



Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Control de la tensión en un punto de la red de distribución aplicando el concepto Vehicle to Grid (V2G) mediante la utilización de los equipos de almacenamiento energético disponible en el laboratorio de Micro-Red de la Universidad de Cuenca: Simulación y validación experimental

Trabajo de titulación previo a la
obtención del título de Ingeniero
Eléctrico

Autores:

Andrew Israel Quezada Ordóñez

Alexander Gustavo Nivicela Quito

Director:

Danny Vinicio Ochoa Correa

ORCID:  0000-0001-5633-1480

Cuenca, Ecuador

2024-01-04

Resumen

Este artículo académico presenta, en primera instancia, un breve análisis de las características de los vehículos eléctricos y de los equipos que se usan en el proceso de carga de sus baterías. Además, se ofrece un panorama de la electromovilidad en Ecuador y se examina las prestaciones de la tecnología V2G para el mejoramiento de la calidad de la energía. El enfoque principal de esta investigación es el desarrollo de un método de control de tensión en un punto de conexión de la red eléctrica de baja tensión, usando los componentes de carga de un vehículo eléctrico. Mediante la simulación en la herramienta Simulink de Matlab, se aplica la teoría necesaria para emular las ecuaciones y componentes eléctricos involucrados, utilizando un controlador proporcional-integral como método de control. Para la validación experimental, se utilizan recursos del laboratorio de Micro-Red de la Universidad de Cuenca, emulando la red con la alimentación proveniente del alimentador 0523, la carga del VE con la unidad de carga programable, la estación de carga con un inversor bidireccional y el sistema de almacenamiento del VE con una batería de litio. Como método de control se implementó una rutina de MATLAB vinculada al sistema SCADA para controlar la potencia reactiva entregada por el inversor, misma que es basada en un controlador PI. Se concluye que el método propuesto mantiene efectivamente la tensión dentro de los límites normativos y no descarga significativamente la batería, asegurando que no hay impacto negativo en la longevidad del sistema de almacenamiento del VE.

Palabras clave: electromovilidad, tecnología v2g, vehículos eléctricos



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

Repositorio Institucional: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Abstract

This academic article begins with a brief analysis of the characteristics of electric vehicles and the equipment used in the battery charging process. Furthermore, it provides an overview of the state of electromobility in Ecuador and examines the performance of Vehicle-to-Grid (V2G) technology for enhancing energy quality. The main focus of this research is to develop a voltage control method at a low-voltage electrical network connection point using the charging components of an electric vehicle. Simulink software simulation applies the necessary theory to emulate the equations and electrical components involved, using a Proportional-Integral controller as the control method. For experimental validation, resources from the University of Cuenca's microgrid lab are used, emulating the network with power from feeder 0523, the EV's load with programmable load, the charging station with a bidirectional inverter, and the EV's storage system with a lithium battery. This approach is complemented by a MATLAB routine linked to SCADA for the inverter's reactive power control based on a PI controller. Graphic results for both simulation and experimental validation are presented. It concludes that the proposed method effectively maintains voltage within regulatory limits without significantly discharging the battery, ensuring no negative impact on the EV's storage system's longevity.

Keywords: electromobility, v2g technology, electric vehicles



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

Institutional Repository: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Índice de contenido

1. Introducción	11
2. Metodología.....	13
2.1. Vehículos Eléctricos	13
2.1.1. Niveles de Carga.....	14
2.1.2. Modos de Carga.....	15
2.1.3. Conectores de Carga	16
2.1.4. Electromovilidad en Ecuador	18
2.1.5. Tecnología V2G	20
2.2. Marco teórico y componentes necesarios para la implementación de la propuesta en un entorno de simulación	22
2.2.1. Control de potencia de un inversor trifásico bidireccional	22
2.2.2. Control de las Consignas de Potencia.....	24
2.2.3. Controlador de tensión para la simulación.....	26
2.2.4. Implementación de la propuesta en el entorno de simulación	29
2.3. Marco teórico y componentes necesarios para la validación experimental de la propuesta	33
2.3.1. Implementación práctica del controlador de tensión para su validación experimental.....	34
2.3.2. Equipos utilizados para la validación experimental.....	36
3. Resultados	42
3.1. Perfil de Carga del VE	42
3.1.1. Observaciones de la carga rápida	42
3.2. Entorno y variables de la Simulación.....	43
3.3. Resultados de la simulación	45
3.3.1. Resultados del análisis de una red de distribución robusta	45
3.4. Resultados de la Validación Experimental.....	51
3.4.1. Emulación del perfil de carga del VE con la carga programable.....	51
3.4.2. Pruebas experimentales implementando el Controlador Proporcional	53
3.4.3. Resultados Controlador Proporcional – Integral	55
4. Discusión	60
5. Conclusiones	63
Referencias	65
Anexos	69

Anexo A: Código de programación en Matlab del método de control de tensión propuesto	69
--	----

Índice de figuras

Figura 1. Venta de VEs en Ecuador durante el período 2015-2022 (AEADE, 2023)	19
Figura 2. Venta de vehículos híbridos en Ecuador durante el período 2011-2022 (AEADE, 2023)	19
Figura 3. Esquema de conexión de los elementos de una red eléctrica de baja tensión con incorporación de un VE.	21
Figura 4. Conexión del inversor, red y VE	22
Figura 5. Estación de carga rápida para vehículos eléctricos.	22
Figura 6. Sistema de pruebas diseñado para el estudio.	24
Figura 7. Control PI de potencias activa y reactiva del convertidor electrónico de potencia que modela a la estación de carga rápida de un VE.....	25
Figura 8. Esquema de control de tensión retroalimentado propuesto.	27
Figura 9. Diagrama de flujo del método de control retroalimentado de tensión propuesto a ser evaluado en el entorno de simulación.....	29
Figura 10. Ventana principal de Simulink en donde se muestra la interconexión de los elementos.	33
Figura 11. Ventana secundaria en donde se muestra el control interno del CEP.	33
Figura 12. Diagrama de flujo del método diseñado para el control de tensión a ser implementado en el laboratorio,.....	36
Figura 13. Diagrama Unifilar del banco de pruebas implementado para la validación experimental	41
Figura 14. Diagrama esquemático de conexión de quipos e infraestructura de control	41
Figura 15. Perfil de Carga (rápida) del VE BYD tipo Van.....	43
Figura 16. Tensión, Potencia activa y reactiva obtenidas al aplicar el método de control	46
Figura 17. Resultados de simulación del proceso de control de tensión de una red robusta: a) Tensión de secuencia positiva en la parte Inicial, b) Tensión de secuencia positiva en la parte final.....	47
Figura 18. Resultados de simulación del proceso de control de tensión de una red robusta: a) Variación de tensión en porcentaje en la parte inicial, b) Variación de tensión en porcentaje en la parte final.	47
Figura 19. Resultados del proceso de control de tensión de una red robusta: a) Potencia activa y reactiva capacitiva en la parte Inicial, b) Potencia activa y reactiva en la parte final.	48
Figura 20. Resultados del proceso de control de tensión de una red débil: a) Tensiones de secuencia positiva en la parte Inicial, b) Tensiones de secuencia positiva en la parte Final.	49

Figura 21. Resultados de simulación del proceso de control de tensión de una red débil: a) Variación de la tensión en porcentaje en la parte inicial, b) Variación de la tensión en porcentaje en la parte final	50
Figura 22. Resultados de simulación del proceso de control de tensión de una red débil: a) Potencia activa y reactiva capacitiva en la parte Inicial, b) Potencia activa y reactiva en la parte Final.....	51
Figura 23. Comparación del perfil de carga real del VE con el perfil emulado mediante la carga programable del laboratorio.	52
Figura 24. Disminución de tensión debido a la demanda de potencia activa.	53
Figura 25. Desvío porcentual de la tensión debido a la entrada de carga del VE	53
Figura 26 Resultados del control P en p.u. con un perfil de carga variable	54
Figura 27. Resultados del control P en con las unidades respectivas con un perfil de carga variable	55
Figura 28. Resultados de la validación experimental del control PI: a) Tensión, Potencia activa y reactiva al inicio; b) Tensión, Potencia activa y reactiva durante la parte final de la carga	57
Figura 29. Resultados del control PI: Comportamiento de la tensión durante toda la carga del VE mediante la aplicación del control PI	58
Figura 30. Desvío de tensión en porcentaje durante toda la carga del VE mediante la aplicación del control PI	59
Figura 31. Resultados del control PI: a) Tensión de la red sin la implementación del controlador; b) Tensión de la red conseguida con la acción del controlador	59
Figura 32. Resultados del control PI: Potencia reactiva y estado de carga de la batería del VE.....	60

Índice de tablas

Tabla 1. Características de los niveles de carga de los VE dados por la SAE.....	14
Tabla 2. Características de los modos de carga de los VE dados por la IEC.	15
Tabla 3. Características de los conectores para la carga lenta AC de los VE.....	16
Tabla 4. Características de los conectores para la carga rápida DC de los VE.	17
Tabla 5. Cantidad de estaciones de carga en Ecuador	20
Tabla 6. Bloques utilizados en Simulink.....	29
Tabla 7. Características del sistema de almacenamiento de Energía (SAE) de Litio.....	37
Tabla 8. Características de la carga programable	37
Tabla 9. Características de la red eléctrica en el punto de conexión	38
Tabla 10. Características del convertidor electrónico de potencia	39
Tabla 11. Detalles Técnicos del Vehículo BYD.....	39
Tabla 12. Características de la Estación de Carga.....	40
Tabla 13. Valores base para la conversión a por unidad (pu).....	43
Tabla 14. Parámetros usados en la simulación	44
Tabla 15. Parámetros y limitantes para el controlador PI Digital.....	56

Agradecimientos

Agradezco de manera especial a mis padres y hermano quienes siempre me han dado su cariño, sabiduría y fortaleza para afrontar los retos en mi vida y cumplir mis sueños. A mi madrina Miriam por su apoyo. A mis mascotas y a la música que han llenado mi vida de alegría.

Andrew

Para mis padres, hermanos y el resto de mi familia que estuvieron a lo largo de toda mi etapa académica, les extiendo mis agradecimientos y espero con su apoyo a seguir con mi formación como buen profesional y ciudadano para afrontar nuevos retos y desafíos. No olvidar a los amigos que estuvieron en esta etapa universitaria e influyeron para poder mejorar como persona.

Alexander

Agradecemos a aquellos profesores que con su conocimiento y bondad han sabido motivarnos durante nuestra carrera. A los amigos que hicimos durante nuestro recorrido universitario. Al personal del laboratorio de Micro-Red por su colaboración en el uso de los equipos e instalaciones y de manera especial a nuestro director, Ing. Danny Ochoa, PhD, por su apoyo brindado para la elaboración de este trabajo.

Los Autores

Dedicatorias

Dedico este trabajo a mis amados padres Benigno y Silvia, y a mi extraordinario hermano Andy.

Andrew

Dedico este trabajo a mis queridos padres Clara y Alfonso, a mis hermanos David y Jonnathan, también a mi tío Juan y a Marianita.

Alexander

1. Introducción

La prolongada dependencia de la humanidad en el consumo de combustibles fósiles ha generado un impacto negativo en el medio ambiente, reflejado principalmente en la degradación de la calidad del aire y la aceleración del fenómeno del cambio climático. Este fenómeno, originado por la liberación de Gases de Efecto Invernadero (GEI), se atribuye principalmente al consumo de combustibles fósiles en procesos industriales y de transporte (Bárcena et al., 2014). Se estima que, de continuar haciendo uso de este tipo de recurso no renovable como fuente energética, la temperatura global de la tierra puede alcanzar hasta 2 grados centígrados adicionales para el año 2050 con respecto a las mediciones del periodo comprendido entre 1986 y 2005 (CEPAL, 2017).

Este incremento de temperatura no solo pone en riesgo los sistemas naturales y físicos, con el incremento de las precipitaciones, aumento del nivel del mar, pérdidas de la producción agrícola, aparición de enfermedades, se pone en peligro la calidad de vida de las personas especialmente los más pobres que tienen menos oportunidades de resiliencia y por tanto sus probabilidades de desarrollo sustentable son frenadas (Córdova Aguilar, 2020). Bajo este enfoque, los gobiernos se enfrentarían a desafíos que exceden sus capacidades económicas y sociales para abordar de manera efectiva estos retos (Bárcena et al., 2014).

En vista de esta preocupante perspectiva climática, los gobiernos y otras organizaciones de carácter global han dado énfasis a la adopción de fuentes energéticas más sostenibles y amigables con el entorno. Las energías renovables, con su capacidad para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y reducir la dependencia de los combustibles fósiles, emergen como uno de los pilares fundamentales en la lucha contra el cambio climático. Estas fuentes, como la solar, hidráulica y eólica, ofrecen una alternativa más limpia y abundante para la generación de electricidad, y su integración en la matriz energética se ha convertido en una prioridad global con el objetivo de alcanzar un futuro más sostenible (Lin & Ren, 2020).

En Ecuador, uno de los principales contribuyentes de las emisiones de GEI es el sector del transporte, que se sitúa como el mayor consumidor de energía, llegando a representar un significativo 49% del consumo total de energía en el año 2022. El segmento automotor, que principalmente opera a través del uso de gasolina y diésel, contabilizó un volumen total de 1.044 millones de galones de diésel y 1.228 millones de galones de gasolina en el año 2022 (Ministerio de Energía y Minas, 2022). Dicho esto, es claro que, para reducir las emisiones de manera sustancial, es imperativo abordar este sector de manera contundente.

Precisamente, este enfoque ha llevado a una paulatina adopción global de vehículos eléctricos (VE), una tendencia que se refleja en Ecuador. El país ha sido testigo de un notorio incremento en las ventas de vehículos eléctricos, alcanzando un pico de 405 unidades vendidas en el año 2022 (AEADE, 2023a).

El aumento de la adopción de los vehículos eléctricos desempeña un papel crucial en la transición hacia fuentes de energía más limpias, prometiendo reducir emisiones y depender menos de los combustibles fósiles (Mariano Perdomo et al., 2020). Sin embargo, según (Peralta Sevilla & Amaya Fernández, 2013) la incorporación representa dos grandes retos para el sistema eléctrico, en primer lugar, surge un impacto en la demanda energética debido a la carga de las baterías de los vehículos eléctricos, durante las horas de mayor consumo eléctrico. En segundo lugar, la integración en el uso de las baterías de los vehículos eléctricos que tienen el potencial de ser utilizadas como una valiosa herramienta de respaldo y suministro para la red eléctrica mientras éstas se encuentren conectadas a la red durante el proceso de recarga.

En este contexto, la tecnología “Vehicle To Grid” (V2G) surge como una solución innovadora para enfrentar estos retos la cual establece que los vehículos eléctricos pueden interactuar con la red tradicional de manera que puedan entregar energía al sistema eléctrico cuando están parqueados o cargándose (Hannan et al., 2022). Para cumplir este objetivo se ocupa un convertidor electrónico de potencia (CEP) que es el encargado de establecer la interconexión entre el vehículo eléctrico y la red (Saadeh et al., 2020).

La característica principal que define la tecnología V2G es su capacidad para realizar transferencias bidireccionales de energía entre el sistema de almacenamiento y la red eléctrica (Lauinger et al., 2017b). Sin embargo, esta tecnología también se destaca por sus beneficios adicionales, incluidos servicios complementarios (ancillary services) cruciales para garantizar la calidad y estabilidad de la red eléctrica (Hannan et al., 2022). Entre estos servicios complementarios, uno se destina a la regulación de la tensión en la red, un proceso que se logra mediante la manipulación de la potencia reactiva y su inyección controlada a la red en el punto de conexión común (PCC).

El objetivo principal de esta investigación es explorar las oportunidades de la tecnología V2G para brindar servicios complementarios de control de tensión en un punto de la red de distribución, mediante la propuesta de una estrategia de control retroalimentado de tensión. La propuesta será evaluada, primero, en un entorno de simulación por computadora y, luego, mediante la implementación experimental en el laboratorio de Micro-Red de la Universidad de Cuenca. Este enfoque integral tiene como objetivo explorar tanto el potencial teórico como

la viabilidad práctica de utilizar la tecnología V2G para el control de tensión como un valioso servicio complementario en la red eléctrica.

2. Metodología

En este artículo, se presenta una investigación sobre el uso de los cargadores de EV para controlar la tensión de un punto específico de la red. La investigación se basa en el método IMRyD, que es un estándar ampliamente aceptado para la redacción de artículos científicos. El método IMRyD es adecuado para este tipo de investigación porque proporciona una estructura clara y concisa para la presentación de los resultados. Se empieza por explicar los conceptos relacionados con los vehículos eléctricos y la tecnología V2G en la sección 2.1. Luego, la sección 2.2, detalla la teoría y procedimientos utilizados para las labores de simulación en el entorno de Simulink de Matlab, que trata de representar la carga de un vehículo eléctrico a través de una estación de carga y el sistema de control que compensa la tensión en el punto de conexión a la red. En la sección 2.3, se presenta los componentes y la descripción del método de control que se aplica para la validación experimental de la propuesta. En la sección 3 se exponen los resultados y en la sección 4 se lleva a cabo la discusión, mientras que las conclusiones se abordan en la sección 5.

2.1. Vehículos Eléctricos

Un automóvil eléctrico es un tipo de vehículo que utiliza un motor eléctrico como su fuente principal de propulsión y obtiene la energía que necesita de un sistema de almacenamiento de energía. Según el tipo de motor y la tecnología que utilizan, estos automóviles pueden clasificarse en varias categorías, incluyendo Battery Electric Vehicles (BEV), que son completamente eléctricos y dependen exclusivamente de baterías; Plug-In Hybrid Electric Vehicles (PHEVs), que combinan un motor eléctrico con uno de combustión interna y pueden recargarse enchufándolos; Hybrid Electric Vehicles (HEV), que cuentan con un motor eléctrico y uno de combustión interna, pero no se pueden enchufar a la red; Fuel Cell Electric Vehicles (FCEVs), que funcionan con celdas de combustible que convierten hidrógeno en electricidad; y Extended-range EVs (ER-EVs), que son en su mayoría eléctricos pero cuentan con un generador a gasolina para extender su alcance (Sanguesa et al., 2021).

Este trabajo se centra en los vehículos eléctricos de batería (BEV) que son capaces de conectarse a la red eléctrica y que, además, disponen de sistemas de almacenamiento de energía de gran capacidad; condición necesaria para la aplicación del concepto V2G.

La recarga de baterías de vehículos eléctricos normalmente se realiza conectándolos directamente a la red eléctrica a través de medios electrónicos de conversión de energía.

Existen dos formas principales de hacer esta tarea: por un lado, está la carga "Off board", la cual requiere una estación externa al vehículo que convierte la corriente alterna de la red en corriente continua para la batería. Por otro lado, se tiene la carga "On board", la cual realiza la conversión energética con equipos electrónicos instalados dentro del propio vehículo. Esta segunda opción limita la potencia de carga y ocupa espacio y peso debido a los elementos usados (Acharige et al., 2023).

Ahora bien, en lo que respecta a la energía eléctrica empleada para llevar a cabo los procesos de recarga de los vehículos eléctricos, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés) mediante el estándar IEC 61851-1 establece 4 categorías de carga los cuales los llama modos. Así mismo, la Society of Automitive Engineers (SAE) a través de su estándar SAE J1772 instaure 3 niveles (Acharige et al., 2023). Mayores detalles de estos modos de recarga se describen en la siguiente subsección.

2.1.1. Niveles de Carga

La Tabla 1 resume las especificaciones técnicas de los distintos niveles de carga disponible el cual usa el estándar SAE J1772; los niveles 1 y 2 se emplean comúnmente en entornos residenciales y son ideales para cargar vehículos durante la noche, ya que requieren varias horas para conseguir una carga completa. El nivel 2 implica la necesidad de equipos adicionales debido a una mayor transferencia de potencia. La carga rápida de corriente continua (DC) es aún más veloz que el nivel 2 y opera a una potencia más elevada, lo que exige la instalación de cargadores 'off board'. Sin embargo, su uso puede tener impactos en la red eléctrica. En este nivel, la carga se completa en cuestión de minutos, a diferencia de los otros niveles aquí descritos (Bae & Kwasinski, 2012). El nivel 3 se emplea en el sector comercial donde existan estaciones de carga rápida con equipos que requieren soportar niveles de potencia hasta los 350 kW.

Tabla 1. Características de los niveles de carga de los VE dados por la SAE.

