



Universidad Nacional

**SAN LUIS GONZAGA**



## [Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0)

Esta licencia permite a otras combinar, retocar, y crear a partir de su obra de forma no comercial, siempre y cuando den crédito y licencia a nuevas creaciones bajo los mismos términos.

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0>

**UNIVERSIDAD NACIONAL SAN LUIS GONZAGA**  
**VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN**  
**Escuela de Postgrado**



**Control Predictivo Basado en Modelos y Neurodifuso, aplicado  
a la optimización de energía en microrredes eléctricas con  
fuentes renovables**

**Línea de Investigación:**

**Ciencias naturales, ingeniería y tecnologías sostenibles**

**INFORME FINAL PARA OPTAR EL GRADO DE DOCTOR EN  
GESTIÓN AMBIENTAL**

**FIDEL HUMBERTO ANDÍA GUZMÁN**

**Ica – Perú**

**2021**

## **DEDICATORIA**

A la memoria de mis padres Fidel y Matilde, autores de mis días, arquitectos de mi existencia; ejemplos de amor y perseverancia; quienes, a pesar de las enormes carencias y dificultades por su condición de campesinos, me dieron educación y formación para ser un profesional al servicio del país.

A la memoria de mi hermano Luis y mi hijo Jesús, que dejaron de existir para este mundo terrenal en el momento menos esperado; recordarlos siempre genera en mi la fuerza suficiente que me impulsa hacia la cristalización de mis sueños.

A mis hijos Humberto Rafael y Ethel del Carmen, mis amores, mis razones de ser, a quienes les debo ese tiempo de vida distraída por mi terco apego al estudio, la docencia y a la lucha por un Perú mejor, sin explotados ni explotadores.

A Carmen Rosa, el amor de mi vida, mi esposa y compañera, madre de mis tres hijos; por su comprensión e incansable aliento a seguir adelante a pesar de las épocas difíciles.

A mis hermanos quienes, a pesar de la distancia que nos separa, un solo mensaje de ellos me dota de energía para continuar surcando el camino de la superación.

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Doctor Víctor Rulman Franco Linares, amigo, colega y compañero de trabajo en la FIMEE-UNICA; por su sabia asesoría e insistencia en el desarrollo y culminación del trabajo de tesis.

Al Doctor Marcelo Damas Niño, amigo y colega de la Universidad Nacional del Callao, por su apoyo en el enfoque filosófico de la investigación y el sinnúmero de consejos para llevar a cabo el proyecto.

A los docentes del Doctorado, verdaderos apóstoles de la vida académica e investigación de la UNICA; mención especial al Doctor Oswaldo Aspilcueta Franco, ejemplo de humildad, vocación y carisma.

A los directivos y personal de la Escuela de Posgrado de la UNICA, por su eficiencia y estar siempre atentos en su labor y atención del estudiante y público en general.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN	x
ABSTRACT	xi
RESUMO	xii
I. INTRODUCCIÓN	1
II. ESTRATEGIA METODOLÓGICA	18
2.1. Tipo, alcance y diseño de la investigación.	18
2.2. Población y muestra.	18
2.3. Técnicas y procedimientos de recolección y procesamiento de datos.	19
III. RESULTADOS	21
3.1. Presentación resultados.	21
3.1.1. Dimensionado del prototipo de microrred de energía.	21
3.1.2. Identificación del modelo dinámico de la microrred de energía.	27
3.1.3. Control predictivo basado en modelos (CPBM) para la microrred.	33
3.1.4. Control neurodifuso (CND) para la microrred de energía.	35
3.2. Interpretación de Resultados	39
3.2.1. Dimensionamiento del modelo experimental de la microrred.	39
3.2.2. Identificación del modelo dinámico de la microrred.	41
3.2.3. Controlador CPBM de la microrred.	49
3.2.4. Controlador neurodifuso (CND) para gestión de energía en la microrred.	54
IV. DISCUSIÓN	62
4.1. Discusión de Resultados.	62
4.1.1. Del prototipo experimental de microrred de energía eléctrica.	62
4.1.2. De la identificación del modelo dinámico de la microrred de energía.	63
4.1.3. Sobre el Control CPBM de la gestión de energía en la microrred.	64
4.1.4. Sobre el control neurodifuso de la microrred de energía.	65

