

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la  
Producción**

ESTIMACION DE LA CARGA OPTIMA DE UNA RED ELECTRICA AC/DC,  
CON RESPALDO DE PLANTA DE GENERACION HIBRIDA, SIMULADA  
EN OPAL-RT, CON INTEGRACION EN TIEMPO REAL DE PANELES  
SOLARES HARDWARE IN THE LOOP.

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

**MAGISTER EN SISTEMAS DE ENERGÍA CON MENCIÓN EN  
ENERGÍAS RENOVABLES**

Presentado por:

**HOMERO RODRIGO OJEDA GUEVERA**

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**Año: 2025**

## DEDICATORIA

A Rodrigo Ojeda, papá y maestro de vida, y a Kelly Guevara, mi amorosa madre, por mantenerse firmes y, juntos, forjar dos biografías ejemplares. A mi hermano Lucas, fuente inagotable de apoyo, y a mi amado sobrino, Johan Sebastián, los amo, son ustedes lo más valioso que tengo.

A mis queridos amigos —especialmente Stephanie, Claudia y Ketsy—, por caminar a mi lado y estar pendiente de la culminación de este trabajo, Así mismo a: Lady, Miguel y Wendy quienes me han apoyado incondicionalmente desde el inicio de este proceso. Los quiero y los llevo conmigo en estas páginas.

Y, sobre todo, a mis estudiantes —de ayer y de hoy—: ustedes son mi norte y mi motivo. Les tengo un amor y un respeto incondicional; dan sentido a mi vocación y me impulsan a ser mejor. No puedo nombrarlos uno a uno por límites de espacio, pero cada logro, pregunta y esfuerzo suyo está aquí, grabado en este trabajo y en mi compromiso diario de crecer

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis profesores y mentores: al Dr. Miguel Torres, maestro en sistemas de potencia, cuya guía constante y amistad dieron impulso y continuidad a este proyecto, no hay palabras de agradecimientos suficientes; al Dr. Juan Manuel Peralta, excelente profesor y coordinador ejemplar de la maestría, cuya gestión rigurosa facilitó cada etapa; y al Prof. Carlos Alberto Castro, quien me acogió amablemente durante mi estancia en Brasil y, una de las personas más eruditas que he conocido y cuya humildad, dejó una huella perdurable en mi formación inspirándome a ser más delicado y empático con mis estudiantes.

A la Ing. Stephanie Solano, amiga y colega, por su dedicación en la edición del manuscrito —incluidas jornadas nocturnas—. A mis ayudantes Johnny San Andrés y Nayeli Romero, con quienes aprendí en el laboratorio de Simulación en Tiempo Real y cuya solvencia técnica fue decisiva; y a las estudiantes Janina Romero y Valeria Borja, cuyo proyecto integrador proporcionó una plataforma sólida para parte de este trabajo.

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

Yo/Nosotros Homero Rodrigo Ojeda Guevara acuerdo y reconozco que: La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores. El o los estudiantes deberán procurar en cualquier caso de cesión de sus derechos patrimoniales incluir una cláusula en la cesión que proteja la vigencia de la licencia aquí concedida a la ESPOL.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, secreto empresarial, derechos patrimoniales de autor sobre software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí/nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me/nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al/los autor/es que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Homero Rodrigo Ojeda Guevara

Guayaquil, 4 de septiembre del 2025

## **EVALUADORES**

.....  
**PhD. Miguel Alberto Torres**

PROFESOR TUTOR

.....  
**PhD. Juan Manuel Peralta**

PROFESOR EVALUADOR

## RESUMEN

En el presente trabajo se valida experimentalmente, en entorno *Hardware-in-the-Loop* (HIL) con OPAL-RT (OP5600/OP8660), una estrategia de gestión óptima de energía para una microrred híbrida AC/DC con generación fotovoltaica real, almacenamiento en baterías y convertidor bidireccional AC/DC. El objetivo fue sostener operación estable y confiable ante variaciones rápidas de irradiancia y demanda. La metodología se implementó por fases: (i) cableado y calibración de interfaces analógicas (AI/AO); (ii) modelado de planta (batería tipo Thévenin, convertidor promediado y red de baja tensión) con partición CPU/FPGA; (iii) desarrollo de dos versiones del EMS —reglas heurísticas y optimización lineal con horizonte recedente—; y (iv) campaña de pruebas con escalones de carga tipo EV, nubes rápidas, transición red-isla-red y perturbaciones AC breves. Los resultados muestran generación fotovoltaica de 0,0598 kWh frente a una demanda total de 0,0836 kWh, sin recorte de renovable; persiste ENS = 0,0115 kWh, rizado pico-pico del bus DC de 54,79 %,  $I_{bat,peak} = 10$  A y 0,0036 ciclos equivalentes en batería. El EMS cumplió tiempo real con 0,2 ms de cómputo medio (0,6 ms máximo). Se concluye que la plataforma HIL es adecuada para validar estrategias EMS en tiempo real; la mitigación del rizado del bus y la reducción de ENS mediante control predictivo y acondicionamiento del bus emergen como líneas de mejora prioritarias.

**Palabras Clave:** OPAL-RT, *Hardware-in-the-Loop*, microrred AC/DC, gestión energética, optimización, EMS.

## **ABSTRACT**

*Abstract. This work experimentally validates, in a Hardware-in-the-Loop (HIL) environment using OPAL-RT (OP5600/OP8660), an optimal energy management strategy for a hybrid AC/DC microgrid with real photovoltaic generation, battery storage, and a bidirectional AC/DC converter. The objective was to sustain stable and reliable operation under rapid variations in irradiance and demand. The methodology was implemented in phases: (i) wiring and calibration of analog interfaces (AI/AO); (ii) plant modeling (Thevenin-type battery, averaged converter, and low-voltage grid) with CPU/FPGA partitioning; (iii) development of two EMS versions—heuristic rules and linear optimization with a receding horizon; and (iv) a test campaign with EV-type load steps, fast-moving clouds, grid–island–grid transitions, and brief AC disturbances. The results show photovoltaic generation of 0.0598 kWh against a total demand of 0.0836 kWh, with no renewable curtailment; ENS = 0.0115 kWh persists, the DC-bus peak-to-peak ripple is 54.79%,  $I_{\text{bat,peak}} = 10$  A, and 0.0036 equivalent battery cycles. The EMS achieved real-time execution with an average computation time of 0.2 ms (0.6 ms maximum). The study concludes that the HIL platform is suitable for validating real-time EMS strategies; mitigating DC-bus ripple and reducing ENS via predictive control and bus conditioning emerge as priority improvement avenues.*

**Keywords:** OPAL-RT, Hardware-in-the-Loop, AC/DC microgrid, energy management, optimization, EMS.

# ÍNDICE GENERAL

|                                                                                   |      |
|-----------------------------------------------------------------------------------|------|
| RESUMEN.....                                                                      | I    |
| ABSTRACT .....                                                                    | II   |
| ÍNDICE GENERAL .....                                                              | III  |
| ABREVIATURAS.....                                                                 | V    |
| SIMBOLOGÍA .....                                                                  | VI   |
| ÍNDICE DE FIGURAS .....                                                           | VII  |
| ÍNDICE DE TABLAS.....                                                             | VIII |
| CAPÍTULO 1.....                                                                   | 9    |
| 1. Introducción .....                                                             | 9    |
| 1.1 Descripción del problema.....                                                 | 9    |
| 1.2 Justificación del problema .....                                              | 10   |
| 1.3 Objetivos .....                                                               | 10   |
| 1.3.1 Objetivo General .....                                                      | 10   |
| 1.3.2 Objetivos Específicos.....                                                  | 10   |
| 1.4 Marco teórico.....                                                            | 11   |
| 1.4.1 Control en tiempo real y simulación <i>Hardware-in-the-Loop</i> (HIL) ..... | 11   |
| 1.4.2 Gestión energética en microredes eléctricas .....                           | 12   |
| 1.4.3 Optimización en los Sistemas de Gestión de Energía (EMS) .....              | 13   |
| CAPÍTULO 2.....                                                                   | 15   |
| 2. Metodología .....                                                              | 15   |
| 2.1 Enfoque General .....                                                         | 15   |
| 2.2 Fases de implementación.....                                                  | 15   |
| 2.2.1 Fase 1 - Cableado mínimo (solo señales) .....                               | 16   |
| 2.2.2 Fase 2: Calibración de AI/AO (ganancias y offsets).....                     | 17   |



|                   |                                                                      |                                      |
|-------------------|----------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|
| 2.2.3             | Fase 3: Modelo mínimo en OPAL .....                                  | 19                                   |
| 2.2.4             | Fase 4: Mirror Injection. ....                                       | 20                                   |
| 2.2.5             | Fase 5: Modelo completo de planta .....                              | 21                                   |
| 2.2.6             | Fase 6: EMS v1 (reglas heurísticas) .....                            | 25                                   |
| 2.2.7             | Fase 7 EMS V2(optimización LP de horizonte corto).....               | 26                                   |
| 2.2.8             | Fase 8: Campaña de pruebas y validación .....                        | 27                                   |
| 2.3               | Mapeo de canales y configuración experimental.....                   | 29                                   |
| 2.4               | Síntesis metodológica. ....                                          | 29                                   |
| CAPÍTULO 3.....   |                                                                      | 31                                   |
| 3.                | Resultados Y ANÁLISIS.....                                           | 31                                   |
| 3.1               | Parte A – Validación inicial (espejo de potencia y lazo débil) ..... | 31                                   |
| 3.2               | Parte B – Integración de batería y convertidor AC/DC .....           | 32                                   |
| 3.3               | Parte C – Intercambio con red y curtailment PV.....                  | 38                                   |
| 3.4               | Parte D – Indicadores de desempeño (KPI) .....                       | 39                                   |
| CAPÍTULO 4.....   |                                                                      | 42                                   |
| 4.                | Conclusiones Y Recomendaciones .....                                 | 42                                   |
|                   | Conclusiones.....                                                    | 42                                   |
|                   | Recomendaciones.....                                                 | 43                                   |
| BIBLIOGRAFÍA..... |                                                                      | 44                                   |
| APÉNDICES.....    |                                                                      | <b>¡Error! Marcador no definido.</b> |

## **ABREVIATURAS**

|       |                                                              |
|-------|--------------------------------------------------------------|
| ESPOL | Escuela Superior Politécnica del Litoral                     |
| ASTM  | American Society for Testing and Materials                   |
| NACE  | National Association of Corrosion Engineer                   |
| SSC   | Electrodo de Plata Cloruro de Plata                          |
| CSE   | Electrodo de Cobre Sulfato de Cobre                          |
| HWL   | High Water Level                                             |
| LWL   | Low Water Level                                              |
| CIS   | Inspección pasó a paso, medición de potenciales de encendido |
| MPY   | Milésimas de pulgadas por año                                |

## SIMBOLOGÍA

|         |                                                                 |
|---------|-----------------------------------------------------------------|
| AC/DC   | Corriente alterna / corriente continua                          |
| AI/AO   | Entradas / salidas analógicas                                   |
| AMETEK  | Fuente programable/regenerativa usada como interfaz de potencia |
| CHIL    | Controller Hardware-in-the-Loop                                 |
| CPU     | Unidad central de procesamiento (OP5600)                        |
| DER     | Recursos energéticos distribuidos                               |
| EMS     | Sistema de Gestión de Energía                                   |
| ENS     | Energía no suministrada                                         |
| EV      | Vehículo eléctrico                                              |
| FPGA    | Arreglo de puertas programable en campo                         |
| HIL     | Hardware-in-the-Loop                                            |
| LP      | Programación lineal (Linear Programming)                        |
| LV      | Baja tensión (Low Voltage)                                      |
| MILP    | Programación lineal entera mixta                                |
| OPAL-RT | Plataforma de simulación en tiempo real                         |
| OP5600  | Chasis/simulador en tiempo real de OPAL-RT                      |
| OP8660  | Acondicionador de señales analógicas de OPAL-RT                 |
| PCC     | Punto común de conexión                                         |
| PHIL    | Power Hardware-in-the-Loop                                      |
| PLL     | Lazo de enganche de fase (Phase-Locked Loop)                    |
| PV      | Fotovoltaico                                                    |
| RTDS    | Real-Time Digital Simulator (otro simulador en tiempo real)     |
| RL      | Filtro resistivo-inductivo                                      |
| DB37    | Conector analógico DB-37                                        |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|                                                                                  |    |
|----------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 2.1 Diagrama fase 2 parte a .....                                         | 18 |
| Figura 2.2 Diagrama fase 2 parte b .....                                         | 19 |
| Figura 2.3 Diagrama fase 3 .....                                                 | 20 |
| Figura 2.4 Diagrama fase 4 .....                                                 | 21 |
| Figura 2.5 Diagrama fase 5 .....                                                 | 25 |
| Figura 3.1 Validación inicial .....                                              | 31 |
| Figura 3.2 Integración de batería y convertidor AC/DC (Bus DC) .....             | 33 |
| Figura 3.3 Integración de batería y convertidor AC/DC (Potencia PV medida) ..... | 34 |
| Figura 3.4 Carga DC (incluye EV) .....                                           | 35 |
| Figura 3.5 AC/DC (promediado) .....                                              | 36 |
| Figura 3.6 Batería (potencia y SOC) .....                                        | 37 |
| Figura 3.7 Modo de operación .....                                               | 38 |
| Figura 3.8 Intercambio con red y recorte PV .....                                | 39 |
| Figura 3.9 Balance de energía .....                                              | 40 |
| Figura 3.10 Indicadores de calidad y esfuerzo operativo .....                    | 41 |

## ÍNDICE DE TABLAS

|                                        |    |
|----------------------------------------|----|
| Tabla 1 Indicadores de desempeño ..... | 41 |
|----------------------------------------|----|

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 Descripción del problema

El incremento sostenido en la penetración de recursos energéticos distribuidos (DER) transformó el paradigma operativo de los sistemas eléctricos modernos, impulsando el desarrollo de arquitecturas más flexibles y resilientes, tales como las microredes híbridas AC/DC[1]. Estas infraestructuras permitieron integrar generación renovable, almacenamiento de energía y respaldo convencional, con el fin de mejorar la eficiencia y la confiabilidad en contextos caracterizados por alta variabilidad de recursos energéticos [2].

