

Desarrollo de un simulador de sistemas fotovoltaicos con conexión a la red usando la técnica de
hardware-in-the-loop

Presentado por
Tania Valentina Castellanos Parada

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E3T)
Bucaramanga
2024

Desarrollo de un simulador de sistemas fotovoltaicos con conexión a la red usando la técnica de
hardware-in-the-loop

Presentado por

Tania Valentina Castellanos Parada

Trabajo de grado para optar al título de Magíster en Ingeniería Electrónica

Director

Juan Manuel Rey López

Doctor en Ingeniería Electrónica

Co-Directora

María Alejandra Mantilla Villalobos

Doctora en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E3T)

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Para mi mamá Sandra Parada, que es la mujer que me motivo en cada segundo a superarme y me enseña a creer en mi.

Para mi papá William Castellanos por ser un hombre que me inspira, mi persona a seguir y siempre me apoya, y me guía.

Para Sergio Osorio, mi pareja quien estuvo en cada mal momento a mi lado

Para Dios, La Virgen María, San Jose y Mi Angel de la Guarda. Que siempre me cuidan y sin ellos no hubiera podido lograr esto.

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi codirectora, Profesora Maria Alejandra Mantilla Villalobos, por su constante apoyo y guía en mi vida académica y personal. No pude tener mejor guía durante este duro trayecto, es una mujer que me inspira y un ejemplo a seguir. Cualquier estudiante estaría muy agradecido de tenerla como guía.

Quiero agradecer a mi director, Profesor Juan Manuel Rey, por su apoyo en el proyecto y el aporte a la divulgación científica de este trabajo de maestría, es una persona brillante.

Quiero agradecer a Mauricio Bautista por su apoyo en mi investigación y hacer más fácil las largas jornadas de trabajo con risas y palabras de animo. Todos deben tener un Mauricio en sus vidas.

Quiero agradecer a Sergio Osorio, mi pareja, quien me apoyo en está importante etapa, siempre creyó en mi, fue mi soporte en momentos difíciles y me inspira a ser mejor. Me hizo ver que soy capaz de lograr lo que me propongo.

Quiero agradecer a mi familia, mi papá William, mi mamá Sandra y mis hermanos Pedro y Camilo, que son mi más grande inspiración y son los amores de mi vida, por apoyarme en cada paso de está maestría e inspirarme a superarme cada día.

Por ultimo quiero agradecer a mis amigos del grupo de investigación GISEL, Alejandra, Liliana, Juan Diego, Jorge y Sergio. Se volvieron como una familia para mi y siempre buscaron apoyarme y animarme.

Contenidos

Introducción	16
0.0.1. Bancos de prueba HIL & PHIL	18
0.0.2. Evaluación y Análisis en Sistemas PV	20
0.0.3. Plataformas de educación	20
0.1. Objetivos	23
0.1.1. Objetivo general	23
0.1.2. Objetivos específicos	23
0.2. Alcances	23
0.3. Divulgación científica	24
0.4. Estructura del documento	24
1. Diseño del sistema	26
1.1. Emulador en tiempo real de un generador PV	26
1.1.1. Sistema de electrónica de potencia	27
1.1.1.1. Transformador	28
1.1.1.2. Rectificador	28
1.1.1.3. Convertidor tipo reductor (<i>buck converter</i>)	29
1.1.1.4. Circuito de carga	30
1.2. Hardware bajo prueba	31
1.2.1. Unidad de acondicionamiento de potencia (UAP)	31
1.2.1.1. Convertidor elevador (<i>boost converter</i>)	31
1.2.1.2. Bus de corriente continua (DC)	33
1.2.1.3. Inversor de potencia	34
1.2.1.4. Filtro LCL trifásico	34

1.2.2. Control de la unidad de acondicionamiento de potencia	38
2. Simulador digital en tiempo real	39
2.1. Modelo matemático del generador PV	39
2.2. Solución numérica del modelo del generador PV	40
2.3. Controlador del convertidor DC/DC reductor	42
2.3.1. Controlador Proporcional Integral	42
3. Sistema de control de la unidad de acondicionamiento de potencia	48
3.1. Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)	49
3.2. Generación de la señal de referencia	49
3.3. Controlador de corriente	52
3.3.1. Diseño del controlador	52
4. Simulación fuera de línea	57
4.1. Prueba del emulador del generador PV	57
4.2. Prueba del simulador basado en la técnica HIL de un sistema PV conectado a la red	60
5. Simulación en tiempo real	65
5.1. Desafíos y soluciones en la implementación del sistema	65
5.2. Interfaz gráfica Matlab/Simulink	68
5.3. Ajustes realizados en los sistemas de control	72
6. Resultados	74
6.1. Módulo de simulación en tiempo real basado en la técnica HIL	74
6.2. Resultados de las pruebas experimentales	79
6.2.1. Prueba del emulador del generador PV sin conexión a la red	80
6.2.2. Pruebas del simulador de un sistema PV conectado a la red basado en la técnica HIL	81
7. Conclusiones	90

7.1. Resumen de objetivos y logros	90
7.2. Hallazgos principales	90
7.3. Interpretación de resultados	91
7.4. Limitaciones	91
7.5. Futuras líneas de investigación	92
7.6. Aplicaciones prácticas	93
7.7. Recomendaciones	93
Bibliografía	95
Anexos	99

Tablas

Tabla 1. Elementos del sistema de electrónica de potencia del emulador PV	28
Tabla 2. Tabla valores de diseño convertidor reductor	30
Tabla 3. Elementos de la unidad de acondicionamiento de potencia	32
Tabla 4. Tabla valores de diseño convertidor elevador	33
Tabla 5. Valores nominales diseño filtro LCL	35
Tabla 6. Parámetros del controlador PR	55
Tabla 7. Datos de la prueba del emulador del generador PV sin conexión a la red	58
Tabla 8. Datos de la prueba del emulador del generador PV conectado a la red I	61
Tabla 9. Datos de la prueba del emulador del generador PV conectado a la red II	61
Tabla 10. Comparación de parámetros entre simulación fuera de línea y en tiempo real	68
Tabla 11. Ajustes en las ganancias de los sistemas de control	72
Tabla 12. Parámetros para los escenarios de prueba	80

Figuras

Figura 1. Esquema general de la técnica Controller Hardware-In-the-Loop (CHIL)	17
Figura 2. Esquema general de la técnica Power Hardware-In-the-Loop (PHIL)	18
Figura 3. Esquema general del simulador de sistemas PV con conexión a la red basado en HIL	27
Figura 4. Esquema circuital del sistema de electrónica de potencia del emulador PV	27
Figura 5. Esquema circuital de la unidad de acondicionamiento de potencia	31
Figura 6. Esquema del filtro LCL por fase	35
Figura 7. Modelo de circuito equivalente de diodo único	40
Figura 8. Diagrama de flujo del algoritmo basado en el método de Newton-Raphson	41
Figura 9. Esquema de control del convertidor reductor	42
Figura 10. A. Esquema circuital convertidor reductor; B. Modelo AC pequeña señal convertidor reductor	43
Figura 11. Respuesta al escalón de la planta G_p	45
Figura 12. Diagrama de bode $G_p(s)$	46
Figura 13. Sistema de control en lazo cerrado	46
Figura 14. Respuesta al escalón del sistema G_{CL}	47
Figura 15. Diagrama de bode $G_C(s) * G_p(s)$	47
Figura 16. Esquema general de la UAP	48
Figura 17. Algoritmo P&O para el seguimiento del MPP	50
Figura 18. Esquema de control del convertidor elevador	51
Figura 19. Diagrama de bloques lazo cerrado controlador de corriente	53
Figura 20. Esquema de control del inversor trifásico	56

Figura 21. Esquema de simulación en Simulink correspondiente a la prueba del emulador del generador PV	58
Figura 22. Curvas I-V resultantes a diferentes niveles de irradiancia para el emulador del generador PV	59
Figura 23. Comparación de la curva I-V resultante para el modelo teórico matemático y el emulador del generador PV	59
Figura 24. Esquema de simulación en Simulink para la prueba del emulador del generador PV conectado a la red eléctrica	60
Figura 25. Inicialización del bus de DC del inversor de potencia	62
Figura 26. Corrientes inyectadas por el sistema PV a la red (ejes abc)	62
Figura 27. Corriente inyectada vs corriente de referencia en el eje α	63
Figura 28. Potencia entregada por el emulador del generador PV a 500 [W/m ²] y 1000 [W/m ²]	64
Figura 29. Interfaz gráfica del programa implementado en el RTDS	69
Figura 30. Interfaz gráfica del programa implementado para el control de la UAP	70
Figura 31. Interfaz gráfica del programa implementado para el control de la UAP	71
Figura 32. Circuitos de inicialización y carga de condensadores del módulo de simulación basado en la técnica HIL	75
Figura 33. Emulador del generador PV del módulo de simulación basado en la técnica HIL	76
Figura 34. Convertidor elevador de la UAP del módulo de simulación basado en la técnica HIL	77
Figura 35. Emulador del generador PV y convertidor elevador del módulo de simulación basado en la técnica HIL	77
Figura 36. Inversor, filtro LCL, sensado y tarjeta de control de la UAP, del módulo de simulación basado en la técnica HIL	78
Figura 37. Carga y fuente Chroma	78
Figura 38. Módulo completo de simulación en tiempo real de sistemas PV basado en la técnica HIL	79

Figura 39. Curvas I-V resultantes a diferentes niveles de irradiancia para el emulador del generador PV	81
Figura 40. Curvas I-V resultantes de la simulación en tiempo real vs. simulación fuera de línea.	82
Figura 41. Línea de tiempo de la prueba del sistema completo	83
Figura 42. Voltaje del bus de DC del inversor	83
Figura 43. Corriente inyectada y corriente de referencia en el eje α	85
Figura 44. Corriente inyectada y corriente de referencia en el eje β	86
Figura 45. Corrientes inyectadas en los ejes abc	87
Figura 46. Tensiones de fase en el PCC en los ejes abc	87
Figura 47. Potencia activa entregada por el generador PV	88
Figura 48. Potencia activa inyectada a la red	88
Figura 49. Tensión del generador PV	89
Figura 50. Corriente del generador PV vs. corriente de referencia	89

Anexos

Anexo A. Manual de uso del sistema	99
Anexo B. ¡En caso de fallo!	100
Anexo C. Filtros Digitales	100
Anexo D. Sensor de Corriente-Voltaje	101
Anexo E. Documentos	102

Abreviaciones

RED	Recursos energéticos distribuidos
PV	<i>Photovoltaics</i> (Fotovoltaico)
RTS	<i>Real time simulator</i> (Simulador en tiempo real)
RTDS	<i>Real time digital simulator</i> (Simulador digital en tiempo real)
HIL	<i>Hardware-In-the-Loop</i>
PHIL	<i>Power Hardware-In-the-Loop</i>
CHIL	<i>Control Hardware-In-the-Loop</i>
HUT	<i>Hardware Under Test</i> (Hardware bajo prueba)
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i> (Seguimiento del punto de máxima potencia)
MPP	<i>Maximum Power Point</i> (Punto de máxima potencia)
PCC	<i>Point of Common Coupling</i> (Punto de acoplamiento común)
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condiciones de prueba estándar)
PI	Proporcional - Integral
UAP	Unidad de Acondicionamiento de Potencia
SiC	<i>Silicon Carbide</i> (Carburo de silicio)

Resumen

Título: Desarrollo de un simulador de sistemas fotovoltaicos con conexión a la red usando la técnica de hardware-in-the-loop *

Autor: Ing.Tania Valentina Castellanos Parada **

Palabras Claves: Simulación en tiempo real, energía solar fotovoltaica, hardware-in-the-loop.

Descripción: La industria de la energía solar fotovoltaica (PV, por sus siglas en inglés) ha experimentado un rápido crecimiento en los últimos años. A pesar de los avances en su desarrollo, aún se presentan desafíos por abordar en las áreas de acondicionamiento de la potencia y control de sistemas PV con conexión a la red. En este campo es fundamental el estudio del comportamiento de los sistemas PV bajo diferentes condiciones operativas, así como el desarrollo de nuevas estrategias de control que permitan mejorar su operación y desempeño, y posibiliten la integración de servicios auxiliares en busca de mitigar problemas de estabilidad, confiabilidad, y calidad de la energía en los sistemas de distribución. Hardware-In-the-Loop (HIL) es una técnica de simulación en tiempo real que permite integrar dispositivos reales bajo prueba al sistema simulado cuyo modelo es ejecutado en una plataforma de simulación digital. Permite una representación muy cercana de los sistemas reales a través de la emulación de su funcionamiento. La técnica HIL ha cobrado protagonismo en los últimos años para el estudio y desarrollo de sistemas de control, monitorización, y protección de infraestructuras, pues permite probar múltiples escenarios sin el costo de requerir implementaciones físicas de todo el sistema en evaluación. Para abordar los puntos anteriores, este trabajo presenta el diseño y la implementación de un simulador de sistemas PV con conexión a la red empleando la técnica HIL. Este simulador permite estudiar escenarios operativos, evaluando esquemas de control con fines prácticos, experimentales e investigativos, apoyando a su vez la formación de estudiantes de pregrado y posgrado del área de ingeniería eléctrica e ingeniería electrónica de la Universidad Industrial de Santander (UIS).

* Tesis de Maestría

** Facultad de ingenierías fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Juan Manuel Rey López, Ph.D. en Ingeniería Eléctrica.

Abstract

Title: Development of a grid-connected photovoltaic system simulator using the hardware-in-the-loop technique *

Autor: Eng. Tania Valentina Castellanos Parada **

Keywords: Photovoltaic solar energy; hardware-in-the-loop; real-time simulation.

Description: The photovoltaic (PV) solar energy industry has experienced rapid growth in recent years. Despite advances in its development, there are still challenges to be addressed in the areas of power conditioning and control of grid-connected PV systems. In this field, it is essential to study the behavior of PV systems under different operating conditions, as well as to develop new control strategies to improve their operation and performance, and to enable the integration of ancillary services to mitigate issues of stability, reliability, and power quality in distribution systems. Hardware-In-the-Loop (HIL) is a real-time simulation technique that allows the integration of real devices under test with the simulated system whose model is executed on a digital simulation platform. It provides a very close representation of real systems through the emulation of their operation. The HIL technique has gained prominence in recent years for the study and development of control, monitoring, and protection systems for infrastructures, as it allows testing multiple scenarios without the cost of requiring physical implementations of the entire system under evaluation. To address the aforementioned points, this work presents the design and implementation of a grid-connected PV system simulator using the HIL technique. This simulator allows the study of operational scenarios, evaluating control schemes for practical, experimental, and research purposes, while also supporting the training of undergraduate and graduate students in the fields of electrical engineering and electronic engineering at the Industrial University of Santander (UIS).

* Master's Thesis

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. Department of Electrical, Electronic, and Telecommunications Engineering. Director: Juan Manuel Rey López, Ph.D. in Electrical Engineering.

Introducción

La energía solar fotovoltaica representó el 70% de las adiciones totales de capacidad de energía renovable (348 GW) a nivel mundial en 2022 (REN21, 2023). Este crecimiento marca un hito, ya que la energía solar ha superado por primera vez a la energía eólica en la producción de energía. La tasa de crecimiento alcanzada es consistente con el pronóstico del escenario de emisiones netas cero para 2050 (IEA, 2021). Sin embargo, para mantener esta tasa de crecimiento, gobiernos, entidades públicas, entidades privadas y la academia deben continuar trabajando en resolver los desafíos planteados por el aumento de las energías renovables en las redes eléctricas.

La academia ha desempeñado un papel esencial en el avance de la transición energética. Se han propuesto técnicas para modelar y simular de manera precisa el funcionamiento de los sistemas PV. La simulación en tiempo real (RTS, por sus siglas en inglés) es una de las técnicas más relevantes que permite la evaluación de los sistemas PV de esta manera. RTS implica el modelado completo o parcial de un sistema, permitiendo su validación y prueba. Además, esta técnica requiere que el tiempo de procesamiento de los modelos computacionales coincida con el tiempo del sistema en el mundo real, garantizando así que el tiempo de ejecución de la simulación sea igual al del sistema físico real (Bai et al., 2023; Bélanger et al., 2010).

La principal ventaja de simular sistemas en tiempo real es que permite la interacción entre la simulación y el mundo físico (Bai et al., 2023). Sin embargo, RTS tiene como objetivo simular el comportamiento de los sistemas utilizando modelos y software sin necesariamente involucrar componentes físicos reales. Un caso particular de RTS es la técnica Hardware-In-the-Loop (HIL), la cual integra componentes de hardware reales en entornos de simulación en tiempo real para probar y validar su funcionamiento. Así, RTS permite analizar el comportamiento del sistema en un entorno simulado, y HIL facilita la prueba de componentes de hardware reales para evaluar su rendimiento en un entorno más realista (Mihalič et al., 2022).

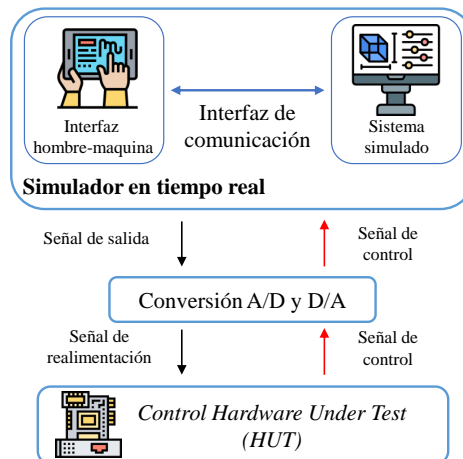


Fig. 1. Esquema general de la técnica Controller Hardware-In-the-Loop (CHIL)

Dado que HIL es una técnica de bucle cerrado, facilita la evaluación de dos o más subsistemas, con al menos uno de ellos implementado físicamente y los demás modelados en un simulador digital en tiempo real. Un sistema basado en la técnica HIL incluye el hardware bajo prueba (HUT, por sus siglas en inglés), un dispositivo físico que se está probando (Nguyen et al., 2017). El HUT introduce respuestas no ideales en el sistema completo, haciendo que la configuración HIL se asemeje estrechamente a una aplicación completamente física.

Dentro de las categorías de técnicas HIL, se diferencian el Controlador Hardware-In-the-Loop (CHIL) y el Hardware-In-the-Loop de Potencia (PHIL), según el nivel de tensión de operación del HUT y el tipo de dispositivo real que se busca probar. La técnica CHIL implica trabajar con valores de tensión inferiores típicamente a los 50 [V], donde el HUT corresponde al controlador físico. Por otro lado, en la técnica PHIL, el HUT opera a niveles de tensión más altos, lo que también resulta en mayores demandas de potencia (Nguyen et al., 2017). Un beneficio significativo de utilizar PHIL, en comparación con CHIL, es la capacidad de evaluar HUTs de potencia en condiciones más cercanas a entornos del mundo real. La figura 1 y la figura 2 muestran las técnicas CHIL y PHIL, incluyendo sus componentes respectivos y diferencias.

HIL es una técnica ampliamente utilizada en electrónica de potencia, con una considerable expansión en el área de recursos energéticos distribuidos (Sidwall & Forsyth, 2022). A continua-

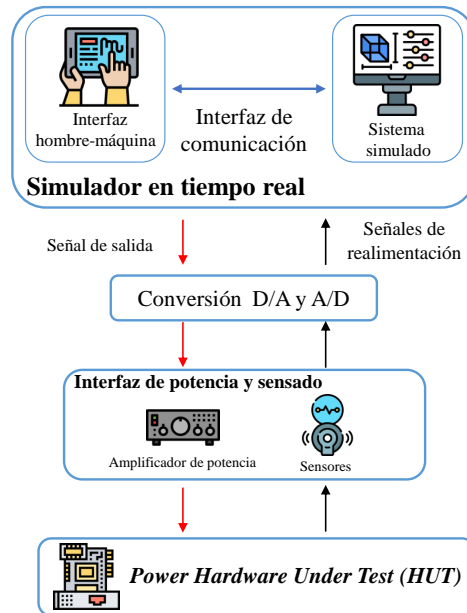


Fig. 2. Esquema general de la técnica Power Hardware-In-the-Loop (PHIL)

ción se revisan estudios relevantes clasificados en: Bancos de pruebas HIL y PHIL, evaluación y análisis en sistemas PV y enfoques educativos. Cada categoría proporciona una visión integral de los avances y desafíos en la implementación y utilización de técnicas HIL, destacando los enfoques metodológicos, los resultados obtenidos y las plataformas utilizadas en cada estudio.

0.0.1. Bancos de prueba HIL & PHIL

Jung (2015) presenta un banco de prueba basado en PHIL aplicado a un panel PV monocristalino. Utilizando el simulador en tiempo real RT-Lab de Opal RT y Matlab/Simulink, se optimizan modelos para mejorar la precisión y la velocidad de cálculo. La investigación destaca la comunicación y la configuración del sistema para emular eléctricamente el panel PV con interfaces de hardware de potencia, verificando experimentalmente la efectividad del sistema PHIL propuesto.

Williams et al. (2014) abordan la integración de esquemas avanzados de control de inversores para mejorar la calidad de la energía en sistemas de generación solar fotovoltaica distribuida. Se desarrolla un banco de prueba utilizando la técnica PHIL y la plataforma GridLAB-D, ejecutada en el Laboratorio Nacional del Noroeste del Pacífico (PNNL). Además, en el Laboratorio Nacional

de Energías Renovables (NREL), un inversor de hardware interactúa con simuladores de red y PV. La plataforma permite estudiar el comportamiento de los esquemas de control en un entorno de sistema de distribución.

Huang et al. (2020) estudia un inversor conectado a la red fotovoltaica basado en HIL. Se utiliza MATLAB / Simulink para construir el modelo del sistema de inversor conectado a la red fotovoltaica. En este estudio, se analiza el rendimiento y la desviación de los resultados en la plataforma de simulación HIL.

Arifujjaman et al. (2020) y Pratt et al. (2019) proponen bancos de prueba basados en HIL, CHIL y PHIL enfocados en probar recursos energéticos distribuidos. En estos estudios se centran en sistemas PV y elementos de potencia como inversores que son requeridos para la conexión del sistema a la red. Estos bancos permiten a los investigadores universitarios, fabricantes y proveedores de servicios públicos evaluar diferentes casos o sistemas de control de los DER existentes y futuros al proporcionar una combinación realista de diferentes sistemas.

Lotz y Könemund (2021) desarrollan una metodología para la validación de sistemas de energía eléctrica utilizando simulación en tiempo real, denominada metodología System-in-the-Loop (SysiL). SysiL proporciona un marco estructurado y sistemático para la validación, que incluye los conceptos conocidos de HIL, PHIL, CHIL. En este estudio, se demuestra el marco SysiL con validación HIL de diseños de controladores de Convertidores Modulares Multinivel (MMC) a escala de laboratorio, mostrando resultados experimentales y del enfoque SysiL.

Samano-Ortega et al. (2020) desarrollan un sistema HIL para emular el comportamiento de un sistema PV que incluye un panel PV y un convertidor boost DC-DC en serie. El emulador se integró en una placa de desarrollo NI-myRIO. Este emulador se propone como una plataforma para la validación de sistemas de control, permitiendo realizar la etapa experimental con dos controladores conectados al sistema PV sin necesidad del sistema real y emulando diferentes condiciones de operación.

0.0.2. Evaluación y Análisis en Sistemas PV

Pokharel y Ho (2020) proponen un método para evaluar un microinversor PV en una configuración PHIL. Se lleva a cabo un análisis extensivo de estabilidad y el diseño de un compensador para mejorar el límite de estabilidad del sistema PHIL. El flujo de trabajo desarrollado se aplica para evaluar un microinversor PV de 250 W, que mostró un rendimiento estable con más del 97 % de eficiencia durante el estado estacionario y transitorios.

Ghanbari y Bhattacharya (2019) presentan una metodología y un algoritmo para validar el rendimiento de un sistema PV conectado a la red. El objetivo es observar cómo los cambios en la irradiancia de las matrices fotovoltaicas afectan al lado de carga del convertidor mediante simulación en tiempo real. La metodología utiliza OPAL-RT como plataforma HIL, modelando el sistema a través de su biblioteca basada en MATLAB.

Nzimako y Wierckx (2016) modelan y la simulan un sistema PV integrado a la red en un RTDS. Se evalúa el modelado de la matriz PV en el simulador, así como el convertidor de potencia y los controles para el sistema PV. Se presenta un análisis de la operación en tiempo real del sistema PV.

0.0.3. Plataformas de educación

Kotsampopoulos et al. (2016) presentan el uso de la técnica PHIL para la educación en laboratorio. Se seleccionan cuatro temas clave para comprender el funcionamiento de los sistemas de potencia y se diseñan ejercicios de laboratorio correspondientes. Los temas abarcan los efectos de la integración creciente de la generación distribuida (DG), incluyendo la distribución de potencia entre generadores sincrónicos y DG, el control de tensión con cambiadores de tomas en carga y DG, cortocircuitos con DG basado en inversores, y la operación de microrredes.

Le et al. (2023) presentan un sistema de evaluación y detección de fallos PV basado en la tecnología de Internet de las Cosas (IoT) para aplicaciones PV. El sistema utiliza un chip STM32F103C8T6 con un procesador Arm Cortex-M3 de 32 bits y un convertidor analógico-digital (ADC) de 12 bits para medir parámetros importantes como la irradiancia solar, la temperatura de

la celda trasera, el voltaje de operación y la corriente de salida de los dispositivos PV.