	Potencia de carga (kW)	Tipo de carga	Suministro
Nivel 1	1.44 kW-1.9 kW	Onboard/Lenta	120/230 V AC, 12 A-16A, Monofásico
Nivel 2	3.1 kW-19.2 kW	Onboard/Semi-rápida	208/240 V AC, 12 A -80 A, Monofásico

Nivel 3	20 kW-350 kW	Offboard/Rápida	208/240 V AC & 300-800 Vdc, 250-500A, Trifásico
----------------	--------------	-----------------	---

2.1.2. Modos de Carga

La clasificación de la carga de los vehículos eléctricos según la normativa de la IEC se divide en 4 modos, como se detalla en la Tabla 2. Esta clasificación se realiza teniendo en cuenta la potencia a extraer de la red. A diferencia de la clasificación de 3 niveles de la sección anterior los modos tienen 4 subdivisiones.

Aquí los modos 1 y 2 son llamados cargas lentas y están disponibles en corriente alterna (AC). El modo 2 tiene integrado en el cable de carga dispositivos de protección específicos para el vehículo contra sobrecorrientes, sobrecalentamiento y detección de tierra protectora. En el modo 3, la principal característica es que se conecta a un tomacorriente específico con un controlador, a diferencia de los otros dos modos que utilizan un enchufe convencional. El modo 3, al operar con una potencia significativamente mayor, requiere una estación de carga fija que incluye un sistema de control, comunicación y protección (Ronanki et al., 2019).

Tabla 2. Características de los modos de carga de los VE dados por la IEC.

	Potencia de carga (kW)	Tipo de carga	Suministro
Modo 1	3.8 kW-7.6 kW	Onboard/Lenta	230-250V AC/480 VAC, 16A, Monofásico-Trifásico
Modo 2	7.6 kW-15.3 kW	Onboard/Lenta	230-250V AC/480VAC, 32 A, Monofásico-Trifásico
Modo 3	60 kW-120 kW	Onboard/Semi-rápida	230-250 V AC/ 480 VAC, 32-250 A, Monofásico-Trifásico
Modo 4	>150 kW	Offboard/Rápida	600-1000V, 250-400A, DC

2.1.3. Conectores de Carga

De acuerdo al estándar IEC 62196-2, los conectores para la carga de corriente alternan (AC) o carga lenta pueden clasificarse en tres grupos. El Tipo 1 se utiliza tanto en Japón como en los Estados Unidos y sigue las pautas de protección establecidas en los estándares SAE (Ronanki et al., 2019). Por otro lado, el Tipo 2 (conocido como Mennekes, en referencia a la empresa que propuso este conector) sigue el estándar de la IEC. Su diseño fue concebido para permitir una carga bidireccional, lo que posibilita la implementación del concepto V2G. Este tipo de conector es ampliamente empleado en Europa, y existe también una variante denominada Tipo 2 - GB/T que se utiliza en China (Brenna et al., 2016). El Tipo 3 es un conector originado en Francia e Italia y, a su vez, se subdivide en dos subtipos, el Tipo 3A y el 3C. El primero de estos subtipos fue diseñado para la carga de motocicletas con una corriente de 3 amperios, mientras que el 3C admite una entrada de tensión trifásica y tiene una capacidad de carga de hasta 63 amperios (Longo et al., 2016). La Tabla 3 resume las principales características de los conectores disponibles para la carga de VEs.

Tabla 3. Características de los conectores para la carga lenta AC de los VE.

Especificaciones	Japón-EEUU		Europa		China		Francia-Italia
Tipo de cargador							
	Tipo 1 (SAE J1772)		Tipo 2 (Mennekes)		Tipo 2 (GB/T)		Tipo 3A/3C
Nivel/Modo	Nivel 1	Nivel 2	Modo 1	Modo 2-3	Modo 2	Modo 3	Modo 3
Capacidad	1.9 KW	19.2 kW	4 kW	22 kW	7 kW	27.7 kW	3 kW/ 17kW
Tensión	120 V, monofásico	240 V, monofásico 3 hilos	250 V, monofásico	480 V, trifásico	250 V, monofásico	400 V, trifásico	230/400 V, monofásico, trifásico
Corriente	16 A	80 A	16 A	32 A	16 A	32 A	63A

Estándares	SAE J1772-2017, IEC 62196-2, IEC 61851-22/23	IEC 62196-2, IEC 61851-22/23	GB/T 20234-2, IEC 62196-2	IEC 62196-2
------------	--	---------------------------------	------------------------------	----------------

Para la carga en DC, al igual que en la carga en AC, se emplean distintos tipos de conectores, como se muestra en la Tabla 4. Estos conectores son capaces de suministrar mayor potencia y combinan características del estándar IEC 62196 con el Sistema Combinado de Corriente (CCS). El estándar IEC define cuatro configuraciones: AA (CHAdemo), BB (GB/T), EE (CCS-Combo 1) y FF (CCS-Combo 2). Los tipos CCS Combo 1 y 2 son extensiones de los tipos 1 y 2 de la tabla 3, con dos pines adicionales para corriente continua. El tipo GB/T se utiliza en China y sigue el estándar GB/T 20234-3 (Acharige et al., 2023b). En Japón, se desarrolló el conector CHAdemo, diseñado por la compañía eléctrica del país, con una capacidad de carga de hasta 400 kW (Anegawa, 2010). De manera paralela, la empresa privada Tesla ha creado sus propios conectores, tanto para la carga lenta (AC) como para la carga rápida (DC), aunque estos últimos solo están disponibles para los vehículos de su marca (Lubelska, 2017). Es importante destacar que estos conectores se utilizan en diferentes regiones del mundo y en diversos modelos de vehículos eléctricos, lo que refleja la evolución y diversidad en el campo de la movilidad eléctrica.

Tabla 4. Características de los conectores para la carga rápida DC de los VE.

Especificaciones	Japón	EEUU	Europa	China
Tipo de cargador				
	CHAdemo	CCS-Combo 1	CCS-Combo 2	GB/T
Capacidad	50-400 kW	150-350 kW	350 kW	60-237 kW
Tensión	50-1000 V	200-1000 V	200-1000 V	250-950 V
Corriente	400 A	500 A	500 A	250-400 A
Estándares	IEC 61851-23/4, IEC 62196-3, JEVS G105	SAE J1772, IEC 61851-23/24, IEC 62196-3	IEC 61851-23/24, IEC 62196-3, DIN EN 62196-3	GB/T 20234-3, IEC 62196-3

2.1.4. Electromovilidad en Ecuador

El desarrollo de la electromovilidad en Ecuador está experimentando un notable crecimiento, respaldado por proyectos emblemáticos como el tranvía de Cuenca y el metro de Quito. Estas iniciativas no solo promueven una transformación en la matriz energética, sino que también sirven como impulsores clave para la transición hacia la movilidad eficiente. Con esta evolución hacia el transporte público, basada en la electromovilidad, el país se ha comprometido a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, marcando así su contribución al Acuerdo de París. Una de estas contribuciones es La "Ley Nacional de Eficiencia Energética" en la cual se establecen metas ambiciosas, proyectando la completa integración de vehículos eléctricos en todo el transporte público para el año 2025. En este escenario, surgen interrogantes sobre cómo anticipar las demandas energéticas, así como las posibles estrategias de autogeneración y autoabastecimiento. Además, se plantea la necesidad de abordar adecuadamente la complementación de la infraestructura existente en las ciudades. Estas cuestiones deben ser abordadas de manera efectiva para garantizar el cumplimiento exitoso de los objetivos establecidos para el año 2025 (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017).

En los últimos años, también se ha observado un cambio significativo en las tendencias de compra de vehículos por parte de los consumidores. Este cambio se nota en el crecimiento en cuanto a la adquisición de vehículos eléctricos. En el país, para el año 2022 hubo un incremento en la venta de vehículos electrificados (6800 híbridos y 405 eléctricos) que comparado con el año 2020 se tiene un aumento del 382%. En la Figura 1 se muestra la evolución de compra de vehículos eléctricos en Ecuador durante el periodo 2016-2023; es importante destacar que la predilección de los ecuatorianos por optar por este medio de movilidad se presentó justo después del confinamiento por la pandemia COVID-19 (AEADE, 2023a). Ecuador confirma la tendencia de la electrificación de los vehículos, que poco a poco se consolida y se espera un crecimiento sostenido para los próximos años.

La Figura 2 ilustra la evolución de las ventas de vehículos híbridos de manera similar a como se presenta en el caso de los vehículos eléctricos. El incremento en ventas se debe a las normativas que exoneraron del impuesto a los consumos especiales a todos los vehículos híbridos sin considerar su valor, que generaron un incremento de su oferta en el segmento premium y en varias marcas que aumentaron su oferta con tecnología mild-hybrid (AEADE, 2023a).

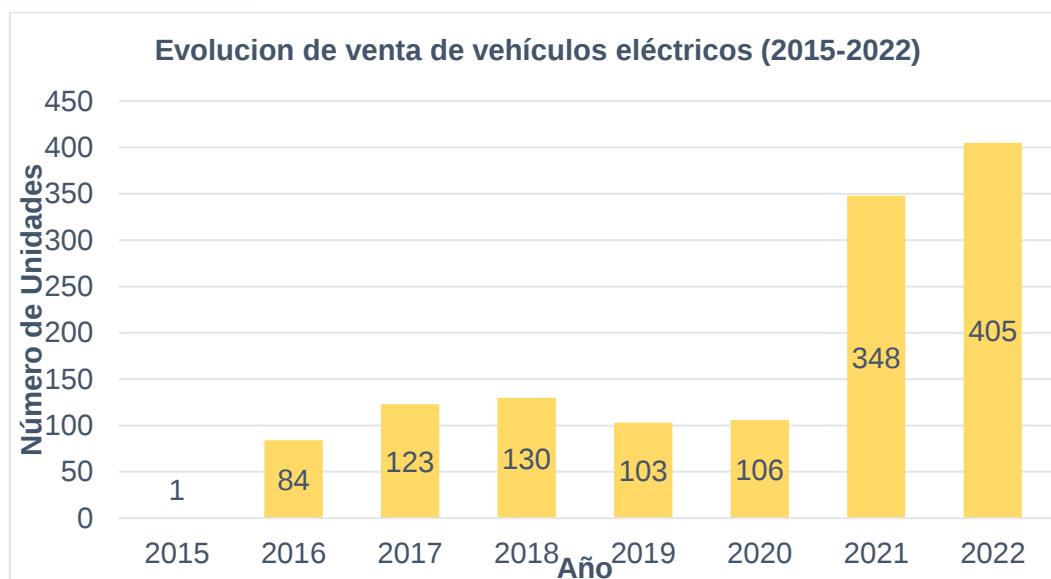


Figura 1. Venta de VEs en Ecuador durante el período 2015-2022 (AEADE, 2023)

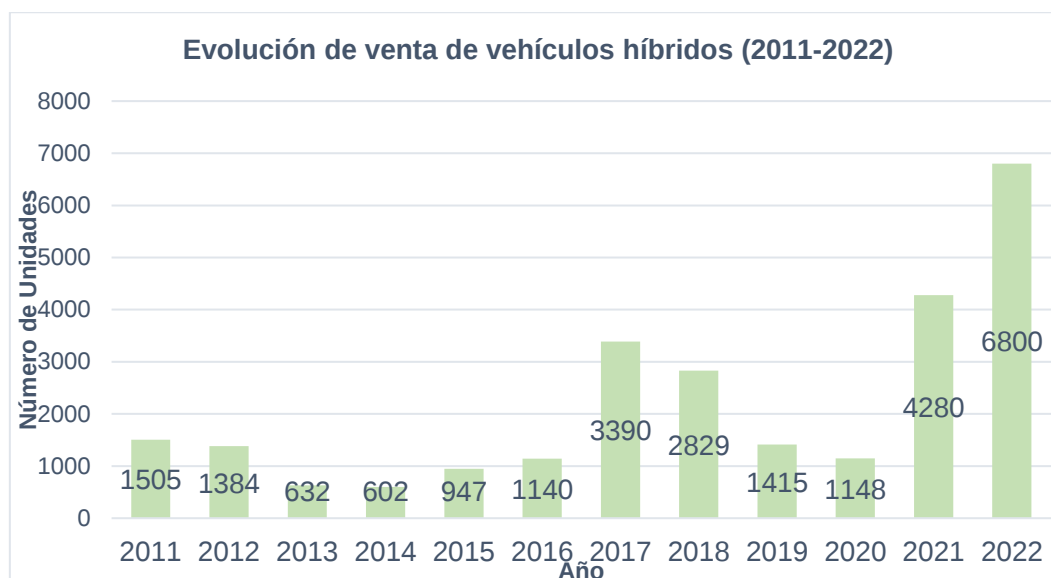


Figura 2. Venta de vehículos híbridos en Ecuador durante el período 2011-2022 (AEADE, 2023)

Actualmente, en el país se comercializan varios modelos de vehículos eléctricos, el rango de precios de los más vendidos va desde los USD 17,590 hasta los 150,000 dólares americanos. Sin embargo, el más barato es el modelo D1 de Zhidou, con un precio cercano a los \$8,700 según un informe del diario El Universo (Redacción El Universo, 2023). En cuanto a estaciones de carga el país dispone de 94 estaciones de carga para vehículos eléctricos. El 51% está instalada en Quito y el 12 % en Guayaquil (AEADE, 2023b). En la Tabla 5, se presenta la cantidad de estaciones de carga por ciudad en Ecuador.

Tabla 5. Cantidad de estaciones de carga en Ecuador

Ciudad	Puntos de recarga
Quito	48
Guayaquil	11
Ambato	7
Cuenca	4
Atacames	3
Ibarra	3
Santa Domingo	2
Samborondón	2
Machala	1
Manta	1
Riobamba	1
Otavalo	1
Saraguro	1
Sucre	1
Daule	1
La Troncal	1
Puerto López	1
Rumiñahui	1
San Miguel	1
Loja	1
Azogues	1
Santa Rosa	1
Total	94

2.1.5. Tecnología V2G

La tecnología V2G puede ser definida como a la capacidad de los vehículos eléctricos de transferir energía desde y hacia la red eléctrica haciendo uso de sus baterías.

Este concepto convierte a los vehículos eléctricos en unidades de almacenamiento de energía móviles que pueden proporcionar servicios a la red eléctrica, como soporte de potencia reactiva, regulación de potencia activa, balance de carga, compensación de desequilibrios, filtrado de armónicos de corriente, entre otros (Lauinger et al., 2017a).

Por esta razón, el diseño de la circuitería electrónica que posee una estación de carga de VE le faculta a ésta el desempeño de diversas funciones, entre las que se incluye el control del flujo bidireccional de la potencia reactiva en el punto de conexión a la red y, consecuentemente, el control de la tensión. Cuando un vehículo eléctrico se conecta a la red eléctrica, necesita una cantidad de energía activa para cargar su batería. En el caso de cargas lentas, esta demanda de energía es relativamente baja, oscilando entre 1.7 kW y 19.2 kW, dependiendo del nivel o modo de carga. Por otro lado, en las cargas rápidas, la demanda de energía se incrementa notablemente, pudiendo superar los 150 kW, como se detalla en la Tabla 2. En situaciones prácticas, la infraestructura eléctrica habitual en donde se carga un vehículo eléctrico consta de varios componentes, como se ilustra en la Figura 3. Ésta incluye el punto de conexión (PCC), la red de baja tensión, la estación de carga, el vehículo y otras cargas conectadas en ese mismo punto (cargas residenciales, comerciales o industriales, según el caso). Cuando la estación de carga es de característica rápida, es posible que la demanda de una importante cantidad de potencia, necesaria para su funcionamiento, ocasione efectos adversos en la red, como la disminución de tensión en ese punto debido a las elevadas corrientes involucradas.

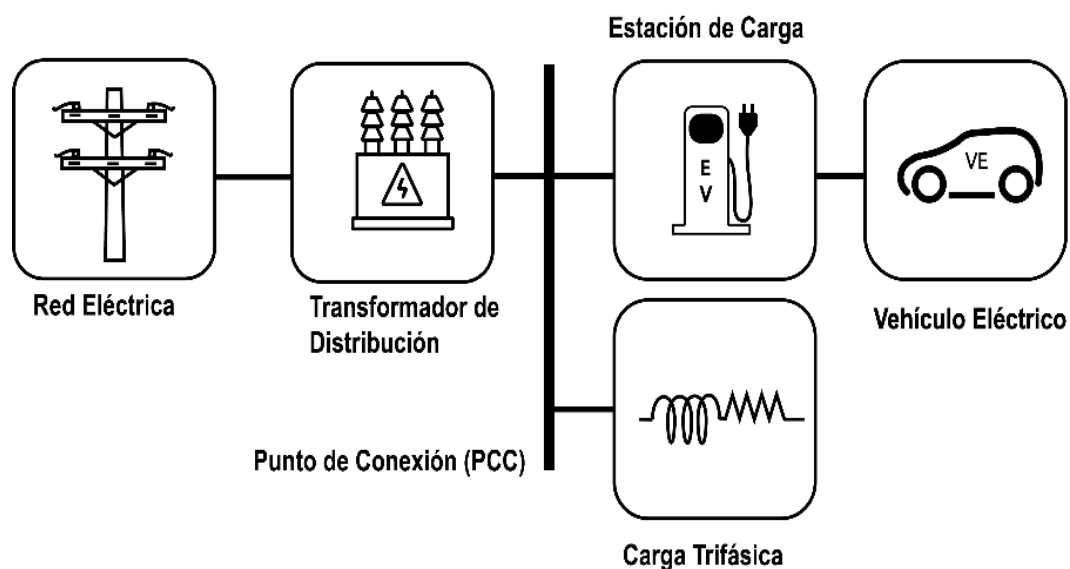


Figura 3. Esquema de conexión de los elementos de una red eléctrica de baja tensión con incorporación de un VE.

La interfaz encargada de conectar los elementos, organizar el equipo necesario para un adecuado enlace con el vehículo y, sobre todo, regular el suministro de potencia (activa o reactiva), es lo que conocemos como una estación de carga. En última instancia, esta estación de carga se traduce en un inversor bidireccional o un convertidor electrónico de potencia, y a lo largo de este trabajo, se utiliza estos tres términos de manera indistinta. En

la Figura 4 se presenta un esquema convencional de conexión entre la red eléctrica y la estación de carga, mientras que en la Figura 5 se presenta un ejemplo concreto de este equipo. Las estaciones pueden ser utilizadas para carga residencial (con los niveles 1 o 2) y para carga pública (con niveles 2 o 3).

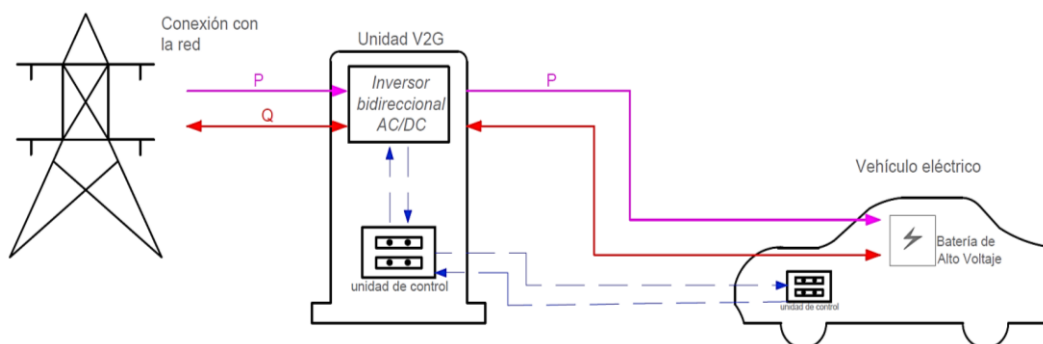


Figura 4. Conexión del inversor, red y VE



Figura 5. Estación de carga rápida para vehículos eléctricos.

2.2. Marco teórico y componentes necesarios para la implementación de la propuesta en un entorno de simulación

2.2.1. Control de potencia de un inversor trifásico bidireccional

Con el propósito de diseñar un componente que sea capaz de modelar eficazmente un inversor bidireccional, facilitando así la interacción con la red eléctrica en términos transferencia de potencia., en esta sección se parte de la teoría establecida en (Yazdani & Iravani, 2010).

En el trabajo se concluye que la cantidad de potencia activa y reactiva que puede despachar o absorber un convertidor electrónico de potencia trifásico depende exclusivamente de las corrientes en el eje directo i_d y en el eje de cuadratura i_q , que se encuentran en un sistema de referencia giratorio ortogonal también conocido como “ $dq0$ ”. Las ecuaciones que presentan esto se muestran a continuación:

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q) \quad (1)$$

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

Donde:

P : Potencia activa

Q : Potencia reactiva

v_d : componente de eje directo de la tensión

v_q : componente de eje de cuadratura de la tensión

i_d : componente de eje directo de la corriente

i_q : componente de eje de cuadratura de la corriente

Una de las conveniencias analíticas consiste en alinear el eje directo d del sistema coordenado $dq0$ con el vector de tensión de una fase en un sistema trifásico. Cuando se realiza esta alineación, varias simplificaciones se derivan automáticamente:

$V_q = 0$: Al alinear el eje directo con el vector de tensión de una fase, la componente en cuadratura de la tensión se convierte en cero, simplificando las ecuaciones y el análisis.