V. CONCLUSIONES	67
VI. RECOMENDACIONES	69
VII. FUENTES DE INFORMACIÓN.	70
VIII. ANEXOS	75
ANEXO A: CONSENTIMIENTO INFORMADO	
ANEXO B: CUESTIONARIO DE LA ENCUESTA A FAMILIAS	
ANEXO C: CUESTIONARIO DE LA ENCUESTAS A ESTUDIANTES	
ANEXO D: CÓDIGO MATLAB IDENTIFICACIÓN DE SISTEMAS – ESTRUCTURA ARMAX	
ANEXO E: CÓDIGO MATLAB CONTROL MPC	
ANEXO F: CÓDIGO MATLAB CONTROL NEURODIFUSO	

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resultados de la encuesta estudiantil.	21
Tabla 2. Potencia real y reducida de los electrodomésticos seleccionados.	23
Tabla 3. Características del panel seleccionado.	24
Tabla 4. Datos técnicos del aerogenerador Black-300.	26
Tabla 5. Parámetros del sistema microrred de energía (MR)	27
Tabla 6. Parámetros identificados sistema MRE.	31
Tabla 7. Reglas del controlador difuso (1ra variante).	36
Tabla 8. Prioridad de cargas.	40
Tabla 9. Coeficientes del polinomio A.	45
Tabla 10. Coeficientes del polinomio B.	45
Tabla 11. Coeficientes del polinomio C.	45
Tabla 12. Comparación de modelos conforme a FPE.	45
Tabla 13. Contrastación de modelos alcanzados conforme al índice de ajuste FIT.	45
Tabla 14. Modelos estimados ARMAX con mejor índice FIT.	47
Tabla 15. Modelo <i>ARMAX</i> [2 2 2 22] con T=300 s.	47
Tabla 16. Intercambio de energía (kWh) con el sistema de hidrógeno durante el experimento virtual.	52
Tabla 17. Intercambio de energía (kWh) con la red principal y entre microrredes.	52

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructura básica de la microrred.	6
Figura 2. <b>Estructura y control de la microrred.</b>	7
Figura 3. Control centralizado de una microrred.	7
Figura 4. Funciones del MGCC.	7
Figura 5. Microrred y controlador.	9
Figura 6. Modelo en variables de estado.	10
Figura 7. Tres tipos de EV [HF].	11
Figura 8. Diferentes modelos para señales estocásticas y modelos deterministas con perturbación estocástica.	12
Figura 9. Esquema de red en prealimentación.	13
Figura 10. <b>Arquitectura de red en retroalimentación.</b>	13
Figura 11. Control Predictivo con Modelo Neuronal.	13
Figura 12. Arquitectura de un control difuso.	14
Figura 13. Ciudad de Ica. <b>Plano por estratos, distribución de manzanas e ingreso per cápita del hogar</b> (Fuente INEI).	18
Figura 14. Esquema de una microrred genérica de energía.	22
Figura 15. Topología de la microrred propuesta.	22
Figura 16. Topología del regulador de carga.	24
Figura 17. Topología de red Convertidor Boost - sistema fotovoltaico.	25
Figura 18. Perfil de recarga de ciertos vehículos E. comerciales: a) voltaje, b) Corriente.	25
Figura 19. Perfil de recarga de la batería que simula el VE. (a) Tensión, (b) Corriente.	26
Figura 20. Aerogenerador Black-300.	27
Figura 21. Simulador para el sistema MRE.	28
Figura 22. Respuesta a entrada escalón del sistema MR.	30
Figura 23. Datos registrados MRE.	30
Figura 24. Comparación datos de validación (-.-: Datos originales, ---: Datos del modelo).	31
Figura 25. Funciones de correlación.	31
Figura 26. Comparativa entre señales de voltaje de campo.	32
Figura 27. Predicción del componente estacional de la velocidad del viento, $\overline{v(t)}$ (línea azul), durante 10, 20 y 30 min (rojo, negro y verde, respectivamente).	32
Figura 28: Resultados en un día despejado.	33
Figura 29: Resultados en un día nublado.	33