Uno de los principales desafíos identificados en este ámbito fue la gestión óptima de la carga, particularmente en entornos donde coexistieron fuentes con dinámicas diferentes, como paneles fotovoltaicos, bancos de baterías y generadores diésel. La coordinación en tiempo real de estos elementos requirió estrategias de control adaptativas capaces de optimizar el uso de los recursos disponibles, al mismo tiempo que se garantizó la continuidad del suministro eléctrico [3] [4].

En la literatura se documentaron múltiples aproximaciones para la gestión de carga en microredes híbridas. Se destacaron sistemas de control jerárquico con estrategias basadas en prioridades [5], arquitecturas descentralizadas con agentes multi-nivel para la desconexión de cargas no críticas [6], y propuestas enfocadas en la flexibilidad energética en comunidades aisladas [7]. Asimismo, se validaron diversas plataformas Hardware-in-the-Loop (HIL) como herramientas de experimentación para microredes, aplicadas a esquemas de control jerárquico, centralizado y distribuido [8]. Dentro de este espectro, los simuladores en tiempo real como OPAL-RT permitieron replicar el comportamiento dinámico de sistemas complejos con alta fidelidad, posibilitando la validación de algoritmos embebidos bajo condiciones seguras y controladas [9] [10].

## **1.2 Justificación del problema**

La validación de estrategias de control para microredes con alta penetración de DER constituyó un reto metodológico y tecnológico. Mientras que muchos estudios permanecieron confinados a simulaciones offline [11], resultó necesario desarrollar e implementar arquitecturas híbridas que combinaran *Controller Hardware-in-the-Loop* (CHIL) y *Power Hardware-in-the-Loop* (PHIL), de forma que se evaluara no solo la lógica de control sino también la interacción física con dispositivos reales [12] [13].

En este contexto, el presente trabajo se justificó en la necesidad de trasladar estrategias heurísticas de gestión óptima de carga hacia un entorno HIL realista, integrando paneles fotovoltaicos físicos a un modelo de microred híbrida AC/DC ejecutado en OPAL-RT. Esta aproximación permitió contrastar la política de despacho bajo condiciones exigentes: respaldo híbrido, convertidores bidireccionales AC/DC y cargas dinámicas que incluyeron perfiles de carga de vehículos eléctricos [14].

El aporte principal radicó en la validación experimental, en tiempo real, de un esquema de gestión de energía que, de haber permanecido en simulaciones offline, no hubiese revelado las limitaciones prácticas vinculadas con latencias de cómputo, interacción analógica con hardware y estabilidad frente a perturbaciones rápidas (p. ej., nubes, escalones de carga, fallas breves AC) [15] [16].

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo General**

Desarrollar y validar una estrategia de gestión óptima de energía en una microred híbrida AC/DC mediante integración Hardware-in-the-Loop en OPAL-RT, incorporando generación fotovoltaica real, almacenamiento en baterías y cargas dinámicas, con el fin de garantizar operación estable y confiable bajo condiciones variables de irradiancia y demanda.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Implementar un modelo de microred híbrida AC/DC en OPAL-RT que integró generación renovable, almacenamiento y convertidores bidireccionales.

- Establecer la conexión experimental con equipos físicos (fuente programable AMETEK y módulos fotovoltaicos reales) a través de interfaces analógicas (AI/AO) y plataformas OP5600/OP8660.
- Desarrollar un Control de Gestión Energética basado en reglas heurísticas, el cual priorizó cargas críticas y aseguró la operación estable de la Microred.
- Formular e implementar un Control de Gestión Energética, entendido en este trabajo como un modelo de optimización lineal de horizonte corto aplicado al despacho de recursos de la microred, con estrategia de *receding horizon* y mecanismo de *fallback*
- Analizar los resultados experimentales para verificar la validez de la estrategia propuesta, identificando fortalezas, limitaciones y proyecciones de mejora para su aplicación en entornos reales.

## 1.4 Marco teórico

### 1.4.1 Control en tiempo real y simulación *Hardware-in-the-Loop* (HIL)

El control en tiempo real mediante simulación *Hardware-in-the-Loop* (HIL) permite desarrollar y validar estrategias de control con la planta simulada interactuando físicamente con componentes de hardware reales. En un sistema HIL, un simulador digital en tiempo real ejecuta el modelo de la planta (p. ej., una microred) mientras un controlador físico (u otros elementos hardware) se conecta al simulador a través de señales de sensores y actuadores emulados [17]. Es decir, el simulador emula eléctricamente las entradas/salidas (tensiones, corrientes, etc.) que el controlador “vería” en una planta real, y recoge las acciones de control en tiempo real. De este modo, es posible probar algoritmos de control embebido bajo condiciones realistas de forma segura y reproducible, antes de desplegarlos en un sistema de potencia real.

La simulación HIL ofrece un entorno controlado y de menor costo para verificar funciones de control avanzadas en microrredes. Diversos dispositivos y estrategias operativas de microred requieren extensas pruebas de campo, las cuales implican tiempo y costos considerables. En este contexto, el uso de HIL reduce drásticamente la necesidad de ensayos en campo y disminuye errores de diseño, todo con un costo mucho menor.



Un aspecto crítico del HIL es garantizar que la simulación se ejecute en tiempo real estricto, de forma que el intercambio de señales con el hardware no introduzca retardos indebidos. Para ello, los simuladores en tiempo real (como RTDS u OPAL-RT) emplean hardware especializado (DSPs, FPGA y procesamiento paralelo) que les permite resolver las ecuaciones del sistema eléctrico dentro de pasos de tiempo muy pequeños (del orden de microsegundos) [18].

#### **1.4.2 Gestión energética en microrredes eléctricas**

Una microrred eléctrica (MG, *microgrid*) se define generalmente como un pequeño sistema eléctrico que agrupa generación distribuida (GD), sistemas de almacenamiento de energía y cargas locales, todo dentro de una zona con fronteras eléctricas definidas [19]. Estas microrredes pueden operar conectadas a la red principal o de forma aislada, según convenga. En condiciones normales, la microrred típicamente funciona en modo conectado a red, intercambiando potencia con la red de distribución para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda local si ocurre una contingencia (por ejemplo, una falla en la red aguas arriba), la microrred puede *desconectarse* rápidamente e ingresar al modo isla, pasando a operar de manera autónoma.

La gestión energética en microrredes debe mantener la estabilidad y el equilibrio tanto en modo conectado a la red como durante la operación en isla. En el modo conectado a la red, el controlador de la microrred (o sistema de gestión de energía, EMS) puede programar generadores distribuidos, baterías y cargas controlables para optimizar objetivos económicos, al mismo tiempo que proporciona servicios auxiliares (como regulación de frecuencia o soporte de voltaje) a la red de la empresa eléctrica. Durante la operación en isla, el EMS prioriza mantener abastecidas las cargas críticas y preservar la frecuencia/voltaje dentro de los límites; esto a menudo implica despachar almacenamiento y desconectar cargas no críticas cuando la generación resulta insuficiente [20].

Para mejorar la resiliencia y la escalabilidad, los diseños modernos de sistemas de gestión de energía (EMS) en microrredes favorecen esquemas de control descentralizados o distribuidos. En una arquitectura descentralizada, múltiples controladores o agentes (por ejemplo, para cada recurso energético distribuido y carga)

toman decisiones locales y comparten información, reduciendo la dependencia de un único controlador maestro y mitigando los cuellos de botella en la comunicación [21].

Por ejemplo, los enfoques basados en sistemas multi-agente coordinan inversores fotovoltaicos, unidades de baterías y cargas mediante comunicación de igual a igual, logrando un reparto de potencia casi en tiempo real y una regulación dinámica de la carga sin necesidad de un supervisor centralizado. Las estrategias descentralizadas de EMS han demostrado mejorar la confiabilidad: los controladores locales pueden actuar rápidamente ante perturbaciones (manteniendo la estabilidad durante fallas o eventos de operación en isla) y luego volver a sincronizar sin problemas la microred con la red principal cuando las condiciones lo permiten. En general, el EMS debe encargarse de un espectro de tareas que van desde el despacho económico en modo conectado a la red hasta el control de emergencia en modo isla (deslastre de carga, arranque en negro, reconexión), todo ello mientras coordina recursos heterogéneos, un objetivo cada vez más alcanzado mediante marcos de control y comunicación distribuidos que aseguran tanto la robustez como la flexibilidad [22][23].

### **1.4.3 Optimización en los Sistemas de Gestión de Energía (EMS)**

Para cumplir los objetivos operativos, los algoritmos de EMS en microredes suelen emplear técnicas de optimización como la programación lineal (o MILP) y el control predictivo basado en modelo (MPC) en un horizonte rodante. Un objetivo común es minimizar la energía no suministrada (carga no atendida) mediante la programación óptima de la generación y la demanda controlable, manteniendo así la confiabilidad.

De manera simultánea, el EMS busca minimizar la limitación de renovables, ya que verter excedentes de generación solar/eólica implica desperdiciar energía disponible. Por ello, los marcos de optimización introducen costos de penalización para distribuir y reducir el vertido a lo largo del tiempo.

Otro objetivo clave es disminuir el estrés y la degradación de las baterías: las formulaciones multiobjetivo incluyen términos que penalizan descargas profundas, tasas excesivas de carga o ciclos frecuentes, con el fin de extender su vida útil.

Los esquemas de EMS basados en MPC resultan particularmente efectivos, pues permiten predecir tendencias futuras de carga y generación renovable y ajustar las decisiones de despacho con antelación. En cada paso temporal, el MPC resuelve un problema de optimización en un horizonte finito (por ejemplo, 24 horas), implementa solo la primera decisión y repite el proceso conforme llegan nuevos datos (estrategia de horizonte rodante).

Esta estrategia garantiza que la solución se adapte a incertidumbres como errores de pronóstico o fallas de componentes en tiempo real. El uso de solvers eficientes y formulaciones simplificadas (como relajaciones lineales) es crucial para que la optimización pueda ejecutarse con la rapidez suficiente para el control en tiempo real.

Estudios recientes[24][25][27][28] demuestran que estas optimizaciones en EMS pueden mejorar significativamente el desempeño de la microred: por ejemplo, un controlador basado en MPC redujo el deslastre de carga pico y distribuyó equitativamente los vertidos de energía fotovoltaica entre periodos, mientras que la incorporación de restricciones por envejecimiento de baterías extendió su vida útil con solo un ligero aumento en los costos operativos [20].

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1 Enfoque General

La investigación se sustenta en una arquitectura Hardware-in-the-Loop (HIL) que permite integrar modelos matemáticos ejecutados en tiempo real con señales físicas medidas en laboratorio. Esta aproximación garantiza que los algoritmos de control y gestión energética se validen bajo condiciones cercanas a la operación real, manteniendo seguridad y reproducibilidad.