$V_d = |V|$: La componente en fase de la tensión se convierte en igual a la magnitud del vector de tensión de fase V , lo que facilita aún más los cálculos. Lo que resulta en,

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d) \quad (3)$$

$$Q = \frac{3}{2}(-v_d i_q) \quad (4)$$

De esta manera, se concluye que el control de potencia activa y reactiva en un convertidor electrónico de potencia se puede realizar de forma desacoplada. Por lo tanto, se observa en

ambas ecuaciones que es necesario obtener las dos corrientes para poder operar a voluntad las consignas de potencia que necesite. Con el objetivo de obtener las componentes de corriente en este sistema de coordenadas rotativas, se utiliza una herramienta matemática llamada Transformada de Park. Esta transformación simplifica el diseño de controladores en sistemas trifásicos, reduciendo la necesidad de utilizar solo dos controladores en el sistema de referencia $dq0$.

2.2.2. Control de las Consignas de Potencia

Según las ecuaciones 3 y 4, es evidente que el control de las potencias está directamente relacionado por las corrientes I_d e I_q . Por lo tanto, desde la perspectiva de la red, este convertidor se puede considerar como una fuente de corriente controlada (CCCS, por sus siglas en inglés), de naturaleza trifásica. Para los fines de simulación en este estudio, el sistema de pruebas consiste en la interconexión de elementos mostrados en la Figura 6.

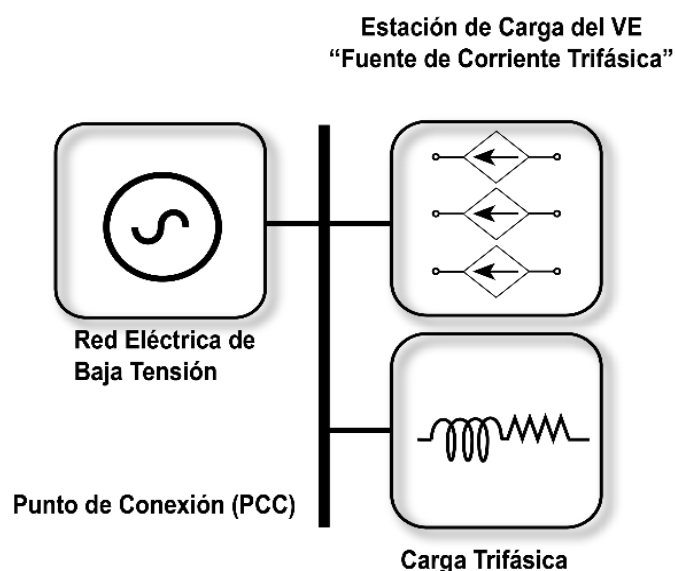


Figura 6. Sistema de pruebas diseñado para el estudio.

Para lograr que las consignas de potencia sean alcanzadas, se emplea la estrategia basada de un controlador Proporcional-Integral (PI) para cada tipo de potencia (Activa y Reactiva). A continuación, se proporciona una descripción detallada del método, haciendo referencia a la Figura 6 y Figura 7.

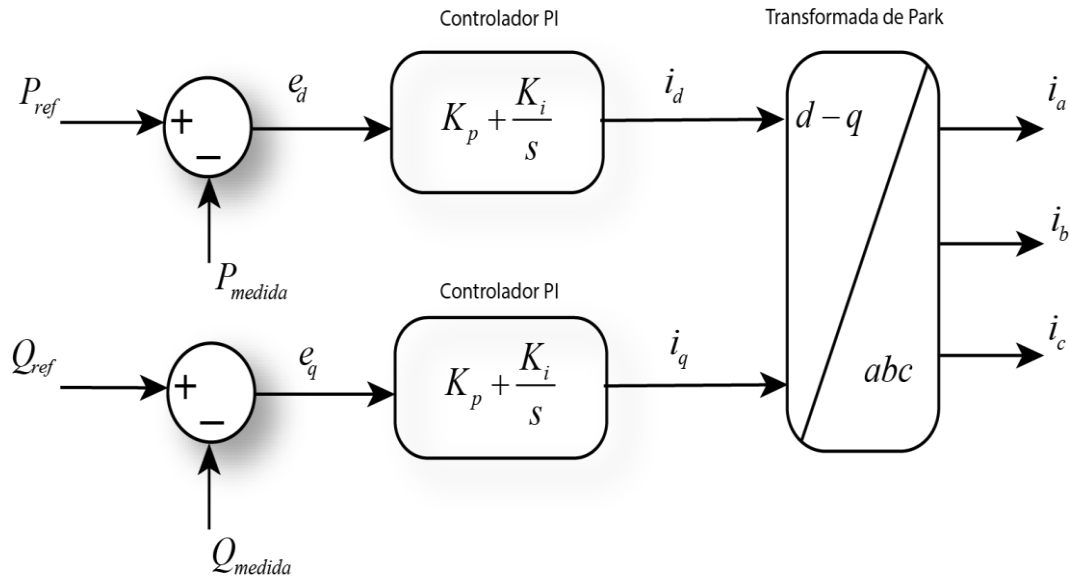


Figura 7. Control PI de potencias activa y reactiva del convertidor electrónico de potencia que modela a la estación de carga rápida de un VE

En primer lugar, después de establecer las consignas fijas de P y Q, denominadas P_{ref} y Q_{ref} , estas se comparan con las mediciones de potencia en el PCC, denominadas como P_{med} y Q_{med} . A partir de esta comparación, se calculan los errores e_d y e_q , que representan la diferencia entre ambas cantidades. Estos errores se utilizan como entradas para los controladores PI, que son responsables de generar las referencias de corriente I_d e I_q gestionadas por el convertidor electrónico de potencia. Estas corrientes se transforman al marco de referencia abc mediante la transformada de Park, cuya ecuación es la siguiente.

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \omega t & \cos \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\omega t + \frac{2\pi}{3} \right) \\ -\sin \omega t & -\sin \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) & -\sin \left(\omega t + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (5)$$

Donde:

I_d, I_q, I_0 : Componentes en coordenadas rotatorias de la corriente

I_a, I_b, I_c : Componentes en coordenadas de la corriente

ω : Frecuencia en rad/s

t : tiempo

De esta última ecuación es deducible que, si la triada de vectores en el marco de referencia abc es de característica balanceada, la componente I_0 será igual a cero. Además, para realizar esta transformación es preciso contar con una referencia de frecuencia del sistema, por lo que se hace el uso de un sistema de control basado en un lazo de seguimiento de fase (PLL, del inglés phase-locked Loop) (Nicastri & Nagliero, 2010). Estas corrientes I_a, I_b e I_c que se encuentran en el sistema convencional son inyectadas en el PCC de tal manera que cumplan las consignas de potencia. Según esta teoría, la estación de carga de un vehículo eléctrico, que funciona como un convertidor electrónico de potencia, se fundamenta en un modelo simplificado que fue desarrollado en el estudio (Ochoa, 2021).

2.2.3. Controlador de tensión para la simulación

En esta sección, se detalla el método propuesto en este trabajo, cuya función principal es controlar el flujo de potencia reactiva inyectado en el punto de conexión a la red de distribución por parte de la estación de carga rápida de vehículos eléctricos en respuesta a las fluctuaciones de tensión detectadas.

La carga rápida de un vehículo eléctrico a través de una estación de carga demanda una gran cantidad de potencia, lo que puede generar disminuciones en la tensión de la red eléctrica en el punto en el cual se conecta tal estación (PCC). Por otro lado, en situaciones opuestas, como en redes con una alta integración de energía solar fotovoltaica pueden producirse aumentos en la tensión (Almeida et al., 2021), o puede existir variaciones a lo largo del tiempo que son propias de las redes de distribución. Para solucionar estos problemas, se puede inyectar potencia reactiva (inductiva o capacitiva) de manera controlada a través del CEP. Esta técnica de compensación se ha identificado en (Gómez-González et al., 2018) como una solución atractiva para controlar la tensión de la red eléctrica en un punto determinado de la red de distribución eléctrica.

Según la profundidad en la variación de la tensión, se requiere la inyección de una cantidad específica de potencia reactiva por parte del CEP para disminuir dicha variación. Esta compensación se consigue mediante la manipulación controlada de la corriente de cuadratura del inversor, tal y como se indica en la ecuación 4. Por lo tanto, para estimar la porción adecuada de potencia reactiva a inyectar a la red en el punto de conexión de la estación de carga, se propone la implementación de un sistema retroalimentado con la topología ilustrada en la Figura 8.

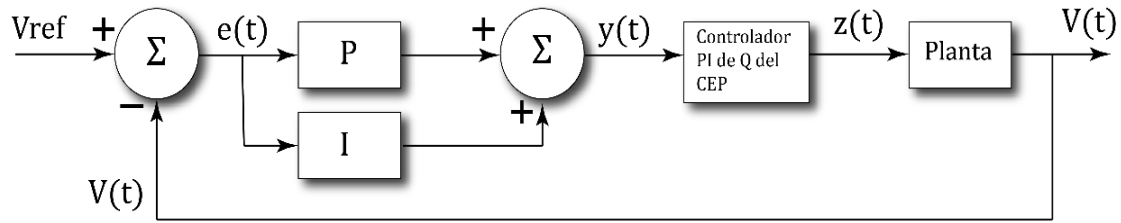


Figura 8. Esquema de control de tensión retroalimentado propuesto.

Este sistema es diseñado con el propósito principal de establecer en tiempo real los valores de consigna (Q_{ref}) que deberá alcanzar el CEP (Figura 7) en respuesta a los requerimientos de control de tensión en el punto de conexión del CEP a la red de distribución. En cuanto a la referencia de la potencia activa, (P_{ref}), en cambio, ésta seguirá una dinámica temporal predeterminada por los requerimientos de carga de la batería del VE, su nivel y modo de carga. Por tanto, P_{ref} es una variable que no va a ser modificada por el método propuesto.

El sistema de control consta de dos entradas: la tensión de referencia V_{ref} y la tensión real de la red, $V(t)$. La tensión de referencia representa la tensión deseada (la tensión nominal, en condiciones ideales), mientras que la tensión real de la red corresponde al valor de la tensión actual medido en el PCC. Ambas entradas se comparan, y la diferencia entre ellas se conoce como señal de error, denotada por $e(t)$. Esta última señal se introduce en un controlador proporcional-integral (PI) en paralelo, en donde la característica proporcional opera de manera que la salida del controlador aumente proporcionalmente al error existente. En otras palabras, a la señal de entrada se le aplica una ganancia constante, lo que significa que a medida que el error crece, la salida del controlador también aumenta. De forma simultánea, el controlador ejecuta su característica integral. Esta segunda característica se encarga de integrar numéricamente la señal de error en el dominio del tiempo con el objeto de que la señal de compensación a la salida del controlador reduzca este error a cero. La salida del controlador PI, $y(t)$, es la suma de las salidas de las etapas proporcional e integral y constituye la referencia de potencia reactiva que será aplicada al CEP como valor de referencia. A la salida del CEP, se obtiene la señal de control $z(t)$ que representa la corriente de cuadratura que deberá inyectar el CEP en el PCC para alterar la tensión de la red en ese punto.

Para determinar la tensión de referencia V_{ref} es necesario conseguir un valor que represente la terna de tensiones de un sistema trifásico. La variable que representa esto es la componente de secuencia positiva para un sistema balanceado. Para conseguir este valor,

en condiciones de estado estable, se utiliza la transformación a componentes simétricas para convertir las señales en el marco de referencia trifásico abc al sistema conformado por la secuencia positiva, negativa y cero $(+, -, 0)$ (Fortescue, 1918). Sin embargo, en situaciones en donde se trabaja en regímenes transitorios o en tiempo real es más bien conveniente emplear las componentes simétricas instantáneas (Ochoa Correa, 2021), utilizadas cuando se trabaja con cantidades de potencias instantáneas y definidas por la ecuación 6:

$$\begin{bmatrix} v_0(t) \\ v_+(t) \\ v_-(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} \quad (6)$$

En esta ecuación a es un número complejo igual $1 \angle 120^\circ$. Esta definición establece que cuando se dispone de un conjunto de tensiones trifásicas en el dominio del tiempo $[v_a(t), v_b(t), v_c(t)]$, es posible realizar esta transformación para obtener otro conjunto de componentes de secuencia $[v_0(t), v_+(t), v_-(t)]$ que también se encuentran en el dominio del tiempo. Aquí, la componente de secuencia cero siempre es real, y las componentes negativas y positivas son complejas conjugadas en un sistema equilibrado (LEVA, 2009).

Aunque este tipo de control no tiene restricciones para la entrega o recepción de potencia activa o reactiva, es posible definir límites físicos que estarán determinados por la capacidad del sistema de almacenamiento de energía y del inversor bidireccional utilizado. Por lo tanto, se puede establecer límites para $y(t)$ hallando la potencia reactiva máxima que puede manejar el CEP mediante el uso de la ecuación 7.

$$Q_{m\acute{a}x} = \sqrt{S_{m\acute{a}x}^2 - P_{m\acute{a}x}^2} \quad (7)$$

Donde:

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia activa máxima que maneja el inversor

$S_{m\acute{a}x}$: Potencia aparente máxima del inversor

La secuencia en la que se tiene que ejecutar el método para el control de la tensión se presenta en el diagrama de flujo ilustrado en la Figura 9.

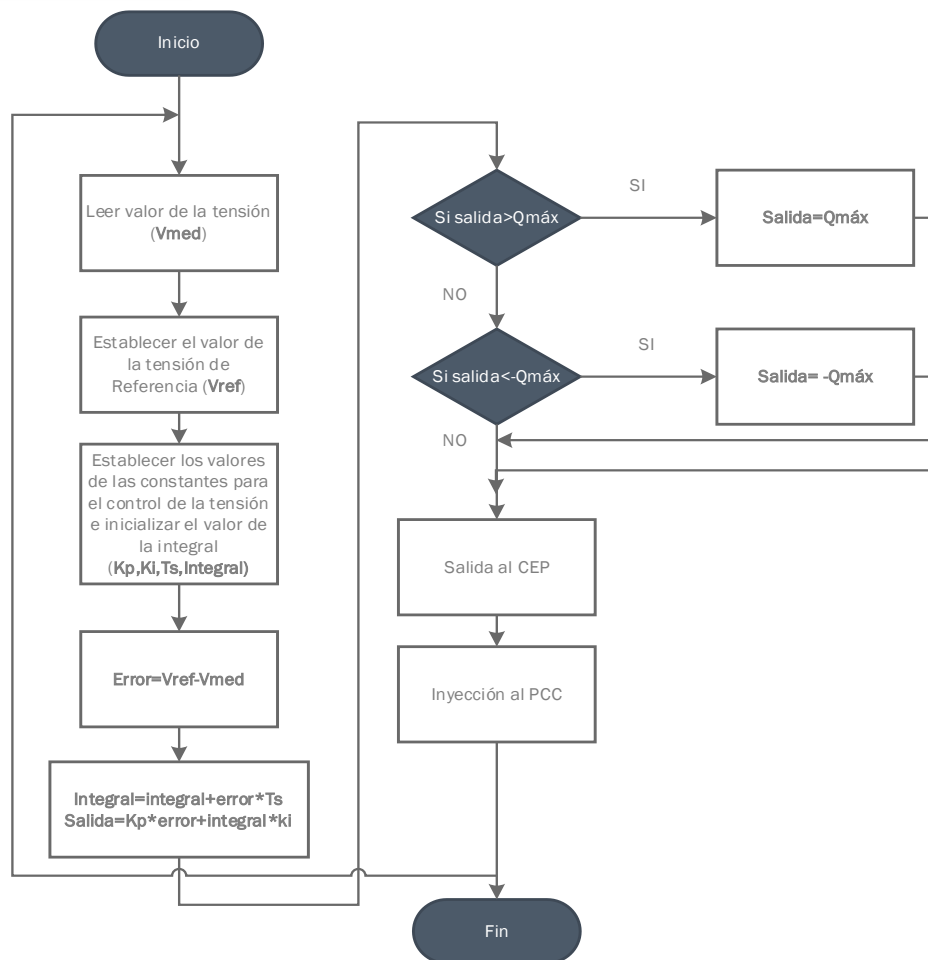


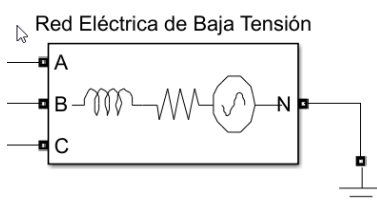
Figura 9. Diagrama de flujo del método de control retroalimentado de tensión propuesto a ser evaluado en el entorno de simulación.

2.2.4. Implementación de la propuesta en el entorno de simulación

Para validar la efectividad de la propuesta antes de su implementación experimental en el laboratorio, se emplea el entorno de simulación por computadora Simulink de Matlab. En la Tabla 6 se presentan los diferentes componentes del banco de pruebas diseñado para el efecto en el programa de simulación.

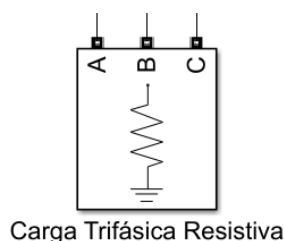
Tabla 6. Bloques utilizados en Simulink

Bloques de Simulink
Red eléctrica



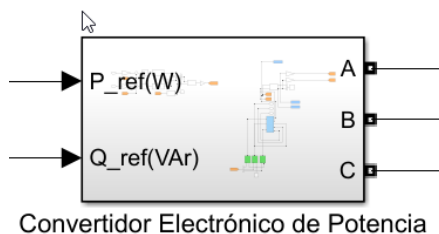
Descripción: En este bloque se modela la red eléctrica vista aguas arriba del PCC en baja tensión. Los parámetros a ingresar son la resistencia y reactancia de Thévenin en ese punto. Se utiliza una configuración Yn con el neutro conectado a tierra.

Cargas Trifásicas



Descripción: Con este bloque se modela las cargas que pueden estar conectadas en el PCC. En este caso, se ha determinado que esta carga tenga un factor de potencia unitario.

Convertidor Electrónico de Potencia



Descripción: Este bloque es el encargado de recibir las consignas de potencia (activa o reactiva) e inyectar corrientes trifásicas controladas al PCC. El signo positivo en la consigna significa que la potencia es absorbida por el CEP desde la red, mientras que el signo negativo significa que la potencia es entregada por el CEP hacia la red.

Sistema de Control del CEP

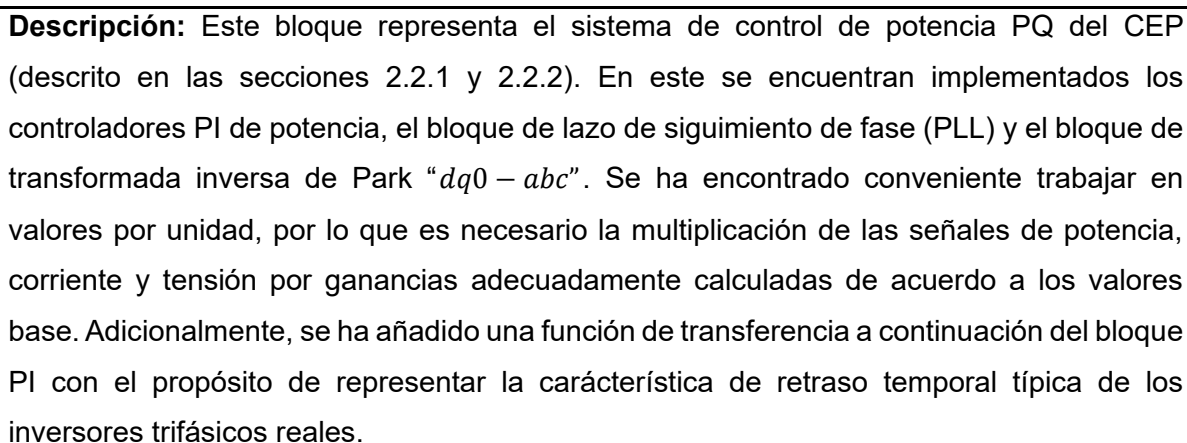


Diagrama de control de potencia de un convertidor Buck. El sistema incluye un controlador PI, un ganancia de 80e3, y un bloque de saturación (fcu) que limita el voltaje de salida de acuerdo a la capacidad de los dispositivos.