Figura 30: Generación (izq.) y demanda (der.) – tres microrredes.	34
Figura 31. Esquema del controlador en la 1ra variante 1 del algoritmo de control.	35
Figura 32. Esquema del controlador en la 2da variante del algoritmo de control.	37
Figura 33. Evolución de la transferencia de energía en el sistema distribuido en 24 horas.	38
Figura 34. Evolución de la conmutación de los regímenes de funcionamiento: (a)carga/descarga; y (b), el componente correspondiente de la Ecuación (36).	39
Figura 35. Topología del modelo experimental de microrred.	39
Figura 36. Diagrama de flujo de gestión de la microrred.	40
Figura 37. Demanda estimada elaborada desde de la encuesta.	41
Figura 38. Respuesta escalón desde los datos, al correlacionar entrada con salida.	42
Figura 39. Estructura del modelo estimado.	42
Figura 40. Simulación para identificación recursiva de mínimos cuadrados extendidos.	43
Figura 41. Librería de Identificación Recursiva.	44
Figura 42. Diagrama de implementación del algoritmo de identificación recursiva en línea aplicada al modelo de microrred.	44
Figura 43. Comparación entre la salida medida y el modelo estimado ARMAX.	46
Figura 44. Autocorrelación del modelo estimado ARMAX.	46
Figura 45. Respuesta al impulso – modelo identificado ARMAX.	48
Figura 46. Respuesta al escalón – modelo identificado ARMAX.	48
Figura 47. Comparación entre las respuestas en tiempo continuo y discreto.	48
Figura 48. Diagrama de Bode del modelo validado ARMAX.	49
Figura 49. Respuesta comparativa a un escalón.	49
Figura 50: Resultados 2da microrred con CPBM centralizado. (a) Potencia de los componentes, (b) traspaso de potencia con otras microrredes y, (c) evolución del almacenamiento.	50
Figura 51: Resultados de la 2da microrred con CPBMD no cooperativo. (a) Potencia de los componentes, (b) traspaso de potencia con otras microrredes y, (c) evolución de los almacenamientos.	50
Figura 52: Resultados de la 2da microrred con CPBMD cooperativo. (a) Potencia de los componentes, (b) traspaso de potencia con otras microrredes y, (c) evolución de los almacenamientos.	51
Figura 53: Resultados de la 2da microrred con CPBMD basado en Lagrange. (a) Potencia de los componentes, (b) traspaso de potencia con otras microrredes y, (c) evolución de los almacenamientos.	51
Figura 54: Costos de funcionamiento durante un año.	53
Figura 55: Costos totales durante diez años.	53
Figura 56. Voltaje de la batería.	54

Figura 57. La variable de comando: energía transferida de la red (azul) y hacia la red (rojo).	55
Figura 58. Evolución de energía que producen las fuentes renovables + energía de la red (azul); potencia consumida por carga + potencia transferida a la red (rojo); déficit / superávit de energía (verde).	55
Figura 59. Descarga/carga de conmutación – 1ra variante.	56
Figura 60. Evolución de la energía – 1ra variante.	56
Figura 61. Evolución de los subcriterios – 1ra variante.	57
Figura 62. Evolución de la energía – 2da Variante.	57
Figura 63. Evolución de los subcriterios – 2da Variante.	58
Figura 64. Esquema del controlador en la 3ra Variante del algoritmo de control.	58
Figura 65. El voltaje de la batería – 3ra variante.	59
Figura 66. La variable de comando: Potencia transferida desde la red ( $P_{gs}$ ) y hacia la red ( $P_{sg}$ ) de la 3ra variante.	59
Figura 67. Evolución de la potencia que producen las fuentes renovables + potencia de la red (azul); potencia que consume la carga + potencia que se transfiere a la red (rojo); y déficit/superávit de potencia (verde) – 3ra variante.	60
Figura 68. Descarga/carga conmutada por la 3ra variante.	60
Figura 69. Variación de la energía en la 3ra variante.	61
Figura 70. Evolución de subcriterios: energía (azul) y ciclo de vida de la batería (rojo) en la 3ra variante.	61