La división de tareas entre CPU y FPGA resulta fundamental: la CPU procesa los modelos dinámicos de mayor complejidad en escalas temporales del orden de decenas de microsegundos, mientras que la FPGA asume los cálculos de más alta velocidad (3–5  $\mu$ s) asociados a la conmutación de convertidores y filtrado de señales críticas. Esta separación asegura coherencia temporal y cumplimiento de los requisitos de ejecución en tiempo real.

La fuente programable AMETEK cumple el rol de interfaz de potencia, al emular tanto perfiles de generación fotovoltaica como condiciones de carga controlada. A través de sus canales de monitoreo y de consignas externas, establece un lazo de intercambio analógico con la plataforma OPAL-RT, consolidando así el puente entre el modelo digital y el hardware físico.

### 2.2 Fases de implementación

La implementación experimental se estructura en fases sucesivas que permiten consolidar, paso a paso, la integración entre el modelo digital ejecutado en OPAL-RT y los dispositivos físicos del laboratorio. Cada fase persigue un objetivo específico y verificable, garantizando la trazabilidad metodológica y reduciendo el riesgo de fallos en etapas avanzadas.

La lógica de desarrollo sigue una secuencia incremental: primero se asegura la correcta interconexión de señales (fase de cableado), luego se validan las calibraciones y escalas físicas, y a continuación se incorporan progresivamente los distintos componentes de la planta simulada (bus DC, batería, convertidor AC/DC y red de baja tensión). Una vez alcanzada la estabilidad del modelo, se procede a integrar el sistema de gestión energética (EMS) en dos niveles: una versión básica de reglas (v1) y una versión optimizada con formulación lineal (v2). Finalmente, se ejecuta una campaña de pruebas sistemáticas, orientada a evaluar desempeño, robustez y tiempos de cómputo bajo escenarios representativos de operación real.

De esta manera, cada fase constituye un hito metodológico con métricas de validación claramente definidas, asegurando que los resultados obtenidos sean consistentes y reproducibles en el contexto del laboratorio HIL.

### **2.2.1 Fase 1 - Cableado mínimo (solo señales)**

El primer paso de la implementación consistió en establecer el cableado mínimo necesario para que el simulador OPAL-RT pudiera observar las magnitudes eléctricas medidas por la fuente programable AMETEK y, de forma opcional, enviar consignas analógicas hacia este equipo.

El objetivo de esta fase fue habilitar un lazo de señal básico, en el cual OPAL-RT únicamente “miró y mandó” sin intervenir en el flujo de potencia real. De esta manera se garantizó que el sistema pudiera adquirir en tiempo real las variables de interés y, cuando se requiriera, aplicar consignas experimentales de forma segura.

En cuanto a la configuración de hardware, se utilizaron las salidas analógicas de monitoreo de la AMETEK (tensión y corriente), las cuales se conectaron a las entradas analógicas (AI) del acondicionador OP8660. Estas señales, en un rango de  $\pm 10$  V, se transmitieron al OP5600 a través de los conectores DB37. En sentido inverso, se habilitó de forma opcional una ruta de salida desde el OP5600 hacia el OP8660, y de allí a la entrada analógica de control del AMETEK, lo que permitió enviar consignas tales como la corriente de hundimiento de referencia o la tensión de referencia.

La estrategia de adquisición y envío de consignas en esta fase fue deliberadamente simple: OPAL-RT recibió de la AMETEK las variables de tensión y corriente del generador fotovoltaico emulado, sin cerrar aún ningún lazo de control de potencia. En paralelo, se verificó la correcta propagación de consignas analógicas hacia la AMETEK, aunque estas no se utilizaron de forma activa durante esta etapa. El resultado esperado fue un esquema estable de comunicación analógica, que sentó las bases para la posterior calibración y modelado del sistema.

### 2.2.2 Fase 2: Calibración de AI/AO (ganancias y offsets)

Una vez establecido el cableado mínimo, se procedió a la calibración de las entradas y salidas analógicas del sistema, con el fin de garantizar que las magnitudes físicas medidas y generadas correspondieran fielmente a sus representaciones en el entorno de simulación. Esta fase tuvo como propósito que 1 V en las interfaces AI/AO equivaliera a una unidad física claramente definida en términos de tensión, corriente o potencia.

El procedimiento de calibración se desarrolló en tres etapas. En primer lugar, se calibró la medición de tensión aplicando tres puntos de referencia en la fuente AMETEK (por ejemplo, 50 V, 200 V y 350 V) y registrando las lecturas en la entrada analógica correspondiente. Con estos datos se ajustó una relación lineal del tipo

$$V_{PV} = \frac{V_{AI,V} - b_V}{K_V} \quad 2.1$$

Donde  $K_V$  y  $b_V$  representaron la ganancia y el offset de calibración. En segundo lugar, se calibró la medición de corriente. Para ello, se generaron tres puntos de referencia (0 A, 2 A y 5 A) mediante una carga controlada o regenerativa, y se ajustó la expresión:

$$I_{PV} = \frac{V_{AI,I} - b_I}{K_I} \quad 2.2$$

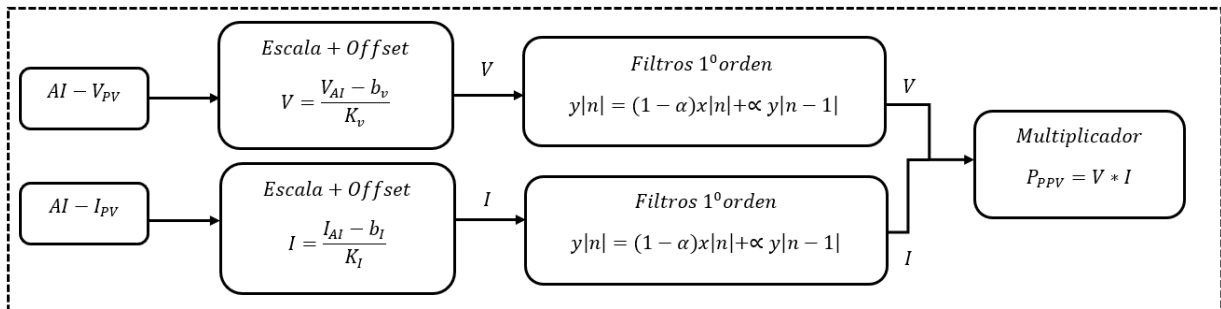
En tercer lugar, se verificó el comportamiento de las salidas analógicas (**AO**) enviadas desde OPAL hacia la AMETEK. Se barrió el rango de 0 a 10 V en la salida AO y se midió la variable física correspondiente (corriente de hundimiento o tensión de referencia, según el modo de operación). Con estos datos se determinó la relación de calibración:

$$AO(V) = \frac{Consigna_{física} - b_{AO}}{K_{AO}} \quad 2.3$$

Posteriormente se realizaron los ajustes de escala, filtros y saturaciones necesarios para asegurar la estabilidad de las señales. En particular, se implementó un filtro digital de primer orden con una banda de paso entre 2 y 5 kHz en las señales adquiridas, lo que permitió atenuar ruido de alta frecuencia sin afectar la dinámica de interés. Además, se establecieron saturaciones en las salidas AO para evitar que las consignas excedieran los límites de operación seguros de la fuente AMETEK.

Los criterios de aceptación de la calibración se basaron en la linealidad y consistencia de las relaciones obtenidas. Se consideró aceptable una desviación máxima inferior al 2 % respecto a los valores nominales de tensión y corriente, así como una correspondencia lineal estable entre consignas digitales y respuestas físicas en el AMETEK. Una vez cumplidos estos criterios, la fase de calibración se declaró finalizada y se aseguró que las señales adquiridas y generadas pudieran emplearse con confianza en las fases posteriores de modelado y control.

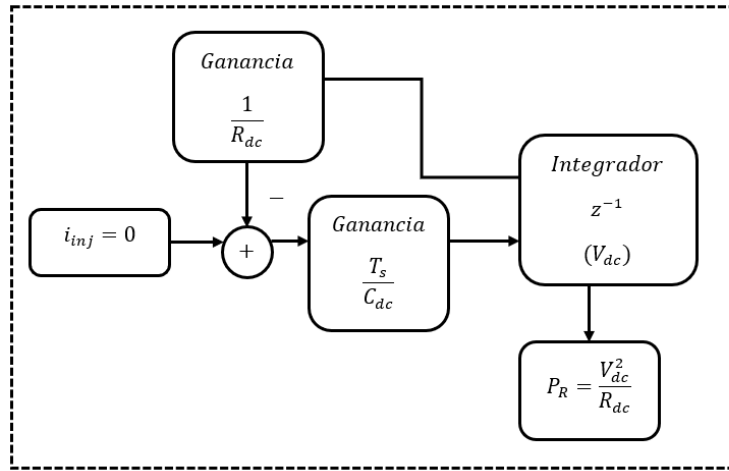
#### A) Adquisición (AI → señales físicas)



Parámetros:  $T_x = 50$ ;  $\alpha = \exp(-2\pi f_c T_s)$  (p.e.j.  $f_c \approx 3$ ).

Figura 2.1 Diagrama de simulación fase 2 parte a. Fuente: Autor.

### B) Planta mínima (CPU discreta)



**Figura 2.2 Diagrama fase 2 parte b. Fuente: Autor.**

### 2.2.3 Fase 3: Modelo mínimo en OPAL

Una vez concluida la calibración de las interfaces analógicas, se implementó un modelo mínimo en OPAL-RT con el fin de verificar la correcta adquisición de señales y la coherencia entre las magnitudes físicas medidas y sus equivalentes en el entorno de simulación. En esta etapa se trabajó exclusivamente en la CPU del OP5600, sin involucrar todavía la FPGA, de manera que se priorizó la validación funcional por sobre el desempeño en tiempo crítico.

La implementación inicial incluyó tres subsistemas principales. El primero correspondió a la adquisición de señales, donde se procesaron las lecturas de tensión y corriente provenientes de las entradas analógicas. Estas señales fueron corregidas utilizando las ganancias y offsets obtenidos en la fase de calibración, filtradas mediante un filtro digital de primer orden y utilizadas para calcular en tiempo real la potencia fotovoltaica:

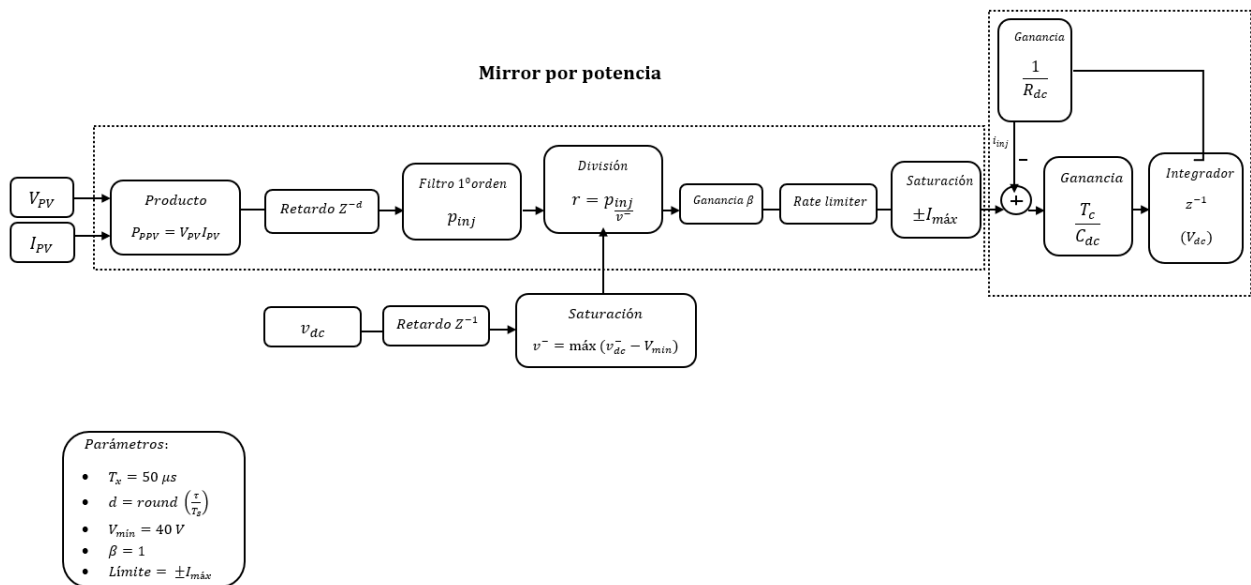
$$P_{PV} = V * I \quad 2.4$$

El segundo subsistema correspondió a la planta simulada (dummy), que consistió en un bus DC representado mediante una capacitancia y una carga resistiva configurable. Este modelo simple permitió observar los efectos dinámicos de la potencia inyectada, en particular el comportamiento de la tensión del bus y el ripple asociado.