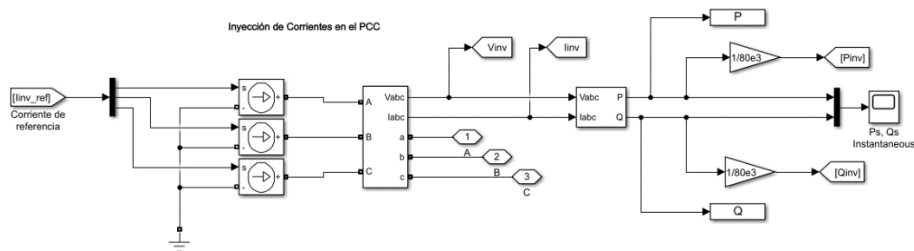
Descripción: Aquí se simula el Controlador de Compensación de Tensión propuesto mediante el controlador PI. La señal de tensión de referencia se establece en un valor fijo mientras que la señal medida proviene del PCC. Para la potencia reactiva se establece los límites de operación de acuerdo a las capacidades reales de los dispositivos físicos.

Transformación a componentes simétricas instantáneas (Magnitud)

Diagrama de bloques para la transformación a componentes simétricas instantáneas (Magnitud). El diagrama muestra dos canales de procesamiento. El canal superior toma 'linv' como entrada, lo procesa en un bloque 'abc' con '+0', luego en un bloque de transformación de fase (representado por tres líneas onduladas), luego en un bloque de magnitud '|u|', y finalmente en un bloque de ganancia '-K'. La salida se conecta a un puerto de salida 'I->pu' y a un puerto de salida 'I_pos'. El canal inferior toma 'Vinv' como entrada, lo procesa en un bloque 'abc' con '+0', luego en un bloque de transformación de fase, luego en un bloque de magnitud '|u|', y finalmente en un bloque de ganancia '-K'. La salida se conecta a un puerto de salida 'V->pu' y a un puerto de salida 'V_pos'. Los puertos de salida 'I_pos' y 'V_pos' están conectados a un puerto de salida común 'Vpu'. El puerto de salida 'Vpu' está conectado a un puerto de salida 'Vvu de la red'.

Descripción: Para las medidas de las variables tensión y corriente en el PCC se utiliza los bloques de transformación a componentes simétricas instantáneas. Se calcula la magnitud de cada cantidad mediante el bloque “abs” que calcula el valor absoluto en cada instante de tiempo. La señal resultante V_{pu} servirá para retroalimentar al sistema de control de tensión propuesto.

Punto de Conexión Común (PCC)



Descripción: En este punto son aplicadas las corrientes i_a , i_b e i_c , producidas por el inversor trifásico luego del proceso de conversión $dq-abc$. Aquí, se utilizan bloques de medición de las variables P , Q , V e I para retroalimentar a los controladores empleados y también para verificar la efectividad de las labores de compensación propuestas.

Los valores de los parámetros del sistema de pruebas implementado en el entorno de simulación y los resultados obtenidos se presentan en la sección 3. Finalmente, la Figura 10 y Figura 11 muestra la interconexión de todos los bloques que constituyen el sistema estudiado en simulación.

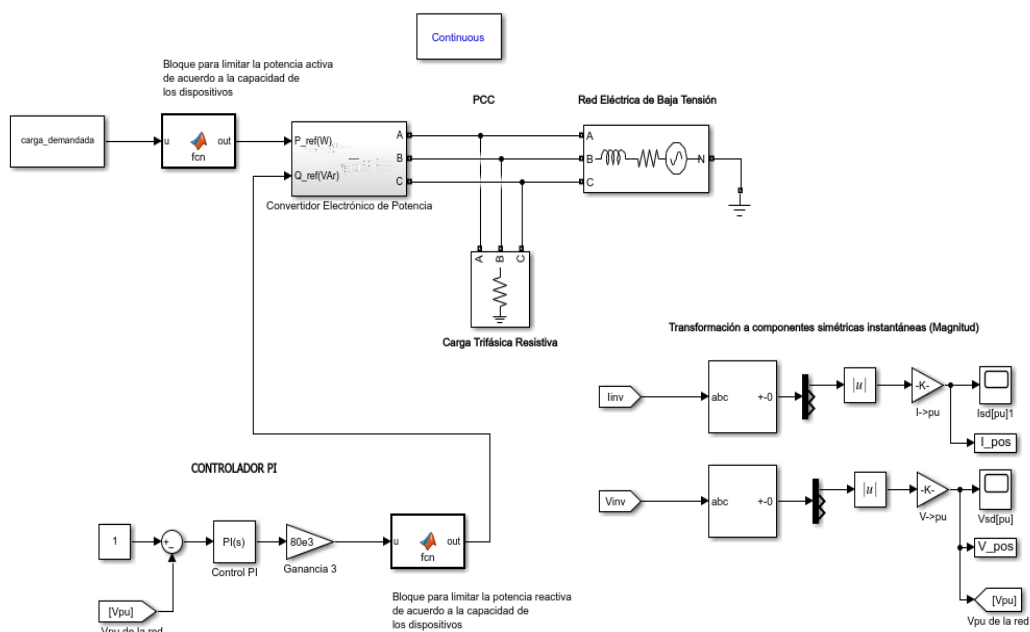


Figura 10. Ventana principal de Simulink en donde se muestra la interconexión de los elementos.

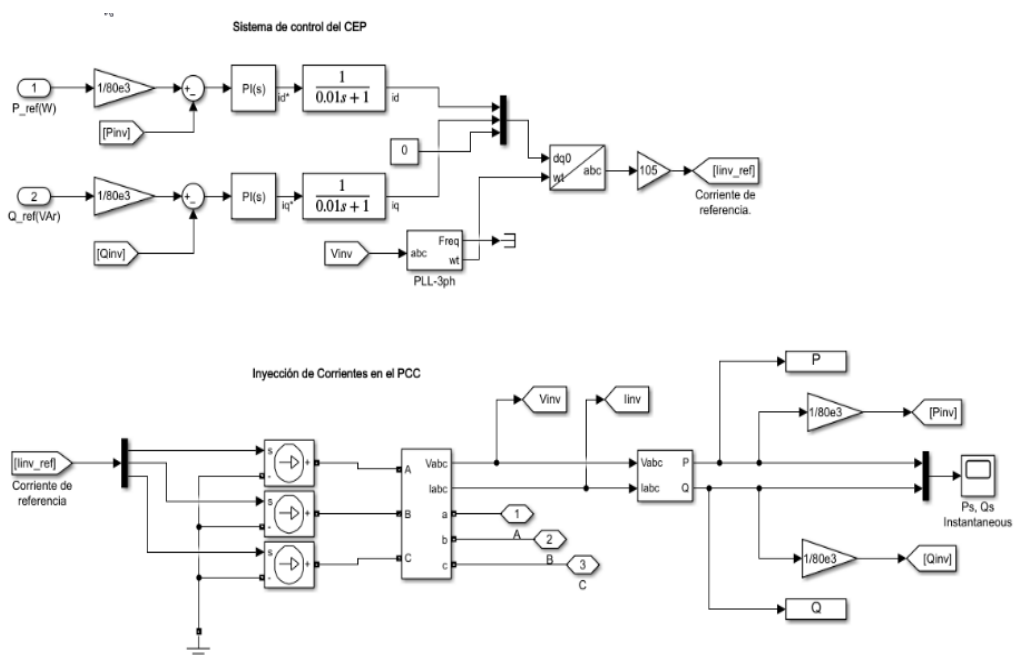


Figura 11. Ventana secundaria en donde se muestra el control interno del CEP.

2.3. Marco teórico y componentes necesarios para la validación experimental de la propuesta

2.3.1. Implementación práctica del controlador de tensión para su validación experimental

Las labores de validación experimental del método de control de tensión propuesto implican el uso de un lazo de control con retroalimentación PI práctico, similar aquel diseñado para el estudio en simulación. En esta sección se presenta el desarrollo de una rutina en el entorno de programación de Matlab que permita la ejecución de la propuesta en tiempo real.

El controlador a desarrollarse debe poseer una naturaleza digital, lo que implica la necesidad de contar con una representación matemática del diagrama de bloques que se muestra en la figura 8, en forma de una expresión discreta. En lo que respecta a la parte proporcional, su implementación es relativamente sencilla, ya que consiste en aplicar una ganancia predefinida. Por otra parte, para llevar a cabo la parte integral, se utiliza la técnica de integración trapezoidal (Chapra & Canale, 2007). La ecuación resultante para la implementación práctica del control PI es la siguiente:

$$y(t_k) = k_p e(t_k) + k_i \sum_{k=1}^n e(t_k) \Delta t \quad (8)$$

Donde:

$e(t_k)$: error entre el valor de referencia y el valor medido en un instante de tiempo t_k .

Δt : Tiempo de muestreo en la cual se realizan las tareas de control y toma de datos.

k_p, k_i : Constantes proporcional e integral.

El proceso de cálculo a seguirse para alcanzar el objetivo consiste en una secuencia de pasos similar a la simulación, con la diferencia de que ahora se emplean componentes y elementos físicos en lugar de elementos virtuales. La referencia de tensión del control propuesto se establece en un valor fijo, cercano al valor nominal de la tensión real en el PCC. Luego se ejecuta una rutina en donde primero se calcula el componente de secuencia positiva de la tensión medida en el PCC mediante el sistema SCADA. Luego, se realiza el cálculo para determinar la señal de error en tiempo real que se será utilizada por el controlador PI digital.

La ecuación 8 se codifica con el propósito de calcular y enviar las consignas de Q , las cuales son utilizadas por el inversor enlazado con el SCADA. Además, como paso adicional, se ha implementado una característica de "banda muerta" con el fin de evitar actuaciones

innecesarias del controlador cuando los desvíos de tensión medidos están por debajo de un umbral mínimo predefinido. Este concepto es especialmente relevante en sistemas de control para evitar la oscilación o fluctuación excesiva de la salida debido a pequeñas variaciones o ruido en la señal de entrada. Esta configuración busca evitar que el inversor se active ante fluctuaciones de tensión mínimas, con el fin de no sobrecargar sus operaciones innecesariamente.

Además, al igual que para la simulación, se establecen límites de operación para la potencia reactiva del inversor trifásico real, el cual se denota por $\pm Q_{m\acute{a}x}$. Estos límites de potencia reactiva van de la mano con la capacidad máxima capaz de entregar/absorber la batería de litio y el diseño de los componentes para soportar niveles de Q no superiores a los 30 kVAr. El diagrama de flujo presentado en la Figura 12 ilustra el proceso a seguir, con la integración de la función de zona muerta y rotulando el elemento encargado de cada parte del controlador.

El código de programación elaborado para la implementación física del control PI se presenta en el Anexo A, en donde se describe la estructura del método propuesto.

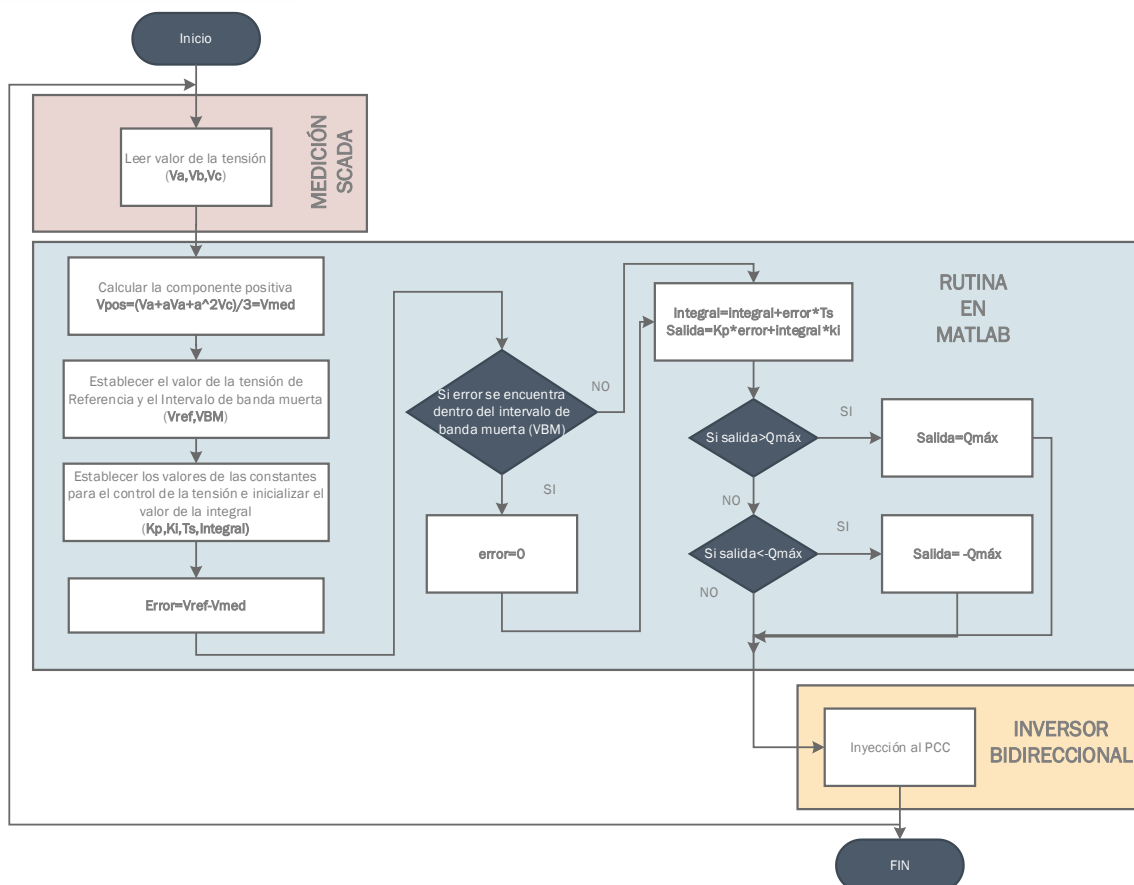


Figura 12. Diagrama de flujo del método diseñado para el control de tensión a ser implementado en el laboratorio,

2.3.2. Equipos utilizados para la validación experimental

En esta fase, se llevó a cabo la implementación experimental del sistema de control mediante la emulación de los componentes del vehículo eléctrico. Para ello, se hizo uso de los equipos disponibles en el laboratorio de Micro-Red, los cuales en conjunto actúan como un ambiente de pruebas controlado.

Los equipos para realizar las pruebas están descritos a continuación:

- **Batería de Litio**

Sistema de almacenamiento de baterías recargables tipo Ion-litio gestionado con comunicación Ethernet al sistema SCADA. El manejo de la energía de esta batería se realiza a través de un convertidor electrónico de potencia trifásico bidireccional, en el cual se implementará la estrategia de control propuesta. De acuerdo con la naturaleza y necesidades de este estudio, se empleará este equipo para emular el

comportamiento de la batería del VE. Las principales características del banco de baterías están descritas en la Tabla 7.

Tabla 7. Características del sistema de almacenamiento de Energía (SAE) de Litio

Características del Banco de Baterías	
Nro. de Baterías	11
Tensión nominal por batería	65.6 V DC
Potencia del Banco	88 kW
Capacidad de almacenamiento	44 kWh
Ciclos de carga y descarga	4000 ciclos
Temperatura	23 °C
Marca y modelo	Samsung (Corea), celda ELPT392-0002
Tensión en terminales	642 V DC
Vida útil	5 años
Eficiencia	95 %



▪ Carga Programable

Banco de cargas trifásicas variables tipo resistivo programable que utiliza el protocolo Modbus. Con el uso de este dispositivo se emula a las demás cargas conectadas al PCC. Las características principales se describen en la Tabla 8.

Tabla 8. Características de la carga programable

Características de la Carga Programable	
Tensión nominal	240/480 V AC trifásico
Potencia máxima	150 kW
Pasos de variación	5 kW

FabricanteEmerson Network Power
(USA)

- **Sistema SCADA**

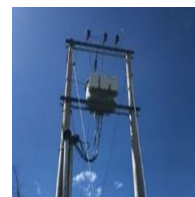
El monitoreo de todas las variables de medida y el sistema de control se realiza por un sistema SCADA. Éste posee una interfaz manejada por LabView e instalado en un conjunto de servidores modelo Lenovo X3550 M5. La topología del sistema es en modo anillo con fibra óptica comunicando todos los dispositivos de la interfaz hombre-máquina (HMI) asociado a cada componente. El HMI permite el control de todos los dispositivos del laboratorio. La comunicación de los convertidores de potencia está configurada con el protocolo Modbus TCP (Espinoza et al., 2017).

- **Red Eléctrica**

La red de distribución eléctrica es un sistema que transporta electricidad desde las subestaciones hasta los usuarios finales, operando a tensiones inferiores a 1 kV en el lado de baja tensión. Está diseñada para suministrar energía a hogares, pequeñas industrias y comercios en áreas urbanas y rurales. Las características se presentan en la Tabla 9.

Tabla 9. Características de la red eléctrica en el punto de conexión

Características de la Red Eléctrica	
Transformador	3F, 22 kV/220 V AC, Nro.: 30106
Potencia Transformador	150 kVA
Alimentador	0523
Frecuencia de Red	60 Hz



- **Convertidor electrónico de potencia del banco de baterías de Ión-Litio (BPCS 80)**

Sistema encargado de la conversión de la energía integrado un inversor bidireccional que es capaz de realizar acciones de carga de batería o descarga (potencia activa). También, tiene la capacidad de transferencia bidireccional de potencia reactiva hacia el sistema conectado. Su placa y número de modelo indica que la capacidad del inversor es de 80 kVA. Sin embargo, debido a las limitaciones de los conductores instalados, la capacidad efectiva de este equipo es de 50 kVA, de los cuales se pueden aprovechar 30 kVAr para el control de potencia reactiva. Las principales características están descritas en la Tabla 10.

Tabla 10. Características del convertidor electrónico de potencia

Características del BPCS 80	
Tensión nominal	400 V AC 4 hilos
Potencia	50 KVA
Frecuencia	60 Hz
Corriente nominal entrada	115 A
Tensión rectificada	642 V
Modelo	BPCS 80



▪ Vehículo eléctrico

El vehículo eléctrico seleccionado para este estudio es la furgoneta modelo BYD T3 de origen chino, diseñado principalmente para uso comercial y de reparto. Este vehículo, que forma parte de la flota de medios de movilidad eléctrica del laboratorio, ofrece una autonomía considerable con una sola carga, adecuada para la logística urbana y suburbana. Además, integra tecnologías modernas de asistencia al conductor y conectividad. Algunos detalles técnicos se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11. Detalles Técnicos del Vehículo BYD

Características del BYD T3	
Tipo	Eléctrico
Potencia	134 Hp
Neumáticos	196/60 R 16C
Autonomía	300 km
Tipo de Conector	CCS



Modelo	VAN T3
--------	--------

- **Estación de Carga Rápida**

La estación de carga, modelo Raption 100 de CIRCONTROL, es una solución de carga rápida para vehículos eléctricos, capaz de entregar hasta 100 kW de potencia. Destaca por su alta eficiencia y su diseño robusto, ideal para ubicaciones públicas y flotas comerciales. En la Tabla 12 se muestran las características de la estación de carga.

Tabla 12. Características de la Estación de Carga

Características de la Estación de Carga	
Alimentación	Trifásica
Potencia	100 kW
Tipo de Conector	CCS/Chademo
Modelo	Raption 100



El diagrama unifilar del banco de pruebas experimental implementado en el Laboratorio de Micro-Red se pueden observar en la Figura 13. Complementariamente, en la Figura 14 se muestra un diagrama esquemático de la interconexión entre los diferentes elementos y la infraestructura de comunicación y control.

