potencia activa requerida por el convertidor, asegurando el equilibrio energético entre el generador y la etapa de salida. De manera paralela, el lazo de potencia reactiva fija la referencia correspondiente para la componente en cuadratura. A partir de estas referencias se implementaron lazos internos de corriente, encargados de imponer el comportamiento dinámico del convertidor y de proporcionar rapidez de respuesta ante perturbaciones. Esta organización permite un control desacoplado, con seguimiento de referencias y rechazo de perturbaciones, tanto en condiciones nominales como durante cambios de carga.

Cuando el nodo opere conectado a la microrred, el convertidor funcionará bajo una estrategia de seguimiento de tensión y frecuencia en el punto común de conexión, regulando de manera explícita la potencia activa y reactiva entregadas. En cambio, cuando opere en modo isla, el convertidor deberá participar en el sostenimiento del bus, por lo que el control incorpora referencias de tensión y frecuencia propias, apoyadas en una estrategia primaria tipo droop o en una regulación

equivalente de formación de red. De esta manera, el convertidor no actúa únicamente como una etapa de adaptación de potencia, sino como el elemento que define el comportamiento eléctrico del nodo frente al resto de la microrred.

Cada controlador se codificó en MATLAB/Simulink y se evaluó mediante pruebas de estabilidad, eficiencia y respuesta transitoria. La verificación incluyó cambios escalón en velocidad del viento, variaciones de impedancia de carga, perturbaciones de referencia y análisis de seguimiento de P, Q y V_{dc}. Los indicadores mínimos de desempeño son el error en régimen permanente, el tiempo de establecimiento, el sobreimpulso, la capacidad de amortiguamiento, la utilización de corriente del convertidor y la eficiencia de conversión. Con ello se garantiza que la implementación del control no se limite a un funcionamiento nominal, sino que mantenga un comportamiento robusto ante condiciones variables de operación.

6.5.2 Inversor

Se implementó de forma computacional el control de un inversor trifásico mediante la técnica de modulación por ancho de pulso sinusoidal (SPWM), cuyo fin primordial es transformar una fuente de corriente continua en una señal de corriente alterna balanceada. El sistema opera generando tres señales de control que mantienen un desfase eléctrico constante de 120 grados entre sí, lo que garantiza la estabilidad necesaria para alimentar motores o cargas industriales. Para lograr esto, el firmware gestiona la polaridad de cada rama del inversor y ajusta la potencia entregada en cada instante basándose en el valor absoluto de una función seno calculada punto a punto.

La arquitectura del programa se diseñó bajo una estructura de tiempo real donde un temporizador de hardware activa periódicamente el cálculo de los valores de tensión instantánea. Se programó utilizando contadores angulares que recorren un ciclo completo de 360 grados, asegurando que las tres fases se mantengan perfectamente sincronizadas incluso ante cambios bruscos en la operación. Además, el software integra una interfaz de comunicación serial que permite al usuario enviar comandos para modificar la frecuencia de salida de forma dinámica, recalculando automáticamente los periodos de los relojes internos para adaptarse a la nueva velocidad solicitada por el operador. Finalmente, el sistema reserva una tarea de monitoreo permanente que verifica la integridad del procesador a través de una señal visual de estado.

Las imágenes obtenidas del osciloscopio validan experimentalmente la implementación del algoritmo de modulación por ancho de pulso sinusoidal. En ellas se observa cómo la señal de salida no es una onda senoidal pura de baja frecuencia, sino una sucesión de pulsos rectangulares de alta frecuencia cuya anchura varía dinámicamente (ver figura 4). Esta variación sigue una ley de control senoidal, donde la densidad de los pulsos es máxima en los picos de la onda y mínima en los cruces por cero. Este comportamiento es característico de una etapa de potencia que opera en conmutación, permitiendo que el promedio de la tensión aplicada a la carga emule con alta precisión la forma de una señal alterna, minimizando las pérdidas por disipación de calor en los semiconductores.

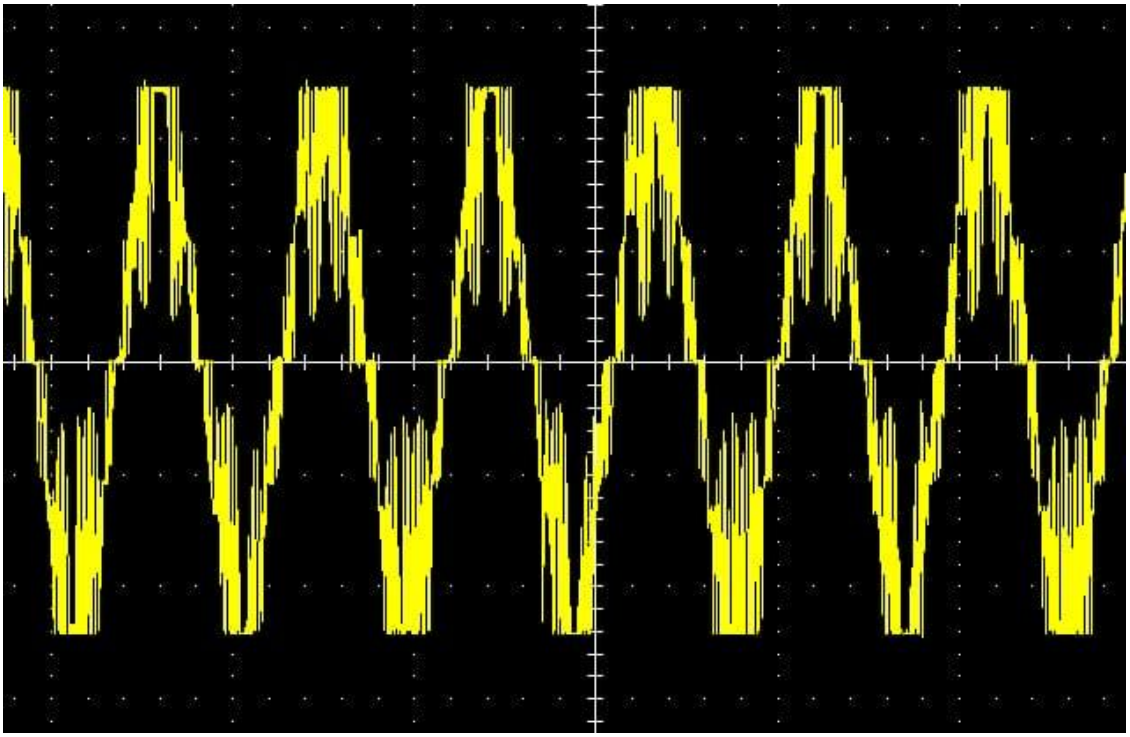

Figura 4. Señal de salida para modulación por ancho de pulso senoidal

Fuente. Notas de clase.

Al observar la comparativa entre los canales en las capturas multiseñal, se hace evidente la sincronización y el desfase temporal programado en el firmware (figura 5). Las señales presentan un desplazamiento relativo que corresponde a los 120 grados eléctricos necesarios para un sistema trifásico equilibrado. Esta separación es fundamental para la generación de un campo magnético rotativo uniforme en motores de inducción, evitando vibraciones mecánicas y optimizando el

consumo energético. La morfología escalonada que se aprecia en las transiciones de los pulsos es el resultado directo de la interacción entre las ramas del inversor, lo que confirma que el procesador está gestionando correctamente los tiempos de conmutación y la polaridad de cada fase de acuerdo con el conteo angular establecido.