El tercer subsistema estuvo conformado por las salidas analógicas (AO), utilizadas de manera opcional para enviar consignas de referencia al AMETEK, tales como corriente de hundimiento o tensión de referencia. Este lazo de salida permitió cerrar un canal de control básico desde OPAL hacia el hardware, aunque sin involucrar aún la parte de potencia real.

La validación de esta fase se llevó a cabo mediante una prueba de espejo de señales (mirror test), en la cual el sistema registró en tiempo real las variables medidas del generador fotovoltaico y las reprodujo dentro de la planta simulada. De esta forma, se comprobó que el modelo en CPU reflejaba fielmente el comportamiento del PV real, sin necesidad de cerrar el lazo de potencia con el hardware.



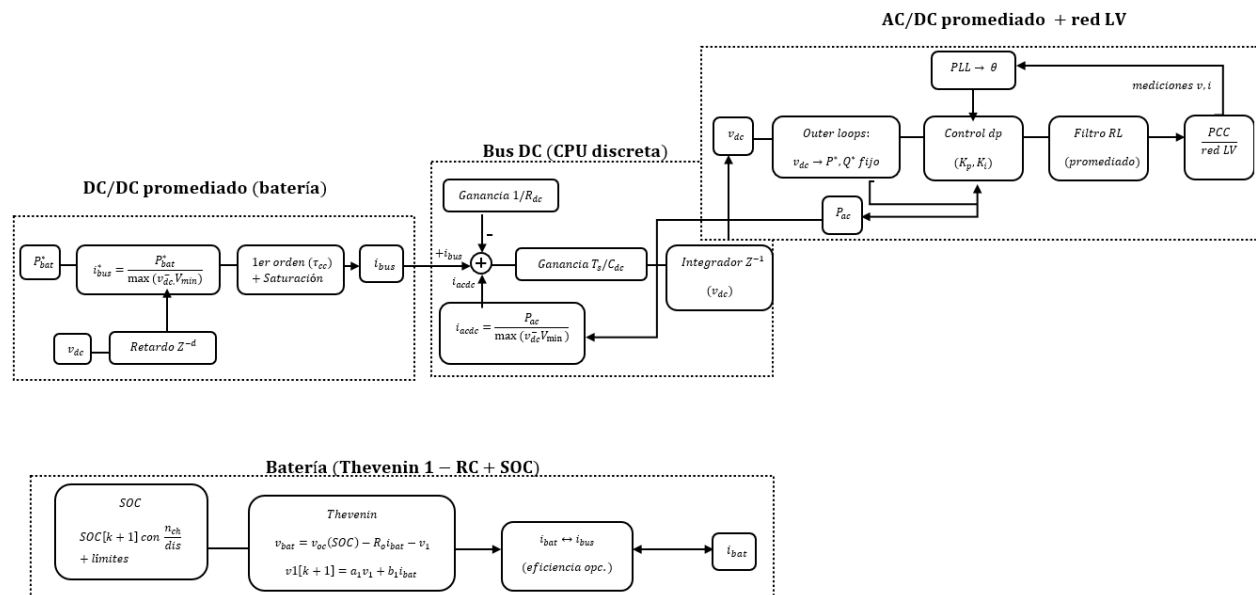
**Figura 2.3 Diagrama de simulación fase 3. Fuente: Autor.**

#### 2.2.4 Fase 4: Mirror Injection.

En esta fase se implementó la técnica de inyección en espejo (mirror injection), cuyo propósito fue reproducir dentro del simulador la potencia real entregada por el generador fotovoltaico. Para ello, se utilizó la señal de corriente medida en el AMETEK y procesada en OPAL como referencia de una fuente controlada de corriente o potencia, de modo que el bus DC del modelo sintético experimentara dinámicas equivalentes a las del sistema real.

Se ajustaron los retardos y factores de escala aplicando un escalón de prueba, lo que permitió calibrar la ganancia de inyección y compensar la latencia introducida por la cadena AI/AO y el procesamiento en CPU.

Finalmente, se validó el retardo total del sistema, verificando que la latencia medida se mantuviera dentro de los márgenes compatibles con la simulación en tiempo real. Con ello, se garantizó que el simulador reflejara de forma coherente la potencia del PV real sin cerrar aún el lazo de potencia.



**Figura 2.4 Diagrama simulación de la fase 4. Fuente: Autor.**

## 2.2.5 Fase 5: Modelo completo de planta

En esta fase se integró la planta completa sobre CPU, con el objetivo de disponer de un modelo coherente y estable que reprodujera las principales dinámicas del micro-sistema antes de migrar los bloques críticos a FPGA. La implementación incluyó: (i) batería con modelo Thevenin y estimación de SOC, (ii) convertidor AC/DC promediado y red LV sintética, (iii) criterios y pasos de migración progresiva a FPGA, y (iv) escenarios iniciales de prueba (carga EV, isla/red). Se trabajó con paso fijo en CPU 50-60 us y discretización explícita priorizando estabilidad numérica, saturaciones y *anti-windup*.

- I. Batería: modelo Thevenin (1-RC) con SOC y límites:

Se incorporó un modelo Thevenin de primer orden para capturar respuesta ohmica y polarización de la celda/conjunto. La tensión en bornes se modeló como:

$$v_{bat} = v_{oc}(SOC) - R_0 i_{bat} - v_1 \quad 2.4$$

Donde  $v_{oc}(SOC)$  provino de la curva característica (tabulada o ajustada),  $R_0$  fue la resistencia interna y  $v_1$  el estado de la rama RC. La rama se discretizó con:

$$v_1[k+1] = a_1 v_1[k] + b_1 i_{bat}[k] \quad 2.5$$

$$a_1 = e^{-\frac{T_s}{\tau_1}} \quad 2.6$$

$$b_1 = R_1(1 - a_1) \quad 2.7$$

Siendo  $\tau_1 = R_1 C_1$ . El SOC se actualizó por balance de energía con eficiencias asimétricas:

$$SOC_{k+1} = SOC_k + \frac{\eta_{ch} \Delta t}{E} P_k^{ch} - \frac{\Delta t}{\eta_{dis} E} P_k^{dis} \quad 2.8$$

Con E la energía nominal (Wh),  $\eta_{ch}$  y  $\eta_{dis}$  eficiencias de carga/descarga. Se impusieron cotas duras.

$$SOC^{min} \leq SOC \leq SOC^{max} \quad 2.9$$

$$0 \leq P^{ch} \leq P^{ch,max}(SOC, T) \quad 2.10$$

$$0 \leq P^{dis} \leq P^{dis,max}(SOC, T) \quad 2.11$$

y *anti-windup* en controladores internos (si los hubiera) para evitar integración fuera de rango. Para proteger integridad eléctrica y térmica se aplicaron desclasificaciones por temperatura y por SOC. El mapeo entre potencia y corriente se resolvió con:

$$i_{bat} = \frac{P^{dis} - P^{ch}}{\max(v_{bat}, V_{min})} \quad 2.12$$

y se saturó  $i_{bat} \leq I_{max}$ .

## II. Convertidor AC/DC promediado y red LV sintética

Para la etapa de CPU se adoptó un modelo promediado (sin conmutación) del AC/DC controlado en marco  $dq$ , suficiente para reproducir dinámica de potencia activa/reactiva y su acoplamiento con el bus DC. Se modeló el filtro como RL (o LCL reducido a RL equivalente en esta fase) y una red LV de *Thévenin*:

$$L \frac{di}{dt} = v_{inv} - v_{grid} - Ri \quad 2.13$$

$$v_{grid}(t) = V_{th} \angle \theta \quad 2.14$$

Con  $\theta$  proviniendo de una PLL promediada (en CPU) o, cuando estuvo disponible, embebida en el bloque migrable a FPGA. El control  $dq$  reguló P (y opcionalmente Q) hacia consignas externas y el acoplamiento DC-AC se cerró por potencia media:

$$P_{ac} = v_{dc} i_{acdc} \quad 2.15$$

$$i_{acdc} = \frac{P_{ac}}{\max(v_{dc}^-, V_{min})} \quad 2.16$$

Con limitaciones  $I_{acdc} \leq I_{conv}^{max}$  y saturaciones coordinadas con el controlador para evitar “*chatter*”. El bus DC se mantuvo como:

$$v_{dc}[k+1] = v_{dc}[k] + \frac{T_s}{C_{dc}} (i_{inj}[k] + i_{acdc}[k]) \quad 2.17$$

Donde  $i_{inj}$  provino de la fase 4 o fue cero según el escenario. Todas las mediciones simuladas y de hardware se filtraron con el filtro de primer orden, para atenuar ruido sin penalizar lazo de potencia. Se validaron ganancias y signos de  $dq$  (convención de ejes, ángulo PLL, potencia activa positiva hacia carga/red) para asegurar coherencia con el AMETEK.

## III. Migración progresiva de bloques a FPGA

Con el modelo estable en CPU, se aplicaron criterios de partición para identificar componentes a migrar:

- **Criterio de banda:** dinámicas con  $\tau_{min} \leq 10 T_s$  o lazos con BW cercana al límite de Nyquist de CPU.

- **Criterio de protección:** saturaciones/limitadores que requieren latencia mínima (corriente pico, OCP/OVP).
- **Criterio de calidad de señal:** Filtros y PLL sensible a jitter.

Bajo estos criterios se preasignaron a FPGA: control  $dq$ , PLL, planta AC/DC y filtro (RL/LCL) y las protecciones inmediatas; se mantuvieron en CPU: bus DC, batería + SOC, EMS ( $v_1/v_2$ ), *mirror* y lógica de pruebas. Se definieron puentes tasa CPU↔FPGA (ZOH y decimación) y escalado en pu para simplificar *fixed-point*: típicamente Q1.15/Q5.11 en señales de control/potencia, multiplicaciones en 32 bits y saturación/round a 16 bits. La comunicación se diseñó asíncrona con buffer y marcas de tiempo para medir latencia efectiva.

#### IV. Escenarios de prueba iniciales (EV, isla/red)

Antes de la migración, se ejecutaron pruebas funcionales sobre el modelo completo en CPU:

- Escalón EV (carga): se aplicó un incremento brusco en demanda y se observó tiempo de asentamiento de  $v_{dc}$ , límites de  $i_{bat}$  y respuesta del control AC/DC.
- Islanding/reconexión: se forzó transición a isla (red abierta) y posterior reconexión, en isla se verificó  $p^{grid\pm} = 0$ , compensación con batería/*curtailment* y mantenimiento de  $v_{dc}$  dentro de bandas; al reconectar, se controló la ausencia de salto  $> 5\%$  y de oscilaciones sostenidas.

Como criterios de aceptación previos a la migración se exigieron: estabilidad Lyapunov/numérica (sin crecimiento de estados), ripple del bus dentro de bandas ( $< 2-4\%$  según escenario), cumplimiento de saturaciones (sin integradores en windup), coherencia de potencia  $P_{ac} \leftrightarrow i_{acdc}v_{dc}$  (error  $< 2\%$ ) y ausencia de flags de protección en operación nominal. Cumplidos estos criterios, se procedió a portado gradual FPGW con pasos  $T_s=3\text{ us}$ .



- **Curtailment:** en presencia de sobrepotencia sostenida y SOC alto, se activó la orden de limitar el aporte fotovoltaico mediante la señal analógica al AMETEK, reduciendo hundimiento de corriente o ajustando tensión de referencia.

La implementación se realizó en la CPU dentro del modelo en tiempo real, mediante bloques de decisión en Simulink/RT-LAB. Se utilizaron comparadores con histéresis para evitar oscilaciones en los cambios de estado, y se añadieron filtros de primer orden a las señales de entrada con el fin de reducir el impacto del ruido.

Este EMS v1 constituyó la base operativa mínima, asegurando un esquema de control determinista, reproducible y de baja latencia, sobre el cual se evaluaron escenarios iniciales de operación y que sirvió posteriormente como fallback para la versión optimizada con horizonte de predicción.

### 2.2.7 Fase 7 EMS V2(optimización LP de horizonte corto).

En esta fase se desarrolló la segunda versión del sistema de gestión de energía, basada en un modelo de optimización lineal (LP) con horizonte de predicción corto. A diferencia del esquema heurístico de la Fase 6, esta implementación buscó mejorar la asignación de recursos mediante un despacho matemáticamente óptimo que consideró simultáneamente generación, demanda, almacenamiento y restricciones técnicas.