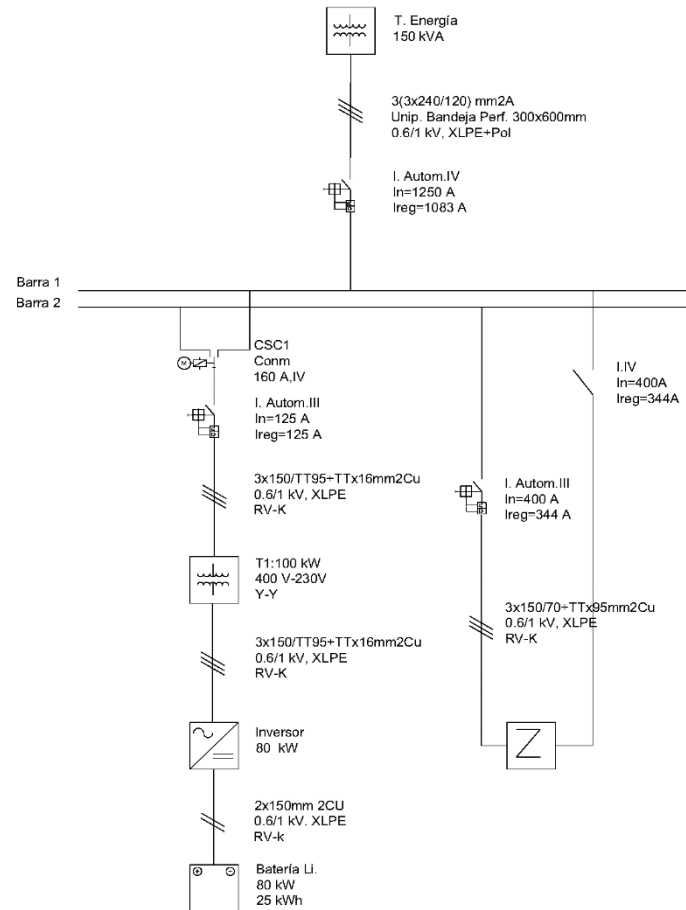


Figura 13. Diagrama Unifilar del banco de pruebas implementado para la validación experimental

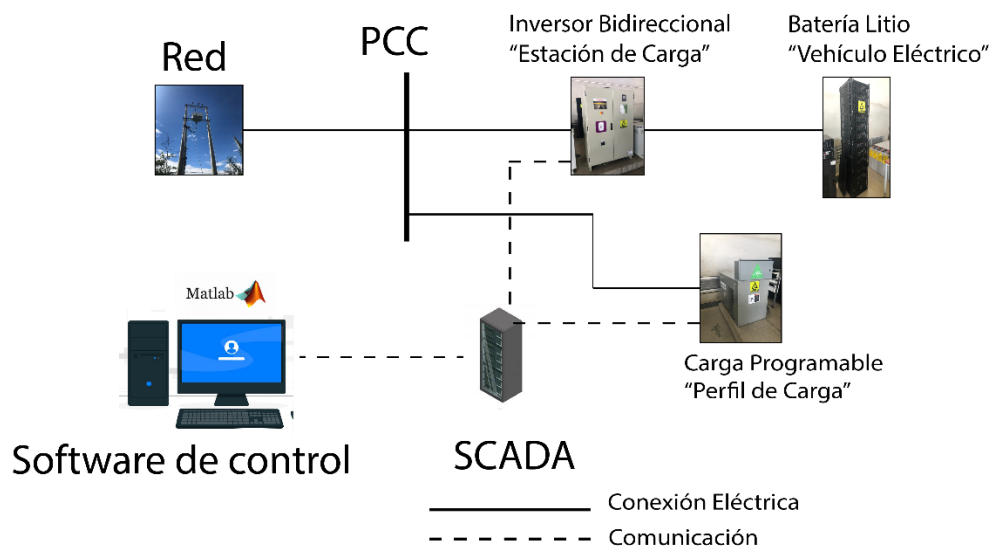


Figura 14. Diagrama esquemático de conexión de quipos e infraestructura de control

3. Resultados

3.1. Perfil de Carga del VE

Para realizar las comprobaciones de la propuesta del método de control, se ha considerado el perfil de demanda real de un VE al cargar su batería mediante un proceso de carga rápida. El punto de conexión en dónde se realizó la toma de datos está ubicado en el laboratorio de Micro-Red de la Universidad de Cuenca. Las características del vehículo se resumen en la Tabla 11. En este punto de la red de distribución también se encuentran conectados a la red otros tipos de carga, que corresponden al sistema de iluminación y equipos del laboratorio. Se realizó la lectura de datos mediante un analizador de calidad de energía. La Figura 15 muestra el perfil de carga real del VE. Este perfil se obtuvo cuando el VE se encontraba con un estado de carga (SOC, por sus siglas en inglés) alrededor del 40 %, y que terminó al completarse el 100%. Es recomendado por los fabricantes de las baterías no descargar a un VE por debajo del 40% ya que, como se menciona en (Tang et al., 2017), a mayor profundidad de descarga, mayor será la degradación de la batería y la vida útil se verá reducida.

3.1.1. Observaciones de la carga rápida

De acuerdo con los resultados de la Figura 15, se aprecia que el proceso de carga comienza con un aumento rápido de la potencia hasta alcanzar un pico que se mantiene durante la fase inicial del proceso, lo cual es típico de la fase de carga constante de un VE, donde la batería puede aceptar una alta tasa de potencia sin sobrecalentarse. Luego existe un periodo donde la potencia de carga se mantiene relativamente constante, lo cual es común en las primeras etapas de la carga rápida, indicando que la batería está aceptando la carga a su máxima tasa posible sin llegar a su límite térmico o de capacidad.

A medida que la carga avanza, se observa una disminución gradual en la potencia. Esto generalmente ocurre a medida que la batería se acerca a su capacidad total, donde la gestión de la batería comienza a reducir la velocidad de carga para evitar sobrecargar y dañar la batería. La potencia disminuye en pasos, lo que podría indicar un algoritmo de control de carga que ajusta la potencia en intervalos para optimizar el proceso de carga y proteger la integridad de la batería a medida que llega a su capacidad máxima. Al final, hay una disminución a cero, lo que indica que la carga ha finalizado y que la batería ha alcanzado el 100% de su capacidad.

El perfil también revela que el proceso de carga se realiza de forma ininterrumpida y que el VE, el BYD T3, parece tener una batería que responde bien a la carga rápida, un aspecto

importante para los usuarios que dependen de recargas rápidas para continuar con sus actividades diarias sin largos periodos de inactividad.

Ahora bien, para evaluar la efectividad de la propuesta tanto en el entorno de simulación como en el proceso de validación experimental en laboratorio, la curva de la figura 16 será tomada como consigna de potencia activa P_{ref} a ser aplicada al CEP.

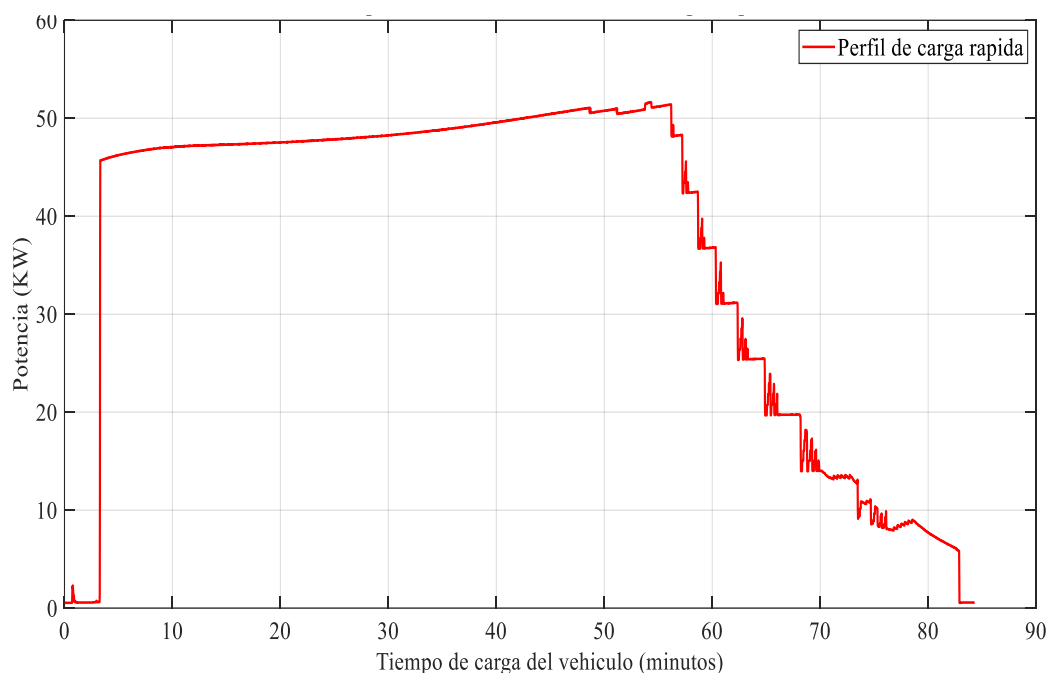


Figura 15. Perfil de Carga (rápida) del VE BYD tipo Van

3.2. Entorno y variables de la Simulación

En esta etapa, se emplea el perfil de la Figura 15 como valor de referencia en la entrada del convertidor, simulando así la absorción de energía por parte de la batería del vehículo eléctrico manejada por la estación de carga rápida. Al trabajar con valores normalizados (por unidad), es crucial definir los valores base de referencia que se aplicarán en los bloques de ganancia para transformar las señales a unidades normalizadas. Los datos empleados para esta conversión se detallan en la Tabla 13.

Tabla 13. Valores base para la conversión a por unidad (pu)

Sbase	80KVA
Vbase	220 V
(ph-ph)	
Ibase	210 A

El valor de la potencia base se determinó en función de la capacidad del inversor, que es de 80 kVA instalado en el laboratorio. Se considera 55 kW como valor máximo de potencia activa del perfil mostrado en la Figura 15 y en la ecuación 9 se presenta la potencia reactiva máxima proporcionada por las capacidades del equipo al que se está simulando. También, en el bloque “PID” se activa la opción “anti-windup method:back calculation” con el objetivo de evitar problemas de desbordamiento numérico en el proceso de integración numérica acumulada que pueden ocurrir cuando el sistema controlado alcanza sus límites. Cuando éste se encuentra activo, el controlador toma medidas para evitar que la parte integral acumule un error excesivo cuando el sistema está saturado o cuando se encuentra en límites de operación.

$$Q_{m\acute{a}x} = 30 \text{ kVAR} = 0.375 \text{ pu} \quad (9)$$

Así mismo, en la Tabla 14 se presentan los valores de los parámetros de cada uno de los bloques descritos en la Tabla 6.

Tabla 14. Parámetros usados en la simulación

Parámetros de Red	
Tensión de Red	220 V Línea
Carga trifásica balanceada	3 kW
Parámetros del modelo de Control P	
Valor de la tensión de referencia	1 pu
Constante Proporcional (Kp)	5
Constante Integral (Ki)	50
Parámetros del modelo de Control Q	
Constante Proporcional (Kp)	-5
Constante Integral (Ki)	-50
Parámetros del Lazo de Control de Tensión	
Constante Proporcional (Kp)	5
Constante Integral (Ki)	80
Parámetros de la función de Retraso	
Constante de tiempo	0.01
Parámetros del Simulador	
Solver	Ode14x(extrapolation)
Tamaño de paso de cálculo numérico	0.2e-3

Una vez realizada la simulación, se analizan las variables de tensión, potencia activa y reactiva, tanto antes como después de aplicar el control propuesto.

3.3. Resultados de la simulación

3.3.1. Resultados del análisis de una red de distribución robusta

En la Figura 16 se presentan los resultados obtenidos al aplicar el método de control. Aquí, el valor de la impedancia de la red es $z = 0.0025 + j0.012\Omega$, descrito en (Gül & Gündoğdu, 2015) como un valor típico para redes distribución de baja tensión. Es importante aclarar que cuando en este trabajo se hace mención a la “falta de control de tensión”, se refiere a que el valor de referencia Q_{ref} indicado al CEP se establece en 0.

Durante el período intermedio del proceso de carga (Figura 16), se puede observar una distribución uniforme de la potencia reactiva, lo que significa que el controlador opera de manera estable, por este motivo, ese intervalo no requiere un análisis detallado. No obstante, es importante prestar especial atención a la parte inicial y final de los resultados, ya que en estos períodos críticos el método de control requiere un esfuerzo significativo para mantener la tensión en el PCC en valores cercanos a la referencia predefinida (1 pu). Entonces, los resultados se dividen en dos secciones, la primera sección se centra en la fase inicial, que abarca 26 segundos, mientras que la segunda sección se enfoca en la fase final del perfil de carga, que tiene una duración de 28 minutos. Analizando la totalidad de la ventana de tiempo de la Figura 16, se evidencia que el controlador propuesto responde óptimamente a los criterios de diseño pues la tensión resultante en el PCC es mantenida en su valor nominal pese a la demanda importante de potencia en ese punto, consecuencia del proceso de carga rápida del VE. Un análisis detallado de la dinámica de las variables de interés durante los procesos de inicio y finalización del proceso de carga se ofrece en las siguientes líneas.

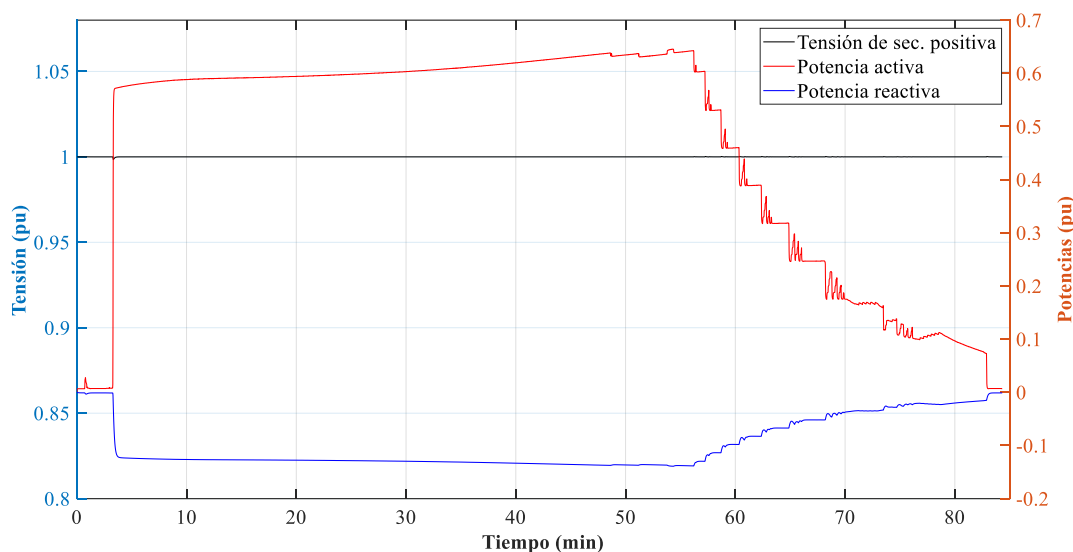


Figura 16. Tensión, Potencia activa y reactiva obtenidas al aplicar el método de control

En las siguientes figuras (18, 19 y 20) se presenta la comparación entre las magnitudes más importantes del sistema estudiado cuando se aplica el control y cuando no. Los resultados del perfil de tensión se detallan en la Figura 17 (a y b). En los momentos iniciales y finales de la carga, cuando no se aplican medidas de control, la tensión (representada por la línea azul) disminuye hasta alcanzar un valor mínimo cercano al 0.9973 pu. Esto no representa un problema significativo, ya que esta cifra apenas implica un desvío del 0.25% con respecto al valor de referencia. Sin embargo, cuando el controlador propuesto entra en acción, la tensión (indicada por la línea roja) llega a estabilizarse en la referencia de 1 pu.

En la Figura 18, se muestra la variación porcentual de la tensión antes y después de la intervención del controlador. Este análisis permite detectar si en algún momento la tensión supera el umbral del $\pm 8\%$, que es el nivel establecido en la normativa ARCERNR 002/20 (ARCERNR, 2020) para redes de baja tensión. En este caso se puede observar que esto no ocurre.

Además, en la Figura 19, se presenta la dinámica de la potencia activa (línea verde) absorbida por el CEP para cargar el vehículo eléctrico. La potencia reactiva (línea azul) permanece en 0, como era de esperar, dado que no hay acción por parte del controlador. Luego, cuando se aplica la compensación, la potencia reactiva capacitiva (línea roja) alcanza un valor máximo de 0.14 pu en su punto más alto.

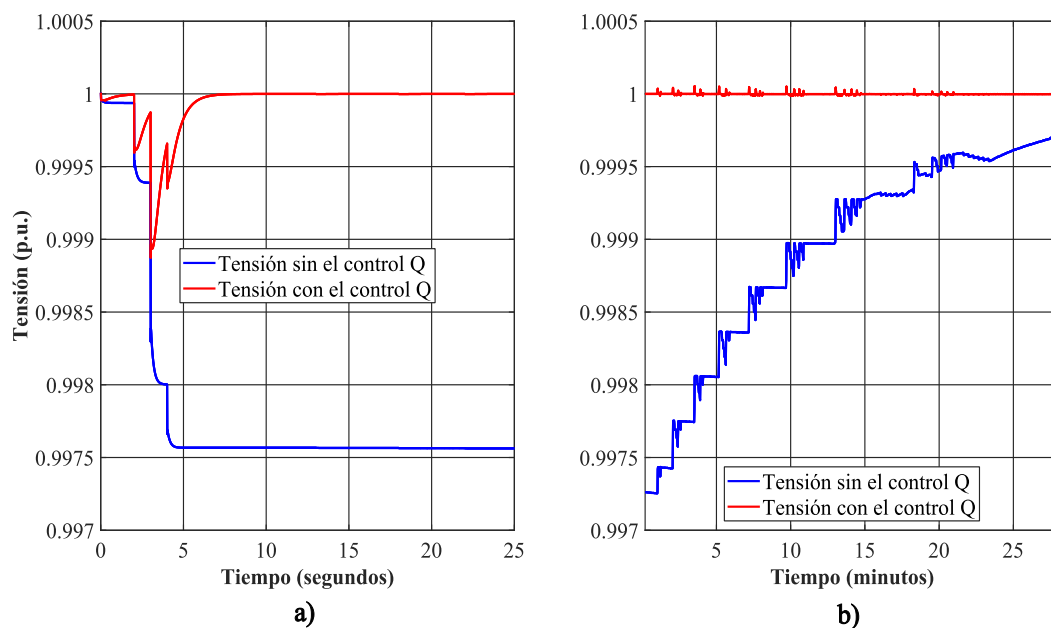


Figura 17. Resultados de simulación del proceso de control de tensión de una red robusta:
a) Tensión de secuencia positiva en la parte Inicial, b) Tensión de secuencia positiva en la parte final.

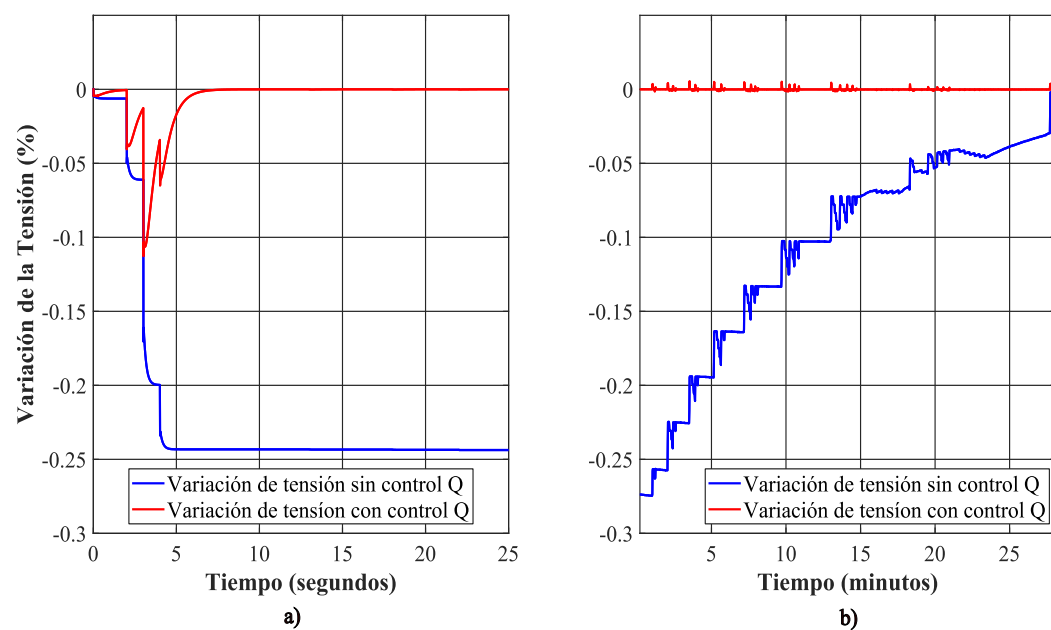


Figura 18. Resultados de simulación del proceso de control de tensión de una red robusta:
a) Variación de tensión en porcentaje en la parte inicial, b) Variación de tensión en porcentaje en la parte final.