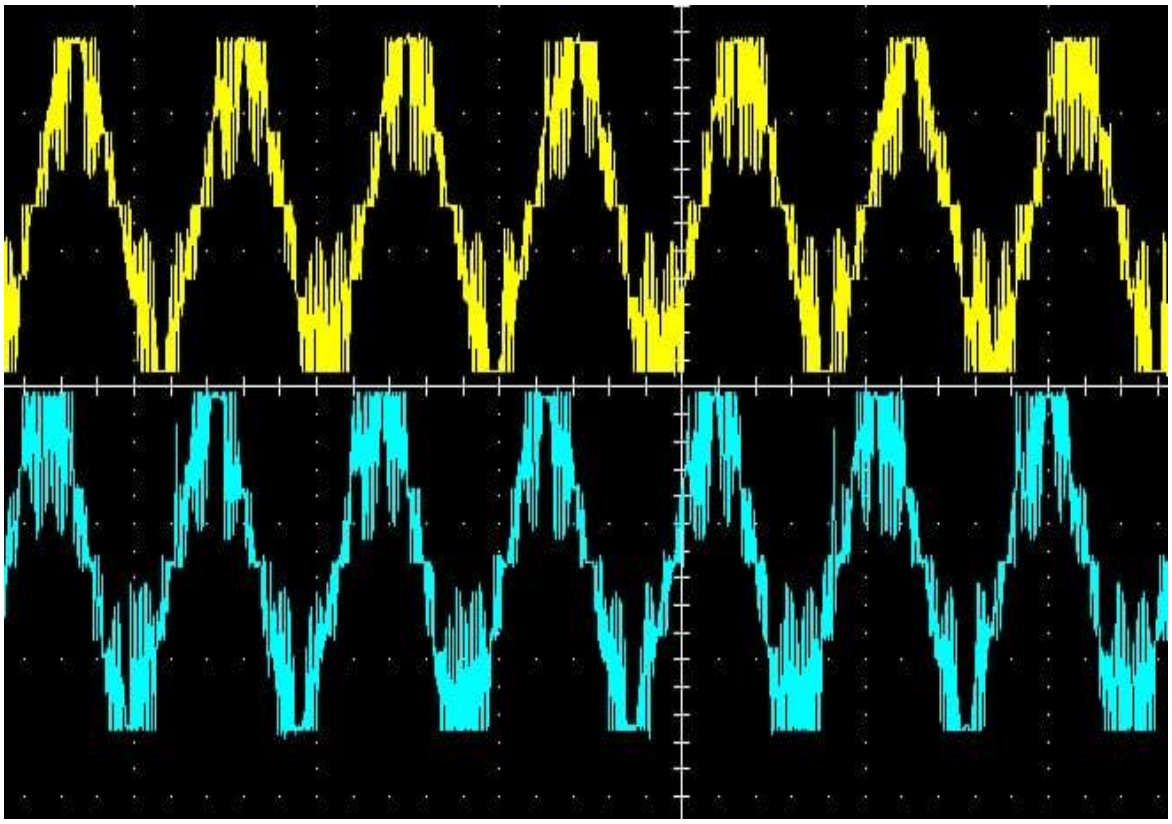

Figura 5. Comparativa entre canales para capturas multiseñal

Fuente. Notas de clase.

Finalmente, la presencia de ruido de alta frecuencia y los flancos definidos en las capturas son indicativos de una portadora PWM robusta. Aunque la señal cruda muestra una naturaleza digital, su envolvente sinusoidal es clara y consistente, lo que permite que tras pasar por la impedancia natural de una carga inductiva o un filtro de salida, se obtenga una corriente alterna suave (figura 6). La estabilidad de la frecuencia visualizada en el osciloscopio corrobora que los cálculos matemáticos realizados por el microcontrolador y la gestión de las interrupciones por temporizador son lo suficientemente rápidos para mantener un control preciso sobre el inversor en todo momento.

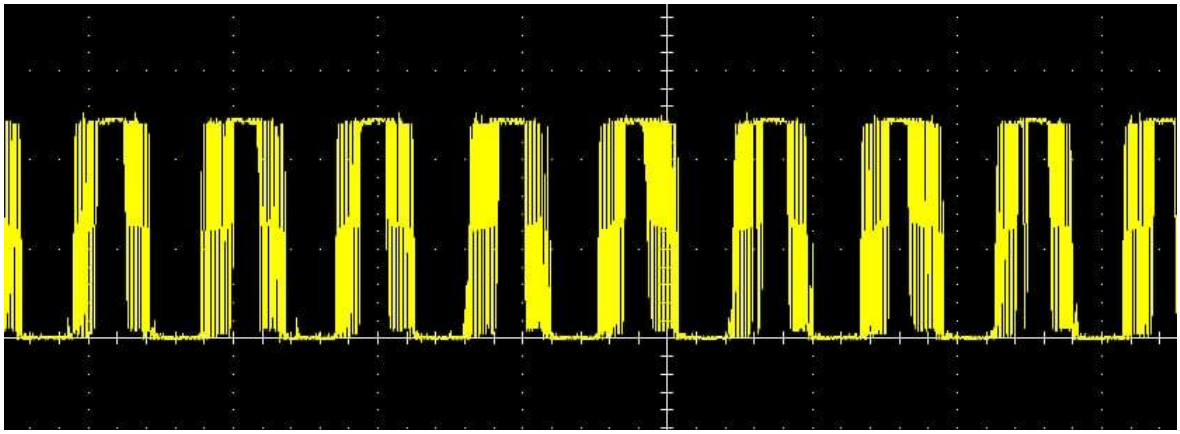

Figura 6. Señal modulada por ancho de pulso (PWM)

Fuente. Notas de clase

6.5.3 Integración simulación–hardware y verificación del sistema

La integración entre el modelo desarrollado en MATLAB/Simulink/Simscape y los elementos físicos del sistema permitió verificar la correcta implementación de las estrategias de control y la comunicación entre los componentes simulados y los componentes reales del nodo. Esta etapa tiene como finalidad comprobar que las variables medidas en el hardware corresponden con las variables estimadas o calculadas en simulación, que los comandos enviados desde el entorno de control son ejecutados adecuadamente por los dispositivos físicos y que la respuesta del sistema mantiene coherencia con la dinámica prevista en el modelo.

Para esta validación, el prototipo se estructuró en una sección de control, una sección de potencia y una sección de medición. La sección de control comprende el autómata programable, la interfaz de comunicaciones y la lógica de supervisión; la sección de potencia incluye el driver trifásico, el sistema de filtrado, el banco de carga o la interfaz con el punto común de conexión; y la sección de medición incorpora los sensores de corriente, tensión y velocidad, además del sistema de adquisición de datos. Esta separación funcional facilita la identificación de fallas, reduce interferencias entre etapas y permite relacionar de forma directa cada bloque físico con su contraparte dentro del modelo del nodo eólico.