Menghal y Laxmi (2011) destacan la importancia de las herramientas de simulación en tiempo real en la educación en ingeniería, especialmente para el estudio de Máquinas Eléctricas. El enfoque principal es la utilización de HIL, que permite simular el comportamiento de sistemas eléctricos en tiempo real, mejorando la conexión entre teoría y práctica. Las plataformas que se destacan son MATLAB/Simulink con Real-Time Workshop (RTW) y Real-Time Windows Target (RTWT), así como Real Time Laboratory (RT Lab) y Rapid Control Prototyping (RCP).

Bastos et al. (2019) y Mohammadi et al. (2022) proponen una metodología para implementar sistemas HIL y CHIL a bajo costo usando un DSP de Texas Instruments (F28377S) y un kit de desarrollo LAUNCHXL28379D, respectivamente. En los dos casos se realizan estudios de inversores PV para una previa conexión a la red eléctrica o a una microrred. Estos dos estudios ofrecen una alternativa diferente para la implementación de un sistema HIL cuando se tienen recursos económicos limitados.

Los estudios revisados demuestran cómo el Hardware-in-the-Loop (HIL) es una técnica poderosa y versátil que facilita la implementación y evaluación de diversos diseños. Permite probar sistemas de control, dispositivos o técnicas con el fin de comprender y optimizar su funcionamiento. Esta técnica proporciona un entorno controlado para realizar pruebas exhaustivas que replican condiciones reales, lo cual es crucial para entender el comportamiento de sistemas complejos y mejorar su rendimiento y confiabilidad.

Además, se observa un avance significativo en el área de los sistemas PV, ya sean sistemas aislados o conectados a la red. La combinación de sistemas PV con la tecnología HIL es una estrategia eficaz que permite estudiar esta fuente de energía de manera más flexible, considerando los diversos entornos en los que los sistemas PV deben operar. Esta integración facilita la evaluación del rendimiento y la confiabilidad de los sistemas PV bajo diferentes condiciones, y apoya el desarrollo de soluciones innovadoras para mejorar la eficiencia energética y la sostenibilidad. En definitiva, el uso de HIL en el estudio de sistemas PV representa un paso adelante en la comprensión y optimización de esta vital fuente de energía renovable.

Finalmente, el enfoque de los sistemas HIL en el ámbito educativo es de gran importancia. Los estudios muestran que HIL permite a los estudiantes acercarse de manera realista a los sistemas que encontrarán en la industria, pero de una forma segura y controlada. Además, en muchos casos, es posible implementar HIL a costos más bajos en comparación con la creación de sistemas completos con todos los elementos reales necesarios. Esto no solo proporciona una experiencia de aprendizaje más rica y práctica, sino que también fomenta la innovación y el desarrollo de habilidades técnicas en un entorno educativo.

Generalidades del proyecto

Este trabajo de investigación de maestría busca el diseño y la implementación de un simulador de sistemas PV conectados a la red utilizando la técnica de Hardware-In-the-loop (HIL). Como parte de este proceso, se establecieron una serie de objetivos, así como limitaciones y alcances que se detallarán a continuación.

0.1. Objetivos

0.1.1. *Objetivo general*

Desarrollar un simulador basado en hardware-in-the-loop (HIL) de sistemas PV con conexión a la red utilizando convertidores electrónicos de potencia.

0.1.2. *Objetivos específicos*

1. Diseñar un sistema basado en la técnica de hardware-in-the-loop (HIL) para un sistema PV emulado, teniendo en cuenta criterios técnicos.
2. Implementar un emulador de sistemas PV basado en la técnica de HIL según el diseño previamente establecido.
3. Caracterizar la operación del emulador de sistemas PV con conexión a la red, mediante escenarios e indicadores escogidos.

0.2. Alcances

Este proyecto de investigación tiene como objetivo desarrollar un sistema basado en la técnica Hardware-in-the-Loop (HIL) para emular un sistema PV utilizando convertidores electrónicos de potencia. Este módulo permitirá la conexión a la red eléctrica, ofreciendo una plataforma para el análisis y la evaluación de sistemas PV conectados a la red.

Es importante destacar que en este trabajo, la red eléctrica en el punto de conexión común es emulada a través de una fuente AC programable, la cual proporciona señales de tensión trifásicas sinusoidales puras como referencia. Además, el sistema está diseñado para operar a baja potencia, con un máximo de 1000 W, y se enfoca únicamente en la inyección de potencia activa por parte del sistema fotovoltaico.

Este proyecto no se centra en probar escenarios o técnicas específicas para resolver problemas en la red eléctrica. No se evaluarán soluciones a problemas de estabilidad, calidad de energía, ni compensación de potencia reactiva en este caso de estudio. En su lugar, el enfoque principal está en el diseño, implementación y comprobación del funcionamiento del sistema HIL para la emulación de sistemas PV.

0.3. Divulgación científica

Titulo	Autores	Revista/ Evento	Estado
Diseño de un simulador de sistemas PV con conexión a la red usando la técnica de hardware-in-the-loop	Tania Castellanos María Alejandra Mantilla Juan Manuel Rey Mauricio Bautista	EIEI ACOFI, Colombia, Septiembre 2023	Publicado
Design of a hardware-in-the-loop based grid-connected photovoltaic system simulator	Tania Castellanos María Alejandra Mantilla Juan Manuel Rey Mauricio Bautista	ICCAD, Francia, Mayo 2024	Publicado

EIEI ACOFI 2023: <https://acofipapers.org/index.php/eiei/article/view/3153>

ICCAD 2024: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/10553713>

0.4. Estructura del documento

Este documento se divide en 7 capítulos estructurados de la siguiente forma:

En el **capítulo 1** se realiza una descripción detallada del diseño del sistema basado en la técnica HIL, que contempla el emulador en tiempo real de un generador PV y la unidad de acondicionamiento de potencia (hardware bajo prueba) del sistema PV. Se explican los componentes, las conexiones, y se abordan aspectos técnicos de los dispositivos seleccionados.

En el **capítulo 2** se explica la función del simulador en tiempo real, en el cual se ejecutan algoritmos y sistemas de control que permiten el funcionamiento del emulador del generador PV.

En el **capítulo 3** se describen los algoritmos de control de la unidad de acondicionamiento de potencia del sistema PV.

En el **capítulo 4** se presentan los resultados de la simulación fuera de línea del sistema diseñado, para dos escenarios específicos. Estas simulaciones se llevan a cabo en Matlab/Simulink.

En el **capítulo 5** se detalla el proceso de implementación del módulo propuesto basado en la técnica HIL. Además, se discuten los desafíos encontrados durante el proceso de implementación.

En el **capítulo 6** se presentan los resultados de las pruebas experimentales del módulo basado en la técnica HIL implementado, mostrando dos escenarios en los que se evalúa su funcionamiento y la caracterización del sistema.

Finalmente, en el **capítulo 7** se presentan las conclusiones del trabajo y se ofrecen recomendaciones para futuras implementaciones de este tipo.

1. Diseño del sistema

El simulador de sistemas PV basado en la técnica HIL consta de un emulador en tiempo real de un generador PV y sistemas físicos reales bajo prueba (HUT, por sus siglas en inglés). La figura 3 presenta el esquema general del sistema propuesto. El emulador PV se muestra con un fondo azul, y el HUT se presenta con un fondo verde.

El emulador se compone de un simulador digital en tiempo real (RTDS, por sus siglas en inglés) y un sistema de electrónica de potencia, que, al trabajar juntos, simulan el comportamiento de un generador PV a la misma tasa que el sistema físico real.

Por otro lado, el HUT corresponde al acondicionador de potencia de la fuente renovable y su unidad de control, lo que permite su conexión a la red. Además, se utiliza una fuente AC programable para emular la red eléctrica en el punto de acoplamiento común (PCC, por sus siglas en inglés). Tal como se observa en la figura 3, el HUT comprende los convertidores electrónicos de potencia y sistemas de control que se quieren evaluar y probar.

En este capítulo, se describirá el emulador PV y el HUT, destacando las características técnicas de cada dispositivo utilizado en la implementación.

1.1. Emulador en tiempo real de un generador PV

Este sistema emula un generador PV utilizando un sistema de electrónica de potencia y un RTDS. El sistema de electrónica de potencia incluye un convertidor DC/DC reductor (*buck converter*) y un rectificador trifásico no controlado. El rectificador es conectado a la red mediante un transformador. Además, el sistema incorpora un circuito para el proceso de carga inicial del capacitor situado a la entrada del convertidor reductor.

El RTDS ejecuta el modelo matemático del generador PV y controla el convertidor reductor, permitiendo así reproducir el comportamiento del generador PV a la misma tasa que el sistema físico real. El papel del RTDS se detalla en el capítulo 2.

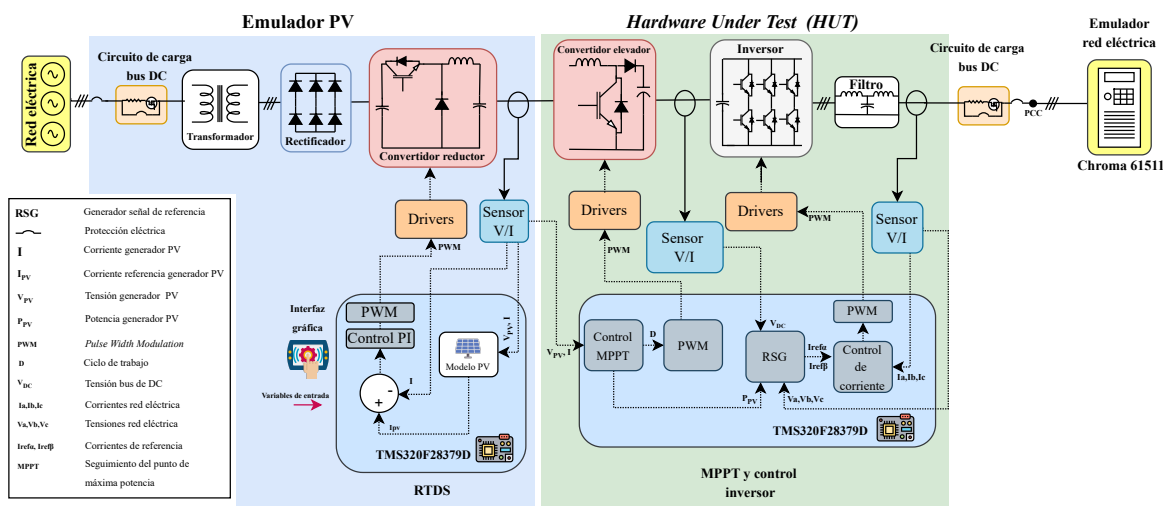


Fig. 3. Esquema general del simulador de sistemas PV con conexión a la red basado en HIL

1.1.1. Sistema de electrónica de potencia

Como ya se explicó, este sistema se compone de un transformador, un rectificador, un circuito de carga inicial para el capacitor, y un convertidor tipo reductor. La figura 4 muestra un esquema detallado de la conexión del sistema de electrónica de potencia del emulador en tiempo real del generador PV. Además, en la tabla 1 se presenta un resumen de los dispositivos usados en este sistema. A continuación, se presentan las especificaciones técnicas de cada uno de estos elementos.

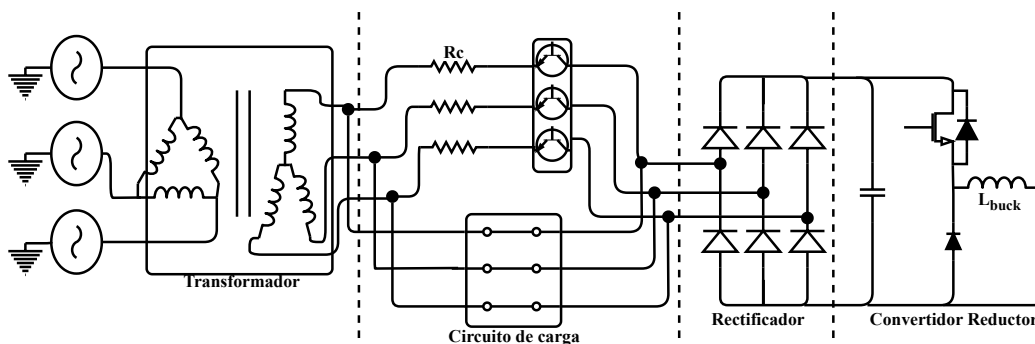


Fig. 4. Esquema circuital del sistema de electrónica de potencia del emulador PV

Dispositivo	Elementos	Referencias
Circuito de Carga	Resistencia (R_c)	KAL50FB1K00-ND
	Breaker trifásico	A9F74332
	Tarjeta relé	TKY104-1A-P-AC
Rectificador		MT5016A
Convertidor reductor	Convertidor medio puente	SPM-HB-SiC
	Bobina (L_{buck})	197H10

Tabla 1. Elementos del sistema de electrónica de potencia del emulador PV

1.1.1.1. Transformador. El transformador se utiliza por motivos de seguridad ya que permite aislar galvánicamente la red eléctrica del módulo de emulación. Este transformador es trifásico, y sus principales características son:

- Relación de transformación 1:1
- Tipo de conexión Δ -Y
- Tensión nominal en el primario de 134.71 [Vrms]
- Tensión nominal en el secundario de 134.71 [Vrms]
- Corriente nominal en el primario de 11.05 [Arms]
- Corriente nominal en el secundario de 11.05 [Arms]
- Potencia nominal de 5 [kVA]
- Frecuencia de 60 [Hz]

1.1.1.2. Rectificador. El rectificador trifásico en puente completo se conecta a la salida del transformador, con el objetivo de alimentar el convertidor DC/DC reductor, transformando la señal en corriente alterna extraída de la red, a corriente directa. Las principales características de este dispositivo son:

- Referencia MT5016A
- Rectificador no controlado a base de diodos.
- Tensión repetitiva pico inversa máxima (VRRM) de 1600[V]
- Corriente de salida media directa de 50 [A]

1.1.1.3. Convertidor tipo reductor (*buck converter*). El convertidor tipo reductor es el encargado de emular el generador PV. Su funcionamiento y sistema de control se detallarán más a fondo en el capítulo 2. Las principales características y especificaciones técnicas de este módulo son:

- Referencia SPM-HB-SiC
- Tensión de entrada DC 350[V_{DC}] a 25°C
- Corriente de salida 11.2 [A_{RMS}], a 2kHz a 25°C
- Potencia de salida 1.2[kW] a 2kHz a 25°C
- Frecuencia de conmutación máxima 200[kHz]
- Interruptores tipo FET (del inglés *field-effect transistor*) de SiC (del inglés *silicon carbide*)
- El módulo de referencia SPM-HB-SiC tiene un capacitor integrado de 470[uF].
- Inductor de referencia 197H10

Para la selección del valor de la bobina de este convertidor tipo reductor se tuvo en cuenta los valores de diseño de la tabla 2.

Partiendo de estos valores, el cálculo del valor del inductor se realizó a partir de la ecuación (1). Esta ecuación es presentada en (Ejury, 2013) (Hart & Bautista, 2001), y proporciona el valor mínimo que debe tener el inductor en el diseño del convertidor reductor.

Especificación de diseño	Valor	Representación
Voltaje de entrada	294 [V]	V_{in}
Voltaje de salida	220.32 [V]	V_{out}
Ciclo de trabajo	0.74	D
Potencia máxima	1000[W]	P_{max}
Porcentaje rizado de corriente del inductor	20%	ΔI
Frecuencia de conmutación	20 [kHz]	f_s

Tabla 2. Tabla valores de diseño convertidor reductor

$$L_{\min} = \frac{V_{out} \cdot (1 - D)}{\Delta I_L \cdot f_s} \quad (1)$$

El valor del rizado de corriente para el calculo del inductor se realizo mediante la ecuación:

$$\Delta I = \frac{P_{max}}{V_{out}} \cdot 0,2\% \quad (2)$$

Al realizar el calculo del valor mínimo de la bobina para el diseño da un valor de $3,2[mH]$. Se decide trabajar con un valor final de bobina de $7,5[mH]$, asegurando que el convertidor trabaje en modo continuo.

1.1.1.4. Circuito de carga. El circuito de carga tiene la responsabilidad de cargar el capacitor de entrada del convertidor DC/DC reductor, una vez se inicializa el módulo emulador PV. Su función principal es prevenir picos elevados de corriente y, por ende, proteger los dispositivos de posibles daños. Este circuito está conformado por los siguientes elementos:

- Interruptor trifásico de referencia A9F74332
- Tres resistencias bobinadas de $1[k\Omega]$ a $50[W]$ cada una
- Tarjeta de salida para PLC con relé de estado sólido DC GJ-5-L, de referencia TKY104-1A-

P-AC

1.2. Hardware bajo prueba

El diseño propuesto incorpora dos HUT (*Hardware Under Test*): el primero involucra convertidores electrónicos de potencia, mientras que el segundo se centra en los sistemas de control para estos convertidores. En la sección 1.2.1, se detallarán las características de los convertidores electrónicos de potencia utilizados para el acondicionamiento de potencia del sistema PV. En el capítulo 1.2.2, se hace una explicación general de los sistemas de control de la unidad de acondicionamiento de potencia, y en el capítulo 3 se explicarán con mayor detalle estos controladores.

1.2.1. Unidad de acondicionamiento de potencia (UAP)

El primer HUT corresponde a la unidad de acondicionamiento de potencia del sistema PV. Esta unidad abarca un convertidor DC/DC elevador, un filtro capacitivo en el bus de DC, un inversor trifásico de potencia, y un filtro LCL. En la figura. 5 se presenta un esquema detallado de la conexión de la UAP. Cabe aclarar que en el diseño se utilizó un circuito para la carga inicial del filtro capacitivo del bus de DC del inversor, el cual se conecta entre el filtro LCL y el PCC. Las características de este circuito de carga se detallan en la Sección 1.1.1.4, y su conexión es igual a la que se puede observar en la figura 4. En la tabla 3 se realiza un resumen de los dispositivos usados en la UAP, los cuales se detallan a continuación.

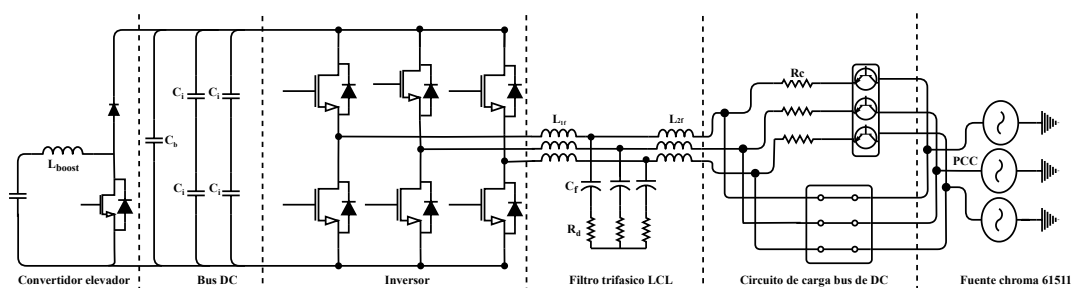


Fig. 5. Esquema circuital de la unidad de acondicionamiento de potencia

1.2.1.1. Convertidor elevador (*boost converter*). El convertidor elevador se emplea para ajustar el punto de operación del generador PV y maximizar la potencia suministrada. Las princi-

Dispositivo	Elementos	Referencias
Convertidor elevador	Convertidor medio puente	SPM-HB-SiC
	Bobina (L_{boost})	197E15
Inversor trifásico de potencia		SPM-VFD-SiC
Filtro trifásico LCL	Bobinas $L_{1f} = L_{2f}$	195G10
	Capacitor (C_f)	495-75415-ND
	Resistencia (R_d)	KAL25FB10R0-ND
Circuito de carga	Resistencia (R_c)	KAL50FB1K00-ND
	Interrupción trifásico	A9F74332
	Tarjeta relé	TKY104-1A-P-AC

Tabla 3. Elementos de la unidad de acondicionamiento de potencia

Las características y especificaciones técnicas de este dispositivo son:

- Referencia SPM-HB-SiC
- Tensión de entrada DC $350[V_{DC}]$ a 25°C
- Corriente de salida $11.2 [A_{RMS}]$, a 2kHz a 25°C
- Potencia de salida $1.2[\text{kW}]$ a 2kHz a 25°C
- Frecuencia de conmutación máxima $200[\text{kHz}]$
- Interruptores tipo FET de SiC
- El módulo de referencia SPM-HB-SiC tiene un capacitor integrado de $470[\mu\text{F}]$.
- Inductor de referencia 197E15

El cálculo del valor del inductor para el diseño del convertidor elevador, se realizó teniendo en cuenta los valores presentados en la tabla 4. Estos valores son reemplazados en la ecuación (3).

Especificación de diseño	Valor	Representación
Voltaje de entrada	220.32 [V]	V_{in}
Voltaje de salida	420 [V]	V_{out}
Corriente maxima	4.9 [A]	I_{out}
Ciclo de trabajo	0.475	D
Potencia máxima	1000[W]	P_{max}
Porcentaje rizado de corriente del inductor	20%	ΔI
Frecuencia de conmutación	20 [KHz]	f_s

Tabla 4. *Tabla valores de diseño convertidor elevador*

Esta ecuación de diseño es presentada en (Hauke, 2009) (Hart & Bautista, 2001), y proporciona el valor mínimo que debe tener el inductor en el diseño del convertidor elevador.

$$L_{minBoost} = \frac{V_{in} \cdot (V_{out} - V_{in})}{\Delta I \cdot f_s \cdot V_{out}} \quad (3)$$

En este caso el valor del rizado de la corriente del inductor se halló con la ecuación:

$$\Delta I = 0,2 \cdot I_{max} \cdot \frac{V_{out}}{V_{in}} \quad (4)$$

Al realizar el cálculo para el mínimo valor de la bobina se tiene un resultado de 2,80[mH] y para el diseño se escoge el valor final de 3,5[mH].

1.2.1.2. Bus de corriente continua (DC). El bus de DC se refiere al lado de continua del inversor de potencia. En la figura 5 se puede observar que está conformado por cinco capacitores, cada uno con un valor de 470 μ F y referencia **ALA7DA471CF450**. Cada capacitor soporta un pico máximo de 450 V. Cabe destacar que los cuatro capacitores denominados C_i están incorporados en el módulo **SPM-VFD-SiC**, que es el inversor utilizado en este proyecto, mientras que el capacitor

C_b está incorporado en el módulo **SPM-HB-SiC**, que es el módulo empleado para construir el convertidor elevador.

1.2.1.3. Inversor de potencia. Se utiliza un inversor trifásico en puente completo tipo fuente de tensión. Este inversor es empleado para inyectar una corriente alterna controlada en la red, la cual se sincroniza con el la tensión en el PCC. Los principales aspectos técnicos del inversor son:

- Referencia SPM-VFD-SiC
- Tensión de entrada DC 600[V_{DC}] a 25°C
- Tensión de entrada AC 420[V_{AC}] monofásico o trifásico a 50 [Hz]
- Corriente de salida 9.5 [A_{RMS}] a 2[kHz], 25°C.
- Potencia de salida 6.1[kW] a 2kHz, 25°C, 600 [VDC] de salida.
- Frecuencia de conmutación máxima 200[kHz]
- Interruptores tipo FET de SiC

1.2.1.4. Filtro LCL trifásico. En la figura 6 se puede observar el esquema del filtro LCL para una de las fases. El objetivo de este filtro es mitigar los armónicos de alto orden generados por la conmutación del inversor de potencia. Sus principales aspectos técnicos son:

- Referencia bobinas (L_{1f} y L_{2f}): 195G10
- Referencia capacitor (C_f): 495-75415-ND
- Referencia resistencia (R_d): KAL25FB10R0-ND

Para el diseño del filtro LCL, es importante considerar los valores nominales del sistema, los cuales se presentan en la tabla 5. Teniendo en cuenta estos valores, se parte de la siguiente

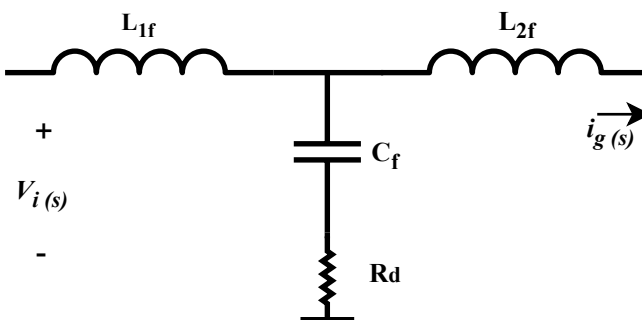


Fig. 6. Esquema del filtro LCL por fase

Especificación de diseño	Valor nominal
Tensión RMS red eléctrica	120 [Vrms]
Frecuencia angular red eléctrica	120π [rad/seg]
Potencia activa a inyectar	1000 [W]
Voltaje bus DC	420[V]
Frecuencia de conmutación	20 [kHz]

Tabla 5. Valores nominales diseño filtro LCL

función de transferencia:

$$H(s) = \frac{i_g(s)}{v_i(s)} = \frac{R_d C_f s + 1}{s^3 (L_{1f} L_{2f} C_f) + (L_{1f} + L_{2f}) R_d C_f s + (L_{1f} + L_{2f}) s} \quad (5)$$

La ecuación (5) representa la relación entre la corriente de salida y la tensión de entrada del filtro (ver figura 6).