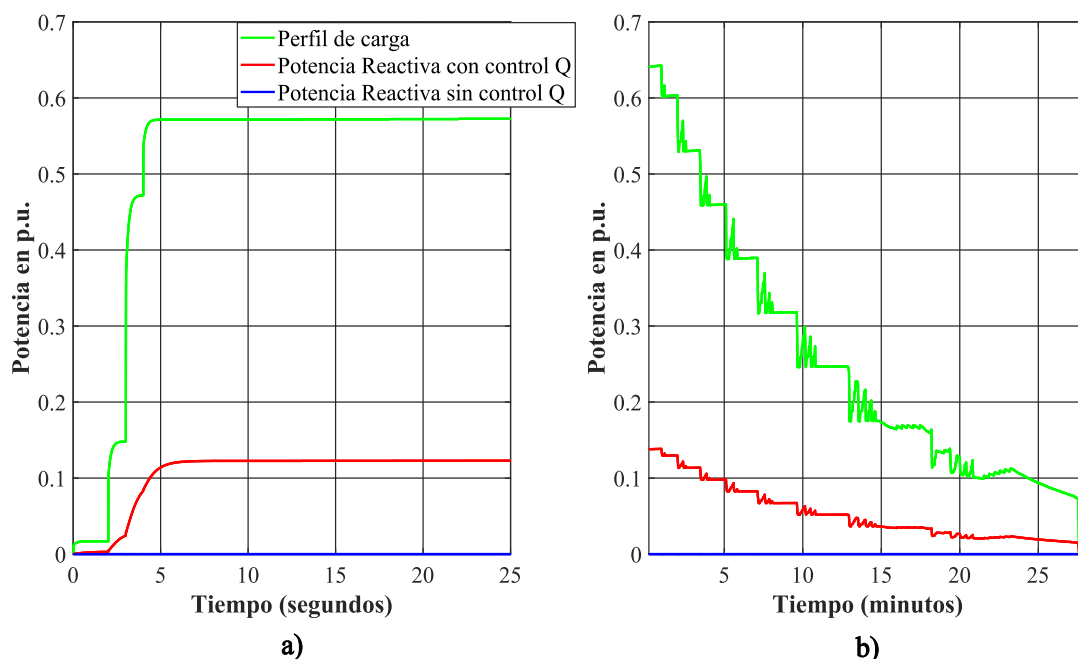


Figura 19. Resultados del proceso de control de tensión de una red robusta: a) Potencia activa y reactiva capacitiva en la parte Inicial, b) Potencia activa y reactiva en la parte final.

3.3.2. Resultados del análisis de una red de distribución débil

Según los resultados previos, es evidente que el controlador cumple con su función, aunque en una proporción relativamente pequeña ya que los niveles de tensión permanecen cercanos al valor de referencia. Debido a esto, se ha llevado a cabo una segunda simulación considerando que el PCC se encuentra asociado a una red de distribución algo más débil. Para ello, se emplea un valor de impedancia de red más elevado en el simulador. Una mayor impedancia de red refleja condiciones en las cuales un punto de la red se encuentra alejada de su fuente de alimentación. Entonces, el valor de la impedancia nueva utilizado es $z = 0.075 + j0.15\Omega$. Éste es un valor considerablemente mayor que la primera y, por lo tanto, se esperaba una caída de tensión más significativa en el PCC durante el proceso de carga del VE.

En la Figura 20(a) se puede observar que, sin control de potencia reactiva, hay una caída significativa de tensión que se inicia casi inmediatamente con el proceso de carga del VE y se mantiene en un valor muy por debajo del nivel deseado. Con el control de potencia reactiva, la tensión cae inicialmente, pero se recupera rápidamente y se estabiliza en un valor cercano al 1 p.u. demostrando la eficacia del control aplicado. En la parte final del proceso de carga, Figura 20 (b), se puede evidenciar un correcto desempeño del controlador propuesto pues la tensión se mantiene la mayor parte del tiempo en un valor cercano a 1 p.u. En contraste, la

tensión sin control muestra una tendencia gradual de recuperación que tiene la misma forma que la de potencia con elevada variabilidad.

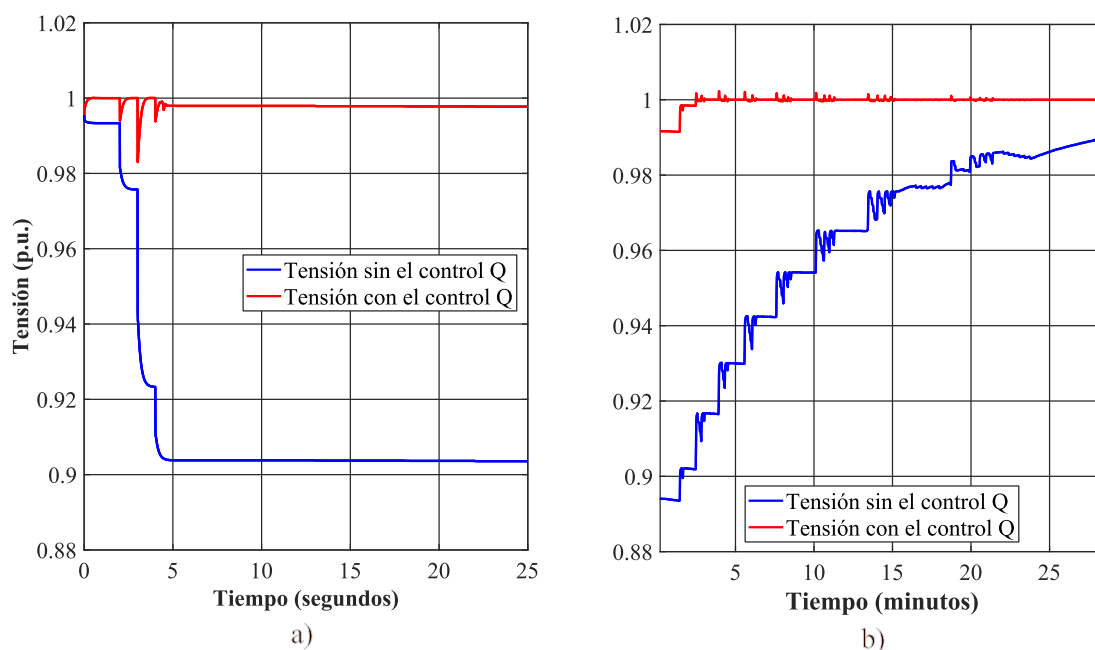


Figura 20. Resultados del proceso de control de tensión de una red débil: a) Tensiones de secuencia positiva en la parte Inicial, b) Tensiones de secuencia positiva en la parte Final.

Complementariamente, en la Figura 21 (a y b), se puede apreciar que, sin la acción del controlador, se producen caídas de tensión que supera el 8% de la normativa. En los valores máximos, la tensión disminuye hasta un valor de 0.887 pu, en contraste con el valor máximo de 0.99 pu que se alcanza cuando el controlador está en funcionamiento.

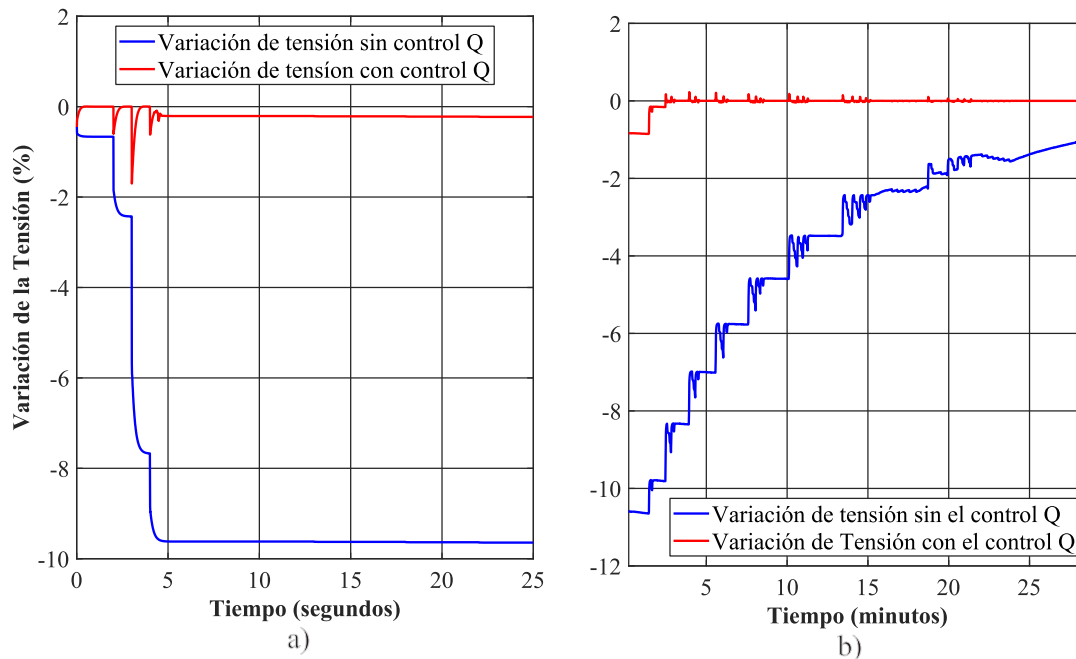


Figura 21. Resultados de simulación del proceso de control de tensión de una red débil: a) Variación de la tensión en porcentaje en la parte inicial, b) Variación de la tensión en porcentaje en la parte final

Finalmente, en la Figura 22 se muestran las potencias activa y reactiva. Lo más notable en estas figuras es que la potencia reactiva durante la acción del controlador se satura en un valor máximo de 0.375 pu. Este hecho permite verificar que la aplicación del control propuesto respeta los límites operativos del inversor, salvaguardando su integridad física para el caso de su implementación experimental en laboratorio. En la parte final (b), a medida que la potencia activa comienza a disminuir, la demanda de potencia reactiva también disminuye, permitiendo que el valor de referencia de tensión sea alcanzado sin mayor problema.

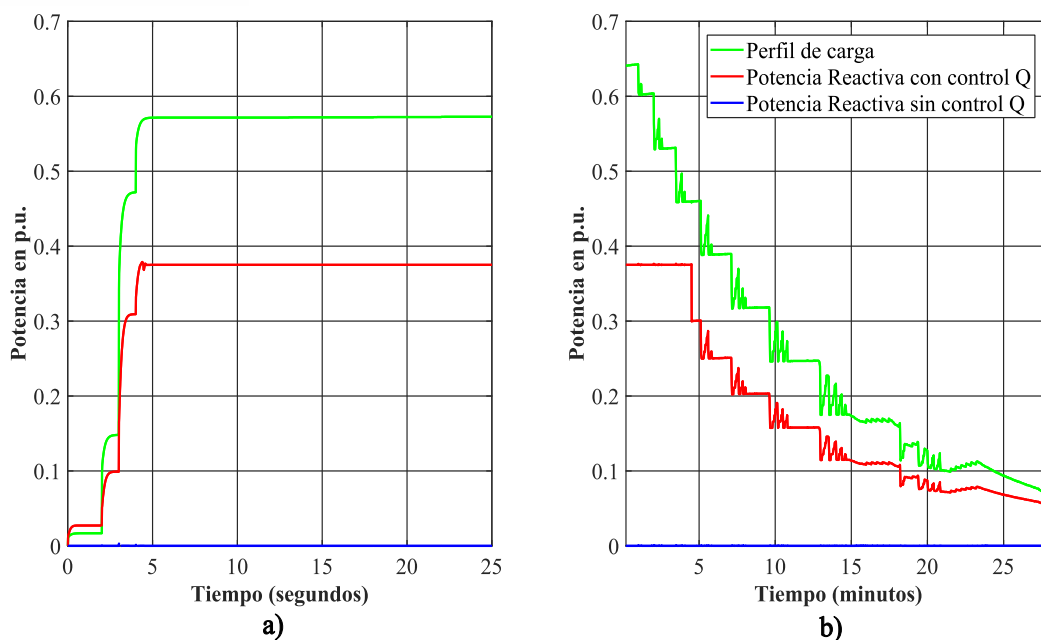


Figura 22. Resultados de simulación del proceso de control de tensión de una red débil: a) Potencia activa y reactiva capacitiva en la parte Inicial, b) Potencia activa y reactiva en la parte Final.

3.4. Resultados de la Validación Experimental

Los resultados de las pruebas experimentales conducidas en el laboratorio de Micro-Red se presentan en dos subsecciones. En la primera parte, se presentan los resultados obtenidos al realizar pruebas utilizando un controlador P. Este enfoque tiene como objetivo verificar posibles cambios en la tensión al inyectar potencia reactiva mediante la batería en un perfil de carga de prueba. Por otro lado, la segunda parte del análisis comprende los resultados de las pruebas llevadas a cabo mediante el uso del controlador proporcional-integral (PI) propuesto junto con el perfil de carga del VE de la carga programable.

3.4.1. Emulación del perfil de carga del VE con la carga programable

El perfil de carga de la figura 16 se emula mediante la carga programable disponible en el laboratorio, comandada por el sistema SCADA. Como puede apreciarse en la Figura 23, existe una ligera falta de correspondencia entre el perfil real y el emulado en el laboratorio. Esto es debido a que la amplitud de la potencia consumida por la carga programable se puede regular en pasos de 5 kW. Pese a esta limitación, el perfil de carga logrado en el laboratorio resulta adecuado para los fines que persigue esta investigación, En este punto es preciso indicar al lector que la carga programable trifásica del laboratorio es de naturaleza resistiva (impedancia real variable) y controlada mediante software.

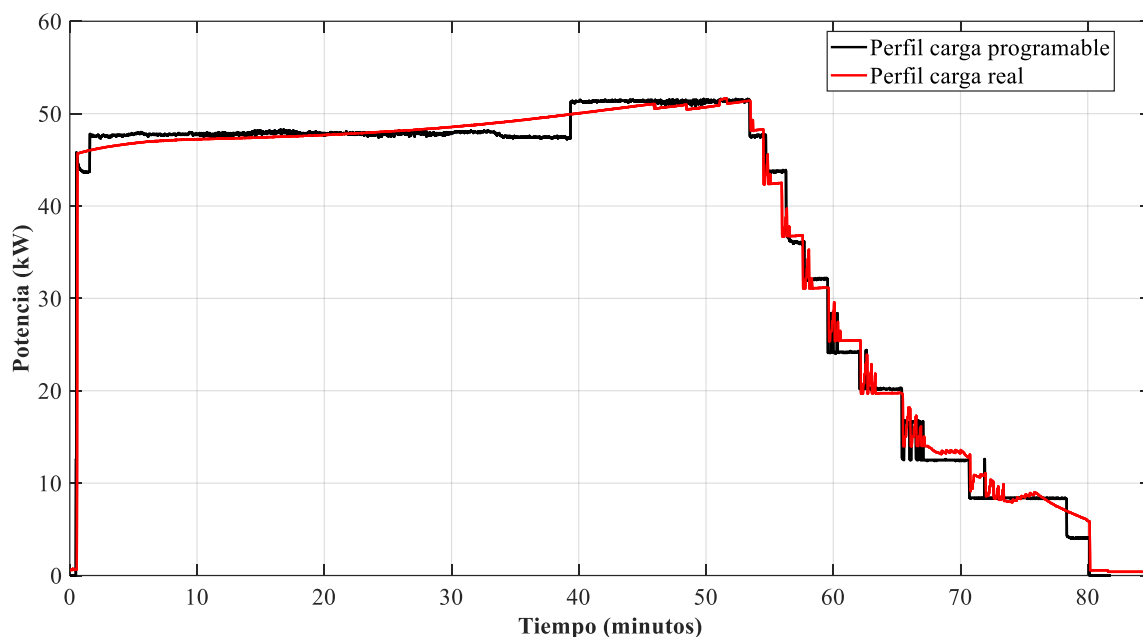


Figura 23. Comparación del perfil de carga real del VE con el perfil emulado mediante la carga programable del laboratorio.

En la Figura 24 se observa el comportamiento de la tensión en el PCC al aplicar el perfil emulado correspondiente a la carga del VE. Se observa que existe una caída considerable justo en el momento que se conecta la carga, alrededor del 3% del valor nominal (1 pu) con lo que se indica claramente el impacto directo de la carga rápida de un VE sobre la tensión de la red de distribución en el PCC. En la fase final, la tensión comienza a recuperarse, aunque no regresa completamente al valor inicial. Esto se debe a que la tensión está influenciada por cambios intrínsecos en la red, como las variaciones en la demanda que pueden estar ocurriendo aguas arriba del punto de conexión. Entonces, debido a esto se resalta la importancia de implementar estrategias de control para atenuar estos desvíos y mantener la estabilidad del sistema eléctrico. En la figura 26 se presenta el desvío de tensión en porcentaje experimentado por el PCC durante el proceso de carga.

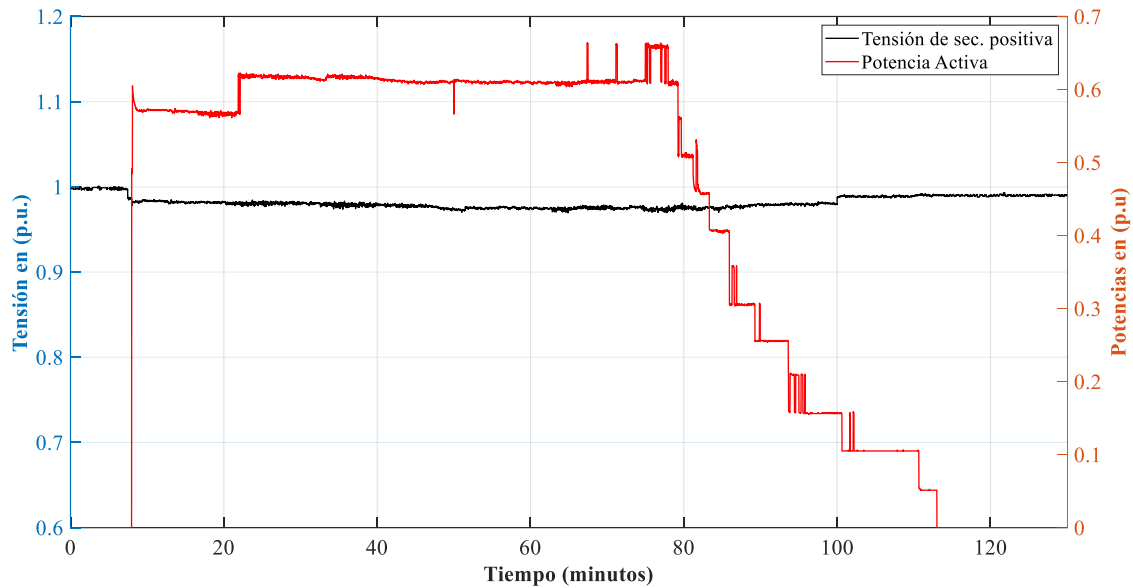


Figura 24. Disminución de tensión debido a la demanda de potencia activa.

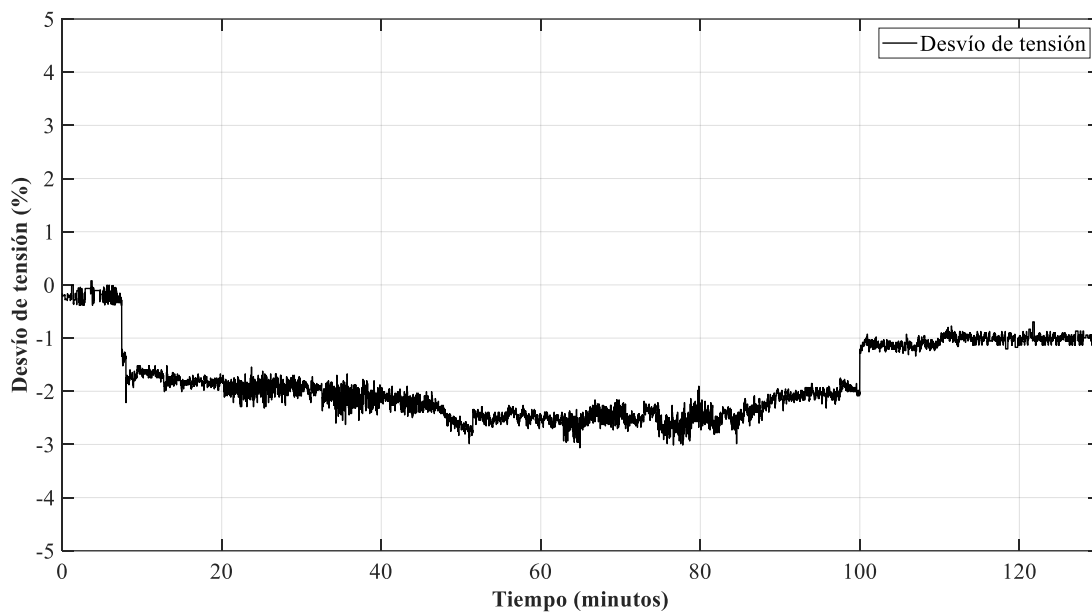


Figura 25. Desvío porcentual de la tensión debido a la entrada de carga del VE

3.4.2. Pruebas experimentales implementando el Controlador Proporcional

Previo a probar la efectividad del método mediante el controlador PI, se desarrolla pruebas mediante un controlador proporcional como estrategia para evaluar la viabilidad del método. Para ello, se emplea un perfil de carga arbitrario (diferente al perfil real de carga rápida del VE) el cual se indica en línea color roja en la Figura 26 y Figura 27. Este perfil de la carga programable tiene niveles de potencia considerablemente elevados, oscilando entre 0 kW y

70 kW, con variaciones sustanciales. Esto permite poner a prueba la capacidad de respuesta de este controlador. En esta prueba, se ha seleccionado una constante proporcional de $k_p = 18$.