La verificación experimental se ejecutó de forma progresiva. Inicialmente se comprobó la correcta alimentación de todos los dispositivos, la continuidad de tierra, el cableado de potencia y control, y la calibración de los sensores. Posteriormente se validó la respuesta individual de cada

subsistema, incluyendo generador, enlace DC, convertidor e instrumentación. Finalmente se realizaron ensayos integrados en vacío y bajo carga, con el fin de contrastar la respuesta del hardware frente a las simulaciones realizadas en el entorno computacional. Este procedimiento permitió determinar de manera adecuada la reproducibilidad las curvas de operación previstas y si las estrategias de control conservan estabilidad y desempeño al pasar de la simulación a la implementación física.

6.5.4 Mediciones realizadas con el nodo de microrred

La serie temporal de voltajes evidencia un comportamiento dinámico y relativamente estable tanto para el voltaje DC como para el voltaje AC a lo largo del intervalo analizado de 24 horas (ver figura 7). Se observa inicialmente una etapa de incremento progresivo en ambas señales durante las primeras horas de operación, alcanzando valores máximos cercanos a las horas 5 y 6. Este comportamiento sugiere un aumento en la disponibilidad de potencia dentro del sistema o una mejora en las condiciones operativas del nodo de generación, lo cual repercute directamente en el nivel de tensión presente en el bus DC y en la salida AC del convertidor. La relación proporcional entre ambas curvas indica además una adecuada coordinación entre las etapas de conversión de potencia, manteniéndose una correspondencia consistente entre la tensión continua y la tensión alterna generada.

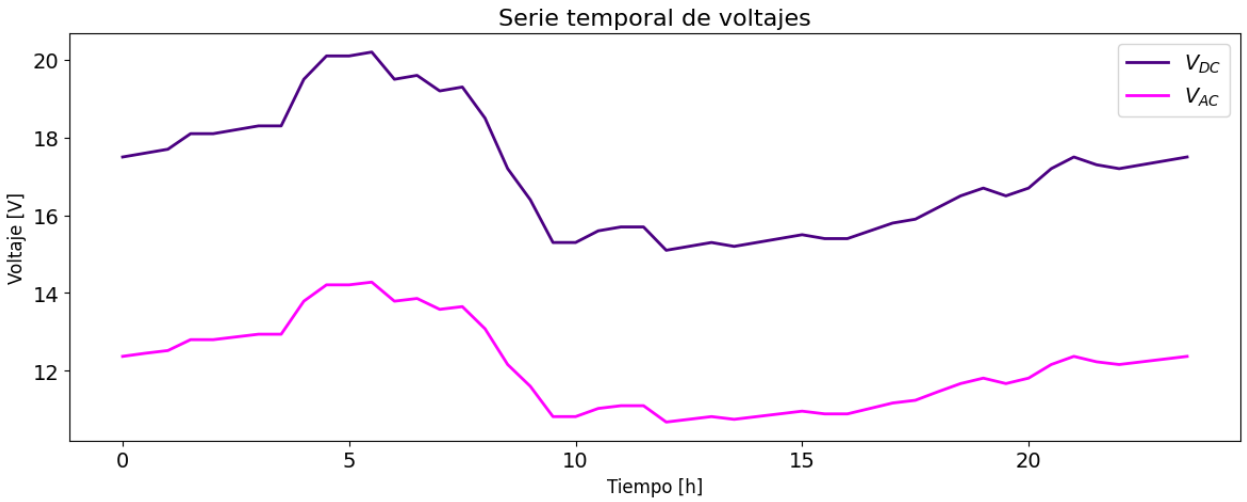

Figura 7. Serie temporal de voltajes

Fuente. Elaboración propia

Posteriormente, entre las horas 8 y 10 aproximadamente, se presenta una disminución significativa en ambas magnitudes, alcanzando el punto de operación de menor tensión dentro del periodo estudiado. Este descenso podría asociarse a variaciones en la demanda, cambios en las condiciones del recurso energético o ajustes en la estrategia de control implementada. Sin embargo, a pesar de esta reducción, el sistema conserva estabilidad y no se evidencian oscilaciones abruptas ni fenómenos de inestabilidad eléctrica, lo que indica un desempeño adecuado de los algoritmos de regulación y control del nodo eólico.

Finalmente, durante las últimas horas del registro se aprecia una recuperación gradual de los niveles de tensión, alcanzando nuevamente condiciones cercanas a las observadas al inicio del ensayo. En términos generales, la gráfica demuestra que el sistema mantiene un comportamiento coherente y controlado frente a variaciones operativas, validando la capacidad del nodo para sostener condiciones de funcionamiento estables dentro de la microrred didáctica.

La serie temporal de corriente presenta un comportamiento variable y coherente con la dinámica operativa esperada de un nodo de generación integrado a una microrred didáctica (ver figura 8).

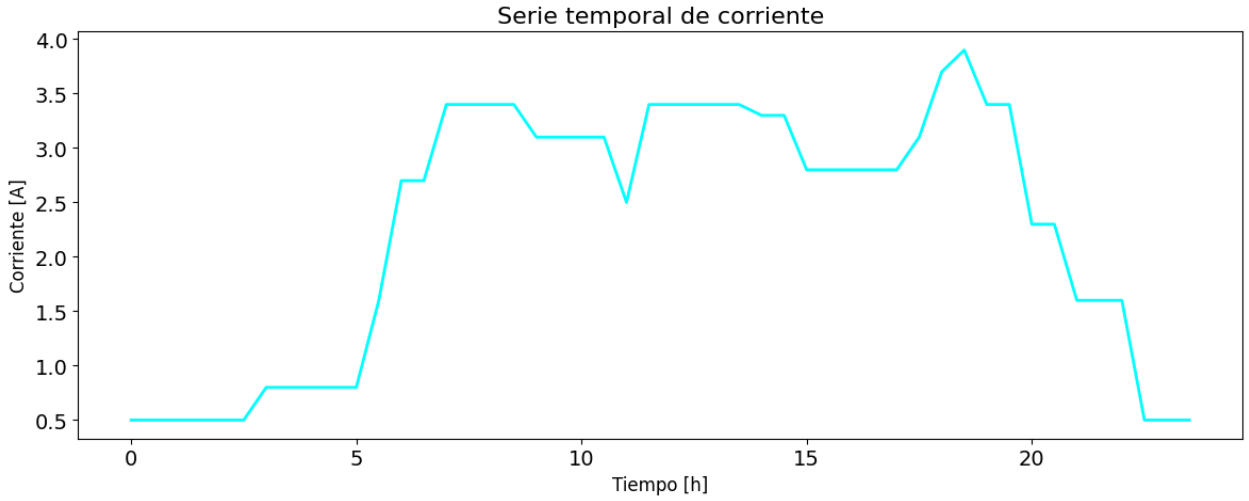

Figura 8. Serie temporal de corriente

Fuente. Elaboración propia

Durante las primeras horas del registro se observan valores bajos y prácticamente constantes, cercanos a 0,5 A, lo que sugiere una condición de baja demanda energética o una etapa inicial de operación del sistema. Posteriormente, entre las horas 5 y 7, la corriente experimenta un incremento

progresivo hasta alcanzar valores cercanos a 3,4 A, indicando un aumento en la transferencia de potencia y una mayor participación del nodo eólico dentro de la microrred. Esta transición ocurre de manera gradual, sin cambios abruptos, evidenciando una respuesta estable del sistema y un adecuado comportamiento de los convertidores y estrategias de control implementadas.