## RESUMEN

El trabajo de investigación desarrollado, tiene como interés fundamental el modelado de un control predictivo basado en modelos (CPBM) y asociado a un control neurodifuso (CND), con el objeto de optimizar la gestión energética en microrredes eléctricas con fuentes renovables. Primero, como resultado de las encuestas realizadas, se procedió a dimensionar un prototipo de microrred eléctrica de baja potencia, integrado por fuentes de energía solar, eólica y baterías. Luego, usando datos simulados, se estimó el modelo dinámico del sistema utilizando la estructura paramétrica ARMAX de tercer orden; pero, el reducido de segundo orden da resultados similares. En tercer lugar, se modeló el control predictivo basado en modelos (CPBM) aplicado a la microrred, empleando los algoritmos de solución distribuidos alternativos siguientes: cooperativo, no cooperativo y la formulación de Lagrange; demostrándose que el más limitado en cuanto a intercambio de energía y la que más emplea la energía de la red pública es la no cooperativa; así también, empleando 3 estrategias, es la tercera que usa CPBM económico y CPBM con previsión perfecta, que genera ahorros del 17,6% y 10.4%, respectivamente. En cuarto lugar, se simuló mediante 3 variante de control neurodifuso, demostrándose que la variante 3 en términos de energía es casi igual que la variante 1, pero en régimen de batería es mejor. Se concluye que, el control CPBM, logra aprovechar óptimamente los recursos energéticos disponibles y; en cuanto al control Neurodifuso, la variante 3 arroja mejores resultados, aumentando la sostenibilidad del sistema. Para todos los cálculos y simulaciones, se empleó los recursos de Matlab/Simulink.

Palabras claves: Microrredes, prototipo, modelado, control CPBM, control neurodifuso.

## ABSTRACT

The research work carried out has as a fundamental interest the modeling of a predictive control based on models (MPC) and associated with a neurodiffuse control (NDC), in order to optimize energy management in electrical microgrids with renewable sources. First, as a result of the surveys carried out, a prototype of a low-power electrical microgrid was dimensioned, made up of solar, wind and battery power sources. Then, using simulated data, the dynamic model of the system was estimated using the ARMAX third-order parametric structure; but, the reduced second order gives similar results. Third, model-based predictive control (MPC) applied to the microgrid was modeled, using the following alternative distributed solution algorithms: cooperative, non-cooperative and the Lagrange formulation; demonstrating that the most limited in terms of energy exchange and the one that uses the most energy from the public network is the non-cooperative one; Also, using 3 strategies, it is the third that uses economic MPC and MPC with perfect foresight, which generates savings of 17.6% and 10.4%, respectively. Fourth, it was simulated by means of 3 variants of neurodiffuse control, showing that variant 3 in terms of energy is almost the same as variant 1, but in battery mode it is better. It is concluded that, the MPC control, manages to optimally take advantage of the available energy resources and; Regarding the Neurodiffuse control, variant 3 gives better results, increasing the sustainability of the system. For all calculations and simulations, Matlab / Simulink resources were used.