Los resultados de esta evaluación, expresados en unidades por unidad (p.u.), se presentan en la Figura 26. En esta escala se observa que existe variación en la tensión cuando no existe inyección de potencia reactiva (azul). A partir de los 240 segundos de iniciar la prueba, cuando ya se encuentra presente la acción de control la potencia reactiva, se evidencia una menor caída de tensión en comparación con la primera parte donde no se aplicó compensación de potencia reactiva.

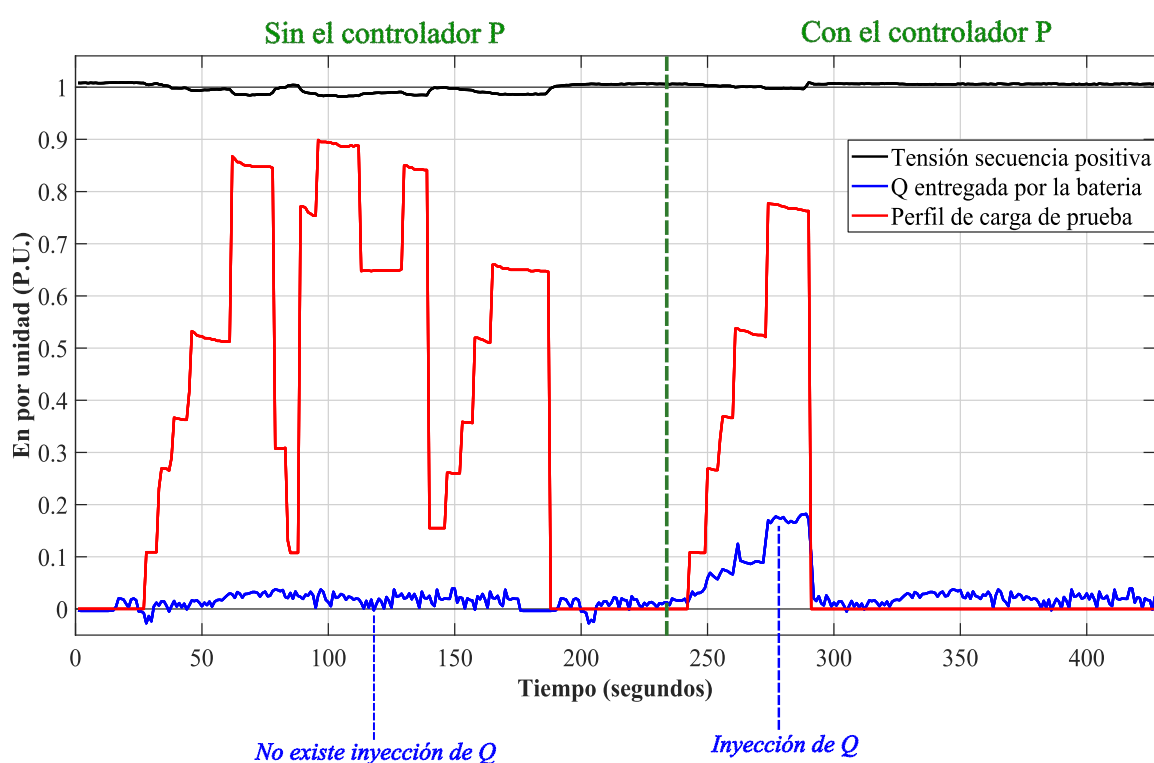


Figura 26 Resultados del control P en p.u. con un perfil de carga variable

El rendimiento del controlador P demuestra una respuesta positiva ante la caída de tensión ocasionada por un elevado consumo de energía provocado por la carga. Aunque estos resultados no sean tan notorios cuando se expresan en valores por unidad, una visualización más esclarecedora es utilizar las unidades originales, como se ilustra en la Figura 27. Esta figura está dividida en dos secciones: la izquierda representa los resultados sin la implementación del controlador P, mientras que la parte derecha muestra los resultados con la aplicación del controlador P. Este enfoque con unidades reales ofrece una visualización más detallada de la eficacia del controlador P al gestionar la caída de tensión frente a un

consumo de energía elevado. Las comparaciones entre ambas secciones de la figura permiten una evaluación más precisa de los beneficios aportados por la implementación del controlador proporcional.

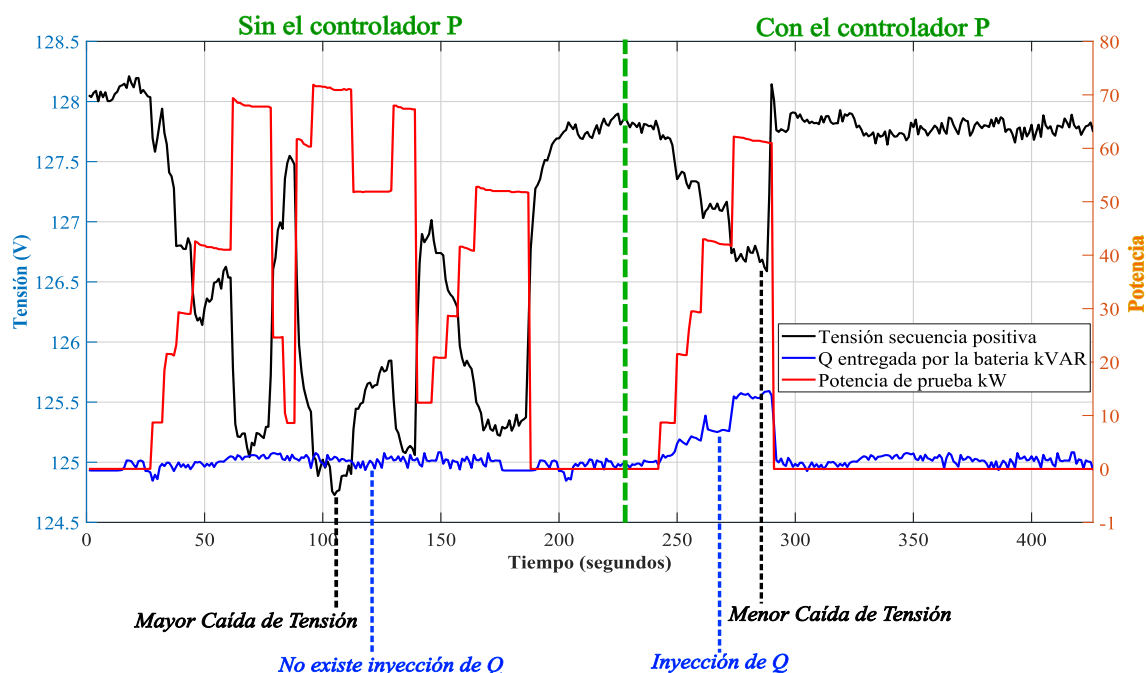


Figura 27. Resultados del control P en con las unidades respectivas con un perfil de carga variable

En ausencia de la inyección de potencia Q por parte del inversor, se evidencia una notable caída de tensión. Sin embargo, al implementar el controlador junto con un perfil de carga, se observa una inyección de potencia reactiva que contribuye significativamente a mitigar la caída de tensión en comparación con el escenario inicial. Cuando no se aplica ningún control, la tensión disminuye hasta alcanzar un valor por debajo de los 125 V. Sin embargo, cuando se activa la compensación, la tensión se mantiene por encima de los 125 V. Esto sugiere que la implementación de la parte integral al controlador es prometedora.

3.4.3. Resultados Controlador Proporcional – Integral

Concluida las pruebas del controlador P, con certeza de que la inyección de potencia reactiva en el PCC causa un efecto notorio en el estado de la tensión, se evalúa un controlador que, en principio, debería proporcionar una mayor eficacia, como lo es el proporcional-integral. En el código de programación del anexo A, el cual muestra la implementación de la estrategia propuesta esquematizada en la Figura 12, se incluye una característica de banda muerta para que el compensador no actúe cuando exista un intervalo de variación de tensión menor o

igual al 0.5%. Esto ayuda para que el convertidor no sea expuesto a arduo trabajo. Otro limitante al momento de las pruebas es que la batería de Litio y el inversor bidireccional solo pueden entregar o absorber potencia reactiva hasta un máximo de 30 kVAr, como también se estableció en la simulación; este limitante esta explícito en la programación. Los parámetros del programa para el control PI se describen en la Tabla 15.

Tabla 15. Parámetros y limitantes para el controlador PI Digital

Límites	
Banda muerta	0.5% V
Máxima potencia reactiva de envío o absorción	30 kVAr
Tensión de referencia	1 p.u.
Parámetros del Controlador PI Digital	
Constante Proporcional (Kp)	5
Constante Integral (Ki)	80
Delta Tiempo (ΔT)	0.01 segundos

Una vez ejecutado las pruebas, se obtiene los resultados del controlador al aplicar el perfil de carga del VE. Para una mejor interpretación de los resultados, se divide la ventana de tiempo en dos partes: una etapa inicial y la etapa final del proceso de carga, pues como se muestra en la Figura 23, durante la parte central la potencia se mantiene constante. Por lo tanto, el análisis más crucial del comportamiento de todas las variables se centra en estos dos sectores críticos. En este sentido, para obtener un análisis más detallado de los resultados de todo el perfil de la carga programable y el perfil de tensión, se ha preparado la Figura 28. Al examinar la figura en el subgráfico (a), se observa que la tensión se esfuerza por mantenerse en el valor de 1 por unidad siempre que la red lo permita. Es importante destacar que las variaciones en la red imponen limitaciones al control completo, además se observa que la salida del inversor llega a su punto de saturación ya que el inversor no puede suministrar una potencia reactiva superior a los 30 kVAr. En la parte final del subgráfico (b), se observa una mayor variabilidad de potencia reactiva, En esta etapa, la influencia del controlador es claramente evidente, ya que es capaz de inyectar tanto potencia reactiva capacitiva como inductiva. La razón detrás de este comportamiento inductivo radica en que, a pesar de que la carga es inherentemente resistiva y debería causar caídas de tensión, también se producen aumentos en la tensión debido a factores externos ajenos al entorno de pruebas, pero propios de la red. Por lo tanto, el controlador detecta esta variación y actúa en

consecuencia, entregando potencia reactiva inductiva para lograr su objetivo. En esta fase final, es notable que la salida del controlador no llega a saturarse.

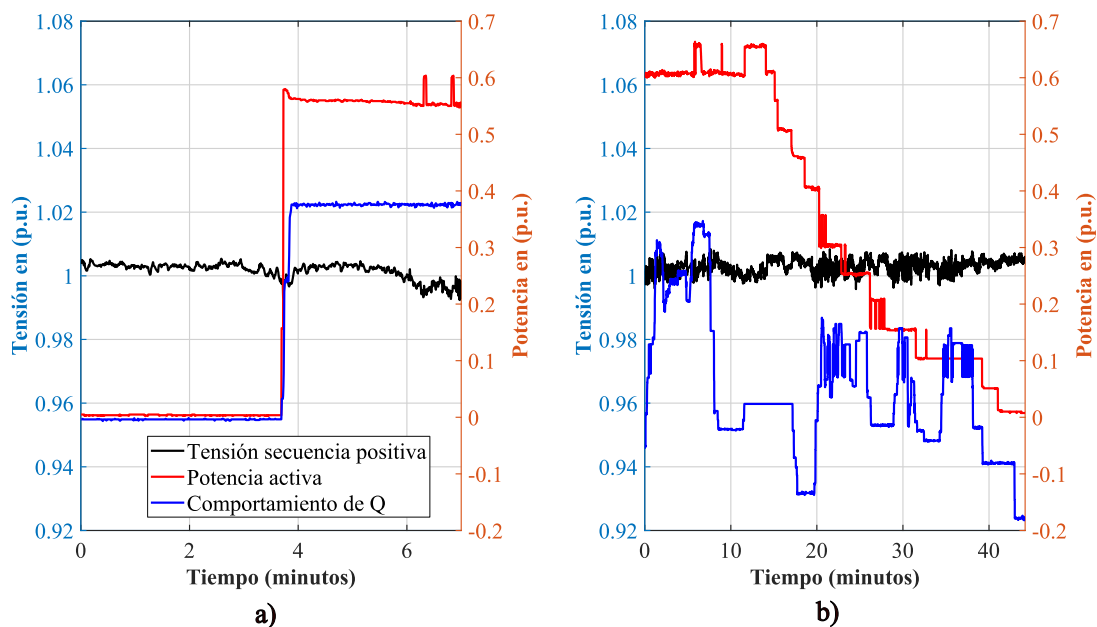


Figura 28. Resultados de la validación experimental del control PI: a) Tensión, Potencia activa y reactiva al inicio; b) Tensión, Potencia activa y reactiva durante la parte final de la carga

Finalmente, en la Figura 29, se observa una tendencia de caída de tensión reducida, indicando que el controlador PI está desempeñando su función de manera eficiente al suministrar potencia reactiva para regular la tensión. Este resultado respalda la efectividad del controlador PI en la estabilización del sistema y la mitigación de las fluctuaciones de tensión inducidas por la carga del VE.

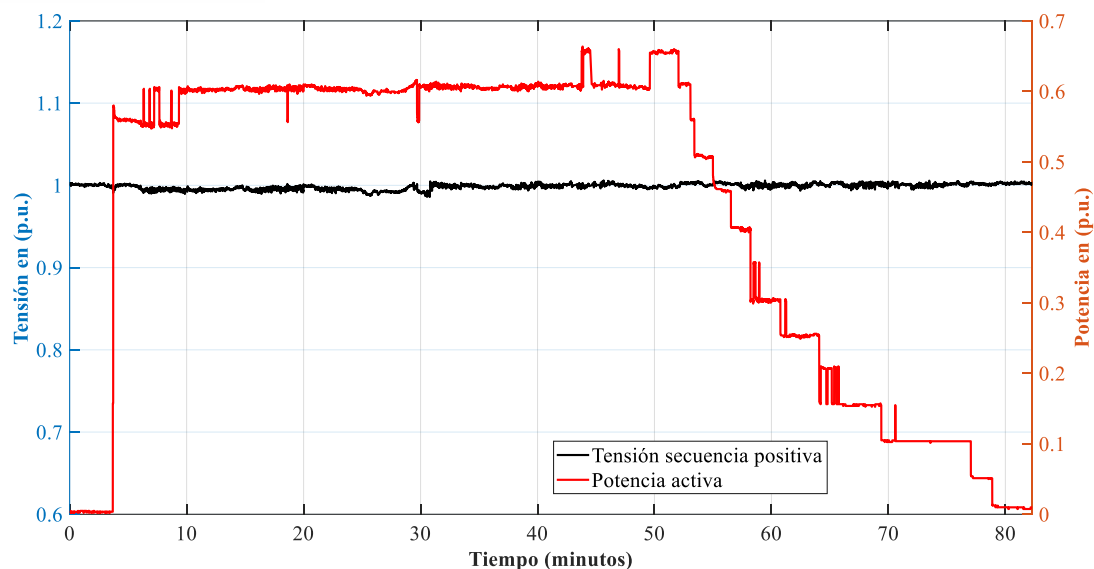


Figura 29. Resultados del control PI: Comportamiento de la tensión durante toda la carga del VE mediante la aplicación del control PI

En la Figura 30 se evidencia que el desvío de tensión se limita a un máximo del 1.4%. Este análisis demuestra que el controlador PI desempeña un papel crucial en la reducción de las fluctuaciones de tensión, asegurando que el sistema mantenga la estabilidad y cumpla con los requisitos de calidad de energía establecidos. Es importante destacar que tanto antes como después de la intervención del controlador, la tensión se mantiene dentro del límite establecido por la normativa ecuatoriana, que es del 8%.

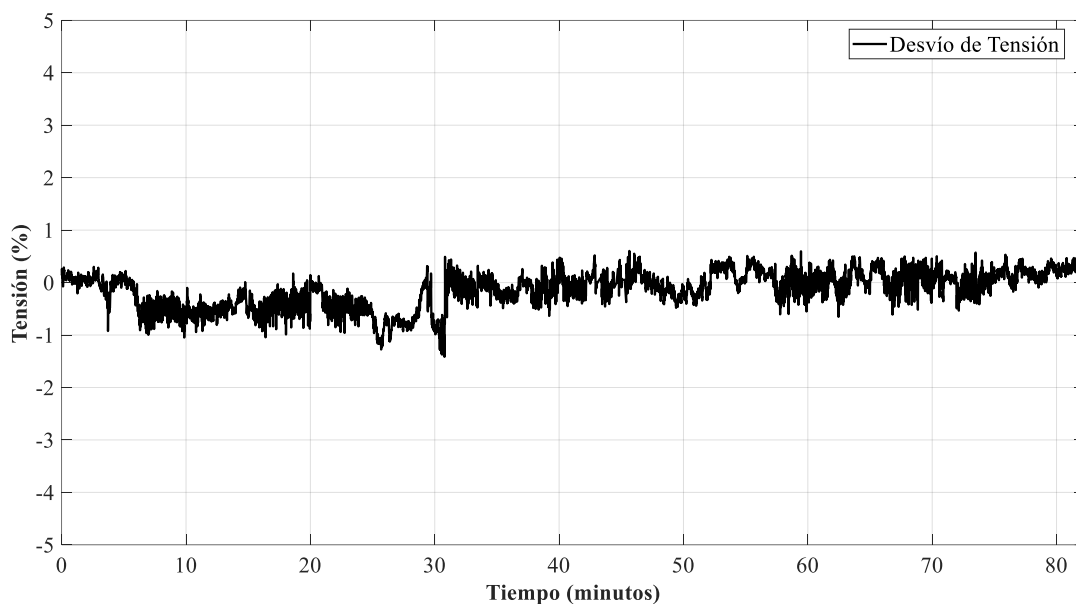


Figura 30. Desvío de tensión en porcentaje durante toda la carga del VE mediante la aplicación del control PI

La Figura 31 muestra una comparación de las tensiones antes (a) y después (b) de la aplicación del controlador. En ésta, se puede observar que existe una compensación que resulta en que cualquier evento que pudiera haber afectado la estabilidad de la red apenas es notable luego de la aplicación del método propuesto.

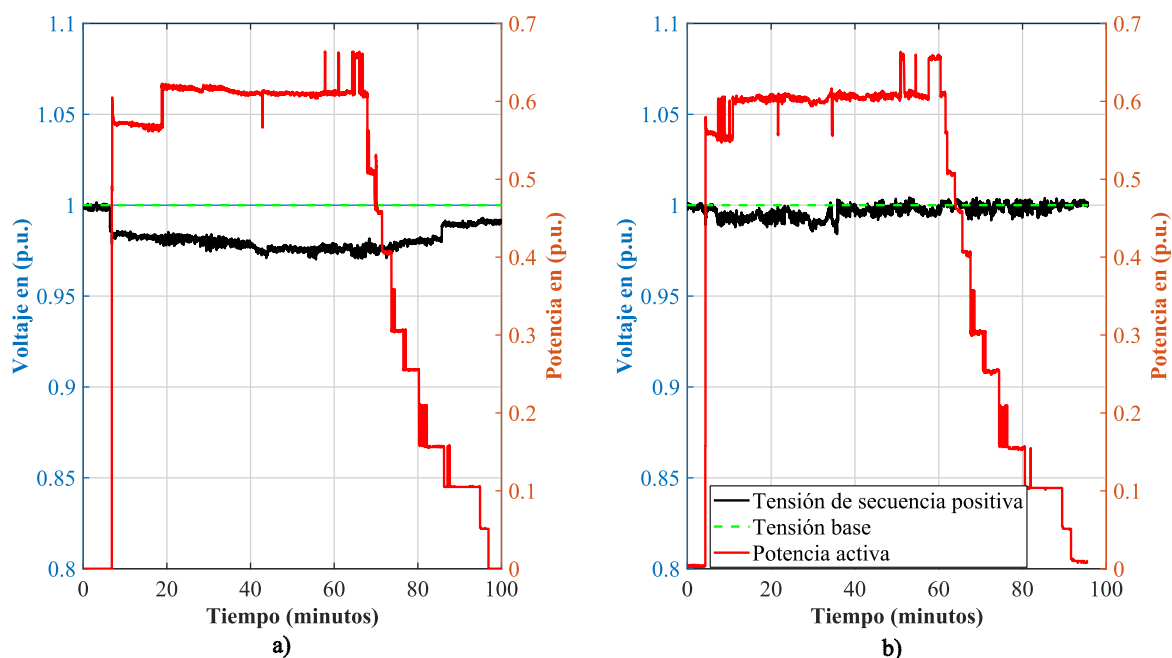


Figura 31. Resultados del control PI: a) Tensión de la red sin la implementación del controlador; b) Tensión de la red conseguida con la acción del controlador

Por último, en lo que respecta al estado de carga de las baterías que emulan a las del VE, la Figura 32 evidencia que estas labores de compensación de potencia reactiva apenas suponen un consumo de energía a lo largo de todo el ciclo de carga. De acuerdo con esta gráfica, al inicio de la prueba, la batería presenta un nivel de carga del 92%, y al concluir la prueba, este nivel desciende ligeramente hasta un valor cercano al 90%. Este resultado confirma que el proceso de control de la tensión mediante la entrega de potencia reactiva por parte del inversor no afecta de manera significativa el estado de carga de la batería y por lo tanto a la vida útil de la misma. Este hallazgo respalda la efectividad del enfoque adoptado para regular la tensión y demuestra que la variación en el estado de carga de la batería es insignificante en comparación con la mejora en la estabilidad del sistema obtenida a través del control de potencia reactiva.