En la segunda mitad del periodo analizado, la corriente presenta fluctuaciones moderadas alrededor de valores comprendidos entre 2,8 A y 3,9 A, destacándose un máximo cercano a las horas 18 y 18,5. Estas variaciones pueden asociarse a cambios en las condiciones de carga o a modificaciones en la potencia disponible del recurso eólico. A pesar de estas variaciones, el sistema conserva continuidad operativa y estabilidad en la respuesta eléctrica, sin evidencias de oscilaciones excesivas o comportamientos inestables.

Finalmente, hacia las últimas horas del registro se observa una disminución progresiva de la corriente hasta retornar a valores cercanos a 0,5 A, comportamiento que podría relacionarse con una reducción de carga o una disminución en la generación disponible. En términos generales, la respuesta observada confirma la capacidad del nodo para adaptarse a diferentes condiciones operativas manteniendo un funcionamiento estable y controlado.

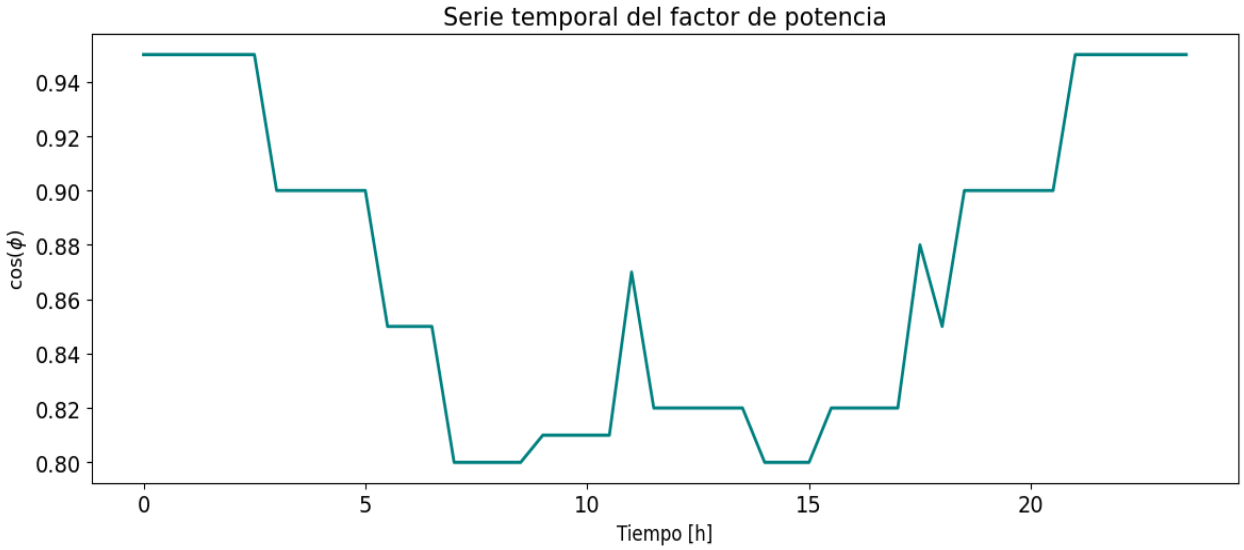

Figura 9: Serie temporal del factor de potencia

Fuente. Elaboración propia

Por otro lado, la serie temporal del factor de potencia evidencia un comportamiento relativamente estable a lo largo del periodo analizado, manteniéndose en valores comprendidos

entre 0,80 y 0,95. Durante las primeras horas de operación se observan valores elevados y constantes cercanos a 0,95, lo que indica un funcionamiento eficiente del sistema eléctrico, con una adecuada relación entre la potencia activa suministrada y la potencia aparente demandada. Posteriormente, conforme aumenta la corriente y la transferencia de potencia dentro de la microrred, el factor de potencia presenta una disminución gradual hasta alcanzar valores cercanos a 0,80 entre las horas 7 y 15. Este comportamiento es coherente con el incremento de componentes reactivas asociadas a la operación de convertidores y variaciones en las condiciones de carga del sistema.

A pesar de dicha reducción, los valores registrados permanecen dentro de rangos técnicamente aceptables para sistemas eléctricos de baja potencia y entornos experimentales de microrredes. Además, no se evidencian fluctuaciones bruscas ni caídas críticas del factor de potencia, lo cual sugiere un adecuado desempeño de las estrategias de control implementadas para la regulación de potencia reactiva y la coordinación energética del nodo eólico. Finalmente, hacia las últimas horas del análisis se observa una recuperación progresiva hasta valores nuevamente cercanos a 0,95, indicando una mejora en las condiciones operativas y una disminución relativa de las demandas reactivas. En términos generales, la respuesta obtenida demuestra que el sistema conserva un comportamiento estable y energéticamente eficiente durante todo el intervalo de operación evaluado.

Para cerrar, la serie temporal de potencias muestra un comportamiento dinámico y consistente con las variaciones observadas previamente en corriente y factor de potencia. Durante las primeras horas del periodo analizado, las potencias activa, reactiva y aparente presentan valores relativamente bajos y estables, con una potencia activa cercana a 6 W y una potencia aparente alrededor de 6,4 VA. Esta condición indica una etapa de baja demanda o reducida transferencia energética dentro de la microrred. Posteriormente, entre las horas 5 y 7, se evidencia un incremento considerable en las tres magnitudes, alcanzándose valores máximos cercanos a 37 W de potencia activa, 28 VAR de potencia reactiva y 46 VA de potencia aparente. Este comportamiento refleja un aumento significativo en la operación del nodo eólico y en el intercambio energético con la microrred, asociado probablemente a mayores requerimientos de carga o a un incremento en la capacidad de generación disponible.