La formulación del problema sea realizó definiendo, para cada paso de tiempo del horizonte, las variables de decisión: potencia de carga de batería  $P^{ch} \geq 0$ , potencia de descarga  $P^{dis} \geq 0$  estado de servicio de cada carga no crítica ( $s_n \in [0,1]$ ), potencias de intercambio con la red ( $P^{grid+}, P^{grid-} \geq 0$ ), potencia recortada fotovoltaica ( $P^{curt} \geq 0$ ) y estado de carga de la batería (SOC). Estas variables permitieron capturar las acciones posibles del EMS en un marco de control optimizado.

Las restricciones incluyeron:

- Balance de potencia, que aseguró la coherencia entre generación y demanda:

$$P_{pv} - P^{curt} + P^{grid} - P^{grid-} + P^{dis} - P^{ch} = \sum_n s_n P_n \quad 2.18$$

- Dinámica del SOC, modelada como:

$$SOC_{t+1} = SOC_t + \frac{\eta_{ch}\Delta t}{E} P^{ch} - \frac{\Delta t}{\eta_{dis}E} P^{dis} \quad 2.19$$

- Cotas técnicas, que limitaron el SOC dentro de los márgenes operativos ( $SOC^{min}, SOC^{max}$ ) y restringieron las potencias a sus valores máximos admisibles. El objetivo de optimización consistió en minimizar una función de costo compuesta, que penalizó: (i) la energía no servida (ENS) asociada a cargas no críticas desconectadas, (ii) la degradación de la batería, medida por la suma de carga y descarga, (iii) el uso de la red eléctrica, y (iv) el recorte de potencia renovable. La formulación fue:

$$\begin{aligned} \min \omega_{ENS} \sum (1 - s_n) P_n + \omega_{deg} (P^{ch} + P^{dis}) \\ + \omega_{grid} (P^{grid} + P^{grid-}) + \omega_{curt} P^{curt} \end{aligned} \quad 2.20$$

La estrategia de control adoptada fue de tipo *receding horizon*: en cada instante de decisión, el optimizador resolvía el problema en el horizonte definido (10–20 pasos, equivalente a 0,5–1 s), pero únicamente se aplicaba el primer paso de la solución. En la siguiente iteración, el horizonte se desplazaba y se resolvía nuevamente, incorporando las nuevas mediciones de  $P_{pv}$ , SOC y demanda. Para garantizar la ejecución en tiempo real, se implementó un mecanismo de fallback automático: si el solver no entregaba la solución dentro del tiempo límite impuesto por la plataforma, el sistema conmutaba a la política heurística de la Fase 6 (EMS v1). Este esquema híbrido aseguró continuidad operativa, robustez frente a sobretiempos de cómputo y validación comparativa entre enfoques.

En suma, el EMS v2 representó un avance significativo hacia un despacho energético más eficiente y cuantitativamente evaluable, manteniendo compatibilidad con la infraestructura HIL y cumpliendo los requisitos de tiempo real de la plataforma.

### 2.2.8 Fase 8: Campaña de pruebas y validación

La última fase correspondió a la campaña de pruebas y validación integral del sistema, en la cual se ejecutaron de forma sistemática distintos escenarios diseñados para



estresar tanto la planta simulada como las estrategias de control implementadas. El objetivo principal fue evaluar la robustez del esquema HIL completo y cuantificar el desempeño del EMS bajo condiciones representativas de operación real.

El diseño de escenarios incluyó: (I) operación en seco, sin aporte fotovoltaico, donde se aplicaron rampas de consigna analógica desde el OPAL hacia el AMETEK con el fin de validar escalas y latencias en la cadena AI/AO; (II) operación con PV estable, en condiciones de irradiancia casi constante, destinada a comprobar la coherencia entre las señales de voltaje, corriente y potencia medidas; (III) un caso con nubes rápidas, en el que se reprodujeron variaciones rápidas de  $P_{pv}$  para analizar el ripple en el bus DC, el seguimiento del SOC y las decisiones del EMS; (IV) un escalón de carga representativo de la conexión de un (IV) un escalón de carga representativo de la conexión de un vehículo eléctrico, utilizado para observar la respuesta dinámica del convertidor y la activación de esquemas de shedding; (V) un escenario de islanding y posterior reconexión, que permitió estudiar la estabilidad de la planta ante pérdida temporal de la red; y (VI) una falla breve en el lado AC, que probó la resiliencia del sistema frente a perturbaciones transitorias.

Durante todas las pruebas se efectuó un registro completo de señales, incluyendo mediciones de  $V_{PV}$ ,  $I_{pv}$ , potencia inyectada, SOC de la batería, consigas del EMS, respuesta del convertidor y variables de la red en el PCC. El procedimiento de logging se realizó directamente en el entorno HIL, garantizando trazabilidad y sincronización de datos.

Se definieron indicadores clave de desempeño (KPIs) para cuantificar los resultados: energía no servida (ENS, en kWh), porcentaje de curtailment sobre la generación renovable, picos de corriente de la batería y ciclos equivalentes acumulados, amplitud del ripple en el bus DC, desviaciones de frecuencia ( $\Delta f$ ) y de tensión ( $\Delta V$ ) en caso de incluir la dinámica AC, así como tiempos de computo y jitter del EMS en ejecución.

El procedimiento de análisis consistió en procesar los registros experimentales mediante scripts de post-procesamiento, extrayendo automáticamente los KPIs y comparándolos entre escenarios y fases de control (EMS v1 vs EMS v2). Este análisis permitió validar cuantitativamente la coherencia entre el modelo simulado y las señales físicas, además de establecer la capacidad del sistema para cumplir los requisitos de estabilidad, eficiencia y operación en tiempo real.

### **2.3 Mapeo de canales y configuración experimental**

La configuración experimental requirió un mapeo claro de las entradas y salidas analógicas, con el fin de asegurar la correcta comunicación entre la fuente programable, la tarjeta de adquisición y el simulador en tiempo real. En particular, se utilizaron tres canales principales: AI-1, destinado a la medición del voltaje fotovoltaico ( $V_{pv}$ ) a través de la salida de monitoreo de tensión del AMETEK; AI-2, asignado a la medición de la corriente fotovoltaica ( $I_{pv}$ ) mediante la salida de corriente del mismo equipo; y AO-1, configurado como canal consigna analógica, empleado para enviar desde el OPAL una referencia de corriente de hundimiento o una consigna de tensión hacia la fuente programable.

La instrumentación empleada integró el banco de simulación OPAL-RT compuesto por la unidad OP5600, responsable de la ejecución en tiempo real del modelo y de la gestión de entradas/salidas, y el acondicionador OP8660, encargado de la adaptación de señales analógicas en el rango  $\pm 10$  V, tanto en adquisición como en entrega. La fuente programable AMETEK actuó como interfaz de potencia, proporcionando condiciones de operación controladas y entregando señales de monitoreo al entorno HIL.

Finalmente, se estableció un diagrama de conexión experimental, en el cual las salidas analógicas de monitoreo del AMETEK se conectaron a las entradas AI del OP8660, que a su vez estaban enlazadas al OP5600 mediante los conectores DB37 posteriores. De forma complementaria, una salida AO del OP5600 se conectó, vía OP8660, a la entrada de control analógico del AMETEK, permitiendo el envío de consignas de referencia. Esta disposición garantizó una integración estable entre hardware físico y simulador, constituyendo la base sobre la cual se ejecutaron las pruebas experimentales descritas en las fases anteriores.

### **2.4 Síntesis metodológica.**

La metodología se estructuró en fases progresivas con el fin de reducir la complejidad inicial y garantizar la robustez en cada etapa antes de avanzar a la siguiente. El orden de las fases respondió a una lógica incremental: se inició con el cableado mínimo y la

calibración de señales (Fases 1 y 2), lo cual permitió establecer la correspondencia física entre magnitudes reales y variables simuladas. Posteriormente, se introdujeron modelos básicos y esquemas de inyección de potencia (Fases 3 y 4), con el objetivo de verificar la coherencia entre el comportamiento del hardware y la planta simulada. La incorporación de la batería, el convertidor y la red (Fase 5) marcó el paso hacia una representación integral de la planta, sobre la cual se implementaron y compararon las versiones inicial y optimizada del sistema de gestión de energía (Fases 6 y 7). Finalmente, la campaña de pruebas (Fase 8) consolidó la validación experimental bajo escenarios representativos.

La integración entre CPU, FPGA y hardware externo se desarrolló de manera escalonada. En primera instancia, la CPU del OP5600 procesó los modelos promediados y las tareas de control de más alto nivel, asegurando flexibilidad en la etapa de diseño. En paralelo, los bloques de mayor criticidad temporal, como el convertidor AC/DC y los filtros asociados, fueron migrados a la FPGA, logrando ejecutar pasos en el orden de microsegundos. El hardware externo, compuesto por la fuente programable AMETEK y el acondicionador OP8660, cerró el lazo físico-digital, permitiendo que el simulador interactuara en tiempo real con señales analógicas representativas de la planta fotovoltaica.

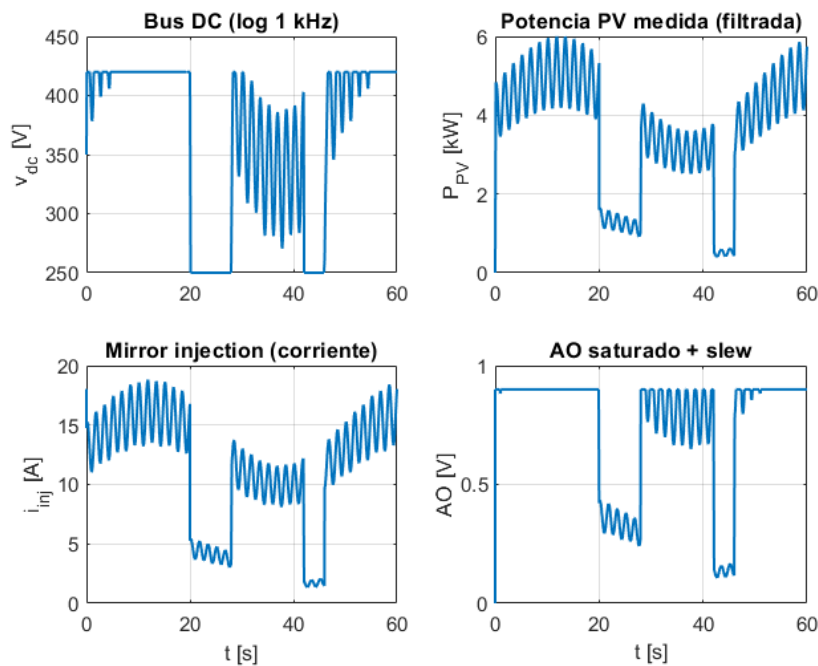
La estrategia incremental implementada ofreció ventajas notables para la validación en tiempo real. Por un lado, permitió aislar y corregir errores de configuración o modelado en etapas tempranas, minimizando riesgos de inestabilidad. Por otro, facilitó la comparación directa entre esquemas heurísticos y optimizados, manteniendo siempre la posibilidad de retroceder a configuraciones estables ya probadas. Este enfoque sistemático aseguró que los resultados obtenidos en la campaña final de validación fuesen reproducibles, confiables y representativos de las condiciones de operación en un entorno híbrido CPU–FPGA–hardware.

# CAPÍTULO 3

## 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 3.1 Parte A – Validación inicial (espejo de potencia y lazo débil)

En la Figura 3.1 se presentan los resultados de la validación inicial con el esquema de espejo de potencia. La tensión del bus DC se mantuvo alrededor de 410 V en condiciones normales, pero descendió hasta valores cercanos a 260 V durante los escalones de potencia, evidenciando la debilidad del lazo de control y la presencia de oscilaciones entre los 20 y 40 segundos. La potencia fotovoltaica medida alcanzó un máximo de aproximadamente 6 kW en el arranque y disminuyó hasta 1 kW en los momentos de reducción de irradiancia simulada, mostrando además un rizado característico producto del filtrado analógico y de la dinámica de adquisición.