El siguiente paso fue considerar la potencia reactiva absorbida por el filtro, analizando su impacto en el rendimiento del sistema y asegurando que esta potencia no exceda ciertos límites.

Es recomendable que la potencia reactiva sea menor al 5% de la potencia activa entregada por el inversor en condiciones nominales, para así mantener un alto factor de potencia. Para cumplir este requisito se usó la ecuación (6) tomada de (Pal et al., 2018), para determinar el valor del capacitor del filtro LCL.

$$C_f = 0,05 \frac{P}{3\omega V_{red}^2} = 3,07[\mu F] \quad (6)$$

Donde P es la potencia activa a inyectar, ω es la frecuencia angular de la red eléctrica y V_{red} es la tensión RMS de la red eléctrica.

El valor de la bobina L_{1f} se calculó a partir de la ecuación (7), tomada de (Pal et al., 2018).

$$L_{1f} = \frac{V_{DC}}{6f_{sw}\Delta I_{max}} = 4,46[mH] \quad (7)$$

Donde V_{DC} es el voltaje del bus de DC, f_{sw} es la frecuencia de conmutación de los transistores del inversor, y $\Delta I_{max} = 0,78[A]$ es el rizo pico a pico máximo de la corriente del inversor.

Para el cálculo del valor de L_2 se utiliza la relación:

$$L_{2f} = rL_{1f} \quad (8)$$

donde r es una constante. Para este caso se tomó un valor de r igual a la unidad ($r = 1$), ya que diferentes estudios han demostrado que esta relación mejora la robustez del filtro y reduce la energía almacenada en el filtro LCL (Jayalath & Hanif, 2016) (Ruan et al., 2018) (Pal et al., 2018).

Finalmente, se verifica que la frecuencia de resonancia del filtro se encuentre dentro del rango:

$$10f < f_{res} < 0,5f_{sw} \quad (9)$$

Donde f es la frecuencia fundamental de la corriente inyectada, es decir $60[Hz]$. El cálculo de la

frecuencia de resonancia se da por:

$$\omega_{res} = 2\pi f_{res} = \sqrt{\frac{L_{1f} + L_{2f}}{L_{1f}L_{2f}C_f}} = 12,16[\text{krad/s}] \quad (10)$$

Para el diseño de este filtro, también se determinó la resistencia de amortiguamiento, empleando la siguiente ecuación tomada de (Pal et al., 2018):

$$Rd = \frac{1}{3\omega_{res}C_f} \quad (11)$$

Los valores obtenidos a partir de las ecuaciones previamente presentadas son:

$$C_f = 3,07[\mu F] \quad (12)$$

$$L_{1f} = L_{2f} = 4,46[mH] \quad (13)$$

$$Rd = 9,18[\Omega] \quad (14)$$

Los valores comerciales utilizados fueron:

$$C_f = 3,3[\mu F] \quad (15)$$

$$L_{1f} = L_{2f} = 5[mH] \quad (16)$$

$$Rd = 10[\Omega] \quad (17)$$

Reemplazando los valores hallados en la ecuación (5) se obtiene:

$$H(s) = \frac{3,3 \times 10^{-5}s + 1}{8,25 \times 10^{-11}s^3 + 3,3 \times 10^{-7}s + 0,01s} \quad (18)$$

1.2.2. Control de la unidad de acondicionamiento de potencia

El segundo HUT permite probar los algoritmos de control de la unidad de acondicionamiento de potencia. El sistema de control consta de tres bucles: el seguidor del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés), la generación de señal de referencia y el controlador de corriente. Sobre estos sistemas de control se hablará más a profundidad en el capítulo 3.

El sistema de control se implementa en la tarjeta de desarrollo LaunchXL-F28379D de Texas Instruments, la cual está diseñada para trabajar con microcontroladores de la serie C2000. El C2000 es una serie de microcontroladores desarrollados por Texas Instruments, especialmente diseñados para aplicaciones en tiempo real, como control de motores, conversión de energía, automatización industrial, sistemas de control de movimiento (Incorporated, 2020).

2. Simulador digital en tiempo real

El simulador digital utilizado para este diseño es la tarjeta de desarrollo LAUNCHXL-F28379D de Texas Instruments, equipada con un microcontrolador C2000. Esta plataforma se destaca por su bajo costo en comparación con otras soluciones para simulación en tiempo real, como por ejemplo las plataformas ofrecidas por dSPACE, OPAL-RT, y RTDS Technologies. Además, ofrece múltiples características avanzadas, como módulos de procesamiento en paralelo, periféricos integrados, y capacidades de control digital, lo que la hace ideal para aplicaciones que requieren la implementación de sistemas de control y la ejecución de simulaciones precisas y eficientes.

En la sección 1.1 se mencionó que el RTDS realiza dos funciones principales: resolver el modelo matemático del generador PV y ejecutar el controlador del convertidor reductor. A continuación, se presenta una explicación detallada de las tareas desarrolladas por el RTDS.

2.1. Modelo matemático del generador PV

Para modelar el generador PV se utiliza el circuito equivalente de diodo único con resistencias en serie (R_S) y paralelo (R_{SH}), presentado en la figura 7. La fuente de corriente independiente proporciona la corriente fotogenerada (I_{PV}), que cambia linealmente con la irradiancia solar (Boukougou et al., 2013). El diodo representa la corriente que escapa debido a la difusión en la unión P-N. Las resistencias en serie (R_S) y en paralelo (R_{SH}) modelan las pérdidas de contacto y de la unión, y las corrientes de fuga, respectivamente (Dzimano, 2008).

La corriente de salida (I) y la tensión en los terminales (V_{PV}) del generador PV están relacionados por la ecuación (19), donde I_0 es la corriente de saturación inversa del diodo, V_T es el voltaje térmico y m es el factor de idealidad del diodo (Bai et al., 2023).

$$I = I_{PV} - I_0 \left[e^{\left(\frac{V_{PV} + I \cdot R_S}{m \cdot V_T}\right)} - 1 \right] - \left(\frac{V_{PV} + I \cdot R_S}{R_{SH}} \right) \quad (19)$$

Este modelo fue elegido por su simplicidad y precisión demostrada en estudios anteriores

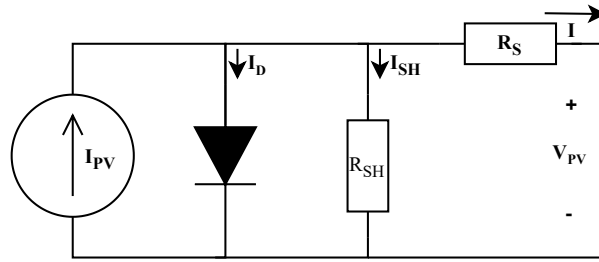


Fig. 7. Modelo de circuito equivalente de diodo único

(Dzimano, 2008) (Bonkougou et al., 2013). El modelo resultante del generador PV corresponde a una ecuación no lineal. Por lo tanto, se utiliza el método numérico de Newton-Raphson para resolver la ecuación (19).

2.2. Solución numérica del modelo del generador PV

El método de Newton-Raphson es un algoritmo iterativo utilizado en ingeniería eléctrica para resolver sistemas no lineales (Bai et al., 2023). La figura 8 muestra el diagrama de flujo del método de Newton-Raphson implementado en este trabajo. Los siguientes parámetros son las entradas del algoritmo: la tensión de salida del convertidor reductor (V_{PV} que corresponde con la tensión en los terminales del generador PV), el número de cadenas de paneles en paralelo del generador PV (Mp), el número de paneles en serie en cada cadena del generador PV (N_{ss}), la temperatura de la célula (T) y la irradiancia solar (I_{rr}) que incide en el generador PV. Luego, se calcula $f(I_{ref})$ utilizando la ecuación (20) junto con su respectiva derivada $f'(I_{ref})$.

$$f(I_{ref}) = I_{PV} - I_0 \left[e^{\left(\frac{V_{PV} + I_{ref} \cdot R_S}{m \cdot V_T} \right)} - 1 \right] - \left(\frac{V_{PV} + I_{ref} \cdot R_S}{R_{SH}} \right) - I_{ref} \quad (20)$$

La señal de referencia para la corriente de salida del convertidor reductor (I_{ref}) se calcula utilizando la corriente medida a la salida del convertidor reductor (I), $f(I_{ref})$ y $f'(I_{ref})$, como se muestra en la figura 8. Finalmente, se evalúa un criterio de parada basado en el valor absoluto del error de corriente. Una vez que el algoritmo converge, proporciona la corriente de referencia para el convertidor DC/DC reductor.

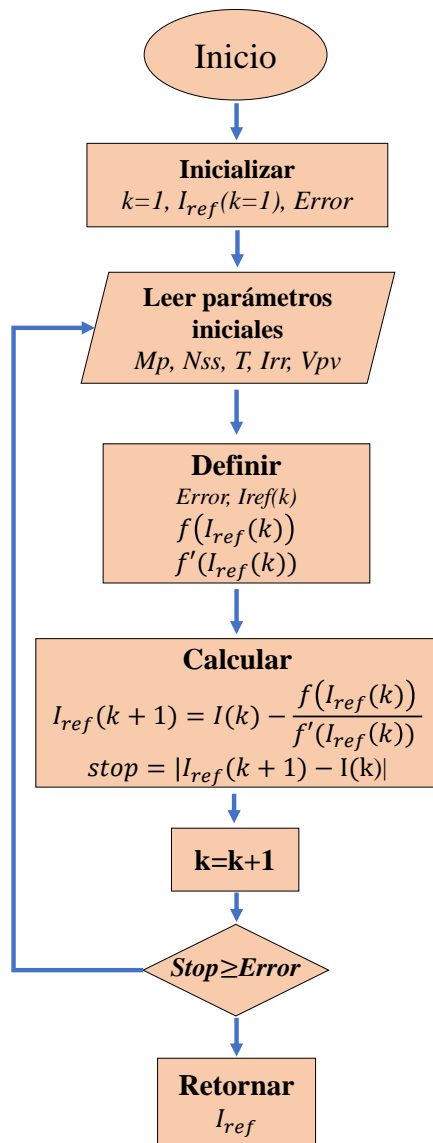


Fig. 8. Diagrama de flujo del algoritmo basado en el método de Newton-Raphson

Cabe aclarar que para este proyecto todos los parámetros de entrada del modelo matemático, excepto la tensión medida a la salida del convertidor reductor, pueden ser cambiados en tiempo real desde una interfaz, según lo requiera el usuario.

2.3. Controlador del convertidor DC/DC reductor

La figura 9 ilustra el esquema de control para el convertidor reductor (*buck converter*). El diagrama muestra un sistema controlado por corriente utilizando un regulador proporcional-integral (PI) (Ottieri et al., 2020). Este controlador actúa sobre el error entre la corriente de referencia I_{ref} (salida del algoritmo de Newton-Raphson) y la corriente medida en la salida del convertidor reductor (I). La salida del controlador PI corresponde al ciclo de trabajo del convertidor reductor, por lo que se emplea la técnica de modulación por ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés) para generar los pulsos de disparo del transistor del convertidor.

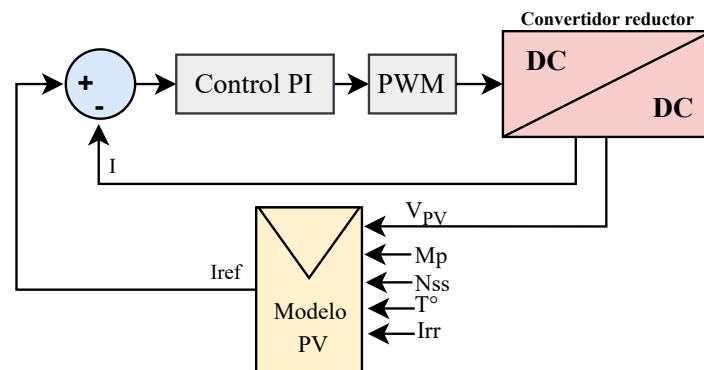


Fig. 9. Esquema de control del convertidor reductor

2.3.1. Controlador Proporcional Integral

En la figura 10.A se presenta el esquema circuital de un convertidor tipo reductor, que incluye una resistencia R de carga. Este esquema muestra la configuración básica y los componentes esenciales del convertidor. En la figura 10.B se ilustra el modelo de pequeña señal en AC del convertidor reductor. Este modelo es empleado para el diseño y análisis del convertidor, ya que permite evaluar su comportamiento dinámico ante pequeñas perturbaciones. La capacidad de respuesta a estas perturbaciones es fundamental para garantizar la estabilidad y eficiencia del sistema en aplicaciones prácticas.

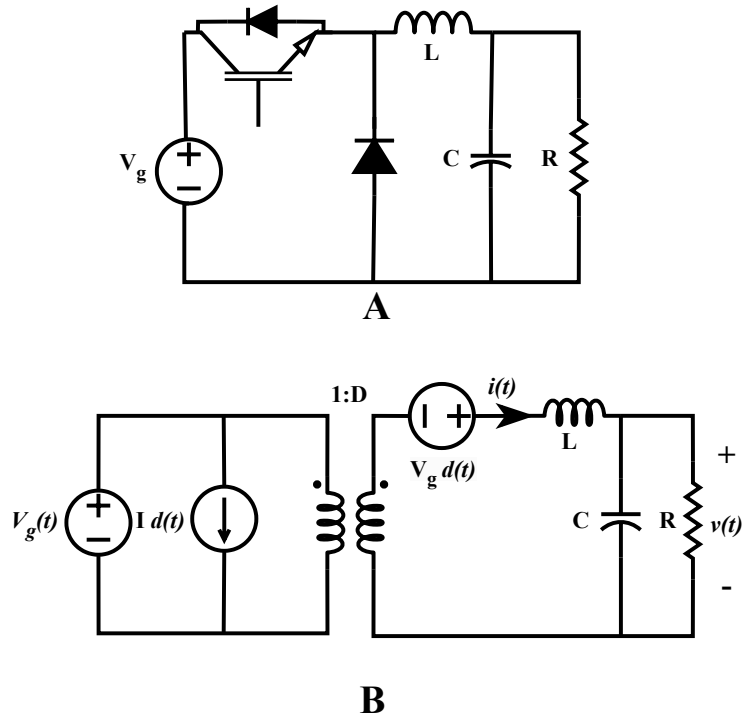


Fig. 10. A. Esquema circuital convertidor reductor; B. Modelo AC pequeña señal convertidor reductor

Para este caso el controlador fue diseñado basándose en el modelo AC de pequeña señal del convertidor. El diseño tiene como punto de partida la derivación de una ecuación específica de la planta. Dicha ecuación, representada por (21), describe la variación de la tensión de salida del convertidor en relación con la variación de la señal del ciclo de trabajo del convertidor reductor.

$$G_{vd}(s)_{Buck} = \frac{\frac{V}{DLC}}{s^2 + \frac{s}{RC} + \frac{1}{LC}} \quad (21)$$

Donde V es el voltaje de salida DC (de gran señal), D el ciclo de trabajo (de gran señal), L la bobina del diseño, C el capacitor y R la resistencia de carga.

Dado que se opta por implementar un control basado en corriente, es necesario adaptar la ecuación (21) para expresarla en función de la corriente de salida del convertidor. Para lograr esto, se realiza una división de la función por un valor equivalente de resistencia de carga (R), obteniendo la ecuación presentada en (22). Esta ecuación se usa como la ecuación de planta para el diseño del control PI.

$$G_{id}(s)_{Buck} = \frac{\frac{V}{DLCR}}{(s^2 + \frac{s}{RC} + \frac{1}{LC})} \quad (22)$$

La figura 11 muestra la respuesta al escalón de la planta sin aplicar un controlador, revelando una respuesta ligeramente amortiguada. Además, el diagrama de Bode presentado en la figura 12, muestra un margen de ganancia infinito y un margen de fase de 1.81 grados. El margen de fase es un indicador crítico de la estabilidad del sistema de control, un valor bajo indica que el sistema está cerca de la inestabilidad. Por lo tanto, es necesario mejorar el margen de fase para garantizar una mayor estabilidad.

Para reducir el error en estado estacionario y mejorar el margen de fase, se ha seleccionado un sistema de control en lazo cerrado, ya que para este tipo de aplicaciones es importante minimizar el error, más aún donde se sabe que el sistema va a estar sometido a diferentes perturbaciones.

En la figura 13 se presenta el diagrama de bloques de este sistema, donde el controlador G_C corresponde a un controlador PI, la planta G_P representa el modelo del convertidor reductor, y el sensor H realimenta la señal leída, para así compararla con el valor de referencia. La función de transferencia del sistema completo en lazo cerrado se describe matemáticamente mediante la ecuación (23).

$$G_{CL} = \frac{G_p(s)G_c(s)}{H(s) + G_p(s)G_c(s)} \quad (23)$$

La figura 14 muestra la respuesta al escalón del sistema de lazo cerrado (G_{CL}). En la figura

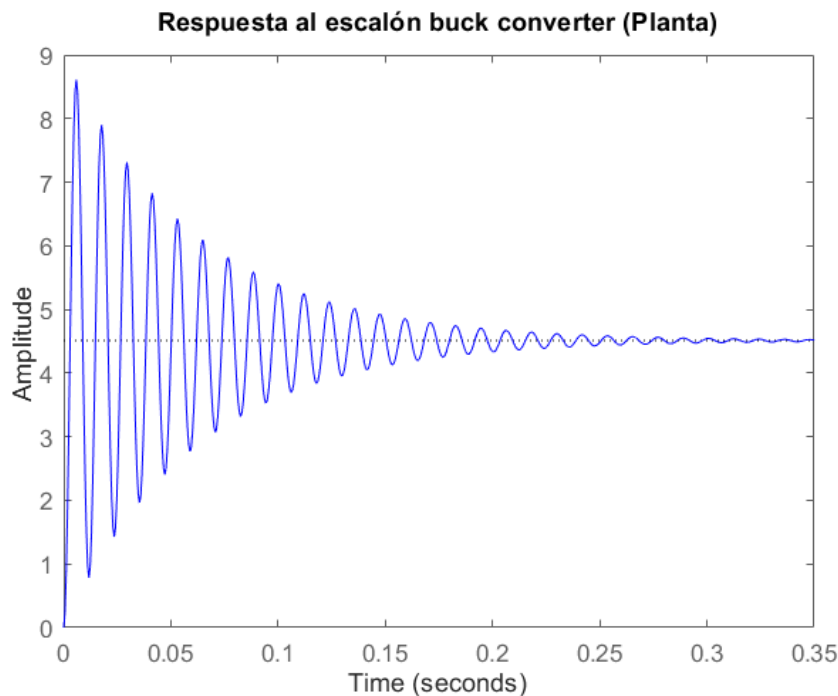


Fig. 11. Respuesta al escalón de la planta G_p

15 se observa el diagrama de Bode del controlador G_C multiplicado por la planta G_P con un margen de fase (Pm) de 42.5° a 547 [rad/s] y un margen de ganancia (GM) de 22.4 [dB]. De este modo se obtiene un sistema de control de estable y con márgenes de fase y ganancia aceptables.

Los valores usados para resultados de simulación fueron: $K_p = 0,02065$ y $K_i = 1,1383$. Con estos valores la ecuación que representa la ecuación de lazo cerrado es (24).

$$G_{CL} = \frac{0,08181s + 5,096}{3,52 \times 10^{-6}s^3 + 0,0001136s^2 + 1,082s + 5,096} \quad (24)$$

Para determinar los valores de K_p y K_i , se utilizó el diagrama de Bode de la planta en combinación con la herramienta SISOTOOL de MATLAB. SISOTOOL es una aplicación avanzada diseñada para el diseño y sintonización de sistemas de control. Esta herramienta proporciona una visualización interactiva de diversos gráficos, incluyendo diagramas de Bode, lugar de las raíces, Nyquist y la respuesta al escalón del sistema, tanto en lazo cerrado como en lazo abierto. Los usuarios pueden interactuar con estos gráficos para analizar y ajustar en tiempo real cómo los

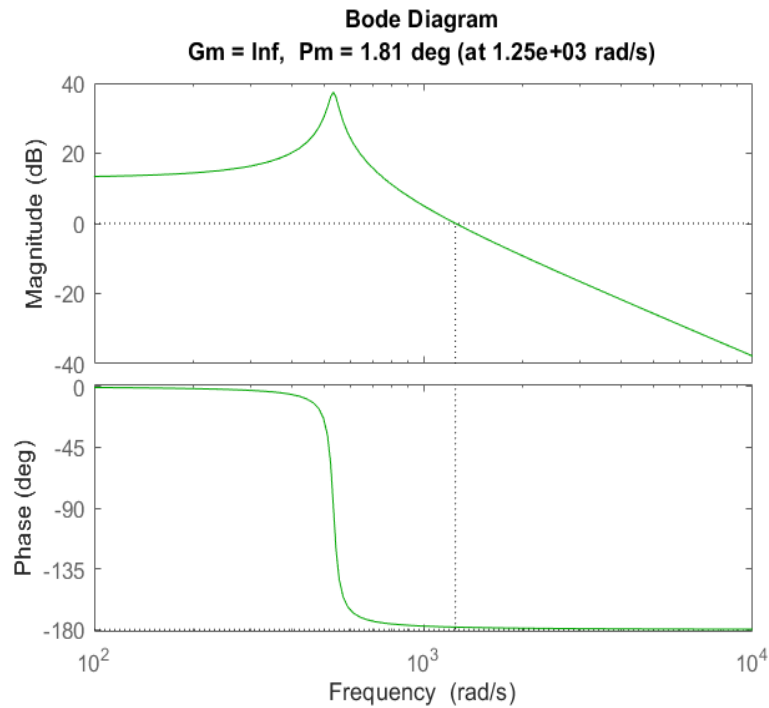


Fig. 12. Diagrama de bode $G_P(s)$

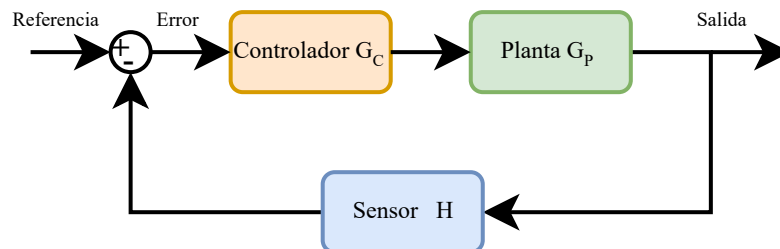


Fig. 13. Sistema de control en lazo cerrado

parámetros del controlador afectan el comportamiento del sistema. Además, SISOTOOL incluye herramientas de optimización que permiten ajustar automáticamente los parámetros del controlador, como K_p y K_i , basándose en criterios de rendimiento específicos, como el margen de fase, lo que facilita el diseño preciso y eficiente de controladores PI (The MathWorks, Inc., 1994-2024).

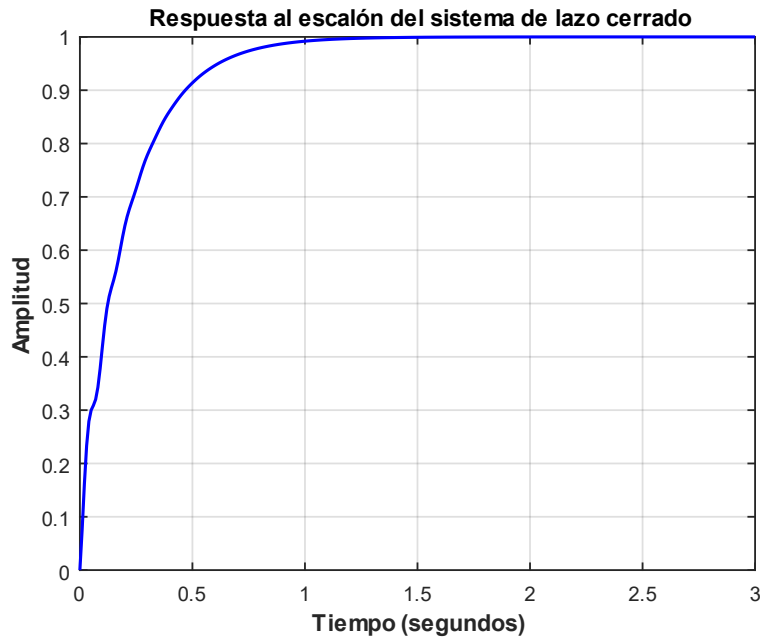


Fig. 14. Respuesta al escalón del sistema G_{CL}

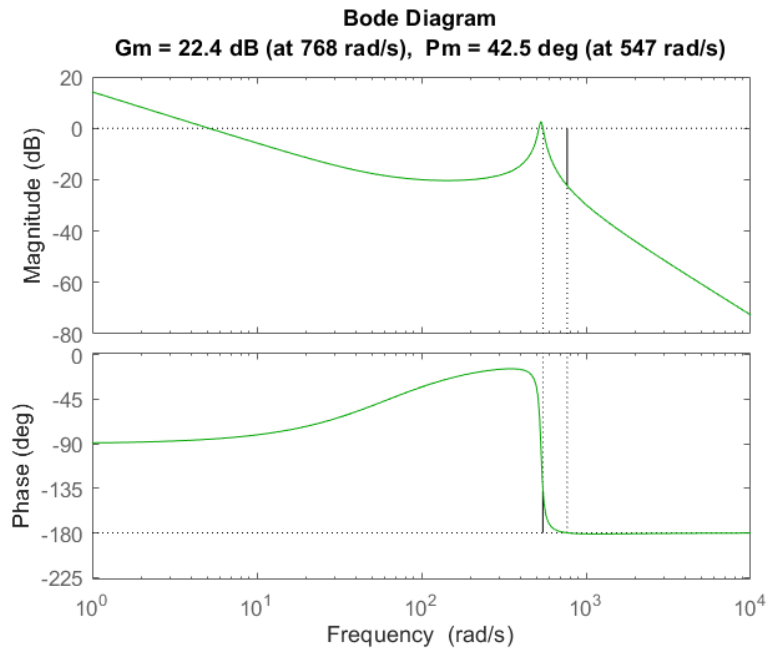


Fig. 15. Diagrama de bode $G_C(s) * G_P(s)$

3. Sistema de control de la unidad de acondicionamiento de potencia

El diseño del sistema facilita la prueba de diversas estrategias de control implementadas en un microcontrolador (C2000). En este capítulo se realiza una descripción detallada de los algoritmos y sistemas de control que permiten la funcionalidad de la Unidad de Acondicionamiento de Potencia (UAP). En la figura 16 se presenta el esquema general de la UAP.