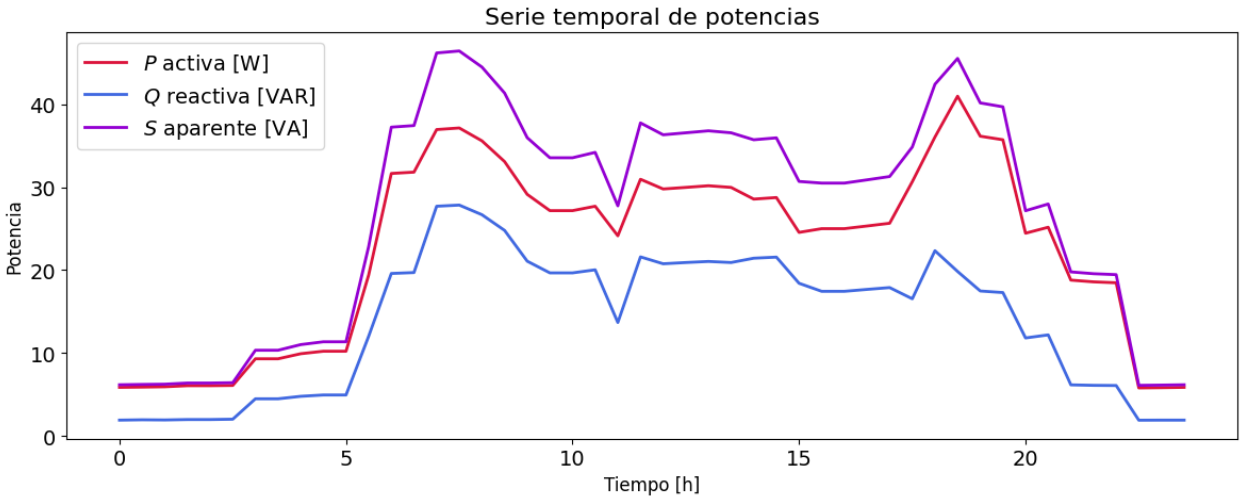

Figura 10. Serie temporal de potencias

Fuente. Elaboración propia

Después de este primer pico de operación, las potencias presentan fluctuaciones moderadas alrededor de niveles medios de funcionamiento, manteniendo una relación coherente entre las componentes activa, reactiva y aparente. Se observa además un segundo incremento importante alrededor de las horas 18 y 18,5, donde la potencia activa alcanza valores cercanos a 41 W y la potencia aparente supera los 45 VA, evidenciando nuevamente un estado de mayor transferencia energética. A pesar de estas variaciones, el sistema mantiene estabilidad y continuidad operativa, sin cambios abruptos que indiquen inestabilidad en los convertidores o en las estrategias de control implementadas.

Hacia las últimas horas del análisis, las magnitudes disminuyen progresivamente hasta retornar a valores cercanos a los iniciales, comportamiento coherente con una reducción gradual de la demanda o de la generación disponible. En términos generales, los resultados evidencian una adecuada coordinación energética del nodo eólico, manteniendo un funcionamiento estable y una relación consistente entre las diferentes componentes de potencia durante todo el periodo de operación evaluado.

7. Conclusiones

El desarrollo del presente trabajo permitió diseñar y estructurar un nodo de generación eólica didáctico integrado a una microrred a 12 V, articulando herramientas de modelado, simulación y validación en tiempo real mediante Simulink, Simscape y técnicas Hardware in the Loop. A partir del modelado multiphysics implementado, fue posible representar de manera coherente la interacción entre el subsistema aerodinámico, el sistema mecánico, el generador eléctrico, los convertidores de potencia y la microrred, obteniendo una plataforma funcional orientada tanto a la formación académica como a la experimentación en sistemas eléctricos modernos.

Se logró modelar el sistema de generación eólica y su integración con la microrred didáctica considerando escenarios de operación en isla y conectado a red. El modelo desarrollado permitió analizar el comportamiento dinámico del nodo frente a variaciones de velocidad del viento, cambios de carga y modificaciones en las condiciones operativas del sistema. Asimismo, la utilización de modelos promedio para las etapas de conversión facilitó la reducción de la carga computacional sin perder representatividad física, permitiendo construir una planta matemáticamente consistente, parametrizada y adecuada para procesos posteriores de control y validación.

Se diseñó una arquitectura jerárquica de control compuesta por algoritmos MPPT, regulación del enlace DC y control desacoplado de potencia activa y reactiva mediante convertidores DC/AC en marco síncrono dq. Esta estructura permitió establecer estrategias diferenciadas para operación conectada a red y operación en isla, garantizando estabilidad, coordinación energética y capacidad de regulación del nodo eólico dentro de la microrred. La implementación de controladores PI, sincronización mediante PLL y estrategias tipo droop evidenció la viabilidad de adaptar metodologías utilizadas en sistemas de potencia reales a un entorno didáctico y seguro de baja tensión.

Las pruebas de simulación y validación HIL permitieron verificar el desempeño dinámico y funcional del nodo eólico bajo diferentes condiciones de operación. Los resultados mostraron que el sistema mantiene un comportamiento estable frente a perturbaciones, cambios de carga y

variaciones del recurso eólico, conservando la regulación de tensión, el equilibrio energético del enlace DC y el intercambio controlado de potencia activa y reactiva. Además, la integración entre el modelo virtual y los elementos físicos permitió reducir la brecha entre simulación y experimentación, validando la coherencia entre el comportamiento teórico esperado y la respuesta observada en tiempo real.

De manera global, el proyecto demuestra que la integración de tecnologías de simulación avanzada y validación HIL constituye una alternativa efectiva para el desarrollo de laboratorios académicos de microrredes y energías renovables. El nodo eólico diseñado no solo cumple una función técnica dentro de la microrred didáctica, sino que también se consolida como una herramienta de formación en áreas como electrónica de potencia, control automático, energías renovables y sistemas eléctricos inteligentes.

Finalmente, el trabajo sienta bases sólidas para futuras ampliaciones de la microrred institucional, permitiendo incorporar nuevos nodos de generación, almacenamiento y estrategias avanzadas de control. De esta manera, el proyecto aporta al fortalecimiento de las capacidades académicas y de investigación de la Institución Universitaria Pascual Bravo, alineándose con las necesidades actuales de transición energética, digitalización de los sistemas eléctricos y formación de ingenieros con competencias en tecnologías energéticas modernas.

8. Recomendaciones

Se recomienda, como trabajo futuro, ampliar la microrred didáctica mediante la integración de otros nodos de generación renovable y sistemas de almacenamiento energético, tales como generación fotovoltaica, bancos de baterías o supercapacitores. Esto permitiría estudiar estrategias de coordinación energética más complejas, mejorar la representación de escenarios reales de operación y fortalecer las capacidades experimentales del laboratorio en temas asociados a redes inteligentes y generación distribuida híbrida.

Asimismo, se recomienda profundizar en el desarrollo e implementación de estrategias avanzadas de control y supervisión en tiempo real, incorporando técnicas como control predictivo, control adaptativo o algoritmos basados en inteligencia artificial para optimización energética y detección de fallas. La incorporación de estas metodologías permitiría aumentar el nivel de realismo del sistema, mejorar su desempeño dinámico ante perturbaciones y convertir la plataforma en un entorno más robusto para investigación aplicada y formación avanzada en sistemas eléctricos modernos.

9. Referencias bibliográficas

Ackermann, T. (2012). *Wind Power in Power Systems* (2nd ed.). Wiley.

Ackermann, T., & Söder, L. (2000). Wind energy technology and current status: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *4*(4), 315–374. https://doi.org/10.1016/S1364-0321(00)00004-6

Alipoor, J., Miura, Y., & Ise, T. (2013). Distributed generation grid integration using virtual synchronous generator with adaptive virtual inertia. *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*.

Alipoor, J., Miura, Y., & Ise, T. (2015). Power system stabilization using virtual synchronous generator with alternating moment of inertia. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, *3*(2), 451–458.

Beck, H.-P., & Hesse, R. (2007). Virtual synchronous machine. *International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*.