**Keywords:** Microgrids, prototype, modeling, MPC control, neurodiffuse control.

## RESUMO

O trabalho de investigação realizado tem como interesse fundamental a modelação de um controlo preditivo baseado em modelos (CPBM) e associado a um controlo neurodifuso (CND), de forma a otimizar a gestão energética em micro redes elétricas com fontes renováveis. Primeiramente, como resultado dos levantamentos realizados, foi dimensionado um protótipo de um micro rede elétrica de baixa potência, composta por fontes de energia solar, eólica e bateria. Em seguida, usando dados simulados, o modelo dinâmico do sistema foi estimado usando a estrutura paramétrica de terceira ordem ARMAX; mas, a segunda ordem reduzida dá resultados semelhantes. Em terceiro lugar, foi modelado o controle preditivo baseado em modelo (CPBM) aplicado à micro rede, usando os seguintes algoritmos alternativos de solução distribuída: cooperativo, não cooperativo e a formulação de Lagrange; demonstrando que a mais limitada em termos de troca de energia e a que mais utiliza energia da rede pública é a não cooperativa; Além disso, utilizando 3 estratégias, é a terceira que utiliza CPBM econômica e CPBM com previsão perfeita, o que gera economia de 17,6% e 10,4%, respectivamente. Quarto, foi simulado por meio de 3 variantes de controle neurodifuso, mostrando que a variante 3 em termos de energia é quase igual à variante 1, mas no modo bateria é melhor. Conclui-se que, o controle do CPBM, consegue aproveitar de forma otimizada os recursos energéticos disponíveis e; em relação ao controle Neurodifuso, a variante 3 apresenta melhores resultados, aumentando a sustentabilidade do sistema. Para todos os cálculos e simulações foram utilizados os recursos Matlab/Simulink.

**Palavras-chave:** Micro redes, protótipo, modelagem, controle de CPBM, controle neurodifuso.

## I. INTRODUCCIÓN

Según expertos, los progresivos cambios climáticos como prolongadas sequías en algunas regiones del planeta o abundantes lluvias en otras, son producto del también creciente calentamiento del planeta debido al debilitamiento de la capa ozónica envolvente, la cual a la vez es el resultado de la contaminación ambiental que genera el hombre y del uso irresponsable de los recursos naturales y energéticos. La investigación propone dos estrategias de control, el control predictivo basado en modelos (CPBM) y un control neurodifuso (CND) aplicado a la optimización de energía en microrredes eléctricas alimentadas con generación renovable. Se busca gestionar de forma inteligente las fuentes de generación distribuida, las cargas, el sistema de almacenamiento y los costos en una microrred.

Los cambios que con mayor frecuencia se presenta en el planeta, según [1], como consecuencia de la contaminación y el uso irresponsable de los recursos que la naturaleza provee, fuerza la elaboración estrategias y técnicas para optimizar el uso de los recursos y de manera especial la energía eléctrica. Hoy, la tendencia de los sistemas eléctricos es hacia la generación distribuida, renovable y adaptable; es decir, desde la red eléctrica convencional hacia modernas redes inteligentes [2].

Una microrred está concebida para distribuir óptimamente la energía a los consumidores mediante estrategias oportunas de control. Entiéndase que el concepto de microrred, comprende principalmente la suma adición unitaria de fuentes distribuidas de energía renovable, almacenamiento en baterías, celdas de combustibles o supercondensadores y metodologías para controlar y gestionar la energía – que funcionan en una u otra dirección y que puede estar o no conectada a la red general de energía, tal como pueden verse en [3], [4], [5], [6], [7], [8], [9], [10], [11], [12], [13], [14], entre otras publicaciones que le dedican abundante espacio a esta novedosa configuración eléctrica.

La microrred puede estar conectada a la red eléctrica nacional ya sea en forma paralela o aislada. Un rol esencial desempeña la unificación de fuentes renovables con sistemas de almacenamiento energético que se describe en [15] que, según el comportamiento del consumo puede ser en un instante fuente y en otro, carga [16]. Las ventajas indicadas, motivan el desarrollo de microrredes en áreas como: entornos tipo campus o condominios, emplazamientos militares y comunidades aisladas. Hoy, las investigaciones se orientan al estudio de técnicas de optimización como puede verse en [17], [18], [19], [20].

En [21], los autores realizan una revisión de la información sobre sistemas de almacenamiento mixto de energía (HESS), que respaldan la incorporación de fuentes renovables en microrredes.