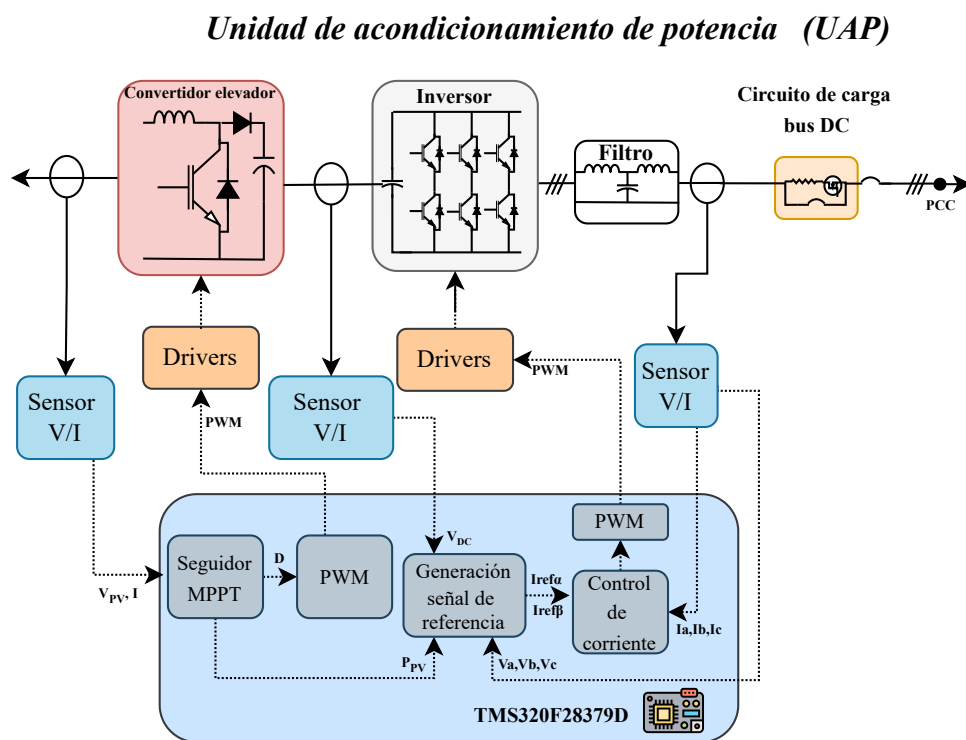


Fig. 16. Esquema general de la UAP

A continuación se presentan los tres bucles de control de la UAP:

3.1. Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)

El algoritmo MPPT se basa en la técnica clásica de Perturbación y Observación (P&O) (Ahmed & Salam, 2015). Este algoritmo ajusta continuamente la tensión del generador fotovoltaico para alcanzar el Punto de Máxima Potencia (MPP) del generador en cada paso de operación. Este ajuste se realiza mediante la perturbación continua del ciclo de trabajo (D) del convertidor elevador, mientras se observa simultáneamente el efecto de cada perturbación. De esta manera, se determina la dirección de ajuste en cada paso del algoritmo, guiando el punto de operación del generador a converger hacia el MPP. Finalmente, el pulso de disparo del convertidor elevador se genera a partir del valor del ciclo de trabajo, utilizando la técnica de modulación por ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés).

En la figura 17, se presenta un esquema del algoritmo P&O utilizado. Este algoritmo, basado en lecturas de corriente (I) y tensión (V_{PV}) en los terminales de salida del generador fotovoltaico, determina si es necesario incrementar o decrementar el ciclo de trabajo del convertidor elevador (D). El objetivo es ajustar continuamente el punto de operación del emulador de generador fotovoltaico para alcanzar y mantener el MPP. Este enfoque asegura que el sistema opere de manera eficiente, maximizando la extracción de energía del generador fotovoltaico ante condiciones variables de irradiancia y temperatura.

En la figura 18 se presenta un esquema general del control del convertidor elevador, donde se observa cómo a partir del algoritmo de MPPT se logra su control.

3.2. Generación de la señal de referencia

Este algoritmo determina las corrientes de referencia a inyectar por el sistema PV en la red eléctrica, las cuales deben estar sincronizadas con la tensión en el PCC (v_a , v_b y v_c). El cálculo de las corrientes de referencia permite regular la potencia inyectada a la red y controlar la tensión del bus de DC del inversor.

El cálculo de la corriente de referencia se realiza con base en la teoría de la potencia instantánea presentada por Akagi et al., 2017 en el marco de referencia $\alpha - \beta$, como se presenta en la

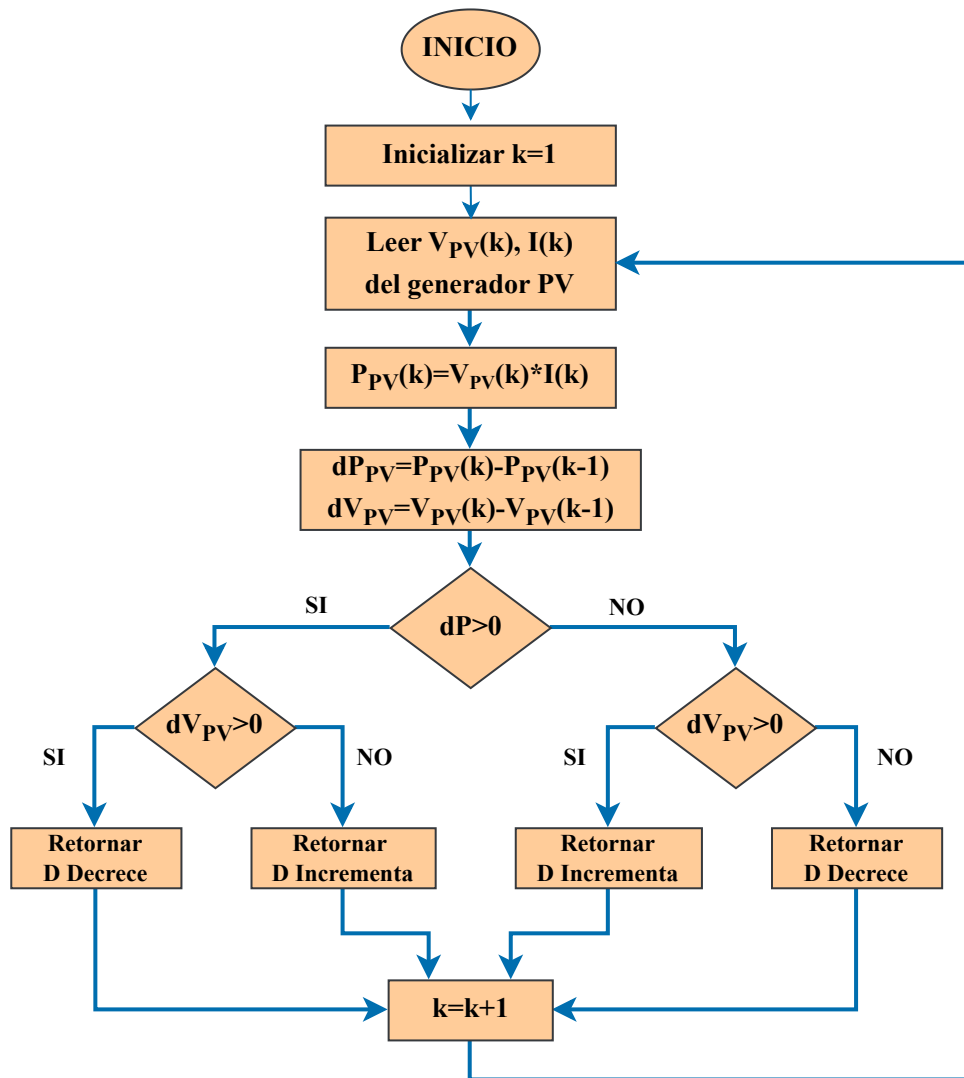


Fig. 17. Algoritmo P&O para el seguimiento del MPP

ecuación (25), donde v_α y v_β corresponden a la tensión en el PCC en el marco de referencia $\alpha - \beta$, P y Q son las potencias activa y reactiva de referencia, e $i_{ref\alpha}$ e $i_{ref\beta}$ son las corrientes de referencia en el marco de referencia $\alpha - \beta$.

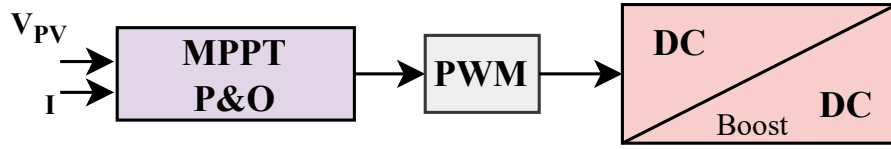


Fig. 18. Esquema de control del convertidor elevador

$$\begin{bmatrix} i_{ref\alpha} \\ i_{ref\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} \begin{bmatrix} v_{\alpha} & v_{\beta} \\ v_{\beta} & -v_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad (25)$$

La transformación de las señales de tensión y corriente de los marcos de referencia abc a $\alpha - \beta$, y viceversa, se realiza utilizando la transformación de Clarke invariante en potencia y su inversa, presentado por Akagi et al., 2017, las cuales se presentan en las ecuaciones (26) y (27), respectivamente.

$$\begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ 0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad (26)$$

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ 0 \end{bmatrix} \quad (27)$$

La potencia activa de referencia se compone de dos componentes: la potencia activa suministrada por el generador fotovoltaico (P_{PV}) y la potencia requerida para regular la tensión del bus de DC (P_{DC}), como se muestra en la ecuación (28).

$$P = P_{PV} - P_{DC} \quad (28)$$

La potencia requerida para regular la tensión del bus de DC se calcula utilizando un regulador proporcional-integral (PI) para mantener la tensión en el condensador del bus de DC (V_{DC}) en su valor de referencia (V_{DCref}), como se muestra en la ecuación (29), donde K_P y K_I son las ganancias proporcional e integral, respectivamente.

$$P_{DC} = K_P(V_{DCref} - V_{DC}) + K_I \int (V_{DCref} - V_{DC})dt \quad (29)$$

Los valores que se utilizaron para estas ganancias fueron de $K_P = 4$ y $K_I = 80$, para los resultados obtenidos en simulación.

3.3. Controlador de corriente

Este algoritmo se basa en el controlador Proporcional-Resonante (PR) (Teodorescu et al., 2006), que calcula la tensión de referencia del inversor para seguir las corrientes de referencia. El controlador PR se usa en este tipo de aplicaciones debido a su capacidad para seguir referencias sinusoidales, reducir la distorsión armónica, y mejorar la calidad de la señal en la salida.

Una vez el controlador ha calculado la tensión de referencia, este se sintetiza utilizando la técnica PWM para generar los pulsos de conmutación para el inversor.

La función de transferencia del controlador PR se expresa mediante la ecuación (30) (Zmood & Holmes, 2003), donde ω_g es la frecuencia fundamental de la red, ω_c representa la banda de frecuencia alrededor de la frecuencia de resonancia, y K_{pr} y K_{ir} son las ganancias proporcional e integral resonante, respectivamente.

$$G_{PR}(s) = K_{pr} + \frac{2K_{ir}\omega_c s}{s^2 + 2\omega_c s + \omega_g^2} \quad (30)$$

3.3.1. Diseño del controlador

Para el diseño de este sistema se optó por utilizar el método de frecuencia de corte de Ziegler-Nichols. Como su nombre indica, este método permite identificar la frecuencia de corte del sistema, lo que facilita la determinación de los valores de la ganancia proporcional (K_{pr}) y la

constante integral (K_{ir}) del controlador. Este enfoque es ampliamente utilizado debido a su alta eficiencia y la calidad que aporta al proceso de control (Ogata, 2003).

Para obtener los parámetros del controlador es necesario partir de un sistema en lazo cerrado como el presentado en la figura 19 y que se describe bajo la función de transferencia presentada en la ecuación (31). En este caso la planta corresponde al filtro LCL cuya función de transferencia se representa por la ecuación (5).

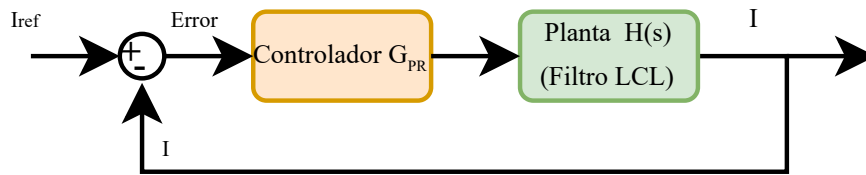


Fig. 19. Diagrama de bloques lazo cerrado controlador de corriente

$$\frac{I(s)}{I_{ref}(s)} = \frac{G_{PR}(s)H(s)}{1 + G_{PR}(s)H(s)} \quad (31)$$

El primer paso consiste en sustituir la ecuación (5) en la ecuación (31) y considerar un controlador proporcional para determinar la ganancia crítica K_{cr} . Al realizar esta sustitución en la ecuación (31), se obtiene:

$$\frac{I(s)}{I_{ref}(s)} = \frac{K_{cr} \cdot (R_d \cdot C_f \cdot s + 1)}{L_{1f} \cdot L_{2f} \cdot C_f \cdot s^3 + (L_{1f} + L_{2f}) \cdot R_d \cdot C_f \cdot s^2 + (L_{1f} + L_{2f}) \cdot s + K_{cr} \cdot (R_d \cdot C_f \cdot s + 1)} \quad (32)$$

Con esta función se aplica el criterio de estabilidad de Routh-Hurwitz (Ogata et al., 2009) utilizando el denominador de la ecuación (32). Lo anterior permite identificar oscilaciones sostenidas bajo una condición de ganancia crítica K_{cr} :

$$K_{cr} = \frac{-(L_{1f} + L_{2f})^2 \cdot R_d \cdot C_f}{(L_{1f} + L_{2f}) \cdot (R_d \cdot C_f)^2 - L_{1f} \cdot L_{2f} \cdot C_f} \quad (33)$$

Reemplazando los valores de el filtro LCL para este diseño se obtiene:

$$K_{cr} = 46,0829 \quad (34)$$

El siguiente paso consiste en hallar la frecuencia de oscilación sostenida. Para esto se toma el denominador de la ecuación (32) y se reemplaza s por $j\omega$, así se obtiene:

$$j\omega \cdot (L_{1f} + L_{2f} + K_{cr} \cdot R_d \cdot C_f - \omega^2 \cdot L_{1f} \cdot L_{2f} \cdot C_f) + K_{cr} - (L_{1f} + L_{2f}) \cdot R_d \cdot C_f \cdot \omega^2 \quad (35)$$

La ecuación (35) tiene una parte real y una imaginaria, las cuales deben igualarse a cero. A continuación, se despeja ω^2 obteniendo el valor deseado.

$$\omega^2 = \frac{L_{1f} + L_{2f} + K_{cr} \cdot R_d \cdot C_f}{L_{1f} \cdot L_{2f} \cdot C_f} \quad (36)$$

$$\omega^2 = \frac{K_{cr}}{(L_{1f} + L_{2f}) \cdot R_d \cdot C_f} \quad (37)$$

Teniendo en cuenta que estas ecuaciones dan el mismo resultado, se reemplaza la ecuación (33) en las ecuaciones (36) y (37) y se obtiene:

$$\omega = \sqrt{\frac{-(L_{1f} + L_{2f})}{R_d^2 \cdot C^2 \cdot (L_{1f} + L_{2f}) - L_{1f} \cdot L_{2f} \cdot C}} \quad (38)$$

Reemplazando los valores del filtro LCL se obtiene:

$$\omega = 11817 \left[\frac{\text{rad}}{\text{s}} \right] \quad (39)$$

Luego de hallar estos valores lo siguiente es hallar la ganancia proporcional y la ganancia

integral. Para esto se usan las ecuaciones:

$$K_{pr} = 0,45 \cdot K_{cr} = 20,7373 \quad (40)$$

$$K_{ir} = \frac{K_{pr}}{Ti} = \frac{K_{pr}}{\frac{2\pi i}{\omega \cdot 1,2}} = 46802 \quad (41)$$

En la tabla 6 se presentan los datos obtenidos y en la ecuación (42) se presenta la función de transferencia del controlador PR con los valores calculados.

Tipo de controlador	K_{pr}	K_{ir}	ω_c	ω_g
PR	20.7373	46802	2π	120π

Tabla 6. Parámetros del controlador PR

$$G_{PR}(s) = 20,73 + \frac{587393,12 \cdot s}{s^2 + 12,56 \cdot s + 142124,56} \quad (42)$$

En la figura 20 se presenta un gráfico general que ilustra la interconexión entre los lazos de generación de la señal de referencia y el controlador de corriente, los cuales son los sistemas principales que permiten el correcto funcionamiento del inversor.

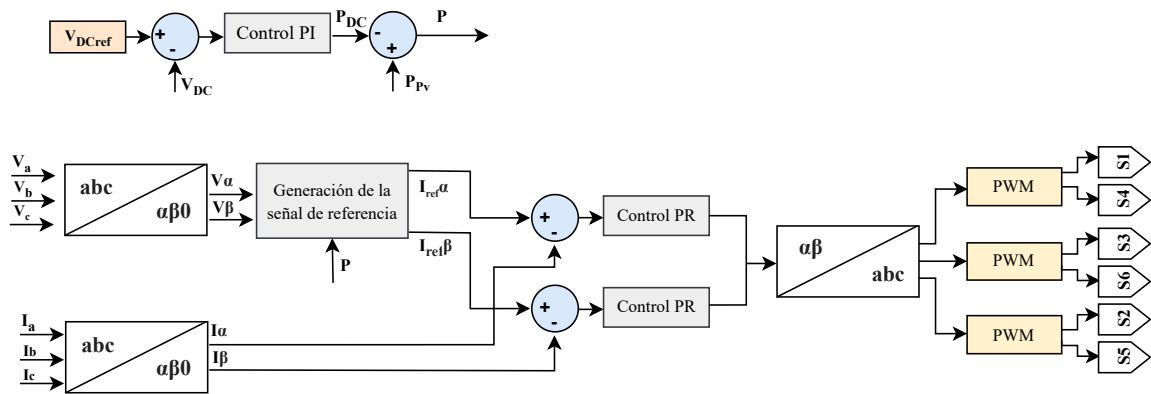


Fig. 20. Esquema de control del inversor trifásico

4. Simulación fuera de línea

El funcionamiento del sistema diseñado basado en la técnica HIL se verificó mediante simulaciones fuera de línea en la herramienta Matlab/Simulink antes de su implementación. En las pruebas, la frecuencia de conmutación para el inversor de potencia y ambos convertidores DC-DC se estableció en 20 [kHz]. Además, el algoritmo MPPT se ejecutó a 100[Hz]. El generador PV consta de seis paneles solares del modelo A10J-S72-180 conectados en serie, cada uno de 180 [W]. En esta sección se presentan los resultados de simulación para dos escenarios. En cada uno de estos escenarios se proporcionarán detalles adicionales sobre la simulación realizada, así como los valores relevantes del sistema que deben considerarse.

4.1. Prueba del emulador del generador PV

Este escenario se centra en evaluar el funcionamiento del emulador del generador PV de forma aislada es decir, sin conexión a la red eléctrica en la salida. El escenario fue diseñado para replicar la curva característica de corriente-tensión (I-V) bajo diferentes niveles de irradiancia. Se consideraron los siguientes niveles de irradiancia: 250 [W/m²], 500 [W/m²], 700 [W/m²] y 1000 [W/m²]. Además, se establece una temperatura de célula de 25°C en todas las pruebas.

El sistema simulado en Matlab/Simulink se presenta en la figura 21. Además, en la tabla 7 se presentan los datos utilizados en la simulación para facilitar una mejor comprensión de los resultados obtenidos en este escenario.

Es importante señalar que para realizar esta simulación se optó por utilizar una fuente de tensión variable en la salida, permitiendo así realizar cambios en la tensión de salida, de manera similar a lo que ocurriría con una resistencia variable.

La figura 22 muestra las curvas I-V resultantes producidas por el emulador del generador PV diseñado bajo los cuatro niveles de irradiancia. Además, la figura 23 presenta una comparación entre la curva I-V resultante para el emulador del generador PV y del modelo teórico matemático

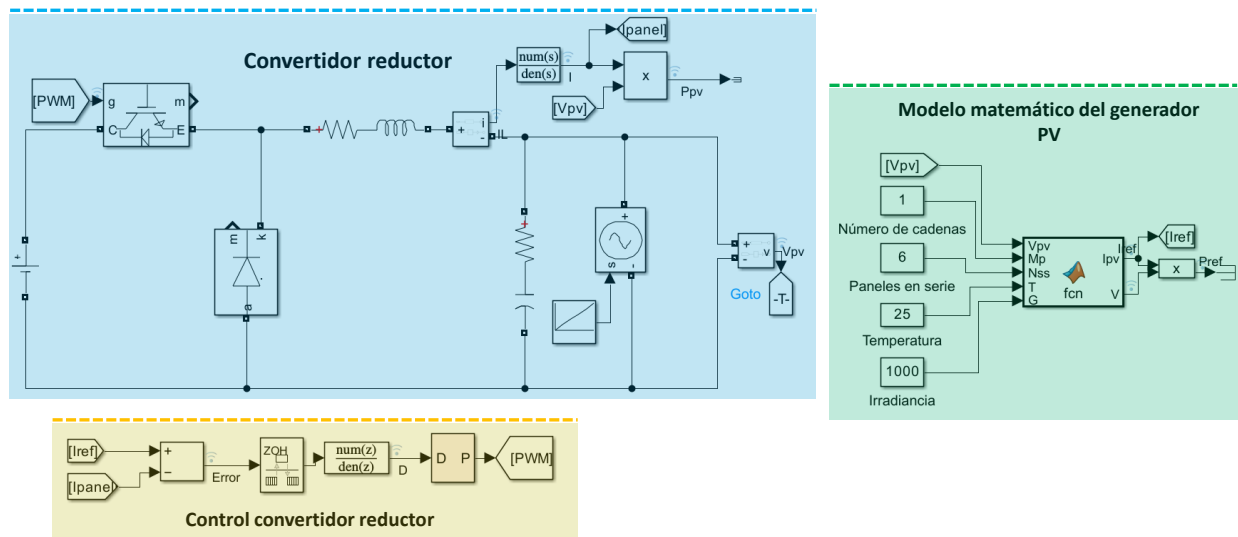


Fig. 21. Esquema de simulación en Simulink correspondiente a la prueba del emulador del generador PV

Datos convertidor reductor		Datos modelo matemático generador PV	
Descripción	Valor	Descripción	Valor
Tensión de entrada	294 [V]	Paneles en serie	6
Tensión de salida	0 [V] a 270 [V]	Temperatura célula	25°C
Bobina	7.5[mH]	Irradiancia	250[W/m ²] – 1000[W/m ²]
Capacitor	470[μF]	Tensión de circuito abierto por panel (STC)	44.06[V]
Frecuencia de conmutación	20[kHz]	Corriente corto circuito por panel (STC)	4.9[A]
Frecuencia de simulación sistema de control	20[kHz]	Frecuencia de simulación sistema de control	20[kHz]

Tabla 7. Datos de la prueba del emulador del generador PV sin conexión a la red

del generador PV bajo 1000 [W/m²] y 25°C.

La diferencia entre **I_m**, que representa la corriente medida del emulador PV, e **I_{ref}**, que corresponde a la corriente generada por el modelo matemático del generador PV, muestra un error

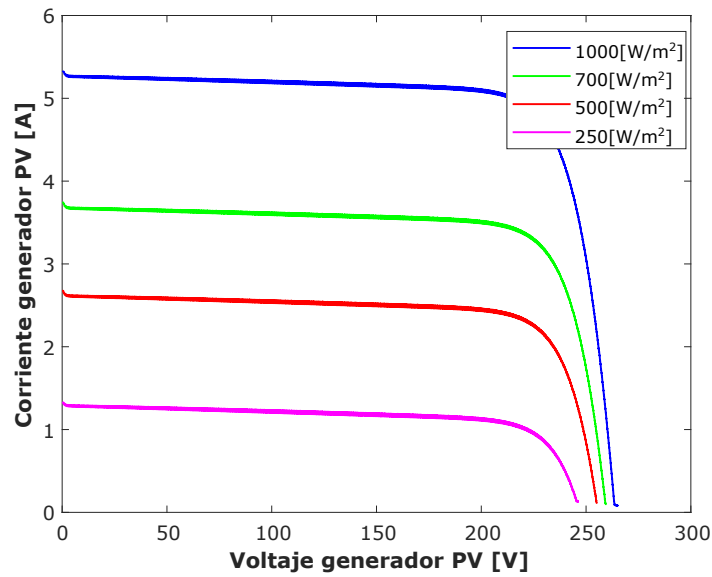


Fig. 22. Curvas I-V resultantes a diferentes niveles de irradiancia para el emulador del generador PV

absoluto medio de 0.0361 [A], lo que confirma la funcionalidad del emulador del generador PV.