Betz, A. (1920). Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnutzung des Windes durch Windmotoren. *Zeitschrift Für Das Gesamte Turbinenwesen*, *26*, 307–309.

Bianchi, F. D., De Battista, H., & Mantz, R. J. (2006). *Wind Turbine Control Systems: Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*. Springer.

Blaabjerg, F., Chen, Z., & Kjaer, S. B. (2004). Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, *19*(5), 1184–1194. https://doi.org/10.1109/TPEL.2004.833453

Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M., & Timbus, A. V. (2006). Overview of Control and Grid Synchronization for Distributed Power Generation Systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *53*(5), 1398–1409. https://doi.org/10.1109/TIE.2006.881997

Bossanyi, E. A. (2003). Individual blade pitch control for load reduction. *Wind Energy*, *6*(2), 119–128. https://doi.org/10.1002/we.76

Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., & Bossanyi, E. (2011). *Wind Energy Handbook* (2nd ed.). Wiley.

Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2001). *Wind Energy Handbook* (1st ed.). Wiley.

Carrasco, J. M., Franquelo, L. G., Bialasiewicz, J. T., Galvan, E., Portillo-Guisado, R. C., Prats, M. A. M., Leon, J. I., & Moreno-Alfonso, N. (2006). Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *53*(4), 1002–1016.

Chen, Z., Guerrero, J. M., & Blaabjerg, F. (2009). A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. *IEEE Transactions on Power Electronics*, *24*(8), 1859–1875. https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2017082

D'Arco, S., Suul, J. A., & Fosso, O. B. (2015). A virtual synchronous machine implementation for distributed control of power converters in smart grids. *Electric Power Systems Research*, *122*, 180–197.

De Brabandere, K., Bolsens, B., den Keybus, J., Woyte, A., Driesen, J., & Belmans, R. (2007). A voltage and frequency droop control method for parallel inverters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, *22*(4), 1107–1115.

Driesen, J., & Visscher, K. (2008). Virtual synchronous generators. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*.

Ekanayake, J. B., Holdsworth, L., Wu, X., & Jenkins, N. (2003). Dynamic modeling of doubly fed induction generator wind turbines. *IEEE Transactions on Power Systems*, *18*(2), 803–809. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.811238

Erickson, R. W., & Maksimovic, D. (2020). *Fundamentals of Power Electronics* (3rd ed.). Springer.

Fitzgerald, A. E., Kingsley, C., & Umans, S. D. (2003). *Electric Machinery*. McGraw-Hill.

Gasch, R., & Twele, J. (2011). *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation* (2nd ed.). Springer.

Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1994). *Power System Analysis*. McGraw-Hill.

Guerrero, J. M., Chandorkar, M., Lee, T.-L., & Loh, P. C. (2013). Advanced control architectures for intelligent microgrids—Part I: Decentralized and hierarchical control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *60*(4), 1254–1262.

Hansen, M. O. L. (2015). *Aerodynamics of Wind Turbines* (3rd ed.). Routledge.

Hart, D. W. (2010). *Power Electronics* (1st ed.). McGraw-Hill.

Hau, E. (2013). *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics* (3rd ed.). Springer.

Heier, S. (2014). *Grid Integration of Wind Energy* (3rd ed.). Wiley.

Johnson, G. L. (2006). *Wind Energy Systems*. Manwell Press.

Karimi-Ghartemani, M. (2015). Universal integrated synchronization and control for single-phase DC/AC converters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, *30*(3), 1544–1557.

Kazmierkowski, M. P., Krishnan, R., & Blaabjerg, F. (2002). Control in Power Electronics: Selected Problems. *Academic Press*.

Konstantopoulos, G. C., Zhong, Q.-C., Ren, B., & Krstic, M. (2015). Bounded droop controller for parallel operation of inverters. *Automatica*, *53*, 320–328.

Krein, P. T. (1998). *Elements of Power Electronics*. Oxford University Press.

Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill.

Liserre, M., Cardenas, R., Molinas, M., & Rodriguez, J. (2011). Overview of multi-MW wind turbines and wind parks. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *58*(4), 1081–1095. https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2100331

Liu, J., Miura, Y., & Ise, T. (2016). Comparison of dynamic characteristics between virtual synchronous generator and droop control. *IEEE Transactions on Power Electronics*, *31*(5), 3600–3611.

Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application* (2nd ed.). Wiley.

Mathew, S. (2006). *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. Springer.

Mohan, N. (2012). *Power Electronics: A First Course*. John Wiley & Sons.

Mohan, N., Undeland, T. M., & Robbins, W. P. (2003). *Power Electronics: Converters, Applications, and Design* (3rd ed.). John Wiley & Sons.

Muljadi, E., & Butterfield, C. P. (2001). Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, *37*(1), 240–246. https://doi.org/10.1109/28.903157

Piagi, P., & Lasseter, R. H. (2006). Autonomous control of microgrids. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*.

Polinder, H., van der Pijl, F. F. A., de Vilder, G.-J., & Tavner, P. (2006). Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, *21*(3), 725–733. https://doi.org/10.1109/TEC.2006.875476

Prodanovic, M., & Green, T. C. (2003). Control and filter design of three-phase inverters for high power quality grid connection. *IEEE Transactions on Power Electronics*, *18*(1), 373–380.

Rashid, M. H. (2013). *Power Electronics: Circuits, Devices, and Applications* (4th ed.). Pearson.

Rodriguez, J., Lai, J.-S., & Peng, F. Z. (2002). Multilevel inverters: A survey of topologies, controls, and applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *49*(4), 724–738. https://doi.org/10.1109/TIE.2002.801052

Simpson-Porco, J. W., Dörfler, F., & Bullo, F. (2013). Synchronization and power sharing for droop-controlled inverters in islanded microgrids. *Automatica*, *49*(9), 2603–2611.

Spera, D. A. (2009). *Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering* (2nd ed.). ASME Press.

Tolbert, L. M., Peng, F. Z., & Habetler, T. G. (1999). Multilevel converters for large electric drives. *IEEE Transactions on Industry Applications*, *35*(1), 36–44. https://doi.org/10.1109/28.740843

Tong, W. (2010). *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*. WIT Press.

Zhong, Q.-C. (2013). Robust droop controller for accurate proportional load sharing among inverters operated in parallel. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *60*(4), 1281–1290.

Zhong, Q.-C., & Hornik, T. (2013). *Control of Power Inverters in Renewable Energy and Smart Grid Integration*. Wiley-IEEE Press.

Zhong, Q.-C., Ma, Z., Ming, W.-L., & Konstantopoulos, G. C. (2015). Grid-friendly wind power systems based on the synchronverter technology. *Energy Conversion and Management*, *89*, 719–726.

Zhong, Q.-C., Nguyen, P.-L., Ma, Z., & Sheng, W. (2014). Self-synchronized synchronverters: Inverters without a dedicated synchronization unit. *IEEE Transactions on Power Electronics*, *29*(2), 617–630.

Zhong, Q.-C., & Weiss, G. (2009). Static synchronous generators for distributed generation and renewable energy. *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*.

Zhong, Q.-C., & Weiss, G. (2011). Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *58*(4), 1259–1267.