Martínez [22], analiza y compara la implementación de HESS con distintos sistemas de almacenamiento y diversas topologías. En [23] se sintetiza los enfoques aprovechables y que hoy en día se investigan para el diseño óptimo de sistemas híbridos. Sin embargo, se puede encontrar también abundante información en [24] y [25].

En [26] se expone un criterio de control para el agregado de sistemas de almacenaje distribuidos en un parque fotovoltaico con cargas variables, maximizando energía fotovoltaica en condiciones de funcionamiento diferente de la microrred, gestándose una transferencia amigable entre la conexión de red y el aislamiento.

Por lo general, la gestión de microrredes se realiza mediante algoritmos heurísticos [27], pero hay aplicaciones que usan estrategias CPBM como la desarrollada en [28].

Para investigar en microrredes de energía se requiere un prototipo experimental [5], [9], [10], [14]; que incorpore el sistema de medición de parámetros [29] y la supervisión [30]. Otro aspecto son las estrategias de control, en esta investigación se propone dos estrategias: el control CPBM y el control integrado por redes neuronales [31] y lógica difusa [32], cuya fusión resultante es el control neurodifuso (CND).

El Control CPBM [2] opera bajo el concepto de un horizonte de predicción, normalmente el predictor de Smith que se pueden modelar con Matlab. También, existen infinidad de configuraciones de control CPBM, un aspecto particular corresponde a la Microrred conectada a un sistema de energía [33] y otros tantos que podemos encontrar en [34] y [35].

Por otro lado, las redes neuronales reúnen mayor complejidad, dependen de estructuras ya sea prealimentadas o realimentadas; monocapa o multicapa; con o sin entrenamiento. La lógica difusa, deja atrás el paradigma de la lógica proposicional y considera valores a las incertidumbres y las aplicaciones a nuestro estudio pueden verse en [36] y las que se aplican en el presente trabajo. El objetivo es unir en un solo trabajo las estrategias de control predictivo basado en modelos y el control neurodifuso y aplicarlo a la optimización de energía en microrredes. Para lo cual, se necesita de un módulo o prototipo experimental, luego realizar mediciones en distintas horas y condiciones ambientales y modelar la dinámica del sistema mediante alguna de las técnicas de identificación.

Ica, es una región que ofrece condiciones favorables para configurar el uso de energías renovables. Prueba de ello son las Centrales Eólicas Marcona de 32 MW, Tres Hermanas de 97.2 MW, Wayra I y ampliación de 240 MW y Parque Eólico San Juan con 131.1 MW de capacidad; ubicado en Marcona, provincia de Nasca [37]. Están en fase de estudio La Central Eólica Samaca de 120 MW [38] y la Central Solar Las Dunas de 157 MWn [39], ubicadas en áreas territoriales de los distritos iqueños de Ocucaje y Santiago. El proyecto más ambicioso en construcción de centrales de energía renovable en Ica, es la Central híbrida eólico – solar “Parque Lomitas” en Santiago – Ica. Un lugar ideal para instalar una microrred de energía es la Universidad Nacional

de Ica y aprovechar la energía solar y eólica que caracteriza a nuestra región con fines de investigación y ahorro energético.

Ante lo descrito, surgió la siguiente interrogante: ¿Será posible modelar un control predictivo basado en modelos (CPMB) y Neurodifuso (CND) para optimizar energía en microrredes eléctricas con fuentes renovables? Específicamente, se planteó las siguientes interrogantes: ¿Será posible dimensionar un prototipo experimental de microrred de energía? ¿Qué técnica podrá identificar con mayor certeza el modelo dinámico de una microrred de energía? ¿En qué medida el control predictivo basado en modelos (CPBM) optimiza la gestión energética en una microrred? ¿En qué dimensión el control Neurodifuso (CND) optimiza la gestión energética en una microrred?

La investigación se ejecutó en la U. N. San Luis Gonzaga, ubicado en Ica. La investigación abarcó un periodo de doce (12) meses. En promedio, la dedicación diaria a la investigación es de tres (3) horas por cinco (5) días semanales.