**Figura 3.1 Validación inicial. Fuente: Autor.**

La corriente de inyección del espejo reprodujo fielmente la dinámica de la potencia, con amplitudes comprendidas entre 2 A y 18 A, lo que confirma que el esquema fue capaz de trasladar al bus DC el comportamiento de la fuente fotovoltaica en tiempo real. Finalmente, la salida analógica presentó saturaciones y limitaciones de pendiente

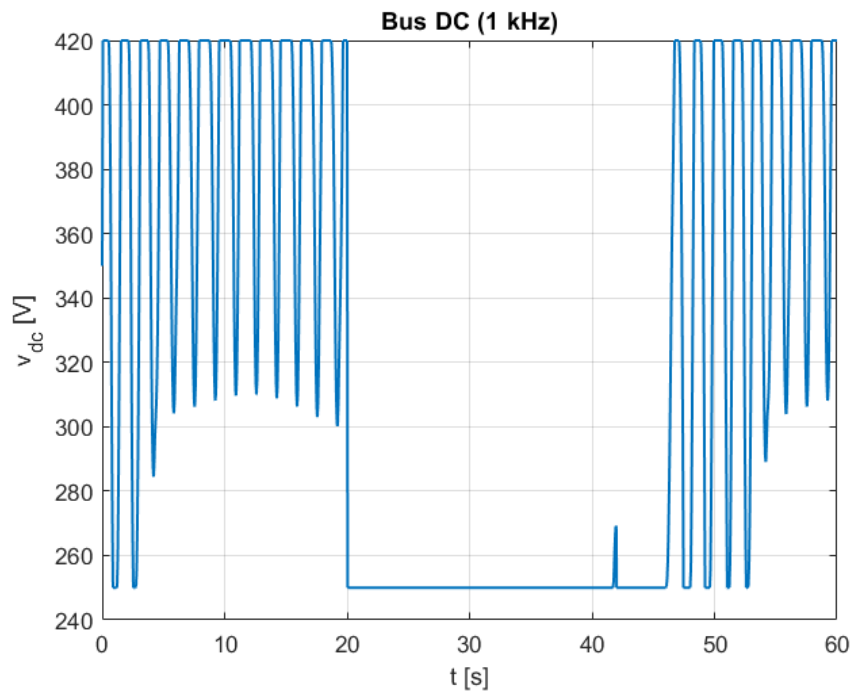
durante los cambios bruscos, lo cual fue intencional para representar las restricciones propias de la electrónica de potencia real.

Estos resultados validan la coherencia del esquema planteado: aunque el bus DC evidenció oscilaciones atribuibles al control débil, las señales medidas fueron consistentes con lo esperado en esta etapa de acoplamiento inicial. La fase A permitió así establecer un punto de referencia previo a la incorporación de la batería y del convertidor AC/DC, sobre los cuales se desarrollarían las siguientes fases de la metodología.

### **3.2 Parte B – Integración de batería y convertidor AC/DC**

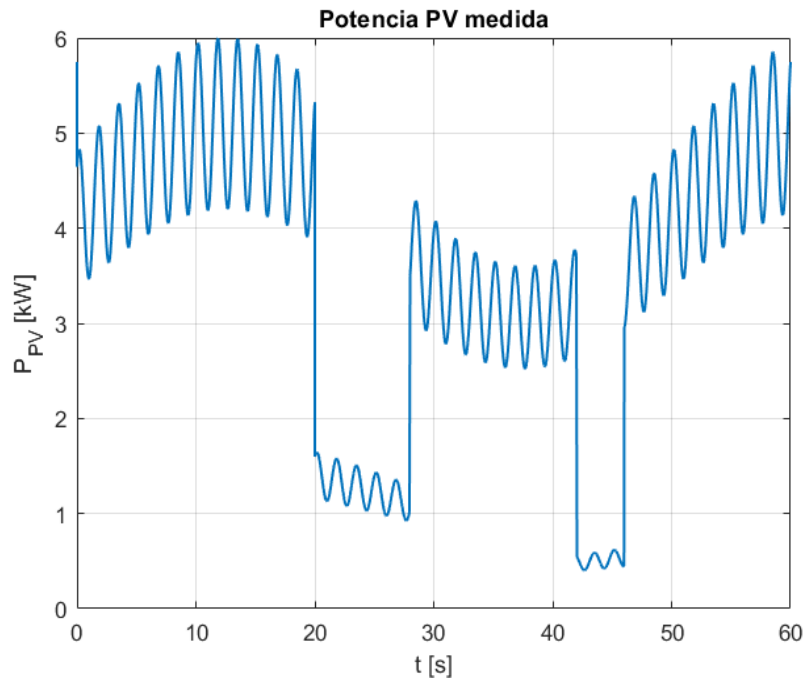
En esta sección se presentan los resultados obtenidos durante la transición de operación red–isla–red, considerando el comportamiento del bus DC, la potencia fotovoltaica (PV), la carga, el convertidor AC/DC, la batería y el modo de operación de la microrred.

En la Figura 3.2 (Bus DC) se observa que, durante los primeros 20 segundos, la tensión  $V_{dc}$  se mantiene estable en torno a 400 V, con pequeñas oscilaciones debidas a la dinámica del inversor y la inyección fotovoltaica. A partir de los 20 s, coincidiendo con una reducción de la generación PV, la tensión presenta una caída pronunciada hasta valores próximos a 250 V, situación que se prolonga durante la condición de isla (30–45 s). Tras la reconexión con la red, a partir de los 50 s, el bus recupera rápidamente la estabilidad en torno a 400 V.



**Figura 3.2 Integración de batería y convertidor AC/DC (Bus DC). Fuente: Autor.**

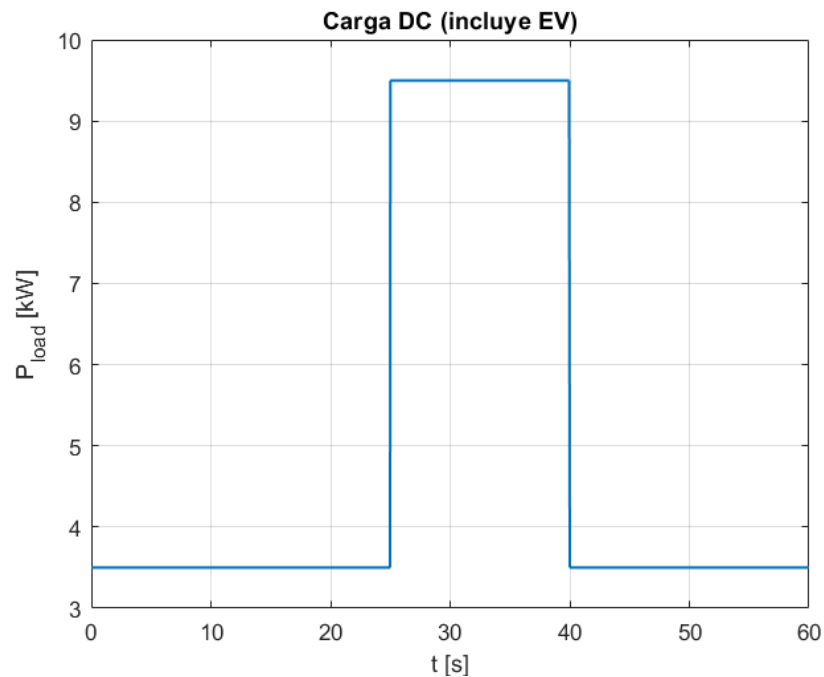
La Figura 3.3 (Potencia PV medida) confirma que, en el intervalo inicial, la generación alcanza picos cercanos a 6 kW, mientras que entre los 20 y 30 s se reduce abruptamente a valores de 1–2 kW. Posteriormente, durante la condición de isla, la potencia fotovoltaica disminuye aún más, llegando a mínimos de 0.5 kW en torno a los 45 s. Esta variabilidad explica las oscilaciones de tensión en el bus DC y la mayor exigencia sobre los dispositivos de respaldo.



**Figura 3.3 Integración de batería y convertidor AC/DC (Potencia PV medida).**

**Fuente: Autor.**

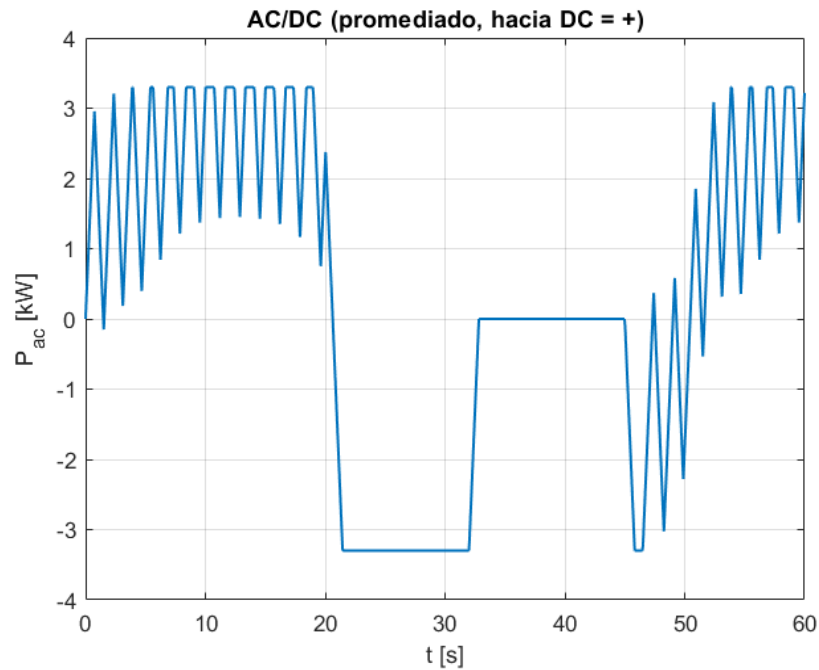
Por su parte, la Figura 3.4 (Carga DC, incluyendo EV) muestra que la demanda de base es de aproximadamente 3.2 kW, pero entre los 25 y 40 s se incrementa hasta 9.5 kW debido a la conexión de un vehículo eléctrico. Este escalón en la carga coincide con la reducción de la generación PV, generando un desbalance severo que debe ser compensado por el convertidor AC/DC y la batería.



**Figura 3.4 Carga DC (incluye EV). Fuente: Autor.**

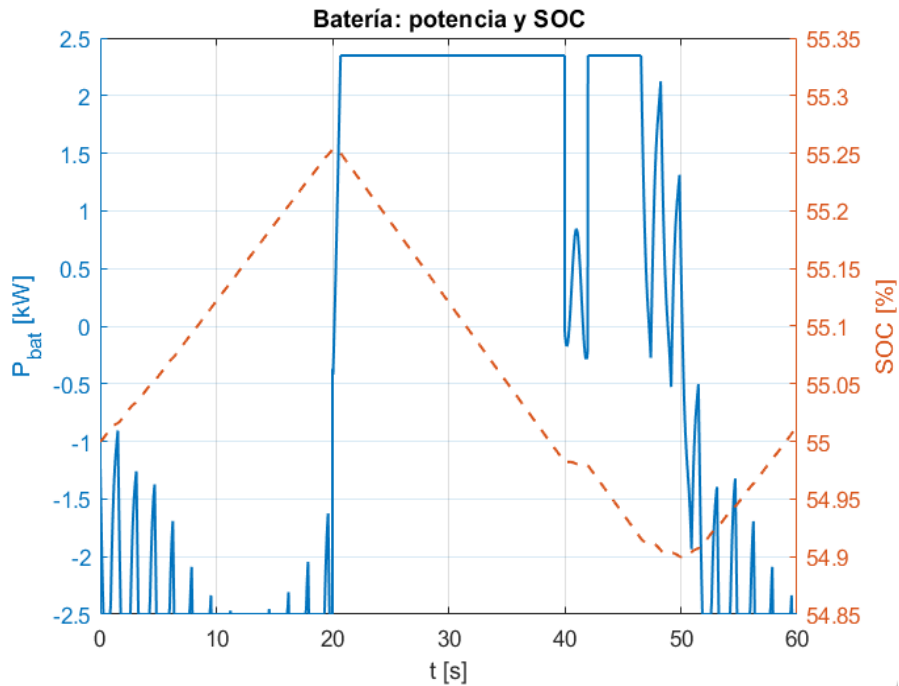
El comportamiento del convertidor se aprecia en la Figura 3.5 (Intercambio AC/DC). En los primeros segundos, el convertidor inyecta hasta 3 kW hacia el bus DC, complementando la generación PV. Sin embargo, tras los 20 s, se observa un cambio de signo en la potencia, evidenciando el suministro desde la red hacia la Microred para sostener la carga. Durante la operación en isla (30–45 s), el convertidor no intercambia potencia con la red, como era de esperarse, limitándose a mantener la estabilidad interna del sistema.