10. Anexos

A continuación se muestran los algoritmos computacionales implementados

Readme

Scripts propuestos para el nodo eólico

1) modelo_curvas_nodo_eolico.m

Genera curvas de trabajo en vacío y bajo carga para un modelo reducido del nodo eólico.

Entradas consideradas en el script:

- velocidad del viento
- temperatura ambiente
- carga equivalente

Salidas:

- voltaje DC en vacío
- voltaje bajo carga
- corriente bajo carga
- potencia eléctrica bajo carga

2) algoritmos_control_nodo_eolico.m

Resume en MATLAB la lógica del segundo objetivo específico:

- MPPT por torque óptimo
- regulación de Vdc
- referencia de potencia activa/reactiva
- operación en modo red o isla

Anexo A. Algoritmo de modelos de curvas para el nodo eólico

```
function resultados=modelo_curvas_nodo_eolico()
clear;clc;close all

%% Parámetros ambientales
```

```
param.p_atm=101325;
param.R_aire=287.05;
param.T_amb_C=25;
param.rho=param.p_atm/(param.R_aire*(param.T_amb_C+273.15));

%% Parámetros aerodinámicos
param.R_turbina=0.35;
param.A=pi*param.R_turbina^2;
param.lambda_opt=7.5;
param.Cp_max=0.42;
param.beta=0;

%% Parámetros mecánicos
param.Jeq=0.02;
param.Beq=2e-3;

%% Parámetros eléctricos simplificados del generador/rectificador
param.Ke_ll_rms=1.8;
param.Rs20=0.45;
param.alpha_cu=0.00393;
param.Rint_extra=0.20;
param.Vdiodos=1.4;
param.eta_rect=0.96;

%% Cargas equivalentes DC para curvas con carga
cargas_ohm=[6 12 24 48 Inf];

%% Mallado de velocidad de viento
vw=linspace(2,14,250);

%% Inicialización
n=length(vw);
nc=length(cargas_ohm);
Voc=zeros(1,n);
Vdc=zeros(nc,n);
Idc=zeros(nc,n);
Pdc=zeros(nc,n);
omega_m=zeros(1,n);
Te_equiv=zeros(nc,n);

RsT=param.Rs20*(1+param.alpha_cu*(param.T_amb_C-20));
Rint=RsT+param.Rint_extra;
Kopt=0.5*param.rho*param.A*(param.R_turbina^3)*param.Cp_max/(param.lambda_opt^3);

for k=1:n
    omega_t=param.lambda_opt*vw(k)/param.R_turbina;
    omega_m(k)=omega_t;
    Vll_rms=param.Ke_ll_rms*omega_m(k);
    Vrect_oc=max(1.35*Vll_rms-param.Vdiodos,0);
    Voc(k)=Vrect_oc;

    for j=1:nc
        Rcarga=cargas_ohm(j);
        if isinf(Rcarga)
            Idc(j,k)=0;
```

```
            Vdc(j,k)=Voc(k);
            Pdc(j,k)=0;
            Te_equiv(j,k)=0;
        else
            Idc(j,k)=Voc(k)/(Rint+Rcarga);
            Vdc(j,k)=Idc(j,k)*Rcarga;
            Pdc(j,k)=Vdc(j,k)*Idc(j,k)*param.eta_rect;
            if omega_m(k)>1e-6
                Te_equiv(j,k)=Pdc(j,k)/omega_m(k);
            end
        end
    end
end

%% Curvas
figure('Color','w');
plot(vw,Voc,'k','LineWidth',2);grid on
xlabel('Velocidad del viento [m/s]')
ylabel('Voltaje DC en vacío [V]')
title('Curva de trabajo en vacío del nodo eólico reducido')

figure('Color','w');hold on;grid on
for j=1:nc-1
    plot(vw,Vdc(j,:),'LineWidth',1.8,'DisplayName',['R_L=',num2str(cargas_ohm(j)),'
\Omega']);
end
xlabel('Velocidad del viento [m/s]')
ylabel('Voltaje DC bajo carga [V]')
title('Curvas de voltaje bajo carga')
legend('Location','northwest')

figure('Color','w');hold on;grid on
for j=1:nc-1
    plot(vw,Idc(j,:),'LineWidth',1.8,'DisplayName',['R_L=',num2str(cargas_ohm(j)),'
\Omega']);
end
xlabel('Velocidad del viento [m/s]')
ylabel('Corriente DC [A]')
title('Curvas de corriente bajo carga')
legend('Location','northwest')

figure('Color','w');hold on;grid on
for j=1:nc-1
    plot(vw,Pdc(j,:),'LineWidth',1.8,'DisplayName',['R_L=',num2str(cargas_ohm(j)),'
\Omega']);
end
xlabel('Velocidad del viento [m/s]')
ylabel('Potencia eléctrica [W]')
title('Curvas de potencia eléctrica bajo carga')
legend('Location','northwest')

%% Tabla de resultados nominales
[~,idx_nom]=min(abs(vw-10));
tabla=table(cargas_ohm.',Vdc(:,idx_nom),Idc(:,idx_nom),Pdc(:,idx_nom),Te_equiv(:,idx_
nom),...
```

```
    'VariableNames',{'Rcarga_ohm','Vdc_V','Idc_A','Pdc_W','TorqueEq_Nm'});
disp(tabla)

%% Empaquetado
resultados.param=param;
resultados.vw=vw;
resultados.Voc=Voc;
resultados.Vdc=Vdc;
resultados.Idc=Idc;
resultados.Pdc=Pdc;
resultados.omega_m=omega_m;
resultados.tabla_10ms=tabla;
end
```