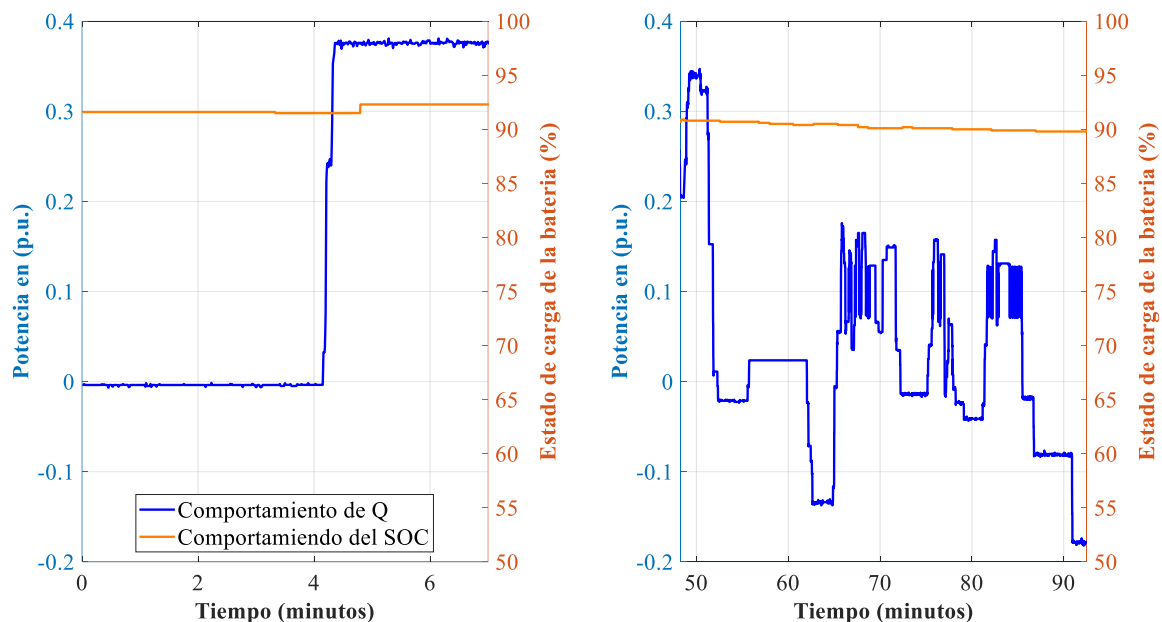


Figura 32. Resultados del control PI: Potencia reactiva y estado de carga de la batería del VE.

4. Discusión

Para una comprensión más detallada de los resultados, se acentuó la atención en los momentos críticos de cambio de potencia, especialmente al inicio y al final de la carga del vehículo eléctrico. Estos momentos representan desafíos particulares para el controlador, ya que requieren respuestas más precisas y rápidas para mantener la estabilidad de la tensión.

Los resultados de la simulación revelan que, en el primer escenario (Impedancia robusta), no se observa una variación significativa en la tensión, y esta se mantiene dentro del rango

establecido por la normativa ecuatoriana en materia de calidad de la energía. No obstante, es importante destacar que esta situación representa un caso ideal en el que la tensión de la red permanece constante. En esta circunstancia, el método de control se esfuerza en mantener la estabilidad, incluso ante las variaciones más pequeñas, logrando hacerlo de manera efectiva.

Cuando la impedancia de la red se incrementa a un valor más alto, es evidente que la tensión disminuye, superando incluso el límite del 8% establecido por la normativa. Por lo tanto, es razonable afirmar que la variación de tensión en un punto con demanda, está vinculada a la impedancia de red, cuyo cálculo se realiza en los estudios de cortocircuito. En esta situación actual, el método propuesto desempeña su función de manera efectiva, restableciendo la tensión al valor de referencia de manera adecuada. No obstante, cuando se requieren grandes cantidades de potencia reactiva, la capacidad del control de llevar la tensión al valor de referencia se ve restringida debido a los límites de capacidad impuestos en el convertidor de potencia.

Durante la validación experimental, al llevar a cabo las pruebas utilizando el control proporcional (P), la aplicación de pruebas con perfiles de carga variables, se obtuvieron resultados que destacaron la existencia de un control de voltaje al ajustar los niveles de potencia reactiva de acuerdo con las indicaciones del control P, en comparación con situaciones donde no se aplicaba ninguna acción de control.

No obstante, al implementar un control proporcional-integral (PI), se evidenció una mejora considerable en los resultados. La inclusión de la parte integral del controlador facilitó una respuesta más eficiente. Cabe señalar que, aunque la potencia reactiva no podía exceder los 30 kVAr debido a limitaciones inherentes. La aplicación de controladores PI demostró una capacidad significativa para mantener la tensión en niveles cercanos a la unidad, en contraste con situaciones donde no se aplicaba ningún control y se experimentaba una marcada caída de tensión mayores a 3 V.

Con estos resultados, la aplicación del concepto vehicle-to-grid (V2G) es viable para contribuir a la red inyectando potencia reactiva, ya sea inductiva o capacitiva, y actuar de manera similar a un sistema STATCOM a nivel de distribución. Ofrece beneficios significativos, ya que cumple su función sin afectar la batería de los vehículos eléctricos. Esto implica que los propietarios de los vehículos eléctricos no sufrirían pérdidas económicas, sino que, por el contrario, las empresas de distribución de energía podrían considerar compensar por la prestación de este tipo de servicio.

Aunque este trabajo se enfoca en uno de los diversos servicios que ofrece la tecnología V2G, es esencial tener en cuenta algunas consideraciones adicionales que aún no se han discutido por completo. Entre estas consideraciones se incluyen aspectos políticos y regulatorios que pueden influir en la viabilidad y adopción de esta tecnología. También es importante abordar los impactos económicos y ambientales, como la evaluación de costos y beneficios, así como la consideración de las emisiones de carbono y la promoción del uso de fuentes de energía sostenibles.

En futuras investigaciones, se puede considerar la comparación de diferentes técnicas de control para evaluar su eficacia. Además, se podría aplicar este enfoque en un punto de la red diferente, preferiblemente en una ubicación más remota de la ciudad, donde las caídas de tensión sean más notables y desafiantes de corregir.

5. Conclusiones

El aumento en la adquisición de vehículos eléctricos es una tendencia creciente en la actualidad. Dado este crecimiento, es crucial anticipar el impacto que estos vehículos pueden tener en el futuro. En este contexto, y considerando también el incremento natural de la demanda energética debido al crecimiento poblacional, es razonable prever posibles anomalías en las redes eléctricas de distribución, especialmente en la tensión. Una estrategia viable es aprovechar los dispositivos electrónicos utilizados por los vehículos eléctricos para cargarse. Estas estaciones de carga, fundamentalmente inversores, ofrecen beneficios que pueden utilizarse para mitigar efectos negativos en puntos específicos de la red de distribución. Este estudio se centró en abordar las variaciones de tensión que surgen debido a aumentos repentinos de carga, propios de los VE, explorando cómo el uso estratégico de la tecnología V2G puede contribuir a estabilizar la red y mejorar la eficiencia de la distribución eléctrica.

Los resultados obtenidos de la simulación indican de manera contundente la efectividad del método de control seleccionado. La gestión adecuada de los niveles de potencia reactiva demuestra su capacidad para mantener la tensión dentro de los límites normativos, lo que confirma su utilidad en la mejora de la calidad del servicio. La eficiencia del método se ve potenciada por la utilización de un modelo simplificado del inversor, que no solo facilita la implementación, sino que también reduce significativamente el tiempo de simulación en comparación con enfoques más complejos.

Sin embargo, la transición de la simulación a las condiciones experimentales reales reveló desafíos importantes. Las perturbaciones en la red durante las pruebas evidenciaron fluctuaciones en la tensión, destacando el impacto de situaciones externas en la estabilidad del sistema. En relación con el perfil de carga del vehículo eléctrico, la emulación de cargas rápidas se vio limitada a la capacidad de la carga programable de la Micro-Red. Las restricciones en la frecuencia de cambios de potencia de esta carga afectaron la fidelidad del perfil emulado en comparación con situaciones de carga real. Además, la limitación inherente de la batería de litio con su inversor bidireccional, que no permitía entregas de potencia reactiva superiores a 30 kVAr, se convirtió en un factor a tomar en cuenta en el diseño del controlador.

A pesar de estos desafíos, la implementación experimental del método de control de tensión logró resultados prometedores. Se evidenció una mejora significativa en la regulación de la tensión durante demandas de alta potencia como lo es el proceso de carga rápida de los VE. Notablemente, se observó que el método no generó descargas considerables en el estado

de carga de la batería, sugiriendo que su aplicación no tendría impactos negativos significativos en la vida útil del sistema de almacenamiento de los vehículos eléctricos.

Referencias

- Acharige, S. S. G., Haque, M. E., Arif, M. T., Hosseinzadeh, N., Hasan, K. N., & Oo, A. M. T. (2023a). Review of Electric Vehicle Charging Technologies, Standards, Architectures, and Converter Configurations. *IEEE Access*. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3267164>
- AEADE. (2023a). *Anuario 2022*. <https://www.aeade.net/anuario/>
- AEADE. (2023b). *Mapa de puntos de carga para vehículos eléctricos*. <https://www.aeade.net/mapa-de-puntos-de-carga-para-vehiculos-electricos/>
- Almeida, D., Pasupuleti, J., & Ekanayake, J. (2021). Comparison of reactive power control techniques for solar pv inverters to mitigate voltage rise in low-voltage grids. *Electronics (Switzerland)*, 10(13). <https://doi.org/10.3390/electronics10131569>
- Anegawa, T. (2010). *Characteristics of CHAdeMO Quick Charging System*.
- ARCERNNR. (2020). *Calidad del Servicio de Distribución y comercialización de energía eléctrica (ARCERNNR 002/20)*. <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/01/Regulacion-002-20.pdf>
- Bae, S., & Kwasinski, A. (2012). Spatial and temporal model of electric vehicle charging demand. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1), 394–403. <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2159278>
- Bárcena, A., Samaniego, J., José, W. P., & Alatorre, E. (2014). *La emergencia del cambio climático en América Latina y el Caribe. ¿Seguimos esperando la catástrofe o pasamos a la acción?*
- Brenna, M., Foadelli, F., & Longo, M. (2016). *The Exploitation of Vehicle-to-Grid Function for Power Quality Improvement in a Smart Grid*.
- CEPAL. (2017). *La economía del cambio climático en América Latina y el Caribe: paradojas y desafíos del desarrollo sostenible SÍNTESIS DE POLÍTICAS PÚBLICAS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO*.
- Chapra, S., & Canale, R. (2007). *Métodos numéricos para ingenieros* (5th ed.). McGraw-Hill.
- Córdova Aguilar, H. (2020). Vulnerabilidad y gestión del riesgo de desastres frente al cambio climático en Piura, Perú. *Semestre Económico*, 23(54), 85–112. <https://doi.org/10.22395/seec.v23n54a5>

- Espinoza, J. L., Gonzalez, L. G., & Sempertegui, R. (2017). Micro grid laboratory as a tool for research on non-conventional energy sources in Ecuador. *2017 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, 1–7. <https://doi.org/10.1109/ROPEC.2017.8261615>
- Fortescue, C. L. (1918). *METHOD OF SYMMETRICAL CO-ORDINATES APPLIED TO THE SOLUTION OF POLYPHASE NETWORKS*.
- Gómez-González, J. F., Cañadillas-Ramallo, D., González-Díaz, B., Méndez-Pérez, J. A., Rodríguez, J., Sánchez, J., & Guerrero-Lemus, R. (2018). Reactive power management in photovoltaic installations connected to low-voltage grids to avoid active power curtailment. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 1(16), 5–11. <https://doi.org/10.24084/repqj16.003>
- Gül, Ö., & Gündoğdu, T. (2015). Harmonic Contributions of Utility and Customer Based on Load Model Using Field Measurements. *Journal of Power and Energy Engineering*, 03(05), 11–28. <https://doi.org/10.4236/jpee.2015.35002>
- Hannan, M. A., Mollik, M. S., Al-Shetwi, A. Q., Rahman, S. A., Mansor, M., Begum, R. A., Muttaqi, K. M., & Dong, Z. Y. (2022). Vehicle to grid connected technologies and charging strategies: Operation, control, issues and recommendations. In *Journal of Cleaner Production* (Vol. 339). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.130587>
- Lauinger, D., Vuille, F., & Kuhn, D. (2017a). *A review of the state of research on vehicle-to-grid (V2G): Progress and barriers to deployment*. <https://www.researchgate.net/publication/315144641>
- Lauinger, D., Vuille, F., & Kuhn, D. (2017b). *Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Congress 1 European Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Congress Geneva*. <https://www.researchgate.net/publication/315144641>
- LEVA, S. (2009). Power Network Asymmetrical Faults Analysis Using Instantaneous Symmetrical Components. *Journal of Electromagnetic Analysis and Applications*, 01(04), 205–213. <https://doi.org/10.4236/jemaa.2009.14031>
- Lin, R., & Ren, J. (2020). Renewable Energy and Sustainable Development. *Renewable Energy and Sustainable Development*, 6(1), 3. <https://doi.org/10.21622/resd.2020.06.1.003>

- Longo, M., Zaninelli, D., Viola, F., Romano, P., Miceli, R., Caruso, M., & Pellitteri, F. (2016, May 20). Recharge stations: A review. *2016 11th International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies, EVER 2016*. <https://doi.org/10.1109/EVER.2016.7476390>
- Lubelska, P. (2017). OVERVIEW AND CHARACTERISTICS OF THE EV FAST CHARGING CONNECTOR SYSTEMS. In *Maszynty Elektryczne-Zeszyty Problemowe Nr* (Vol. 3, Issue 115).
- Mariano Perdomo, Marcos Cea, Dino Ghisolfi, Carlos Lucero, & Bruno Pirola. (2020). Análisis del impacto de vehículos eléctricos en una red urbana de tipo residencial en su modo dual de funcionamiento carga-almacenamiento. *AJEA*, 1. <https://doi.org/10.33414/ajea.1.594.2019>
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2017). *Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035*. <https://www.acreditacion.gob.ec/sae-en-el-plan-de-eficiencia-energetica-2016-2035/>
- Ministerio de Energía y Minas. (2022). *Balance Energético Nacional 2022*. www.recursosyenergia.gob.ec
- Nicastri, A., & Nagliero, A. (2010). *Comparison and evaluation of the PLL techniques for the design of the grid-connected inverter systems*.
- Ochoa Correa, D. (2021). Aprovechamiento de Sistemas de Almacenamiento Energético Mediante Baterías para la Mitigación de Desequilibrios en Microrredes Eléctricas. *Revista Tecnológica - ESPOL*, 33(1), 17. <https://doi.org/10.37815/rte.v33n1.798>
- Ochoa, D. (2021). Simplified Model of a Grid-Connection Interface Based on Power Electronic Converter for Grid Studies in Dynamic Regime. *Ingenius*, 2021(26), 87–99. <https://doi.org/10.17163/ings.n26.2021.08>
- Peralta Sevilla, A. G., & Amaya Fernández, F. (2013). *EVOLUTION OF THE ELECTRICITY NETWORKS TOWARDS SMART GRID IN THE ANDEAN REGION COUNTRIES*. 8, 48–61. <http://www.educacioneningenieria.org>
- Redacción El Universo. (2023, October 5). Estos son los precios de los carros eléctricos en Ecuador. *El Universo*.

- Ronanki, D., Kelkar, A., & Williamson, S. S. (2019). Extreme fast charging technology—prospects to enhance sustainable electric transportation. *Energies*, 12(19). <https://doi.org/10.3390/en12193721>
- Saadeh, O., Nawasrah, A. Al, & Dalala, Z. (2020). A Bidirectional Electrical Vehicle Charger and Grid Interface for Grid Voltage Dip Mitigation. *Energies*, 13(15). <https://doi.org/10.3390/en13153784>
- Sanguesa, J. A., Torres-Sanz, V., Garrido, P., Martinez, F. J., & Marquez-Barja, J. M. (2021). A review on electric vehicles: Technologies and challenges. In *Smart Cities* (Vol. 4, Issue 1, pp. 372–404). MDPI. <https://doi.org/10.3390/smartcities4010022>
- Tang, J., Li, J., Ding, F., Li, Z., Wang, Y., & Deng, F. (2017). Effects of Different Depth of Discharge on Cycle Life of LiFePO Battery. *ECS Meeting Abstracts*, MA2017-01(5), 441–441. <https://doi.org/10.1149/MA2017-01/5/441>
- Yazdani, A., & Iravani, R. (2010). *Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications*. IEEE Press/John Wiley.

Anexos

Anexo A: Código de programación en Matlab del método de control de tensión propuesto

```

%MÉTODO DE CONTROL DE TENSIÓN
%VARIABLES PARA EL CONTROL PI
deltaT=0.1; %incrementos de delta tiempo
ki=800*0.1; %constante de la integral
kp=50*0.1; %constante proporcional
Qmax=300; %limite de potencia Q que puede entregar el inversor
%valor en forma adecuada para la implementación

integral=0; %inicialización de la integral
Q(1)=0; %Valor inicial de Q

while(1)
    tic;
    while(1)
        temp=toc;
        %En cada segundo imprimimos el número
        if temp>t
            li_bateria=read(mbLI,'holdingregs',1,9,'uint16');
            li_todo=read(mbLI,'holdingregs',24,24,'int16');
            socLI(1,i)=li_bateria(6)/10; %porcentaje de carga bateria de
            litio

            %% lectura de voltajes
            AR1_todo=read(mbAR1,'holdingregs',1,12,'int32');
            % Se almacenan los valores en variables aplicando sus
            respectivos
            % factores de escala
            AR1_Vr(i)=AR1_todo(6)/10;
            AR1_Vs(i)=AR1_todo(7)/10;
            AR1_Vt(i)=AR1_todo(8)/10;
            vm(i)= (AR1_Vr(i)+AR1_Vs(i)+AR1_Vt(i))/(3*Vbase);

            %CODIGO DEL CONTROL PI DIGITAL

            dv(i)=(1-vm(i)); %Calculo de la variacion de voltaje
            con referencia fija

            if dv(i)>=-(0.01/2) & dv(i)<=(0.01/2) %restriccion de la
            banda muerta

                integral=integral+0*deltaT; %cálculo del incremento de
                la integral con dv=0
                integral_vector(i)=integral; %guardado de la
                integral en un vector
                Q(i)=(kp*0+ki*integral)*Sbase; %entrega de
                consignas de Q según el controlador

            else %caso contrario iniciar con el control PI
                integral=integral+dv(i)*deltaT; %cálculo del incremento
                de la integral

```

```

        integral_vector(i)=integral;          %guardado de la
integral en un vector
        Q(i)=(kp*dv(i)+ki*integral)*Sbase;      %entrega de
consignas de Q según el controlador

    end

    %RESTRICCION DE LA Q ENTREGADA/ABOSORBIDA
    if Q(i)< -Qma      %restricción de la máxima entrega de Q
        Q(i)=-Qmax;
    end

    if Q(i)>Qmax
        Q(i)=Qmax;
    end

    %% Escritura de P y Q
    write(mbLI, 'holdingregs', 109, [0, round(Q(i))], 'int16');
    %PLI(1,i)=li_todo(21)/10; % potencia batería de litio
    socLI(1,i)=li_bateria(6)/10; %porcentaje de carga batería de
litio
    fprintf('descarga %6.2f \n', socLI(1,i));
    Q(i)
    break
end

end
    i=i+1
    %write(mbLB, 'holdingregs', 227, 0, 'uint16');
    Ts(i)=toc;
end

```