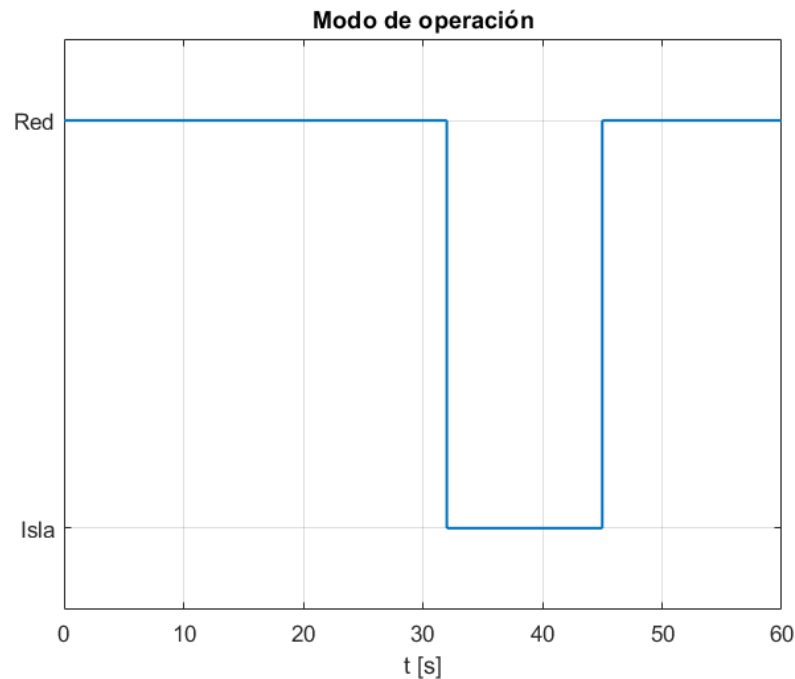
**Figura 3.5 AC/DC (promediado). Fuente: Autor.**

El rol de la batería se presenta en la Figura 3.6 (Potencia y SOC de la batería). En el periodo inicial, la batería opera en modo de carga, con una variación positiva del SOC de aproximadamente 0.2 %. A partir de los 20 s, el dispositivo cambia a modo descarga, aportando potencias cercanas a 2,3 kW para compensar la falta de generación PV y el aumento de la carga. Este proceso implica una reducción gradual del SOC hasta valores cercanos al 54,9 %, aunque sin comprometer la operación segura del sistema. Tras la reconexión con la red (después de los 50 s), la batería retorna al modo de carga, estabilizando nuevamente su SOC.



**Figura 3.6 Batería (potencia y SOC). Fuente: Autor.**

Finalmente, la Figura 3.7 (Modo de operación) confirma el cambio de estado del sistema: inicialmente conectado a red, luego en condición de isla entre 30 y 45 s, y finalmente reconectado a la red. Este gráfico sintetiza el contexto bajo el cual se produjeron las dinámicas de tensión, potencia e intercambio observadas en las figuras anteriores.

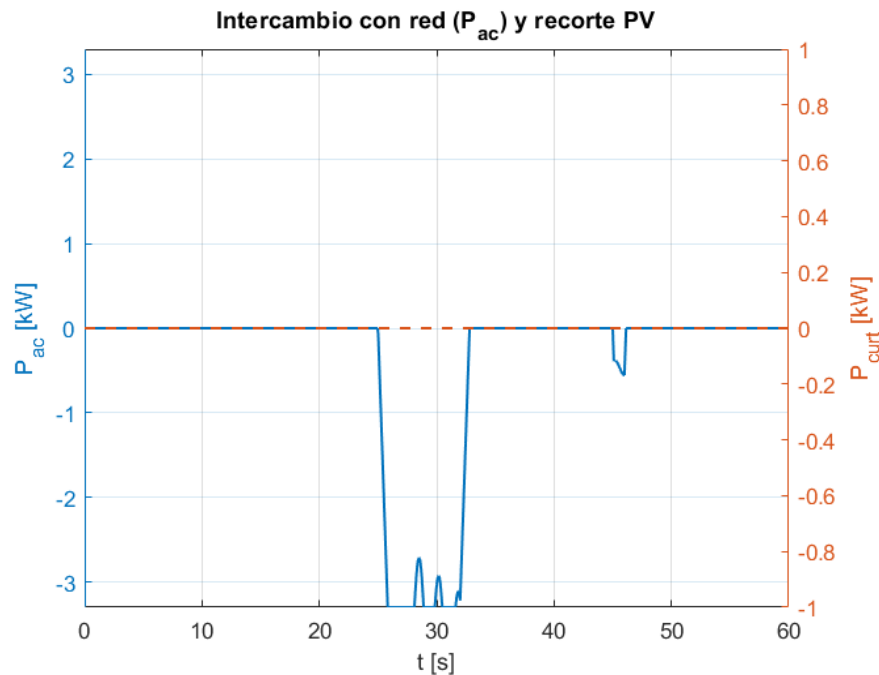


**Figura 3.7 Modo de operación. Fuente: Autor.**

### 3.3 Parte C – Intercambio con red y *curtailment* PV

La Figura 3.8 (Intercambio con la red y recorte fotovoltaico) muestra el comportamiento conjunto de la potencia transferida entre la microrred y el sistema eléctrico principal ( $P_{ac}$ ) y la potencia de recorte de generación fotovoltaica ( $P_{curt}$ ).

En primer lugar, se observa que la curva de ( $P_{curt}$ ) permanece en cero a lo largo de toda la simulación, lo que indica que en ningún instante se produjo vertido de excedentes fotovoltaicos hacia la red. En consecuencia, no fue necesario aplicar recorte de generación PV. Este resultado es coherente con la operación global: la demanda local y el apoyo de la batería absorbieron en todo momento la energía disponible, evitando escenarios de sobreproducción.



**Figura 3.8 Intercambio con red y recorte PV. Fuente: Autor.**

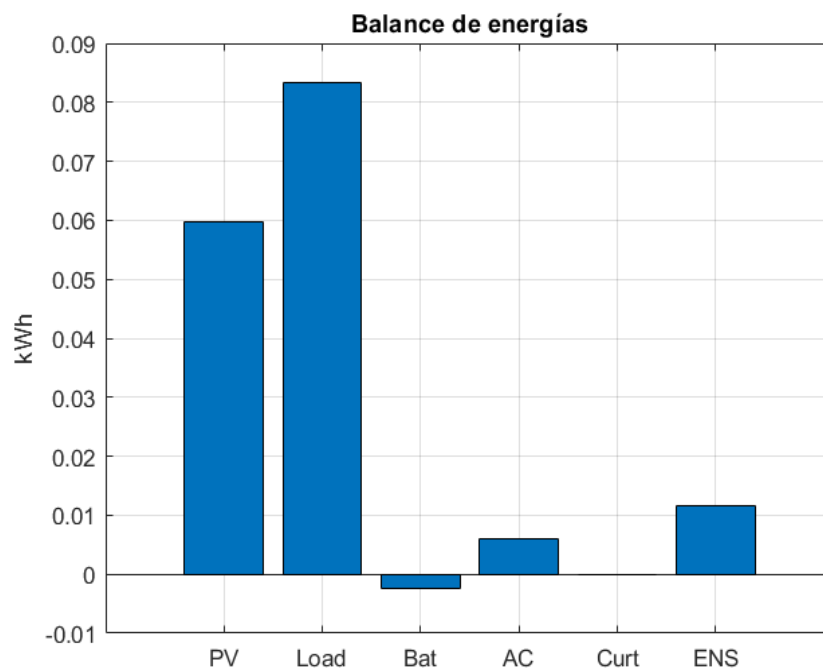
Por otro lado, la curva de  $P_{ac}$  confirma que durante la mayor parte del tiempo no hubo intercambio de potencia con la red. Únicamente en la transición hacia el modo isla, entre los 25 y 35 s, se registra un flujo de potencia negativa de hasta  $-3$  kW, correspondiente a la importación de energía desde la red hacia la microred. Este apoyo temporal permite compensar la caída de tensión en el bus DC y la insuficiente generación fotovoltaica frente al incremento de carga. Posteriormente, durante la condición de isla propiamente dicha (30–45 s),  $P_{ac}$  se mantiene en cero, tal como corresponde a la desconexión física del sistema. Tras la reconexión con la red (después de los 45 s), el intercambio vuelve a estabilizarse en torno a cero, confirmando que la operación se equilibra localmente sin necesidad de flujos sostenidos de energía hacia o desde la red.

En esta sección se presentan los resultados globales de desempeño del sistema, considerando el balance energético, la calidad de la tensión en el bus DC y las sollicitaciones eléctricas sobre la batería.

### 3.4 Parte D – Indicadores de desempeño (KPI)

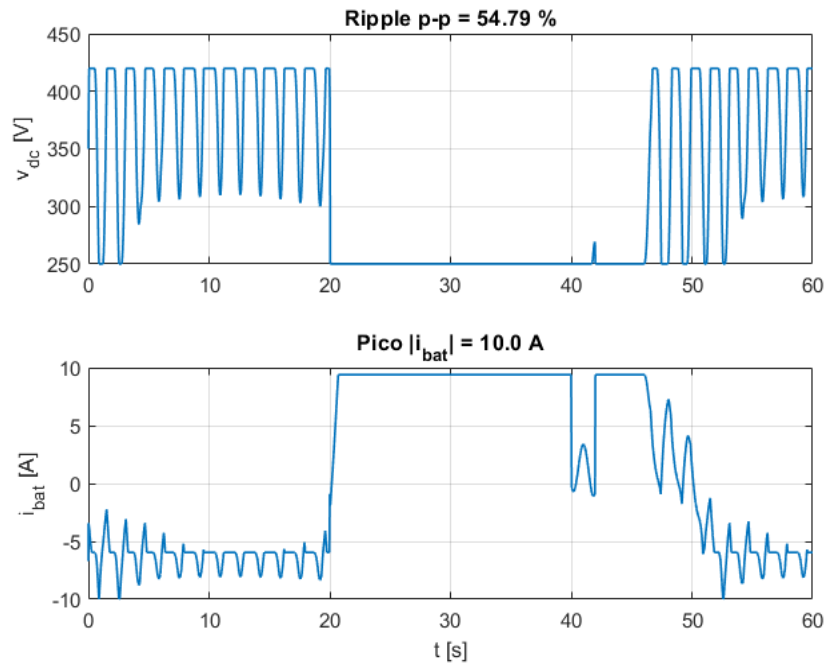
En la Figura 3.9 se muestra el balance de energías. La generación fotovoltaica alcanzó un valor de 0.0598 kWh, frente a una demanda total de 0,0836 kWh. La diferencia se

compensó parcialmente con el aporte de la batería ( $-0.0025$  kWh, descarga neta) y con importación desde la red ( $0.0059$  kWh). No se registró energía fotovoltaica recortada ( $E_{\text{curt}} = 0$ ), lo cual confirma un aprovechamiento íntegro de la producción solar. Sin embargo, persiste un valor de energía no suministrada (ENS) de  $0.0115$  kWh, equivalente al 14 % de la carga total, lo que refleja las limitaciones del sistema en modo isla



**Figura 3.9 Balance de energía. Fuente: Autor.**

La Figura 3.10 ilustra los indicadores de calidad y esfuerzo operativo. El bus DC presentó un rizado pico a pico del 54,79 %, un nivel elevado que puede comprometer la estabilidad de convertidores y cargas sensibles. Por su parte, la batería alcanzó un pico de corriente de 10 A, lo cual, aunque puntual, representa condiciones de estrés que podrían acelerar su degradación si se repitieran de forma continua. A pesar de estas solicitudes, el conteo de ciclos equivalentes fue bajo ( $0.0036$  ciclos eq.), lo que indica un desgaste acumulado mínimo durante la simulación.