Los resultados de la investigación pueden ser adaptada a cualquier condición de funcionamiento. Es decir, a cualquier configuración de microrred de energía conectada a la red o aislada. Por extensión, la optimización de la energía constituye un ahorro importante en los consumidores y en un menor impacto ambiental. El desarrollo de la investigación no ocasiona ningún impacto al entorno social ni ambiental, al contrario, genera beneficios abundantes y no cuantificables. Los estudiantes tendrán un área nueva para generar conocimiento productivo.

La investigación se circunscribe a la aplicación de un método de control predictivo lineal y a la aplicación de redes neuronales y lógica difusa. La identificación del sistema se realizó mediante métodos paramétricos. El trabajo de predicción, fue con el predictor mejorado de Smith y el filtrado de señales con el filtro Kalman. El modelado se ejecutó en el entorno de la teoría de Espacio de Estados. La Pandemia del COVID-19, impidió realizar ensayos en laboratorio real, por tanto, sólo se usó un laboratorio virtual.

**Hernández C. E., Moreno J. C., Rodríguez F., Da Costa Mendes, R., Normey-Rico J. E. (2017)**, en el artículo: *“Un enfoque óptimo para la distribución de energía de una micro-red usando Control Predictivo basado en Modelo (MPC): una simulación de un caso de estudio”* [2], sustentado en la Conferencia Internacional: Redes inteligentes de energía: presente y futuro, realizada en Almería – España, concluye que: El controlador planteado, optimiza el empleo de energías renovables en una microrred, considerando baterías de vehículos eléctricos como mecanismo de almacenaje. Éste, es flexible ante oscilaciones de carga y descarga de las baterías, dentro de un rango deseado, optimizando el empleo de energías renovables. En cuanto al precio de la energía, para compra y venta; logra resultados favorables a pesar de su variabilidad en un tiempo prolongado. Las simulaciones se realizaron durante uno día soleado y otro nuboso.

**Da Costa Mendes P., Normey-Rico J., Bordons Alba C., Valverde L. (2015).** En el artículo: “*Gestión Energética de una Micro Red acoplada a un sistema V2G*” [33], divulgado en Actas de la Conferencia Internacional: XXXVI Jornadas de Automática, realizada en Bilbao – España, entre el 2 - 4 de septiembre de 2015; concluyen que: El sistema de control propuesto presenta resultados satisfactorios, manejo adecuado de la compra-venta de electricidad a la red externa, gestionando el uso de las baterías de los vehículos, garantizando la demanda de carga.

**Bordons, Carlos; García-Torres, Félix y Valverde, Luis (2015).** En el artículo: “*Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable*” [34], publicada en la: Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial. Expone cómo el paradigma de la microrred permite mayor inserción de las energías renovables en el mercado eléctrico; muestra avances del Control Predictivo en la operación óptima de microrredes conectadas a la red principal de electricidad. Incorpora distintas fuentes renovables y su almacenaje híbrido con hidrógeno, que permite el balance energético en diversas temporalidades.

**Halvgaard, Rasmus (2014).** En la tesis doctoral: “*Control predictivo basado en modelos aplicado a sistemas inteligentes de energía*” [40], presentada en la Universidad Técnica de Dinamarca. Las principales contribuciones son: el establecimiento de modelos dinámicos lineales de unidades flexibles como: bombas de calor en edificios, tanques de almacenamiento de calor y baterías de vehículos eléctricos; explica la estrategia de control MPC económico que integra las previsiones de control en unidades flexibles; expone las estrategias de control distribuido a gran escala basadas en MPC económico, optimización convexa y métodos de descomposición; y desarrolla una caja de herramientas de Matlab que incluye las unidades modeladas para simular un sistema de energía inteligente con MPC.