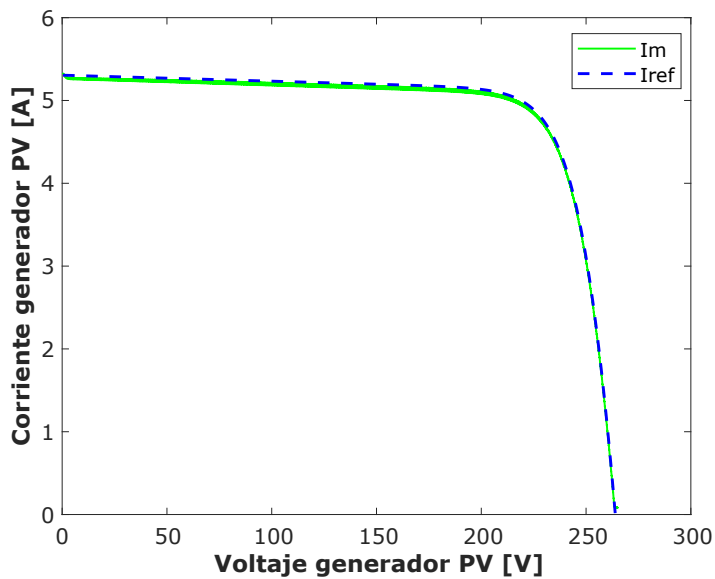


Fig. 23. Comparación de la curva I-V resultante para el modelo teórico matemático y el emulador del generador PV

4.2. Prueba del simulador basado en la técnica HIL de un sistema PV conectado a la red

En este escenario se evaluó el funcionamiento del sistema completo, es decir, el emulador de generadores PV conectado a la red. Para una mayor claridad sobre esta prueba, la figura 24 muestra el sistema simulado en Matlab/Simulink, donde se pueden observar cada uno de los subsistemas, así como los sistemas de control y algoritmos utilizados, ubicados en la parte superior izquierda, que garantizan el correcto funcionamiento del sistema. Además, en las tablas 8 y 9 se presentan los datos empleados en la simulación, lo que facilita una mejor comprensión de los resultados obtenidos en este escenario. Cabe resaltar que los datos del convertidor reductor son los mismos presentados en la tabla 7.

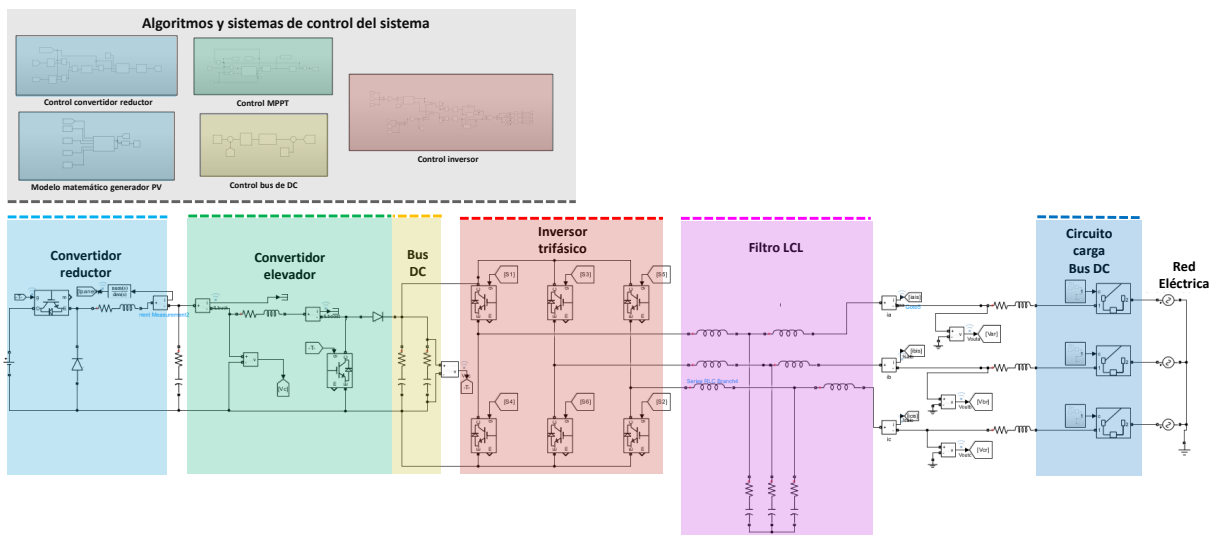


Fig. 24. Esquema de simulación en Simulink para la prueba del emulador del generador PV conectado a la red eléctrica

Se realizó una primera prueba bajo un nivel de irradiancia de $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$ y una temperatura de célula de 25°C . La figura 25 muestra la tensión del bus de DC del inversor trifásico. El proceso de carga inicial del bus de DC, es decir, del condensador, toma alrededor de 4 [s]. Después de una carga inicial exitosa, tanto el sistema de control del bus de DC como el sistema de control del inversor se activan, estabilizando la tensión del condensador alrededor de su tensión de

Datos modelo matemático generador PV		Datos convertidor elevador	
Descripción	Valor	Descripción	Valor
Paneles en serie	6	Tensión de entrada	Según simulación
Temperatura célula	25°	Tensión de salida	420 [V]
Irradiancia	500 [W/m ²] & 1000 [W/m ²]	Bobina	3.5[mH]
Tensión de circuito abierto por panel (STC)	44.06 [V]	Capacitor	470 [μF]
Corriente corto circuito por panel (STC)	4.9 [A]	Frecuencia de conmutación	20 [kHz]
Frecuencia sistema de control	20[kHz]	Frecuencia sistema de control (MPPT)	100[Hz]

Tabla 8. Datos de la prueba del emulador del generador PV conectado a la red I

Datos inversor		Datos filtro LCL		Datos red eléctrica	
Descripción	Valor	Descripción	Valor	Descripción	Valor
Tensión referencia bus DC	420 [V]	Bobina L_{1f}	5 [mH]	Tensión en el PCC	120 [Vrms]
Capacitor bus DC	470 [μF]	Bobina L_{2f}	5 [mH]	Frecuencia	60[Hz]
Frecuencia de conmutación	20 [kHz]	Capacitor	3.3 [μF]	Tipo de señal	Sinusoidal pura
Frecuencia de simulación sistema de control	20[kHz]	Resistencia	10 [Ω]		

Tabla 9. Datos de la prueba del emulador del generador PV conectado a la red II

referencia (420 [V]). Este resultado está alineado con el comportamiento esperado.

La figura 26 muestra las corrientes inyectadas en la red eléctrica en los ejes *abc*. Además, la figura 27 presenta la corriente de red inyectada (corriente medida) y la corriente de referencia

en el eje α . Este resultado muestra el seguimiento correcto de la corriente de referencia y el buen rendimiento del controlador PR.

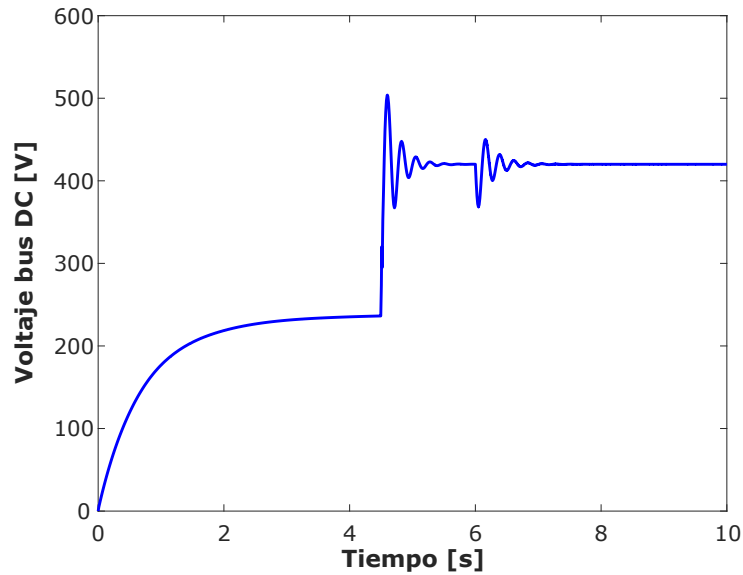


Fig. 25. Inicialización del bus de DC del inversor de potencia

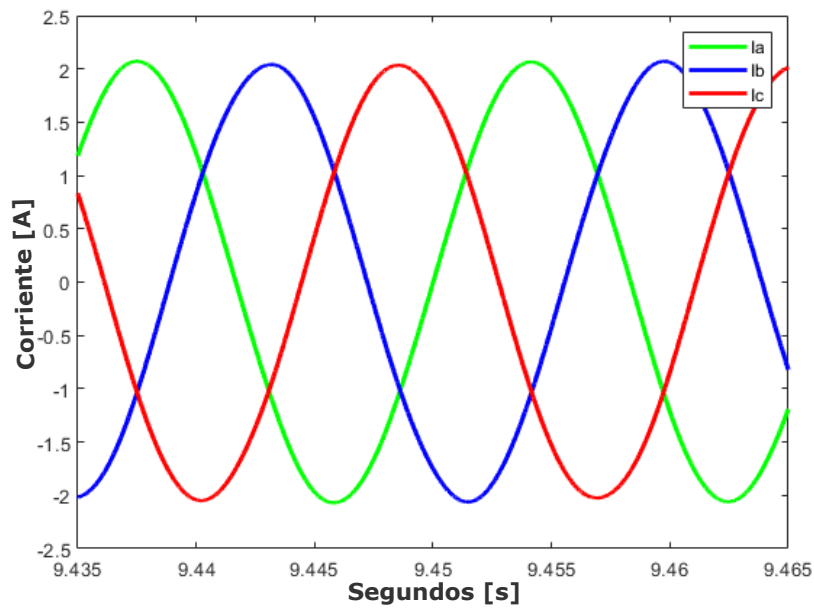


Fig. 26. Corrientes inyectadas por el sistema PV a la red (ejes abc)

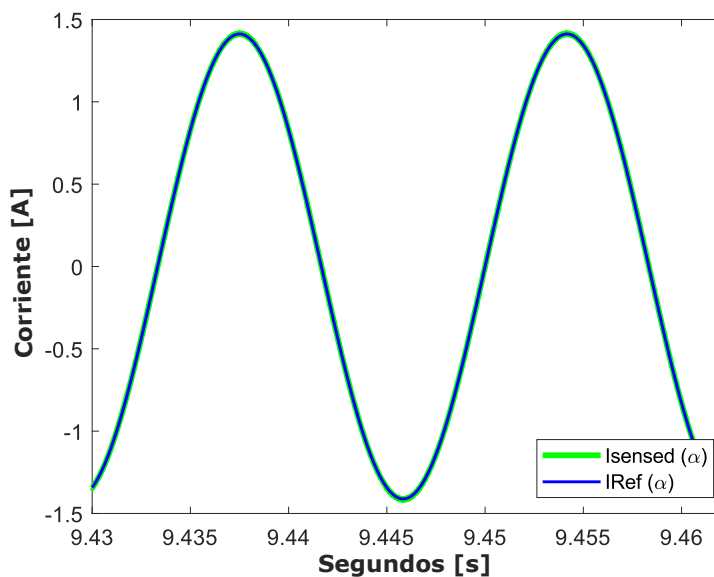


Fig. 27. Corriente inyectada vs corriente de referencia en el eje α

Se realizó una segunda prueba para evaluar la funcionalidad del emulador del generador PV y el algoritmo MPPT. En esta prueba, se consideran tres niveles de irradiancia: $0 \text{ [W/m}^2\text{]}$ para $0 < t \leq 6,5 \text{ [s]}$, $500 \text{ [W/m}^2\text{]}$ para $6,5 < t \leq 11,5 \text{ [s]}$ y $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$ para $11,5 < t \leq 14 \text{ [s]}$. La figura 28 presenta la potencia resultante suministrada por el emulador del generador PV bajo las condiciones de prueba. Se observa que el sistema diseñado emula la operación del generador PV y que el convertidor elevador, junto con su sistema de control, permiten seguir el MPP.

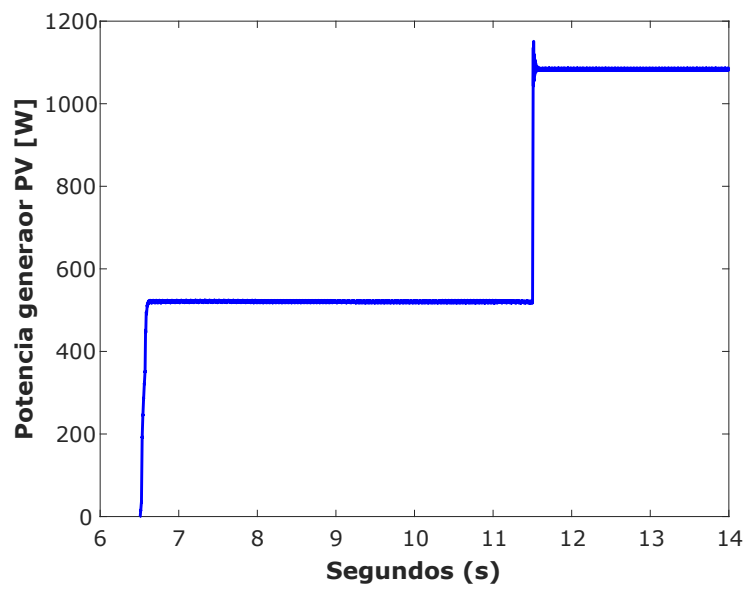


Fig. 28. Potencia entregada por el emulador del generador PV a $500 \text{ [W/m}^2\text{]}$ y $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$

5. Simulación en tiempo real

En este capítulo se abordará el proceso de desarrollo e implementación del módulo de simulación en tiempo real basado en la técnica HIL. Se examinarán los desafíos encontrados durante el proceso de implementación y las soluciones aplicadas. Es importante destacar que durante el proceso de implementación se realizaron ajustes en el sistema, específicamente en niveles de tensión, corriente, entre otros parámetros. Asimismo, se modificaron las ganancias de algunos sistemas de control, ya que los valores presentados en el capítulo de simulación se utilizaron como punto de partida inicial. Estas variaciones fueron necesarias para asegurar la correcta operatividad del sistema implementado.

5.1. Desafíos y soluciones en la implementación del sistema

Durante el proceso de implementación, prueba y puesta en marcha del sistema propuesto, se presentaron una serie de problemas e inconvenientes, por lo que se vio la necesidad de realizar algunos ajustes a los parámetros del sistema previamente definido. A continuación, se detallan los desafíos encontrados y las soluciones adoptadas para superarlos. Además, en la sección final de este libro se ofrecerán recomendaciones fundamentales a considerar para futuros desarrollos de este tipo de sistemas.

1. El bus de DC del sistema está conformado por la conexión en paralelo entre los condensadores del módulo SPM-VFD-SiC (módulo empleado como inversor de potencia) y el condensador del módulo SPM-HB-SiC (módulo empleado para implementar el convertidor elevador), tal como se observa en la figura 5. El módulo SPM-VFD-SiC, tiene una capacitancia en el lado de DC del inversor de $470 \mu\text{F}$, conformada por cuatro capacitores, cada uno con una tolerancia de tensión de 450 V, es decir, el condensador equivalente resultante para este módulo podría soportar tensiones de hasta 900 V. Por otro lado, el módulo SPM-HB-SiC cuenta con una capacitancia de $470 \mu\text{F}$, pero en este caso, está conformada por un único capacitor

- (C_b en la figura 5) que tolera una tensión pico de 450 V; por lo tanto la tensión máxima de operación del bus de DC es de 450 V. Este valor es muy cercano al valor de referencia inicialmente establecido para la tensión del bus de DC, que era de 420 V. Dado el riesgo potencial de exceder este nivel recomendado y dañar el dispositivo en caso de una falla del sistema, se tomó la decisión de reducir el valor de la tensión de referencia del bus de DC. Esta medida se implementó para asegurar un margen de seguridad adecuado y proteger los componentes del sistema.
2. El umbral para la corriente entregada por la fuente Chroma 61511 es de 4 A. Al realizar pruebas preliminares al sistema bajo las condiciones nominales establecidas (inyección de corriente a la red de 3.92 A) se presentaban corrientes pico superiores a los 4 A, principalmente al momento de inicializar el sistema. Dado lo anterior, la fuente Chroma salía de operación al activarse su sistema de seguridad por la detección de un valor de corriente superior al umbral. Para abordar este problema, se decidió ajustar la potencia nominal del generador PV, reduciendo el número de paneles en serie. Estos ajustes modificaron el nivel de potencia entregado, lo que a su vez permitió reducir el nivel de corriente inyectado a la red. Con estos cambios, se logró que el sistema operara de forma continua, evitando las interrupciones causadas por el sistema de seguridad de la fuente Chroma.
 3. Uno de los problemas y retos más complicados durante la implementación fue el relacionado con el ruido presente en las señales sensadas leídas por los puertos analógicos-digitales (ADC) de las tarjetas de control LaunchXL-F28379D. Esta dificultad tuvo un impacto considerable en el funcionamiento de los sistemas de control. Por un lado, la presencia de ruido en las señales sensadas correspondientes a la corriente inyectada por el inversor a la red, conllevó a aumentar el rizo de alta frecuencia resultante en estas corrientes, e incluso en diversas pruebas experimentales resultó en ocasionar la pérdida de la controlabilidad del sistema. Un problema similar se presentó con el ruido presente en la señal sensada de tensión del bus de DC del sistema. Respecto al sistema de emulación del generador PV y el convertidor DC/DC elevador, la presencia de ruido en las señales sensadas dificultó la convergencia del algoritmo

de seguimiento del punto de máxima potencia. Además, los picos de ruido ocasionaban que el sistema de control se detuviera, ya que se activaban protecciones digitales, impidiendo así su correcta operación y la convergencia hacia un funcionamiento adecuado. Para abordar este problema, se inició un exhaustivo proceso de seguimiento para identificar la causa del ruido presente en las señales capturadas. Se concluyó que el ruido era introducido al sistema en la conexión entre el sistema de sensado y los puertos de conversión analógico-digitales (ADC) de las tarjetas de control LaunchXL-F28379D. Después de un análisis detallado, se implementaron dos soluciones claves. En primer lugar, se decidió instalar capacitores entre las entradas de los puertos ADC para cada una de las señales sensadas y el punto de tierra de la tarjeta de control. Se utilizaron capacitores cerámicos de 10 nF. Se optó por esta referencia tras realizar pruebas con diferentes valores de capacitancia, determinando que estos capacitores filtraban el ruido de manera efectiva sin desfazar significativamente las señales capturadas. Por otro lado, se usaron filtros digitales de promediado móvil y el filtro Butterworth de tercer orden (Oppenheim et al., 2011)(John Proakis, 2007) para las señales sensadas por los ADC. Estos filtros fueron implementados en las tarjetas de control y contribuyeron también a eliminar algunos picos en las señales capturadas. Gracias a estos cambios y ajustes, se lograron obtener señales con un menor nivel de ruido, lo que permitió que los sistemas de control desempeñaran su función de manera correcta.

Luego de identificar estos inconvenientes y proponer las soluciones presentadas, se realizó el ajuste a los parámetros del sistema. En la tabla 10 se presentan las nuevas especificaciones consideradas para el módulo experimental implementado en comparación con los valores iniciales usados en la simulación fuera de línea previamente descrita. Los ajustes fueron realizados manteniendo un equilibrio (ajuste proporcional) en las especificaciones establecidas inicialmente. Cabe resaltar que tanto en la simulación fuera de línea como en la simulación en tiempo real se usó el mismo modelo del panel solar A10J-S72-180. Los datos del generador PV especificados en la tabla están dados bajo condiciones de prueba estándar (STC, *Standard Test Conditions*) con una irradiancia incidente de $1000[W/m^2]$ y una temperatura de celda de $25^{\circ}C$.

Parámetro	Simulación fuera de línea (Matlab/Simulink)	Simulación en tiempo real (Implementación)
Tensión de entrada convertidor reductor	290 [V]	140 [V]
Tensión de circuito abierto panel solar (STC)	44.06[V]	44.06[V]
Corriente de corto circuito panel solar (STC)	5.31[A]	5.31[A]
Número de paneles en serie generador PV	6	3
Tensión en el MPP del Generador PV (STC)	220.32 [V]	110[V]
Corriente en el MPP generador PV (STC)	4.9[A]	4.9[A]
Potencia en el MPP generador PV (STC)	1079.56[W]	539[W]
Tensión de referencia bus DC del inversor	420[V]	150[V]
Tensión de fase pico red eléctrica en el PCC	169.7[V _p]	60[V _p]

Tabla 10. Comparación de parámetros entre simulación fuera de línea y en tiempo real

5.2. Interfaz gráfica Matlab/Simulink

Durante el desarrollo de este trabajo, se emplearon dos tarjetas LAUNCHXL-F28379D de Texas Instruments, una para realizar la simulación digital en tiempo real (RTDS) y la otra para ejecutar el sistema de control de la unidad de acondicionamiento de potencia (UAP). Estas tarjetas desempeñaron un papel fundamental al ejecutar los algoritmos y sistemas de control del módulo implementado. Además, eran responsables de recibir y procesar los cambios efectuados por el operador en tiempo real.

Para la programación de las tarjetas, recepción de información y la capacidad de realizar modificaciones durante la ejecución del sistema, se desarrollaron dos programas en Simulink/Matlab. Estos programas son cargados a las tarjetas de control a través de un traductor que

convierte todo el sistema de bloques y funciones diseñados en Simulink a un programa en lenguaje C. De esta manera, las tarjetas son capaces de ejecutar las tareas asignadas de manera eficiente.

En la figura 29 se observa el sistema implementado en el simulador digital en tiempo real. Tal como se describió en capítulos anteriores, esta tarjeta de control realiza la solución numérica del modelo del generador PV y ejecuta el sistema de control del convertidor reductor. Además, en esta tarjeta de control se implementó también el algoritmo MPPT que controla el convertidor elevador de la UAP.

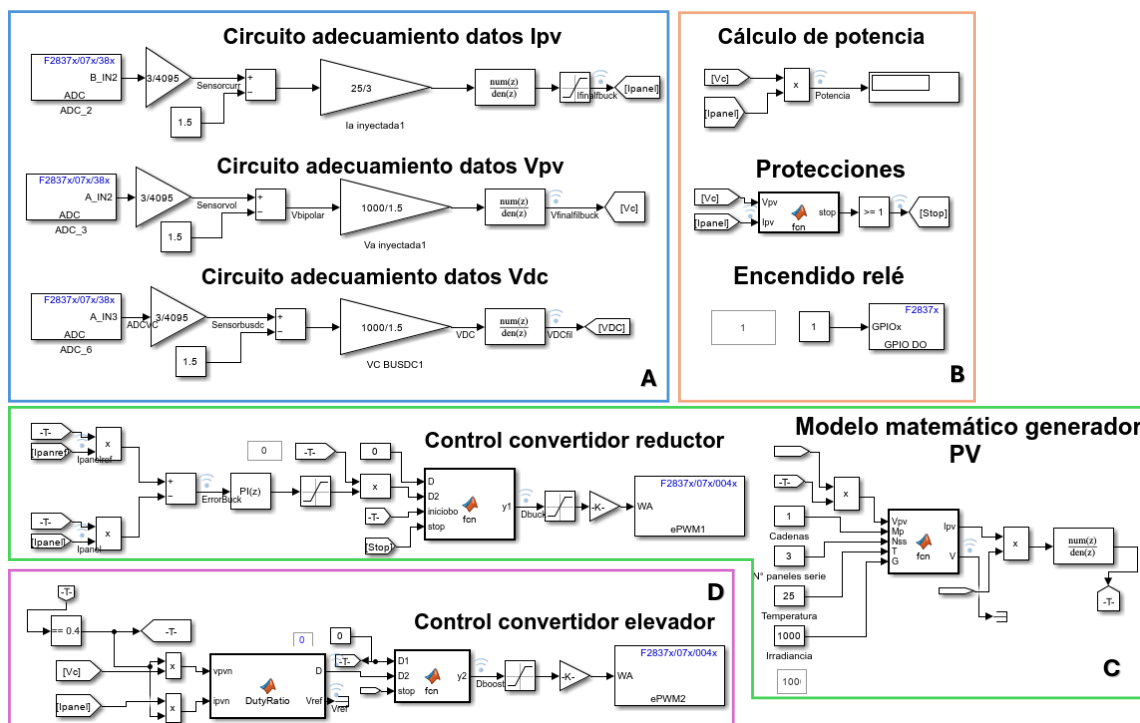


Fig. 29. Interfaz gráfica del programa implementado en el RTDS

En la figura 29A se muestra el acondicionamiento de las señales. Este proceso implica la conversión de los datos captados por los módulos ADC. Los ADC entregan la señal en un rango entre 0 y 4096, y estas señales se transforman a un formato que coincida con el valor real del sistema en ese momento, proporcionando datos adecuados para el correcto funcionamiento de

cada sistema de control. En este caso, se trata de los datos de corriente y voltaje del emulador del generador fotovoltaico, así como del voltaje del bus de DC del sistema.