Anexo B. Algoritmos de control para el nodo eólico

```
function salida=algoritmos_control_nodo_eolico()
clear;clc

%% Parámetros del nodo
param.Vdc_ref=24;
param.Vac_rms_ref=12;
param.f_ref=60;
param.lambda_opt=7.5;
param.Cp_max=0.42;
param.rho=1.184;
param.R_turbina=0.35;
param.A=pi*param.R_turbina^2;
param.Kopt=0.5*param.rho*param.A*(param.R_turbina^3)*param.Cp_max/(param.lambda_opt^3
);

%% Ganancias de control
ctrl.Ts=1e-4;
ctrl.Kp_vdc=0.12;
ctrl.Ki_vdc=25;
ctrl.Kp_i=3.5;
ctrl.Ki_i=180;
ctrl.m_max=0.98;
ctrl.id_max=20;
ctrl.iq_max=20;

%% Variables de prueba
omega_m=linspace(20,220,200);
Pdisp=Kopt_to_power(param.Kopt,omega_m);

figure('Color','w');
plot(omega_m,Pdisp,'LineWidth',2);grid on
xlabel('\omega_m [rad/s]')
ylabel('P_{MPPT} [W]')
title('Referencia MPPT por torque óptimo')
```

```
%% Ejemplo de cálculo de referencias en un instante de operación
med.Vdc=22.8;
med.vd=16.97;
med.Pmed=28;
med.Qmed=4;
med.omega=2*pi*59.8;
med.Vmag=16.97;
med.omega_m=140;

modo='red';

ref.Pstar=Kopt_to_power(param.Kopt,med.omega_m);
ref.Qstar=0;
ref.w0=2*pi*param.f_ref;
ref.V0=med.Vmag;
ref.mp=2e-3;
ref.nq=5e-3;

estado.int_vdc=0;
estado.int_id=0;
estado.int_iq=0;

salida_modo=control_superior(modo,med,ref,ctrl,estado,param);

disp('Resultados de prueba del controlador:')
disp(salida_modo)

salida=salida_modo;
end

function Pstar=Kopt_to_power(Kopt,omega_m)
Pstar=Kopt.*(omega_m.^3);
end

function Tstar=mppt_optimal_torque(Kopt,omega_m,Tmax)
Tstar=Kopt*(omega_m^2);
Tstar=max(0,min(Tstar,Tmax));
end

function [u,xi]=pi_sat(e,xi,Kp,Ki,Ts,umin,umax)
xi=xi+Ki*Ts*e;
u_unsat=Kp*e+xi;
u=max(umin,min(u_unsat,umax));
if u~=u_unsat
    xi=xi-Ki*Ts*e;
end
end

function salida=control_superior(modo,med,ref,ctrl,estado,param)
Tmax=3.5;
salida.Tstar_mppt=mppt_optimal_torque(param.Kopt,med.omega_m,Tmax);
salida.Pstar_mppt=salida.Tstar_mppt*med.omega_m;

switch lower(modo)
    case 'red'
```

```
        e_vdc=param.Vdc_ref-med.Vdc;

[Paux,estado.int_vdc]=pi_sat(e_vdc,estado.int_vdc,ctrl.Kp_vdc,ctrl.Ki_vdc,ctrl.Ts,-
100,100);
        salida.Pstar=salida.Pstar_mppt+Paux;
        salida.Qstar=ref.Qstar;
        salida.id_ref=(2/3)*(salida.Pstar/max(med.vd,1e-3));
        salida.iq_ref=-(2/3)*(salida.Qstar/max(med.vd,1e-3));
        salida.id_ref=max(-ctrl.id_max,min(salida.id_ref,ctrl.id_max));
        salida.iq_ref=max(-ctrl.iq_max,min(salida.iq_ref,ctrl.iq_max));
        salida.omega_ref=ref.w0;
        salida.V_ref=ref.V0;
    case 'isla'
        salida.Pstar=salida.Pstar_mppt;
        salida.Qstar=ref.Qstar;
        salida.omega_ref=ref.w0-ref.mp*(med.Pmed-ref.Pstar);
        salida.V_ref=ref.V0-ref.nq*(med.Qmed-ref.Qstar);
        salida.id_ref=(2/3)*(salida.Pstar/max(med.vd,1e-3));
        salida.iq_ref=-(2/3)*(salida.Qstar/max(med.vd,1e-3));
        salida.id_ref=max(-ctrl.id_max,min(salida.id_ref,ctrl.id_max));
        salida.iq_ref=max(-ctrl.iq_max,min(salida.iq_ref,ctrl.iq_max));
    otherwise
        error('Modo no reconocido')
end

salida.modulacion=sqrt(salida.id_ref^2+salida.iq_ref^2)/max(ctrl.id_max,1e-3);
salida.modulacion=max(0,min(salida.modulacion,ctrl.m_max));
end
```

Anexo C. Algoritmo para el inversor trifásico

```
#include "startup.h"
#include "gpio.h"
#include "timer.h"
#include "serial.h"
#include "math.h"

int contad_1 = 0, contad_2 = 0, contad_3 = 0, contic = 0;

void onduladOr(void) {
      if(contad_1 >= 360){                              //Limitar el conteo del
ángulo a 360 grados
            contad_1 = 0;
            contad_2 = 240;                             //Desfase de 120
grados. (120 = 360 - 240)
            contad_3 = 120;                             //Desfase de 240
grados. (240 = 360 - 120)
      }
      if(contad_2 >= 360)                               //Limitar el
conteo del ángulo a 350 grados
            contad_2 = 0;
```

```
      if(contad_3 >= 360)                                    //Limitar el
conteo del ángulo a 350 grados
            contad_3 = 0;
      Gpio_0 = (contad_0 >= 180)    0 : 1;                   //Seleccionar
polaridad de la rama fase 1
      Gpio_1 = (contad_1 >= 180)    0 : 1;                   //Seleccionar
polaridad de la rama fase 2
      Gpio_2 = (contad_2 >= 180)    0 : 1;                   //Seleccionar
polaridad de la rama fase 3
      T0_Ch_1 = T0_mod * math.abs(math.sin(contad_1++ * math.PI() / 180));
      //Fase 1 igual valor sinusoidal
      T0_Ch_0 = T0_mod * math.abs(math.sin(contad_2++ * math.PI() / 180));
      //Fase 1 igual valor sinusoidal
      T1_Ch_1 = T1_mod * math.abs(math.sin(contad_3++ * math.PI() / 180));
      //Fase 1 igual valor sinusoidal
}

void recepcion(void){
      char[] lectura = COM_1.readbytes;                //Leer el valor recibido
      COM_1.writebytes((char[])"OK");                        //Responder a la
escritura
      int frecu = math.strtoint(lectura);              //Calcular la frecuencia
programada
      T0_mod = 1000000 / (frecu * 360);                //Calcular el período
del timer 0
      T1_mod = T0_mod;                                       //Copiar el
período al timer 1
}

void inicio (void){
      timer_config(Tim_0, 1000000 / 21600, PWM_MODE); //Configura timer 0
(60Hz * 360 = 21600)
      timer_config(Tim_1, 1000000 / 21600, PWM_MODE); //Configura timer 1
(60Hz * 360 = 21600)
      port_config(Gpio_0, OUTPUT);                     //Configura dirección
fase 1
      port_config(Gpio_1, OUTPUT);                     //Configura dirección
fase 2
      port_config(Gpio_2, OUTPUT);                     //Configura dirección
fase 3
      port_config(Gpio_3, OUTPUT);                     //Configura dirección
neutro
      port_config(Gpio_4, OUTPUT);                     //Configura dirección
Led
      Gpio_3 = 1;                                                //Neutro
inyecta PWM positivo
      T1_Ch_0 = T1_mod / 2;                                  //Neutro igual al
50% del voltaje
      launch_Tick_Timer(10);                                 //Lanzar
muestreador
      timer_service(Tim_0, ondulador);                //Configurar
interrupción
      timer_start(Tim_0);                                        //Iniciar
operación del timer 0
      timer_start(Tim_1);                                        //Iniciar
operación del timer 1
```

```
	serial_service(COM_1, recepcion, RECEIVE );	//Configura interrupción serial
	serial_config(COM_1, 9600, n, 8, 1);		//Configura comunicación serial
}

void main(void){
	inicio();
	while(1){
		while(Tick_time == 0);
		launch_Tick_Timer(10);				//Ejecutar cada 10 milisegundos
		if(contic++ >= 100)
			contic = 0;
		if(contic == 0)					//Destellar led de operación
			Gpio_4 = 1;
		else
			Gpio_4 = 0;
	}
}
```