**Figura 3.10 Indicadores de calidad y esfuerzo operativo. Fuente: Autor.**

Finalmente, los indicadores de desempeño computacional fueron favorables: el tiempo medio de cómputo se mantuvo en 0.2 ms, con un máximo de 0,6 ms, garantizando ejecución en tiempo real del controlador y viabilidad práctica del esquema propuesto.

| Indicador            | Valor   |
|----------------------|---------|
| $ENS$ [kWh]          | 0.0116  |
| $E_{curt}$ [kWh]     | 0.0000  |
| $E_{pv}$ [kWh]       | 0.0598  |
| $E_{bat}$ [kWh]      | -0.0025 |
| $E_{ac}$ [kWh]       | 0.0059  |
| Ripple $V_{dc}$ [%]  | 54.7900 |
| $I_{bat\_peak}$ [A]  | 10.0000 |
| Ciclos_eq            | 0.0036  |
| Comp. time mean [ms] | 0.2000  |
| Comp. time max [ms]  | 0.6000  |

**Tabla 1 Indicadores de desempeño. Fuente: Autor.**

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

- Los ensayos en **Hardware-in-the-Loop** (HIL) con OPAL-RT mostraron que la combinación de simulación en tiempo real y señales analógicas de equipos físicos permite observar fenómenos operativos que difícilmente emergen en estudios *offline* (latencias, perturbaciones rápidas, límites de conversión). Este enfoque fortalece la validez externa de los resultados y ofrece una base reproducible para contraste de estrategias de gestión energética en microrredes híbridas AC/DC. La arquitectura HIL implementada —con fases escalonadas del EMS y campaña de validación— proporciona un marco replicable para futuras evaluaciones y transferencia tecnológica
- Los indicadores computacionales confirmaron operación en tiempo real del gestor energético, con latencias compatibles (0,2 ms promedio; 0,6 ms máximo), lo que respalda la factibilidad de control en lazo cerrado durante transiciones red–isla–red. En el balance energético se observó aprovechamiento íntegro de la generación fotovoltaica coordinación consistente entre PV, batería e intercambio AC/DC, y ausencia de intercambio con la red durante el intervalo de isla (30–45 s), con un apoyo transitorio alrededor de –3 kW en la etapa previa de conmutación. En conjunto, los hallazgos sugieren una plataforma operativamente sólida para pruebas extendidas y comparación de esquemas de control
- Persistió energía no atendida junto con un rizado pico-pico de  $V_{dc}$  del 54,79 % y picos de 10 A en la batería; estas condiciones, asociadas a la simultaneidad de escalón de demanda tipo EV delimitan el principal cuello de botella para la calidad de energía y la resiliencia en isla. Aunque el conteo de **ciclos equivalentes** resultó bajo ( $\approx 0,0036$ ), la repetición de eventos semejantes podría acelerar degradación del almacenamiento. De este modo, el propio conjunto de KPI orienta con precisión las líneas de mejora del sistema de gestión y acondicionamiento eléctrico

## Recomendaciones

- En un futuro resultaría pertinente incorporar control predictivo (*receding horizon*) con penalizaciones explícitas de ENS, gradientes de potencia y uso de red, además de restricciones sobre SOC y *C-rate*, priorizando una distribución más fina del esfuerzo de la batería sin sacrificar tiempos de cómputo ya demostrados por la plataforma. Esta línea habilita contrastes cuantitativos frente a la versión heurística y la formulación LP de corto horizonte documentadas.
- Atacar de forma prioritaria el ripple mediante filtros activos/pasivos, convertidores multinivel y sintonía del lazo de tensión/modulación, con metas específicas de reducción frente al valor observado (54,79 %). La mitigación directa de este indicador permitirá integrar cargas sensibles y estabilizar el desempeño de convertidores en escenarios de isla y transitorios severos.
- Ejecutar campañas de mayor duración con perfiles horarios y estacionales (variabilidad de irradiancia, demanda y presencia intermitente de EV), cuantificando impacto en ENS, ciclos equivalentes y eventos de importación de red, junto con un análisis costo–beneficio que complemente los KPI técnicos. Esto facilitará la comparación con propuestas de la literatura y la justificación de escalamiento.



# BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Nasiri, M. Montazeri y M. Rezazadeh, «Hardware-in-the-loop simulation of a gas turbine engine fuel control unit using model-based predictor,» *Sharif Journal of Mechanical Engineering*, pp. 3-12, 2022.
- [2] RTDS Technologies, «Real-time simulation and hardware-in-the-loop-testing,» RTDS Technologies, 2024. [En línea]. Available: <https://rtds.com/technology>.
- [3] M. Montazeri-Gh y A. Rasti, «Comparison of model predictive controller and optimized min–max algorithm for turbofan engine fuel control,» *Journal of Mechanical Science and Technology*, vol. 33, pp. 5483-5498, 2019.
- [4] P. Dupont y L. Martin, «Design and optimization of turbine blades using computational methods,» *Mechanics & Industry*, vol. 19, nº 3, pp. 1-11, 2018.
- [5] T. S. Pires, M. E. Cruz, M. J. Colaço y M. A. Alves, «Application of nonlinear multivariable model predictive control to transient operation of a gas turbine and NOX emissions reduction,» *Energy*, vol. 149, nº C, pp. 341-353, 2018.
- [6] G. Hou, L. Gong, C. Huang y J. Zhang, «Fuzzy modeling and fast model predictive control of gas turbine system,» *Energy*, vol. 200, nº C, 2020.
- [7] J.-Y. Dieulot, G. Dauphin-Tanguy, L. Chalal y F. Colas, «Economic supervisory predictive control of a hybrid power generation plant,» *Electric Power Systems Research*, vol. 119, pp. 213-222, 2015.
- [8] J. Bélanger, P. Venne y J.-N. Paquin, «The What, Where and Why of Real-Time Simulation,» [En línea]. Available: [https://blob.opal-rt.com/medias/L00161\\_0436.pdf#:~:text=used%20to%20produce%20results%20,to%20make%20a%20real%20time%20simulation](https://blob.opal-rt.com/medias/L00161_0436.pdf#:~:text=used%20to%20produce%20results%20,to%20make%20a%20real%20time%20simulation). [Último acceso: 3 Abril 2025].
- [9] S. Manson, A. R. Khatib, N. Cai y S. S. Rajan, «Advantages of real-time closed-loop simulation,» de *68th Annual Petroleum and Chemical Industry Technical Conference*, San Antonio, TX, 2021.
- [10] C. Osorio y D. Santo, «Typhoon HIL Blog: What is Controller Hardware-In-The-Loop Simulation, or C-HIL?,» 19 Septiembre 2024. [En línea]. Available: <https://www.typhoon->

hil.com/blog/what-is-controller-hardware-in-the-loop-c-hil-simulation/#:~:text=Controller%20Hardware,Discover%20how.

- [11] V. M. Sámano Ortega, J. J. Martínez Nolasco, A. A. Jiménez Garibay, J. E. Botello Álvarez y J. A. Araujo Rodríguez, «Revisión de la aplicación de Hardware in the Loop en sistemas fotovoltaicos,» *Pistas Educativas*, nº 137, 2020.
- [12] von Jouanne, Annette; Agamloh, Emmanuel; Yokochi, Alex, «Power Hardware-in-the-Loop (PHIL,» 3 Abril 2025. [En línea]. Available: <https://encyclopedia.pub/entry/40306#:~:text=Figure%20%20shows%20an%20example,%205D.%20When%20voltages%20and%20For>.
- [13] S. Mane, P. Kadam, G. Lahoti, F. Kazi y N. M. Singh, «Optimal Load Balancing Strategy for Hybrid Energy Management System in DC Microgrid with PV, Fuel Cell and Battery Storage,» de *5th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, Birmingham, 2016.
- [14] F. Katiraei y M. Iravani, «Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 21, nº 4, pp. 1821-1831, 2006.
- [15] F. Rashid, A. Gilany, S. Rasheed, H. Nisar, A. Raza y M. Hasnat, «Load Management System with Integration of Renewable Energy Resources,» *International Journal of Integrated Engineering*, vol. 13, nº 6, pp. 339-348, 2021.
- [16] V. C. J. Sankar, K. J. Lokesh y M. G. Nair, «Multi Agent Based Load Management System For Smart Distribution Grid,» de *2020 Third International Conference on Smart Systems and Inventive Technology (ICSSIT)*, Tirunelveli, India, 2020.
- [17] P. Boto y P. Pereira, «PV Based Load Management System to Mitigate Power Grid Faults,» de *2021 IEEE 30th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Kyoto, Japan, 2021.
- [18] S. Nigam, O. Ajala y A. D. Domínguez-García, «A Controller Hardware-in-the-Loop Testbed: Verification and Validation of Microgrid Control Architectures,» *IEEE Electrification Magazine*, vol. 8, nº 3, pp. 92-100, 2020.
- [19] M. N. Tasnim, T. Ahmed, S. Ahmad y S. Mekhilef, «Hardware in the Loop Implementation of The Control Strategies for The AC-Microgrid in OPAL-RT Simulator,» de *2023 IEEE IAS*

*Global Conference on Renewable Energy and Hydrogen Technologies (GlobConHT)*, Male City, Maldives, 2023.

- [20] L. Wang, J. Simpson, R. Yang, B. Palmintier, S. Tiwari y Y. Zhang, «Hardware-in-the-Loop Evaluation of an Advanced Distributed Energy Resource Management Algorithm,» de *2021 IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia (ISGT Asia)*, 2021.
- [21] H. Hussein, A. Aghmadi, T. L. Nguyen y O. Mohammed, «Hardware-in-the-loop Implementation of a Battery System Charging/Discharging in Islanded DC Micro-grid,» de *2022 IEEE SoutheastCon*, 2022.
- [22] H. Faraji, S. M. Nosratabadi y R. Hemmati, «AC unbalanced and DC load management in multi-bus residential microgrid integrated with hybrid capacity resources,» *Energy*, vol. 252, 2022.
- [23] N. Ghanbar y S. Bhattacharya, «Hardware-In-The-Loop Implementation of a Grid Connected PV System,» *PSEC*, pp. 1-6, 2019.
- [24] M. N. Tasnim, T. Ahmed, S. Ahmad y S. Mekhilef, «Implementation of Control Strategies for Energy Storage Systems and Interlinking Converters in an Interconnected Hybrid Microgrid System for Optimal Power Management Using OPAL-RT,» de *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2024.
- [25] P. C. Patra, P. K. Panigrahi, A. Satpathy y N. Nayak, «Assessing stability in renewable microgrid using a novel-optimized controller for PV-battery based micro grid with OPAL-RT based real-time validation,» *Results in Engineering*, vol. 26, 2025.
- [26] R. Chen, T. Cheng, N. Lin, T. Liang y V. Dinavahi, «Hardware-in-the-Loop Real-Time Transient Emulation of Large-Scale Renewable Energy Installations Based on Hybrid Machine Learning Modeling,» *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Industrial Electronics*, pp. 1-11, 2024.
- [27] O. Nzimako y A. Rajapakse, «Real time simulation of a microgrid with multiple distributed energy resources,» de *2016 International Conference on Cogeneration, Small Power Plants and District Energy (ICUE)*, 2016.
- [28] M. Z. C. Wanik, A. Bousselham y A. Elrayyah, «Real-time simulation modeling for PV-battery based microgrid system,» de *2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2016.

- [29] J.-H. Jeon, J.-Y. Kim, H.-M. Kim, S.-K. Kim, C. Cho, J.-M. Kim, J. Ahn y K.-Y. Nam, «Development of Hardware In-the-Loop Simulation System for Testing Operation and Control Functions of Microgrid,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, p. 2919–2929, 2011.
- [30] R. G. Allwyn, A. Al-Hinai y V. Margaret, «Comprehensive Review on Energy Management Strategy in Microgrids,» *Energy Reports*, vol. 9, p. 6407–6429, 2023.
- [31] S. Resch, J. Friedrich, T. Wagner, G. Mehlmann y M. Luther, «Stability Analysis of Power Hardware-in-the-Loop Simulations for Grid Applications,» *Electronics*, vol. 11, nº 1, p. 7, 2022.
- [32] J. Montoya, R. Brandl, K. Vishwanath, J. Johnson, R. Darbali-Zamora, A. Summers, J. Hashimoto, H. Kikusato, T. S. Ustun, N. Ninad, E. Apablaza-Arancibia, J.-P. Bérard, M. Rivard, S. Q. Ali, A. Obushevs, K. Heussen, R. Stanev y Guillo-Sansa, «Advanced Laboratory Testing Methods Using Real-Time Simulation and Hardware-in-the-Loop Techniques: A Survey of Smart Grid International Research Facility Network Activities,» *Energies*, vol. 13, nº 12, p. 3267, 2020.
- [33] S. L. L. Wynn, T. Boonraksa, P. Boonraksa, W. Pinthurat y B. Marungsri, «Decentralized Energy Management System in Microgrid Considering Uncertainty and Demand Response,» *Electronics*, vol. 12, nº 1, p. 237, 2023.
- [34] W.-H. Park, H. Abunima, M. B. Glick y Y.-S. Kim, «Energy Curtailment Scheduling MILP Formulation for an Islanded Microgrid with High Penetration of Renewable Energy,» *Energies*, vol. 14, nº 19, p. 6038, 2021.