En la figura 29B se encuentran las protecciones digitales, que actúan abriendo los transistores de los convertidores DC/DC en caso de detectar lecturas por fuera de los rangos permitidos de voltaje o corriente del emulador del generador PV. Además, se calcula la potencia entregada por el generador PV y se controla el encendido del relé del circuito de carga para el capacitor de entrada del convertidor reductor.

En la figura 29C se ubica el modelo matemático del generador PV, donde se ajustan los parámetros de entrada del generador y se realiza la solución matemática del modelo. Además se encuentra el regulador PI para el control del convertidor reductor.

Finalmente, en la figura 29D se muestra el sistema de control del convertidor elevador que contempla el algoritmo MPPT.

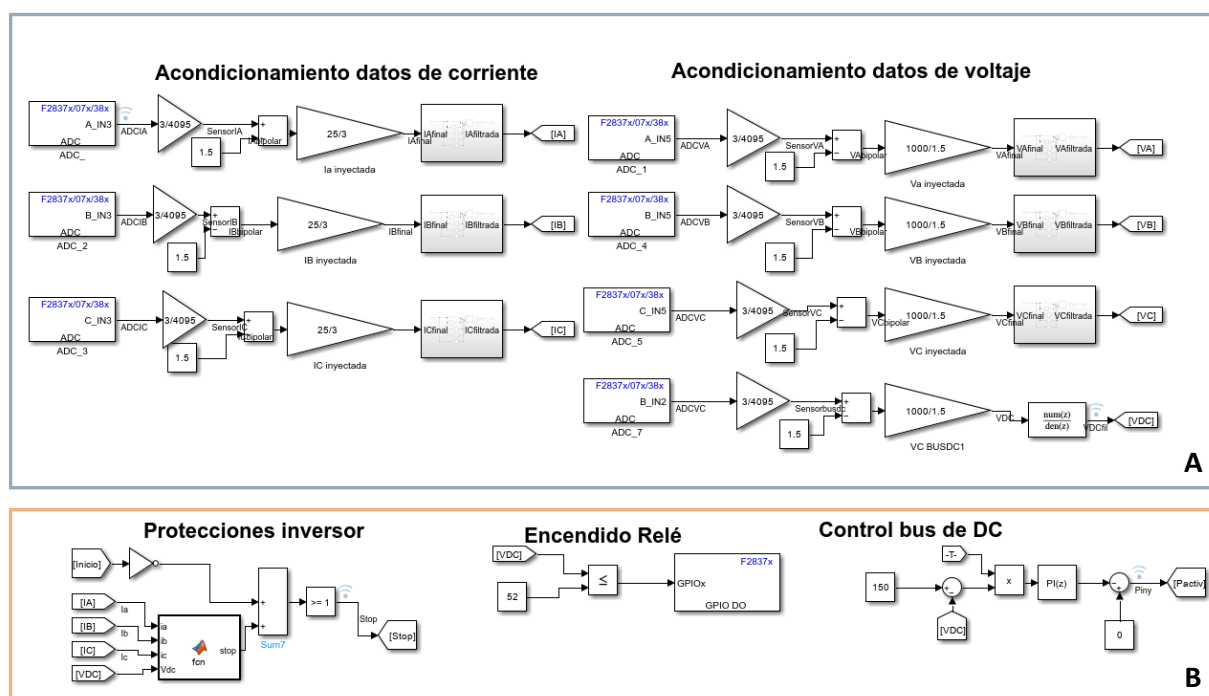


Fig. 30. Interfaz gráfica del programa implementado para el control de la UAP

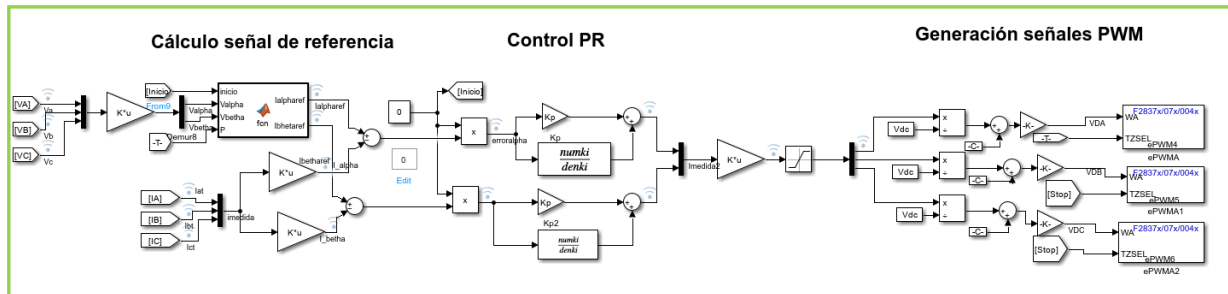


Fig. 31. Interfaz gráfica del programa implementado para el control de la UAP

La segunda interfaz gráfica utilizada se muestra en la figura 30. En la figura 30A se presenta el acondicionamiento de las señales, donde se procesan los datos para las corrientes inyectadas a la red, las tensiones en el PCC y el voltaje del bus de DC.

En la figura 30B se encuentran las protecciones encargadas de abrir los transistores del inversor en caso de detectar lecturas por fuera de los rangos permitidos de las corrientes inyectadas a la red y la tensión en el bus de DC. Además, se muestra el control de la tensión del bus de DC, y así mismo el encendido automático del relé del circuito de carga de este capacitor para el proceso de inicialización del módulo.

Finalmente, en la figura 31 se encuentra el algoritmo para la generación de las señales de referencia, que en este caso son señales de corriente en el marco de referencia α - β . Además, se presenta el control de corriente PR y los módulos PWM para generar las señales de disparo del inversor. Por medio de la interfaz es posible efectuar la inicialización del sistema de control de corriente en el momento adecuado.

Estas interfaces facilitan la inicialización de los sistemas de control en un orden preciso, asegurando su correcto funcionamiento y previniendo posibles daños. Los detalles específicos sobre los pasos de inicialización del sistema se presentan detalladamente en el Anexo 1. Además, se entregará un repositorio con las interfaces y códigos utilizados durante el desarrollo del trabajo.

5.3. Ajustes realizados en los sistemas de control

Durante el proceso de implementación y puesta en marcha del módulo, se llevó a cabo un proceso de pruebas progresivo con el objetivo de verificar el funcionamiento de cada dispositivo y los respectivos sistemas de control. Los valores iniciales para las ganancias de los sistemas de control obtenidos en las pruebas de simulación proporcionaron un punto de partida para probar el sistema. Sin embargo, a medida que se realizaban las pruebas experimentales, se optó por ajustar los controladores para mejorar su funcionamiento, modificando su rapidez y mejorando su respuesta ante el error.

Además, al integrar diferentes sistemas de control, fue crucial asegurar su convergencia. Para lograrlo, se realizaron ajustes en los valores de estos sistemas. En la Tabla 11 se presentan los valores iniciales y los ajustados de las ganancias de los sistemas de control, seguidos de una explicación detallada de los cambios realizados y las razones que los motivaron.

Sistema de control	Valor inicial	Valor final
K_P Control tensión del bus DC	4	0.1
K_I Control tensión del bus DC	80	4
K_{pr} Controlador corriente del inversor	20.73	10.36
K_{ir} Controlador corriente del inversor	46802	11701
K_p Control convertidor reductor	0.09065	0.003775
K_i Control convertidor reductor	1.13	0.38403

Tabla 11. *Ajustes en las ganancias de los sistemas de control*

1. Los valores de las ganancias K_P y K_I del regulador PI que controla la tensión del bus de DC

se redujeron, ya que, aunque los valores iniciales eran funcionales, en la inicialización del sistema de control del inversor se generaban altos picos de corriente hacia la fuente Chroma debido a su rápida respuesta. Estos picos de corriente provocaban la activación del sistema de seguridad de la fuente por lo que esta dejaba de operar, lo que impedía la realización de las pruebas correspondientes.

2. Los valores de las ganancias del controlador de corriente PR (K_{pr} y K_{ir}) se ajustaron debido a que con los valores iniciales, se presentaba un desbordamiento de la corriente inyectada a la red y no se lograba el seguimiento adecuado. Esto provocaba que las corrientes sobrepasaran el límite establecido para las protecciones del sistema. Los valores finalmente utilizados permitieron un buen funcionamiento del control PR y, además, proporcionaron una buena respuesta del controlador en estado estable.
3. Las ganancias del regulador PI empleado para el control del convertidor reductor también se ajustaron, debido a que al ponerlo en funcionamiento con los valores iniciales se observó una oscilación no deseada en todas las señales de DC sensadas. Este fenómeno se mitigó al reducir los valores de las ganancias proporcional e integral (K_p y K_i), haciendo que el sistema sea menos sensible al ruido y más estable. El ajuste de las ganancias del controlador PI fue esencial para mejorar la estabilidad y la calidad de la señal de salida del convertidor reductor, eliminando las oscilaciones no deseadas y asegurando un funcionamiento más confiable.

6. Resultados

En este capítulo se presenta inicialmente el montaje experimental realizado en el Laboratorio de Uso Racional de la Energía y Energías Renovables, ubicado en el edificio de Alta Tensión de la Universidad Industrial de Santander. Las imágenes presentadas ofrecen una visión general de cada elemento y dispositivo empleado en el módulo final, permitiendo una comprensión visual del sistema diseñado e implementado.

En la segunda parte de este capítulo se exponen los resultados de las pruebas experimentales del módulo implementado bajo dos escenarios distintos. El primer escenario, descrito en la sección 6.2.1, corresponde al funcionamiento del emulador del generador PV por separado, es decir, sin conexión a la red eléctrica, y con una carga conectada en su salida. El segundo escenario, presentado en la sección 6.2.2, analiza el comportamiento del emulador del generador PV cuando está conectado a la UAP y la red eléctrica, mostrando los resultados del sistema HIL en su configuración completa.

Ambos escenarios permiten evaluar el funcionamiento del emulador PV en diferentes condiciones operativas, proporcionando información clave para la verificación del sistema propuesto.

6.1. Módulo de simulación en tiempo real basado en la técnica HIL

Una vez finalizado el proceso de diseño y realizadas las pruebas experimentales preliminares, se procedió a la implementación del módulo final correspondiente al simulador de sistemas PV basado en la técnica HIL, teniendo en cuenta los cambios propuestos y explicados en el capítulo 5. A continuación, se presentan imágenes de cada uno de los componentes del módulo implementado, finalizando con una imagen del módulo completo.

En la figura 32 se pueden observar los circuitos de inicialización para la carga de los condensadores del bus de DC del inversor y de entrada del convertidor reductor.

En la figura 33 se presenta el emulador del generador PV, es decir, el convertidor tipo reduc-

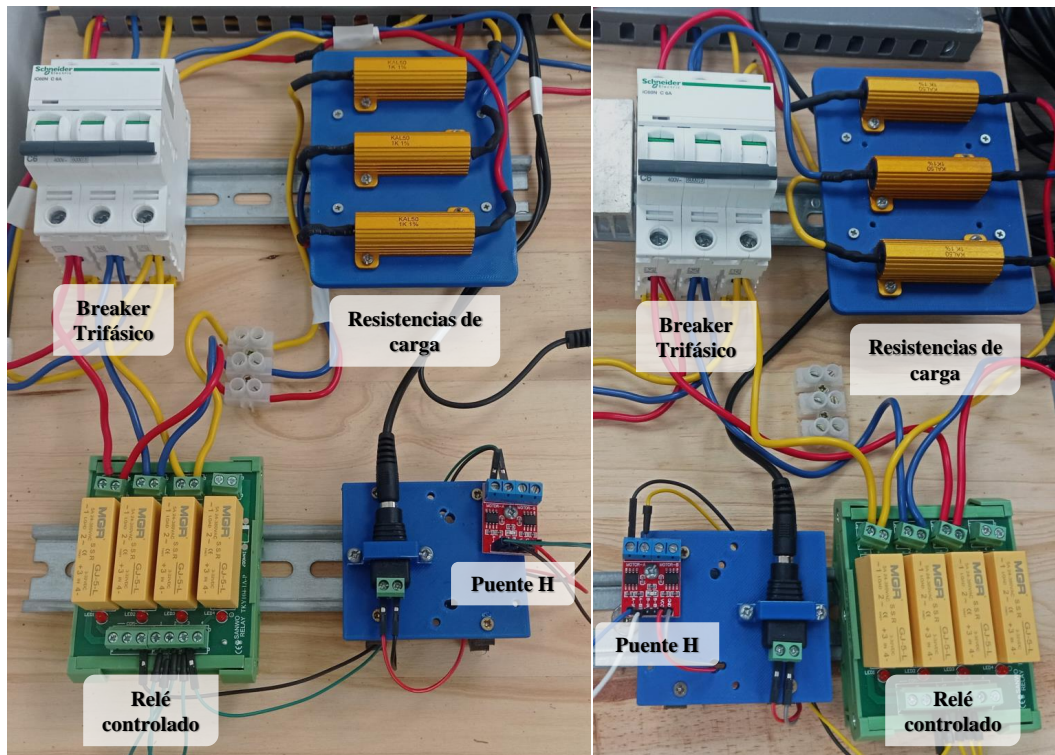


Fig. 32. Circuitos de inicialización y carga de condensadores del módulo de simulación basado en la técnica HIL

tor, junto al rectificador no controlado (MT5016A). Además se puede ver el módulo de sentido de corriente/tensión (USM-3IV) y a su lado derecho el RTDS (tarjeta TMS03XF3F04jD). Las características del sensor se presentan en el anexo 4.

En la figura 34 se presenta el convertidor elevador encargado de extraer la máxima potencia del emulador del generador PV. En la figura 35 se observa la conexión entre el emulador del generador PV y el convertidor elevador. Entre ellos se encuentran dos capacitores, conectados en serie entre ellos, formando una capacitancia equivalente de $500 \mu\text{F}$ la cual es conectada en paralelo en la salida del emulador del generador PV (entrada del convertidor elevador). Según los resultados de simulación, este valor de capacitancia fue el más apropiado para garantizar un correcto funcionamiento de los dos convertidores.

En la figura 36 se puede observar el inversor trifásico de la UAP junto al filtro LCL, el módulo de sentido de corriente/tensión, así como la tarjeta de control respectiva.

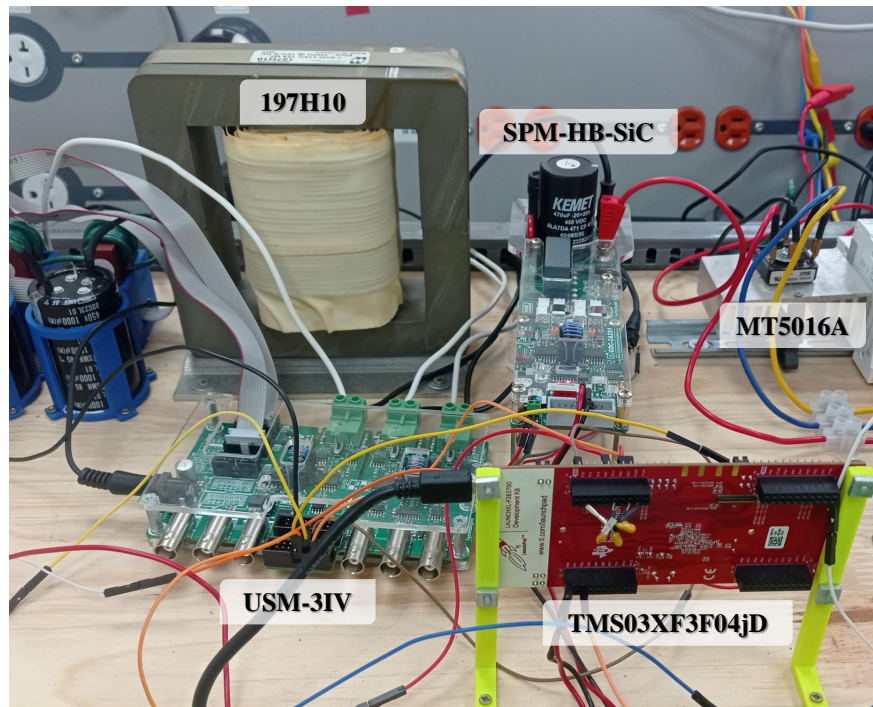


Fig. 33. Emulador del generador PV del módulo de simulación basado en la técnica HIL

En la figura 37 se observa la carga utilizada. En este caso se emplearon bombillos de 100 W/120Vrms cada uno. Se utilizaron tres bombillos conectados en paralelo para cada fase, para un total de nueve bombillos sumando una carga total de 900[W]/120Vrms. Esta carga está conectada al punto de conexión común (PCC) del módulo. Justo debajo de los bombillos, se observa el emulador de la red eléctrica, es decir, la fuente Chroma que se utilizó para este trabajo de investigación. La carga es empleada para prevenir la entrega de potencia activa a la fuente Chroma, por lo que fue dimensionada para consumir una potencia activa mayor a la entregada por el sistema fotovoltaico, y, de este modo, prevenir posibles daños.

Finalmente en la figura 38 se observa una imagen del módulo completo. En la parte izquierda se observa el inversor junto al filtro LCL y en la parte derecha el emulador del generador PV y el convertidor elevador. Asimismo, se observan los módulos de sensado de corriente/tensión, las tarjetas de control, y los circuitos de inicialización. Es importante señalar que este es un sistema modular, el cual permite separar los diferentes componentes del módulo. Es decir, es posible sepa-

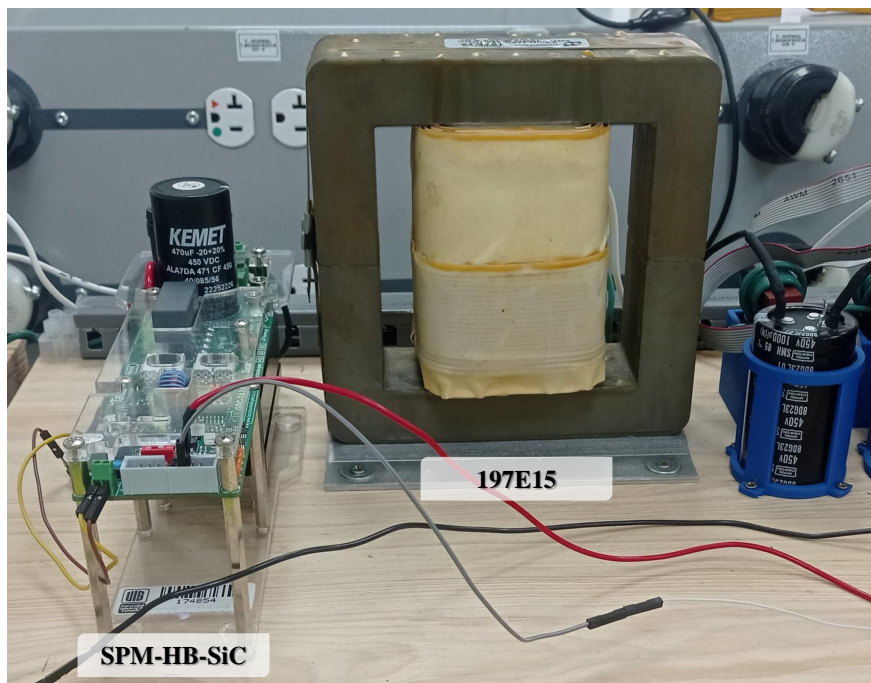


Fig. 34. Convertidor elevador de la UAP del módulo de simulación basado en la técnica HIL

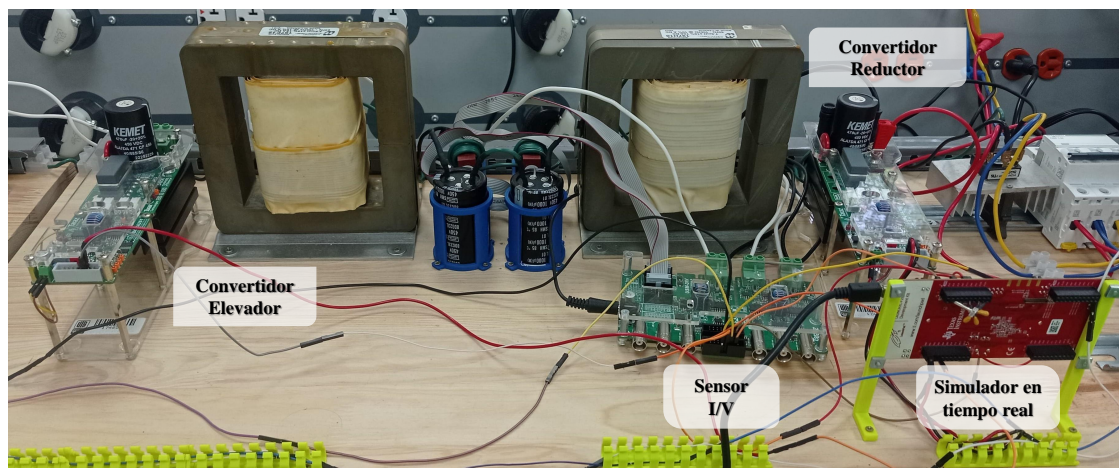


Fig. 35. Emulador del generador PV y convertidor elevador del módulo de simulación basado en la técnica HIL

rar el inversor junto al filtro LCL si se desea realizar pruebas específicas de este sistema. Además, es posible separar el emulador del generador PV para realizar pruebas específicas, como las que se presentan en la sección 6.2.1. Esto representa una gran ventaja, ya que permite utilizar los sistemas

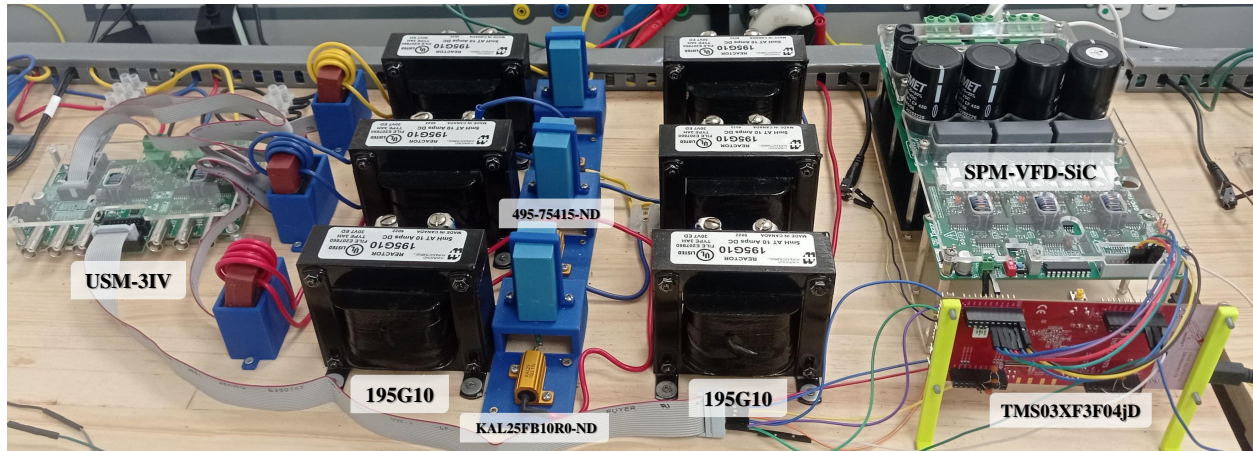


Fig. 36. Inversor, filtro LCL, sensado y tarjeta de control de la UAP, del módulo de simulación basado en la técnica HIL



Fig. 37. Carga y fuente Chroma

de este módulo en otros tipos de implementaciones según se requiera.

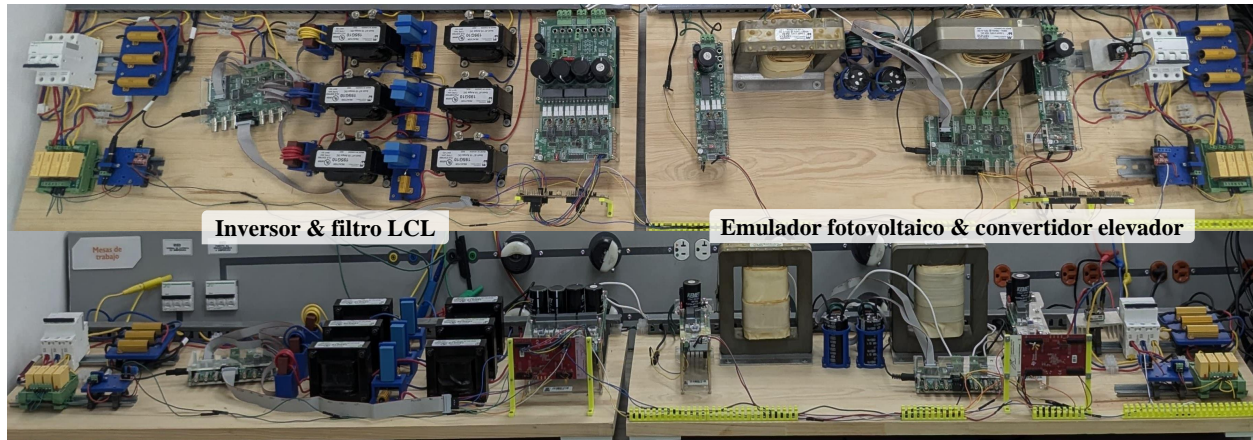


Fig. 38. Módulo completo de simulación en tiempo real de sistemas PV basado en la técnica HIL

6.2. Resultados de las pruebas experimentales

Esta sección presenta los resultados de las pruebas experimentales realizadas al módulo implementado en este trabajo. Para las pruebas experimentales se consideraron los siguientes parámetros:

- La frecuencia de conmutación para el inversor de potencia se estableció en 10[kHz].
- La frecuencia de conmutación para los convertidores DC/DC reductor y elevador se estableció en 20[kHz].
- El algoritmo MPPT se ejecutó a 100[Hz], mientras que el resto de sistemas de control se ejecutaron a 5[kHz].
- El modelo del generador PV considera la conexión en serie de tres paneles PV de referencia A10J-S72-180, cada panel de 180[W] bajo condiciones de prueba estándar (STC por sus siglas en inglés).

En la tabla 12 se presentan los parámetros del generador PV utilizado y los demás parámetros del sistema para los dos escenarios de prueba.

Parámetro	Valor
Tensión de entrada convertidor reductor	140 [V]
Tensión de circuito abierto panel solar (STC)	44.06[V]
Corriente de corto circuito panel solar (STC)	5.31[A]
Número de paneles en serie generador PV	3
Tensión en el MPP generador PV (STC)	110[V]
Corriente en el MPP generador PV (STC)	4.9[A]
Potencia en el MPP generador PV (STC)	539[W]
Tensión de referencia bus DC del inversor	150[V]
Tensión de fase pico red eléctrica en el PCC	60 Vp (42.42 Vrms)
Carga total en el PCC	900[W] a 120Vrms

Tabla 12. *Parámetros para los escenarios de prueba*

6.2.1. Prueba del emulador del generador PV sin conexión a la red

Este escenario se enfoca en evaluar el funcionamiento del emulador del generador PV por sí solo, es decir, sin considerar la unidad de acondicionamiento de potencia. Para esto, a la salida del emulador se conecta un reóstato, cuya resistencia se varió de $1[k\Omega]$ hasta $5[\Omega]$. Se configuró para replicar la curva característica de corriente-voltaje (I-V) del generador PV bajo diferentes niveles de irradiancia, los cuales fueron: $250 [W/m^2]$, $500 [W/m^2]$, $700 [W/m^2]$ y $1000 [W/m^2]$. Además, se estableció una temperatura de célula de $25^{\circ}C$ en todas las pruebas.

La figura 39 muestra las curvas I-V resultantes producidas por el emulador del generador PV bajo los cuatro niveles de irradiancia. Durante estas pruebas se observó la presencia de pequeñas variaciones no deseadas alrededor de los puntos de operación, debidas principalmente a la variación manual del valor de la resistencia del reóstato. Los cambios de resistencia se realizaban

en incrementos de hasta $100[\Omega]$ en periodos de tiempo cortos ajustando la perilla del reóstato de manera manual, lo que generaba las pequeñas variaciones observadas. Sin embargo, a pesar de este inconveniente, el sistema se comportó de manera adecuada y arrojó los valores esperados de corriente y tensión para cada nivel de irradiancia considerado.

En la figura 40 se compara la curva I-V del generador fotovoltaico obtenida en la simulación fuera de línea (en rojo) con la de la simulación en tiempo real (en azul) bajo una irradiancia de $1000 [W/m^2]$. Esta comparación demuestra cómo la simulación en tiempo real se aproxima a los resultados de la simulación fuera de línea.

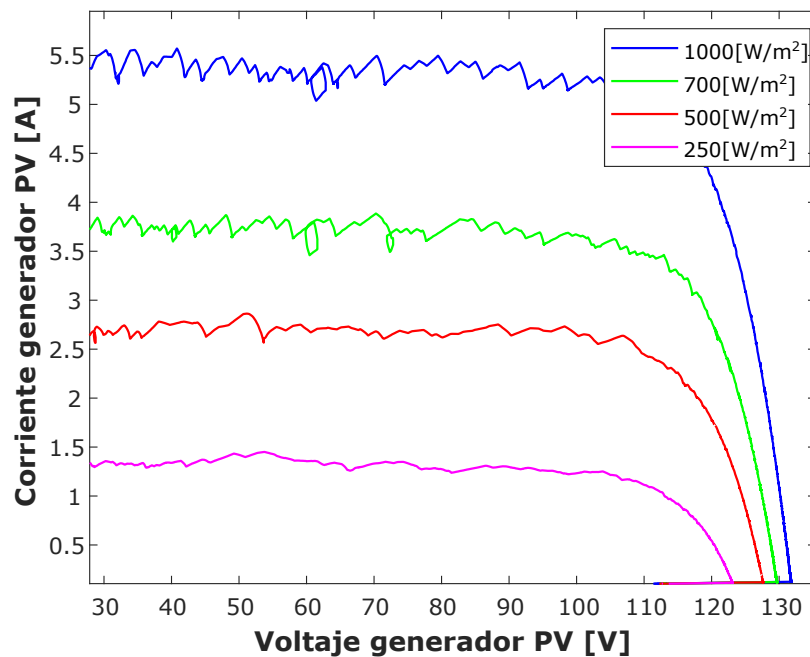


Fig. 39. Curvas I-V resultantes a diferentes niveles de irradiancia para el emulador del generador PV

6.2.2. Pruebas del simulador de un sistema PV conectado a la red basado en la técnica HIL

En este escenario se presentan los resultados obtenidos al conectar el emulador del generador PV a la UAP, para así realizar pruebas del sistema completo y conectado a la red. Los

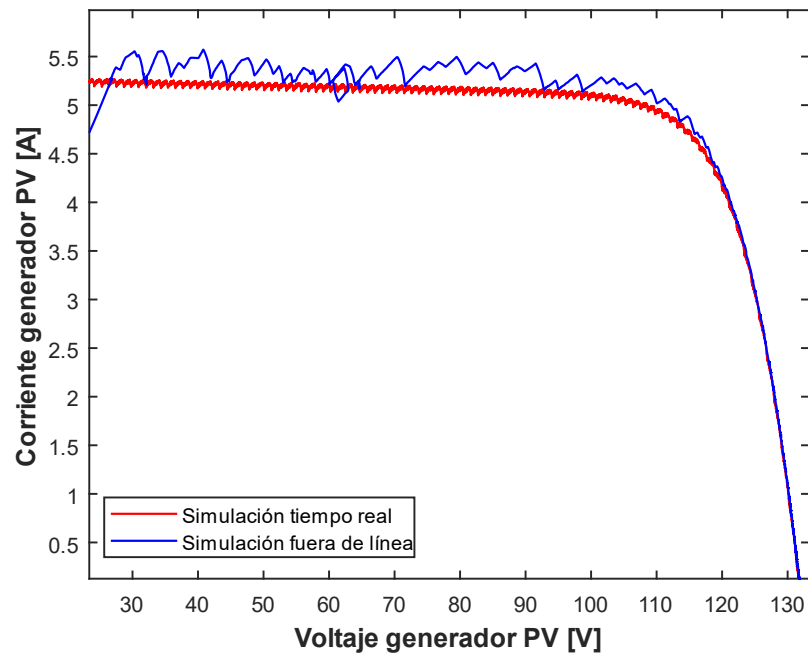


Fig. 40. Curvas I-V resultantes de la simulación en tiempo real vs. simulación fuera de línea.

parámetros del sistema para este escenario se presentan en la tabla 12.

Para describir mejor el escenario presentado, la figura 41 presenta una línea de tiempo que detalla el proceso de inicialización de cada componente del sistema, empezando la operación en el segundo 0 y finalizando la prueba en 500 segundos.

Teniendo en cuenta los parámetros presentados y el orden en que se llevó a cabo la prueba, se presentan a continuación los resultados obtenidos.

La figura 42 muestra la tensión en el bus de DC del inversor. Entre los 90 y 145 segundos, esta señal de tensión presenta un bajo nivel de ruido y pocas oscilaciones alrededor del valor de continua deseado. Sin embargo, a partir del segundo 145 se observa un incremento en el ruido y las oscilaciones de la señal, coincidiendo con el inicio de la entrega de potencia activa desde el emulador del generador PV hacia la red. La conmutación de los tres convertidores electrónicos de potencia y la interacción entre los sistemas de control de la UAP y del emulador PV provoca la aparición de ruido y oscilaciones en la señal de tensión del bus de DC. A pesar de esto, el sistema

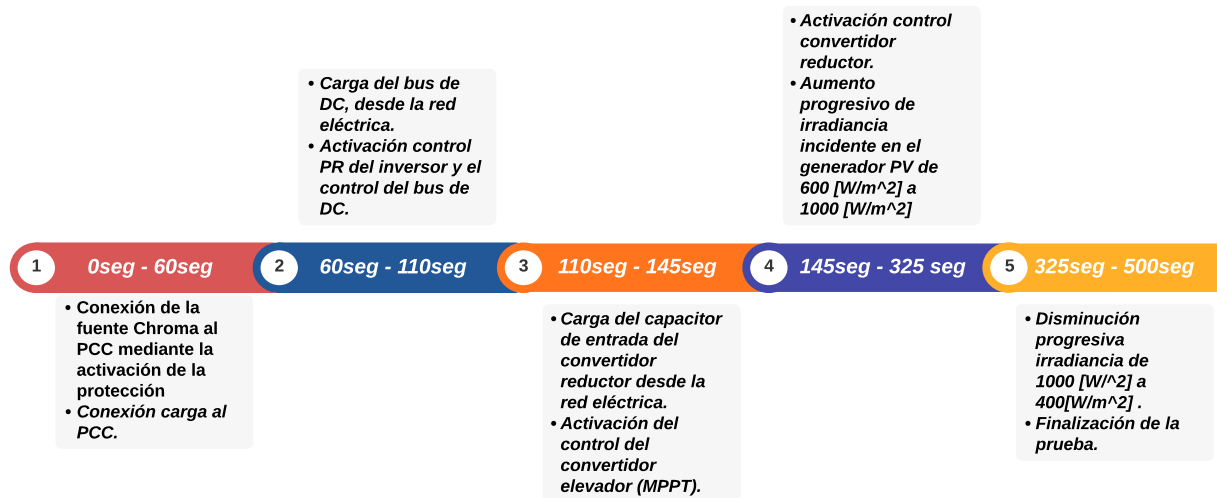


Fig. 41. Línea de tiempo de la prueba del sistema completo

de control logra mantener la tensión del bus de DC alrededor de los 150[VDC].

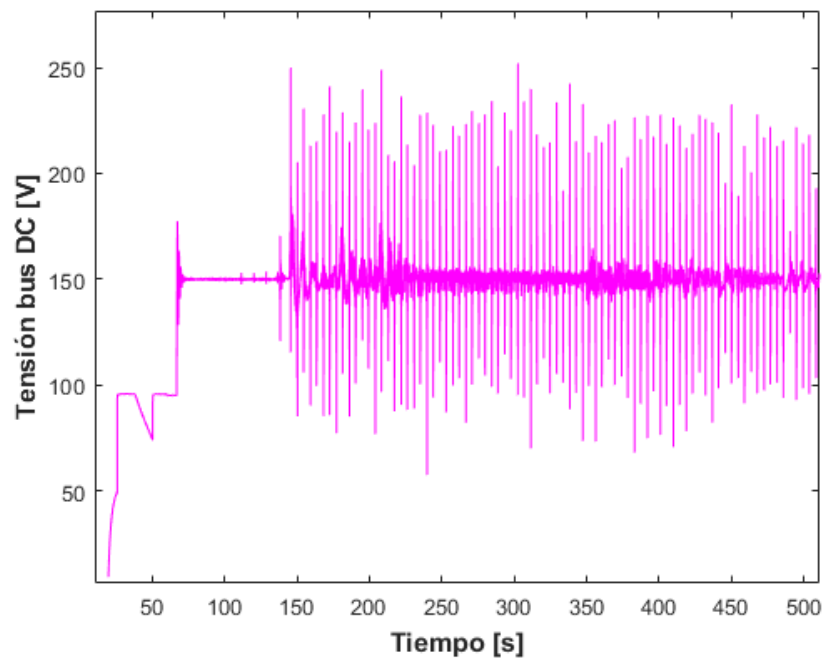


Fig. 42. Voltaje del bus de DC del inversor

Por otro lado, las figuras 43 y 44 muestran las corrientes de referencia del inversor en los ejes α y β en color rojo, comparadas con las corrientes inyectadas a la red en los ejes α y β en color azul. Estos resultados verifican el funcionamiento del sistema de control de la generación de la corriente de referencia y el controlador de corriente PR realizando el correcto seguimiento de la corriente de referencia.

Además en la figura 45 se muestran las corrientes inyectadas a la red en los ejes abc después de aplicar la transformada inversa de Clarke. Por su parte, la figura 46 presenta las tensiones de fase en el PCC.

Es importante destacar que las corrientes presentadas en estas figuras corresponden a un valor de irradiancia de 1000 [W/m²] en el generador PV, lo que debería implicar que el generador PV entregue una potencia de 540 [W], como se observa en la figura 47 entre los 225 y 325 segundos. Sin embargo, al analizar las corrientes inyectadas en los ejes abc , se observa que, en lugar de alcanzar un valor de 5.9 [A] pico, estas corrientes presentan un valor de 3 [A] pico. Esta discrepancia sugiere que la potencia que realmente se está inyectando a la red es menor a la generada.

La figura 48 confirma esta observación, mostrando que durante el período comprendido entre los 225 y 325 segundos, la potencia inyectada a la red es de alrededor 265 [W]. Esto indica que entre la etapa del emulador del generador PV y la UAP se están perdiendo alrededor de los 275 [W]. Estas pérdidas se atribuyen a dos factores principales. Primero, el consumo de algunos dispositivos contribuye a la reducción de la potencia inyectada. Segundo, la eficiencia del convertidor elevador no es óptima, lo que también provoca una disminución significativa de la potencia disponible para inyección a la red eléctrica.

En la figura 47, se muestra la potencia entregada por el generador fotovoltaico (PV). Se pueden observar diferentes valores de potencia activa debido a las variaciones en el nivel de irradiancia. La prueba comenzó con un nivel de irradiancia de 600 [W/m²], luego se incrementó a 800 [W/m²], y finalmente alcanzó 1000 [W/m²]. Estos cambios ocurrieron en el intervalo comprendido entre los 145 y 225 segundos.

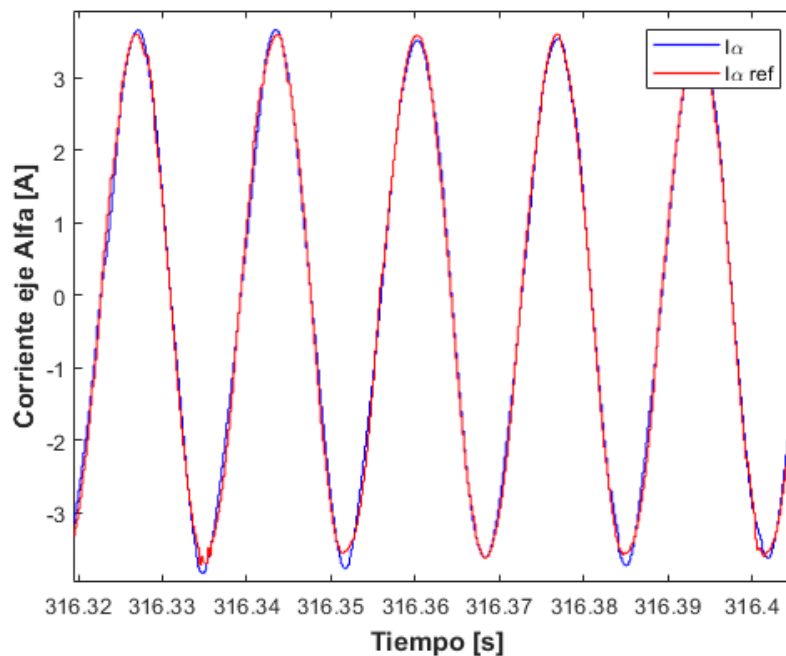


Fig. 43. Corriente inyectada y corriente de referencia en el eje α

Durante el intervalo de 225 a 325 segundos, la irradiancia se mantuvo constante en 1000 [W/m²]. En este período, el sistema logró estabilizarse, lo que se refleja en una reducción del ruido en las señales resultantes.

A partir de los 325 segundos, el nivel de irradiancia se redujo progresivamente en pasos de 100 [W/m²] hasta alcanzar 400 [W/m²] entre los 325 y 500 segundos. Esta gráfica ilustra cómo el sistema necesita tiempo para alcanzar un estado estable tras experimentar cambios en la irradiancia.

Por otro lado, la figura 48 presenta la potencia inyectada a la red. Aquí se observan los cambios de potencia provocados por las variaciones en la irradiancia, los cuales son consistentes con los cambios descritos anteriormente.

Como se explicó en el capítulo 5.3, fue necesario ajustar el sistema de control del emulador PV (control del convertidor reductor) para hacerlo más lento y evitar oscilaciones de alta frecuencia. A pesar de estos ajustes, aún se observan oscilaciones al reducir los niveles de irradiancia. Sin embargo, se logró mantener un equilibrio adecuado entre la supresión de oscilaciones y la

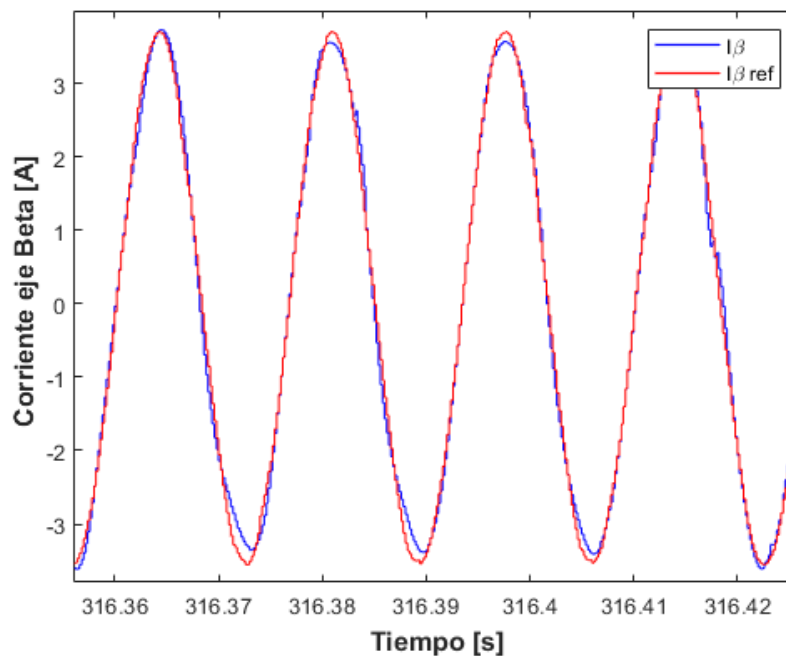


Fig. 44. Corriente inyectada y corriente de referencia en el eje β

obtención de valores precisos en estado estable.

Finalmente, en la figura 49 se muestra la tensión del arreglo solar PV, resultando en un valor alrededor de 110 [VDC] sin variación significativa a pesar del cambio en la irradiancia, lo cual es consistente con el comportamiento esperado de un generador PV.

Por otro lado, la corriente del generador muestra cambios más pronunciados en respuesta a las variaciones en la irradiancia, como se observa en la figura 50. En esta figura, la corriente del generador está representada en rojo y la señal de referencia en azul. Se puede notar que la corriente del generador sigue de cerca a la corriente de referencia, lo que indica un correcto funcionamiento del sistema. No obstante, también se presenta ruido en la señal debido a la interacción de los diversos sistemas de control previamente descritos.

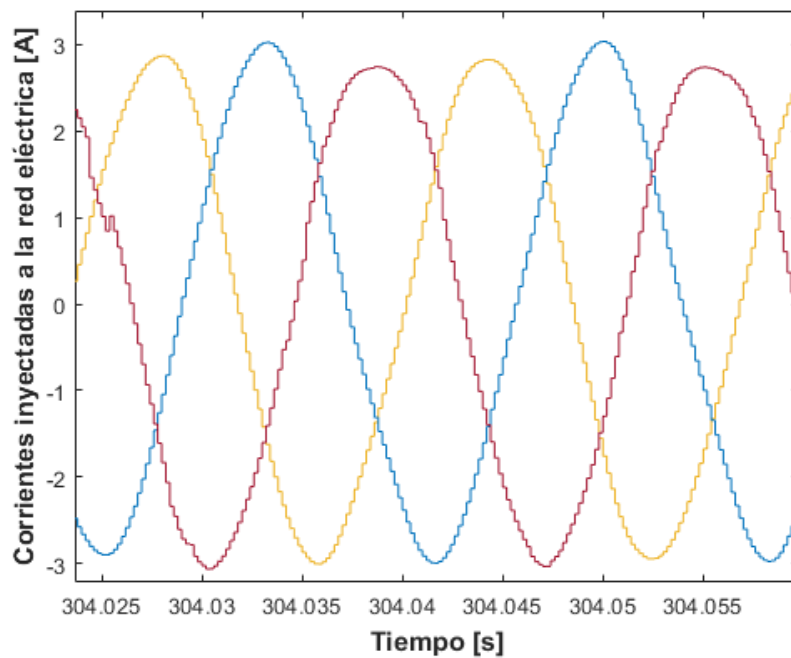


Fig. 45. *Corrientes inyectadas en los ejes abc*

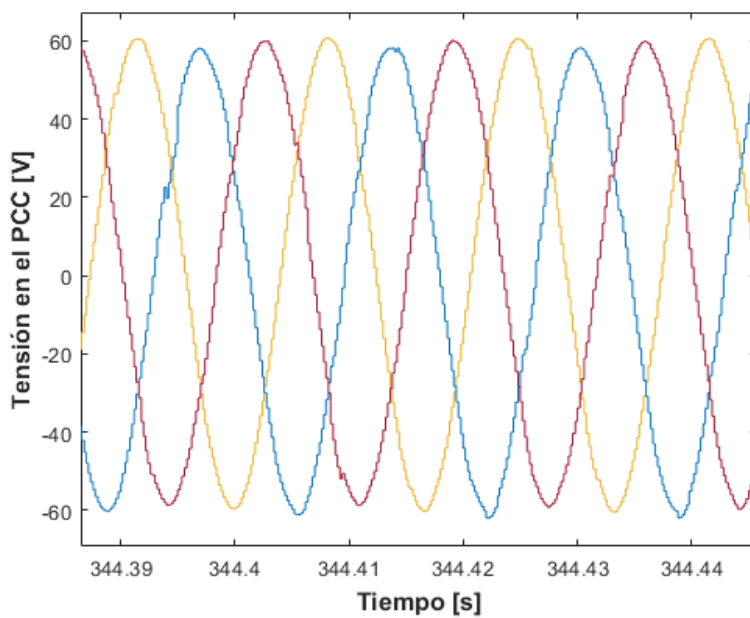


Fig. 46. *Tensiones de fase en el PCC en los ejes abc*

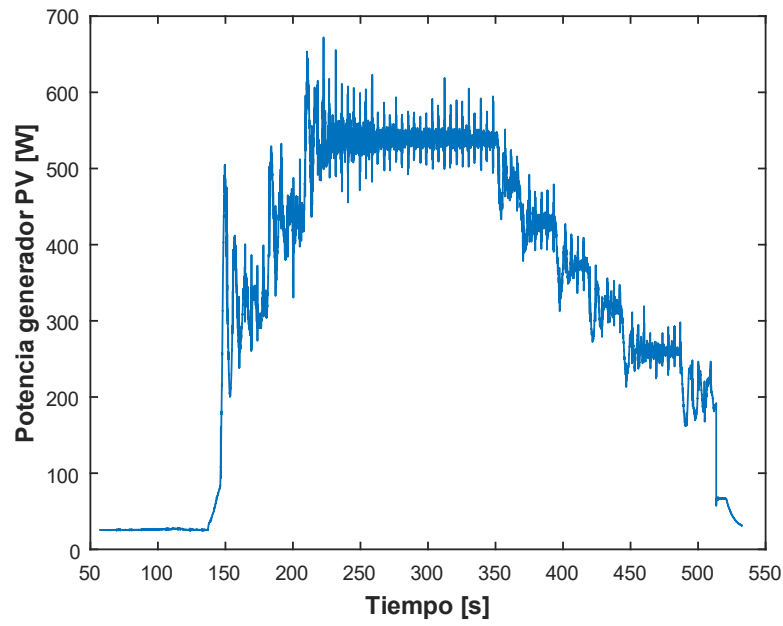


Fig. 47. *Potencia activa entregada por el generador PV*

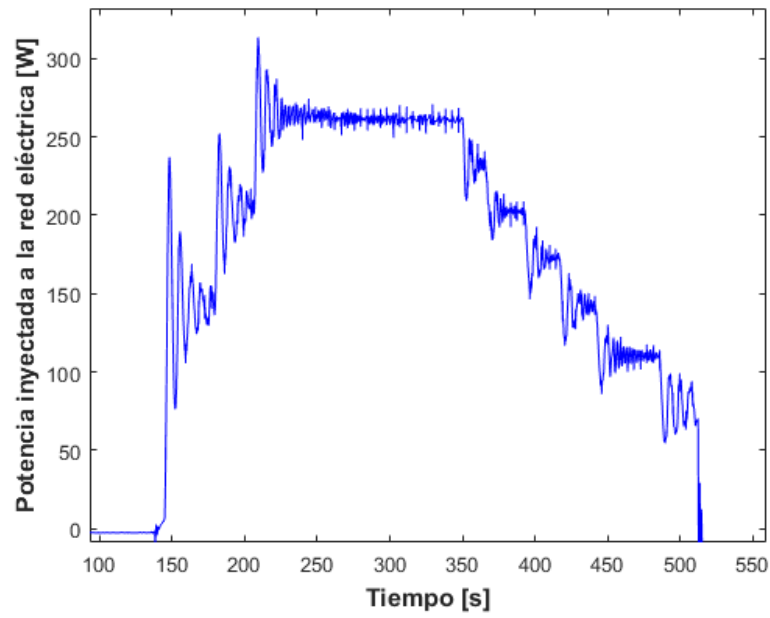


Fig. 48. *Potencia activa inyectada a la red*

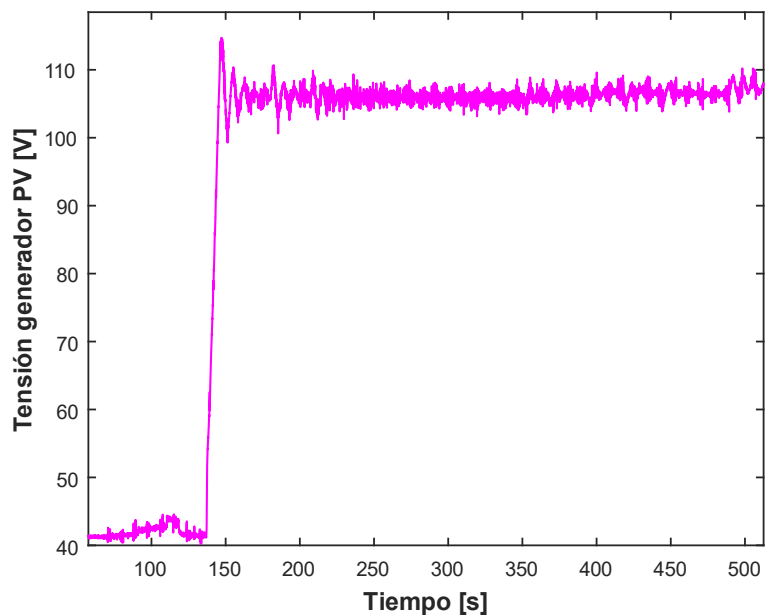


Fig. 49. *Tensión del generador PV*

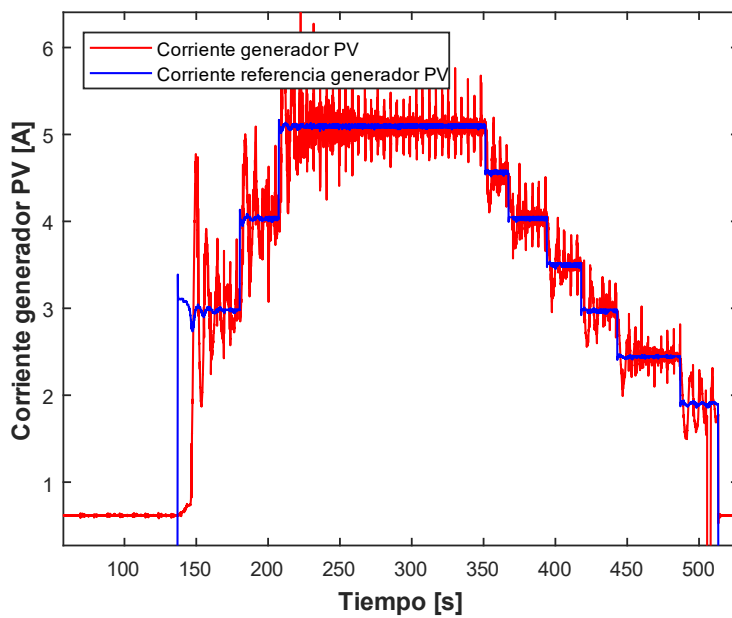


Fig. 50. *Corriente del generador PV vs. corriente de referencia*

7. Conclusiones

7.1. Resumen de objetivos y logros

En este trabajo de investigación se desarrolló un sistema basado en la técnica Hardware-In-the-Loop (HIL) para emular un sistema PV de conexión a la red utilizando convertidores electrónicos de potencia. Este trabajo logró diseñar, implementar y verificar el funcionamiento de un módulo basado en la técnica HIL, cumpliendo con las especificaciones de operar a baja potencia (menos de 1000 W).

Adicionalmente, se presenta un emulador de generadores PV que permite representar las curvas características de I-V al variar parámetros como la irradiancia y la temperatura, así como el número y modelo de los paneles que lo componen; esto siempre y cuando se respeten las limitaciones del sistema, lo cual garantiza una simulación precisa y controlada.

7.2. Hallazgos principales

Los resultados de la simulación fuera de línea fueron un paso previo primordial para la simulación en tiempo real, estos mostraron que el modelo desarrollado presentaba viabilidad.

La simulación en tiempo real presentó diversos retos que resultaron en hallazgos significativos. En primer lugar, es crucial mitigar el ruido en las señales sensadas para asegurar una correcta convergencia de los sistemas de control. En este proyecto se operaron simultáneamente cinco sistemas de control, lo que inicialmente llevó a la no convergencia de la operación del sistema completo, debido principalmente al proceso de inicialización y a la presencia de ruido en las señales sensadas. Esta inestabilidad fue corregida mediante la realización de pruebas experimentales sucesivas que permitieron encontrar las causas del problema, llevando a establecer un proceso de inicialización adecuado para los sistemas de control y la mitigación del ruido presente en las señales. Se destaca la necesidad de optimizar el manejo de múltiples sistemas de control operando de manera simultánea.

La capacidad de operar y variar el sistema en tiempo real es una ventaja clave, ya que permite observar cambios en el sistema ante perturbaciones y factores externos.

Otro hallazgo importante es la relevancia de la capacidad de procesamiento. Se esperaba ejecutar los sistemas de control a una frecuencia mayor, lo cual subraya la importancia de contar con un sistema potente para ejecutar los modelos y algoritmos de control, además de realizar la captura y envío de datos en tiempo real al computador para la visualización de las señales. En este caso, se utilizaron dos microcontroladores, cada uno interconectado a un computador, lo que permitió la operación del sistema pero a una frecuencia menor de la deseada.

A pesar de estos retos, el módulo final implementado demostró un comportamiento adecuado, verificando así el funcionamiento del diseño presentado y previamente simulado fuera de línea. Estos hallazgos resaltan la importancia de la capacidad de procesamiento, el proceso de inicialización del sistema, y la calidad de las señales sensadas en la implementación exitosa del módulo en tiempo real.

Asimismo, se comprobó el correcto funcionamiento de los algoritmos de control diseñados para la unidad de acondicionamiento de potencia, resaltando principalmente el buen desempeño de los controladores de corriente y el algoritmo de generación de las señales de referencia.

7.3. Interpretación de resultados

Los resultados obtenidos indican que el sistema HIL propuesto puede ser una herramienta eficaz para la emulación de sistemas PV. En comparación con estudios previos, el enfoque de utilizar un simulador de bajo costo demostró ser efectivo, ofreciendo una alternativa accesible para investigaciones similares.

7.4. Limitaciones

Las principales limitaciones de este trabajo incluyen varios factores críticos que impactaron el desempeño del sistema.

En primer lugar, la presencia de ruido en las señales sensadas al inicio de la fase de implementación del proyecto impidió una correcta operación del sistema. Aunque este problema fue

mayormente resuelto, subraya la necesidad de asegurar señales en su mayoría limpias para la adecuada convergencia de los sistemas de control.

Como se mencionó en los hallazgos, se requiere un sistema mejorado de envío y recepción de información y señales. Esto permitiría operar los sistemas de control a una frecuencia mayor, mejorando la respuesta del sistema.

La fuente Chroma también representó una limitación significativa debido a sus restricciones de corriente. Estas restricciones ocasionaban fallas en el sistema, interrumpiendo su operación. Esto llevó a trabajar con corrientes más bajas de lo esperado.

Otra limitación fue un error de diseño relacionado con la capacidad de tensión soportada por el convertidor elevador. No revisar adecuadamente esta capacidad llevó a la necesidad de reducir los valores de corriente, tensión y potencia de todo el sistema.

Estas limitaciones resaltan áreas críticas que deben ser abordadas en futuros trabajos para mejorar el funcionamiento y robustez de sistemas basados en la técnica Hardware-in-the-Loop (HIL) para emulación de sistemas PV.

7.5. Futuras líneas de investigación

Se recomienda explorar el comportamiento del sistema a mayores niveles de potencia y evaluar la inclusión de técnicas para mitigar el ruido en las señales sensadas.

Futuras investigaciones podrían enfocarse en integrar la entrega de potencia reactiva por parte del inversor de potencia, y explorar soluciones a problemas específicos de la red eléctrica. El módulo desarrollado puede ser empleado para la evaluación de estrategias de control avanzadas para la incorporación de servicios auxiliares al sistema PV, como por ejemplo, funcionalidades de compensación de carga, regulación de tensión y frecuencia, capacidades de operación ante fallas en la red eléctrica, entre otras.

Por otro lado, se podría llevar a cabo un proyecto para desarrollar una interfaz gráfica más estética y amigable, que facilite la interacción del usuario con el sistema.

7.6. Aplicaciones prácticas

Este sistema HIL puede ser utilizado en laboratorios de investigación y desarrollo para probar, validar y estudiar controladores de convertidores de potencia en un entorno seguro y controlado. Su implementación permite replicar condiciones reales de operación sin los riesgos asociados a pruebas en campo abierto, lo que resulta en una herramienta valiosa para el desarrollo de nuevas tecnologías.

Un aspecto destacable de este sistema es su bajo costo en comparación con otras soluciones disponibles en el mercado. Esto lo convierte en una opción accesible cuando se tiene presupuestos limitados.

Además, este sistema ofrece una plataforma versátil para el estudio y la experimentación, facilitando el avance en el campo de la electrónica de potencia y el desarrollo de sistemas energéticos más eficientes y robustos.

7.7. Recomendaciones

Basado en los hallazgos, se recomienda adoptar el enfoque HIL para la enseñanza y la investigación de sistemas PV, debido a su capacidad para simular condiciones reales y su accesibilidad económica. Este método proporciona una plataforma segura y controlada para la experimentación, facilitando el aprendizaje y el desarrollo de nuevas tecnologías.

Para mejorar la operación del sistema, se sugiere utilizar una fuente Chroma con mayores límites de corriente. Aunque estos límites no son necesarios para el funcionamiento regular del sistema, pueden prevenir fallos inesperados durante la operación.

Asimismo, se recomienda programar los microcontroladores directamente desde Code Composer Studio en lugar de Matlab/Simulink. La programación desde Matlab/Simulink puede limitar la velocidad de los sistemas de control y la calidad de las señales. No obstante, Matlab/Simulink ofrece la ventaja de permitir la variación de variables en tiempo real y la inicialización adecuada de los sistemas de control desde su entorno. Por ello, es necesario estudiar más a fondo esta recomendación para determinar la mejor estrategia de programación que combine la velocidad y la

calidad de las señales con la flexibilidad de ajuste en tiempo real.

Bibliografía

- Ahmed, J., & Salam, Z. (2015). An improved perturb and observe (P&O) maximum power point tracking (MPPT) algorithm for higher efficiency. *Applied Energy*, 150, 97-108.
- Akagi, H., Watanabe, E. H., & Aredes, M. (2017). *Instantaneous power theory and applications to power conditioning*. John Wiley & Sons.
- Arifujjaman, M., Salas, R., Johnson, A. P., DLima, A., Araiza, J., Mauzey, J., & Castaneda, J. (2020). Modeling and development of a HIL testbed for DER dynamics integration demonstration. *2020 IEEE Green Energy and Smart Systems Conference (IGESSC)*, 1-7.
- Bai, H., Liu, C., Majstorovic, D., & Gao, F. (2023). *Real-Time Simulation Technology for Modern Power Electronics*. Elsevier.
- Bastos, R. F., Fuzato, G. H., Aguiar, C. R., Neves, R. V., & Machado, R. Q. (2019). Model, design and implementation of a low-cost HIL for power converter and microgrid emulation using DSP. *IET Power Electronics*, 12(14), 3833-3841.
- Bélanger, J., Venne, P., Paquin, J.-N., et al. (2010). The what, where and why of real-time simulation. *Planet Rt*, 1(1), 25-29.
- Bonkougou, D., Koalaga, Z., & Njomo, D. (2013). Modelling and Simulation of photovoltaic module considering single-diode equivalent circuit model in MATLAB. *Int. j. emerg. technol. adv. eng.*, 3(3), 493-502.
- Dzimano, G. J. (2008). *Modeling of photovoltaic systems* [Tesis doctoral, The Ohio State University].
- Ejury, J. (2013). Buck converter design. *Infineon Technologies North America (TFNA) Corn Desion Note*, 1(2013).
- Ghanbari, N., & Bhattacharya, S. (2019). Hardware-in-the-loop implementation of a grid connected pv system. *2019 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 1-6.
- Hart, D. W., & Bautista, A. B. (2001). *Electrónica de potencia* (Vol. 32). Prentice Hall Madrid.

- Hauke, B. (2009). Basic calculation of a boost converter's power stage. *Texas Instruments, Application Report November*, 1-9.
- Huang, W., Shu, M., Li, T., Sun, Y., & Ma, L. (2020). Mppt test based on hardware-in-the-loop simulation platform of photovoltaic systems. *2020 IEEE 3rd International Conference on Electronics Technology (ICET)*, 463-466.
- IEA. (2021). Net zero by 2050-a roadmap for the global energy sector [License: CC BY 4.0]. *IEA, Paris*.
- Incorporated, T. I. (2020). *Diseño y desarrollo de microcontroladores en tiempo real C2000*. <https://www.ti.com/design-development/embedded-development/c2000-mcus.html>
- Jayalath, S., & Hanif, M. (2016). Generalized LCL-filter design algorithm for grid-connected voltage-source inverter. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(3), 1905-1915.
- John Proakis, D. M. (2007). *Tratamiento digital de señales* (Vol. 4° Edición). Biblioteca Hernán Malo González.
- Jung, J.-H. (2015). Power hardware-in-the-loop simulation (PHILS) of photovoltaic power generation using real-time simulation techniques and power interfaces. *Journal of Power Sources*, 285, 137-145.
- Kotsampopoulos, P. C., Kleftakis, V. A., & Hatziargyriou, N. D. (2016). Laboratory education of modern power systems using PHIL simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 3992-4001.
- Le, P.-T., Tsai, H.-L., & Le, P.-L. (2023). Development and performance evaluation of photovoltaic (PV) evaluation and fault detection system using hardware-in-the-loop simulation for PV applications. *Micromachines*, 14(3), 674.
- Lotz, M. R., & Könemund, M. (2021). A System-in-the-Loop Methodology for the Validation of DC-Connected Converters. *2021 IEEE Fourth International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, 1-8.
- Menghal, P., & Laxmi, A. J. (2011). Real time simulation: A novel approach in engineering education. *2011 3rd International Conference on Electronics Computer Technology*, 1, 215-219.

- Mihalič, F., Truntič, M., & Hren, A. (2022). Hardware-in-the-loop simulations: A historical overview of engineering challenges. *Electronics*, *11*(15), 2462.
- Mohammadi, F., Bok, R., Hajian, M., & Rezaei-Zare, A. (2022). Controller-hardware-in-the-Loop testing of a single-phase single-stage transformerless grid-connected photovoltaic inverter. *2022 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, 1-6.
- Nguyen, V. H., Besanger, Y., Tran, Q. T., Nguyen, T. L., Boudinet, C., Brandl, R., Marten, F., Markou, A., Kotsampopoulos, P., van der Meer, A. A., et al. (2017). Real-time simulation and hardware-in-the-loop approaches for integrating renewable energy sources into smart grids: Challenges & actions. *arXiv preprint arXiv:1710.02306*.
- Nzimako, O., & Wierckx, R. (2016). Modeling and simulation of a grid-integrated photovoltaic system using a real-time digital simulator. *IEEE transactions on industry applications*, *53*(2), 1326-1336.
- Ogata, K. (2003). *Ingeniería de control moderna*. Pearson educación.
- Ogata, K., et al. (2009). *Modern control engineering*. Prentice Hall India.
- Oppenheim, A. V., Schaffer, R. W., Buck, J. R., et al. (2011). *Tratamiento de señales en tiempo discreto*. Pearson Educación London, UK.
- Ottieri, C., Ojiako, K., & Alarefi, S. M. (2020). Simulink Simulation of a Current Mode Control DC-DC Based PV Emulator: Sustainable Application of Power Electronics in Solar PV Education. *2020 SPEEDAM*, 865-870.
- Pal, B., Sahu, P., & Mohapatra, S. (2018). A review on feedback current control techniques of grid-connected PV inverter system with LCL filter. *2018 Technologies for Smart-City Energy Security and Power (ICSESP)*, 1-6.
- Pokharel, M., & Ho, C. N. M. (2020). Stability analysis of power hardware-in-the-loop architecture with solar inverter. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *68*(5), 4309-4319.
- Pratt, A., Baggu, M., Ding, F., Veda, S., Mendoza, I., & Lightner, E. (2019). A test bed to evaluate advanced distribution management systems for modern power systems. *IEEE EUROCON 2019-18th*, 1-6.

- REN21. (2023). Renewables 2023 Global Status Report Collection, Global Overview. (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-948393-11-3.
- Ruan, X., Wang, X., Pan, D., Yang, D., Li, W., & Bao, C. (2018). *Control techniques for LCL-type grid-connected inverters*. Springer.
- Samano-Ortega, V., Padilla-Medina, A., Bravo-Sanchez, M., Rodriguez-Segura, E., Jimenez-Garibay, A., & Martinez-Nolasco, J. (2020). Hardware in the loop platform for testing photovoltaic system control. *Applied Sciences*, 10(23), 8690.
- Sidwall, K., & Forsyth, P. (2022). A Review of Recent Best Practices in the Development of Real-Time Power System Simulators from a Simulator Manufacturer's Perspective. *Energies*, 15(3), 1111.
- Teodorescu, R., Blaabjerg, F., Liserre, M., & Loh, P. C. (2006). Proportional-resonant controllers and filters for grid-connected voltage-source converters. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, 153(5), 750-762.
- The MathWorks, Inc. (1994-2024). *Control System Designer App*. <https://la.mathworks.com/help/control/ref/controlssystemdesigner-app.html>
- Williams, T., Fuller, J., Schneider, K., Palmintier, B., Lundstrom, B., & Chakraborty, S. (2014). Examining system-wide impacts of solar PV control systems with a power hardware-in-the-loop platform. *2014 IEEE 40th photovoltaic specialist conference (PVSC)*, 2082-2087.
- Zmood, D. N., & Holmes, D. G. (2003). Stationary frame current regulation of PWM inverters with zero steady-state error. *IEEE Transactions on power electronics*, 18(3), 814-822.

Anexos

Anexo A. Manual de uso del sistema

Este sistema cuenta con dispositivos de electrónica de potencia que, al ser conectados entre sí, deben ser inicializados de forma apropiada para evitar daños en el sistema. Además, el sistema incorpora cinco sistemas de control que no deben iniciarse simultáneamente, ya que esto podría causar inestabilidad en alguna parte del sistema, activar protecciones o, en el peor de los casos, causar daños graves.

Por esta razón, se ha creado un protocolo de inicio que detalla cómo debe alimentarse el sistema inicialmente y cómo cada sistema de control debe ser iniciado en el momento adecuado. Este protocolo asegura una secuencia de inicio controlada, minimizando el riesgo de inestabilidad y daños.

Paso 1: Conecte todos los dispositivos que deben estar conectados a la red eléctrica, como los drivers de los convertidores DC/DC, los drivers del inversor y los sensores.

Paso 2: Desde los computadores donde se encuentran las interfaces gráficas, envíe los datos necesarios para cargar los sistemas de control a las tarjetas de control.

Paso 3: Configure la fuente Chroma según las especificaciones necesarias y enciéndala.

Paso 4: Después de encender la fuente Chroma, el circuito de carga del bus de DC entrará en funcionamiento. El relé en serie con la resistencia se controlará automáticamente, permitiendo la carga del bus de DC y la carga controlada del capacitor de entrada del inversor.

Paso 5: Cuando el relé detecte el nivel de voltaje establecido, se abrirá automáticamente. En ese momento, el usuario debe cerrar el interruptor en paralelo para permitir un flujo de corriente sin interferencias al sistema, asegurando que el bus de DC alcance el nivel de voltaje requerido.

Paso 6: Una vez completado el paso anterior, inicie el control del bus de DC y el control PR a través de la interfaz gráfica.

Paso 7: El siguiente paso es cargar el capacitor de entrada del convertidor reductor. Para

hacerlo, cierre el interruptor del banco que permite la conexión a la red. Luego, el capacitor se cargará a través del relé y la resistencia. Cuando se alcance el nivel de voltaje adecuado, abra manualmente el relé desde la interfaz gráfica y cierre manualmente el interruptor.

Paso 8: Una vez alcanzado el voltaje de entrada adecuado en el convertidor reductor, inicie el control del convertidor elevador.

Paso 9: Finalmente, inicie el control del convertidor reductor para comenzar a inyectar potencia desde el emulador de paneles solares hacia la red.

Es importante aclarar que para apagar el sistema, se deben seguir los pasos en orden inverso.

Anexo B. ¡En caso de fallo!

En caso de falla, se recomienda apagar todos los sistemas de control desde las interfaces gráficas y, a continuación, cerrar los dos interruptores que alimentan el módulo por ambos lados.

En algunos casos, puede ocurrir una desconexión entre la tarjeta de control y el computador, lo que impide apagar los sistemas de control. En tal situación, es prioritario desenergizar el bus de DC del inversor. Por esta razón, se recomienda cerrar ambos interruptores para evitar el flujo de corriente hacia el banco.

Anexo C. Filtros Digitales

Un filtro Butterworth de tercer orden es un tipo de filtro analógico de respuesta plana en la banda de paso. A diferencia de otros filtros que pueden tener ondulaciones en la banda de paso o en la banda de rechazo, el filtro Butterworth está diseñado para tener una respuesta lo más plana posible dentro de su banda de paso, proporcionando una transición suave hacia la banda de rechazo.

Un filtro de tercer orden tiene una caída de 60 dB por década en la banda de rechazo. Esto se debe a que cada orden adicional del filtro Butterworth añade 20 dB por década de atenuación.

La función de transferencia $H(s)$ de un filtro Butterworth de tercer orden se define como:

$$H(s) = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{\omega}{\omega_c}\right)^{2n}}} \quad (43)$$

donde n es el orden del filtro (en este caso, 3), ω es la frecuencia angular, y ω_c es la

frecuencia de corte angular.

El filtro de media móvil es una técnica común en el procesamiento de señales y análisis de datos para suavizar datos y reducir el ruido. El filtro funciona calculando el promedio de un conjunto de valores de la señal dentro de una ventana que se mueve sobre los datos.

Ventana Deslizante (Moving Window): La ventana es un subconjunto de datos de longitud M . A medida que la ventana se mueve a lo largo de la señal, se recalcula el promedio de los valores dentro de la ventana para cada posición de la ventana.

Cálculo del Promedio: En cada posición de la ventana, se calcula el promedio de los valores contenidos en la ventana. Este promedio es el nuevo valor de la señal filtrada para el punto central de la ventana.

La fórmula dada para el filtro de media móvil se puede expresar como:

$$s_i = \frac{1}{M} \sum_{j \in \omega_i} f_j \quad (44)$$

Donde:

- s_i : Es el valor filtrado de la señal en la posición i .
- M : Es el tamaño de la ventana, o el número de muestras dentro de la ventana.
- $\sum_{j \in \omega_i} f_j$: Es la suma de los valores de la señal f_j dentro de la ventana ω_i . La ventana ω_i incluye todas las muestras f_j que están dentro de la ventana de longitud M centrada en la posición i .

Anexo D. Sensor de Corriente-Voltaje

Módulo sensor de tensión y corriente aislado (USM-3IV)

El módulo USM-3IV es el sensor usado para medir corriente y voltaje. A continuación se presentan algunas de sus principales especificaciones.

- Rango de voltaje seleccionable 10X ($\pm 100V$) y 100X ($\pm 1000V$)

- Rango de detección de corriente de $\pm 100\text{A}$
- Salida BNC bipolar de $\pm 10\text{V}$ para osciloscopio y dSPACE
- Salida unipolar seleccionable de 3V/5V para FPGA y DSP
- Ancho de banda aislado de 100kHz para voltaje y 200kHz para corriente

Anexo E. Documentos

En el siguiente link se encuentran los códigos en Matlab/Simulink usados para el desarrollo de este trabajo. Donde el documento modelocompleto.m es el documento que es necesario correr en matlab antes de ejecutar los archivos de simulink. Es decir, las interfaz gráficas. https://drive.google.com/drive/folders/113E7WH848FBh2yp3_lrrXshdedoTDeGw?usp=sharing