**Balderramo, Ney; Llosas, Yolanda; Neves, Luis; Cuenca, Lenin (2019).** En el artículo: “*Diseño de Redes Eléctricas Inteligentes para una Gestión Energética*” [31]. Publicado en: Memorias de la Novena Conferencia Iberoamericana de Complejidad, Informática y Cibernética (CICIC 2019); En este documento presentan el diseño de una red eléctrica inteligente para la gestión eficiente del consumo de energía en un edificio. Utilizan para ello, las técnicas e instrumentos de Inteligencia Artificial e Inteligencia Computacional para determinar un sistema adaptable a las circunstancias exigidas. Se utilizó una arquitectura de Red Neuronal asociada a una Red Bacteriana, que analiza los diferentes parámetros eléctricos cuyos resultados facilitan la toma de decisiones en la red eléctrica inteligente.

**Loha Anjulo, Melese (2019).** En el artículo: “*Administración de energía del sistema de almacenamiento de energía autónomo híbrido PV-Micro Hydro Battery usando el controlador Fuzzy Logic*” [32], publicado en *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*; señala que el sistema de gestión propuesto se implementa con un controlador lógico difuso que conserve la carga de baterías (SOC) dentro de los límites permitidos. La respuesta

usando el controlador de lógica difusa se comparó con el controlador proporcional e integral (PI) convencional. Los resultados muestran que, ante cambios repentinos de carga y variaciones en la generación de energía, la potencia en oferta y demanda se mantiene equilibrada gracias al controlador inspirado en lógica difusa (CLD).

**Mírez Tarrillo, Jorge Luis (2018).** En el trabajo de tesis doctoral: “*Control, optimización y gestión de microrredes de corriente continua*” [7]; sustentado en la Universidad Nacional de Ingeniería; sostiene que: se logró desarrollar el modelo matemático que muestra la operación de las MR, estableciendo el balance de potencia y energía en la microrred analizada, proponiendo formas novedosas de gestión y estrategias de optimización con sus respectivos modelos matemáticos. Se estudia la interconexión eléctrica entre MRs, asociada a un sistema eléctrico de baja demanda.

**Andía Guzmán, Fidel y Aquije Tueros, Luis (2020).** En el informe final de investigación: “*Control Predictivo basado en Modelos (MPC) Aplicado a la Distribución Óptima de Energía en Microrredes: Caso de estudio FIMEE – UNICA*”, Presentado en la Universidad Nacional San Luis Gonzaga [1]; destacan que la investigación propone implementar microrredes asociadas a fuentes renovables y el desarrollo de formas de almacenaje. Se plantea un sistema de gestión basado en la estrategia de control MPC. Propone la implementación de un prototipo de microrred didáctico gestionado mediante una estrategia de Control MPC basado en MIQP. Se analiza sistemas de almacenamiento y de estrategias de control y utiliza el método de identificación ARMAX con filtro de Kalman.

La investigación, *legalmente se justifica* porque la Constitución Política, las políticas de estado, la política y estrategia de recursos naturales; contemplan el derecho de todo peruano a la vida y la salud, a vivir en un ambiente saludable, a proteger los recursos naturales y el uso correcto de los energéticos, como bien público agotable. *Teóricamente se justifica* porque es posible optimizar los sistemas de distribución de energía existiendo para ello diversas técnicas, como el control MPC y el control neurodifuso; ambos tienen variantes y técnicas diversas para su modelamiento, que aún están en fase de desarrollo. *Tecnológicamente se justifica la investigación*, porque obliga al diseño de un módulo experimental de microrred de energía, que servirá para realizar investigaciones en energías renovables, redes eléctricas inteligentes, microrredes, control, instrumentación, automatización, etc. Asimismo, indaga la posibilidad de configurar microrredes de energía, por ejemplo, en los centros universitarios del país. *Económica y socialmente está justificado* debido a que, expone el estudio de microrredes de energía ya sea en modo isla o acopladas a la red nacional, la importancia de acoplar sistemas convencionales, con no convencionales, la optimización de costo tarifario de la energía que impacta en la economía de los usuarios finales. *En la práctica se justifica*, porque se dimensionará el prototipo de microrred, se conocerá las características técnicas de cada elemento, se demostrará la

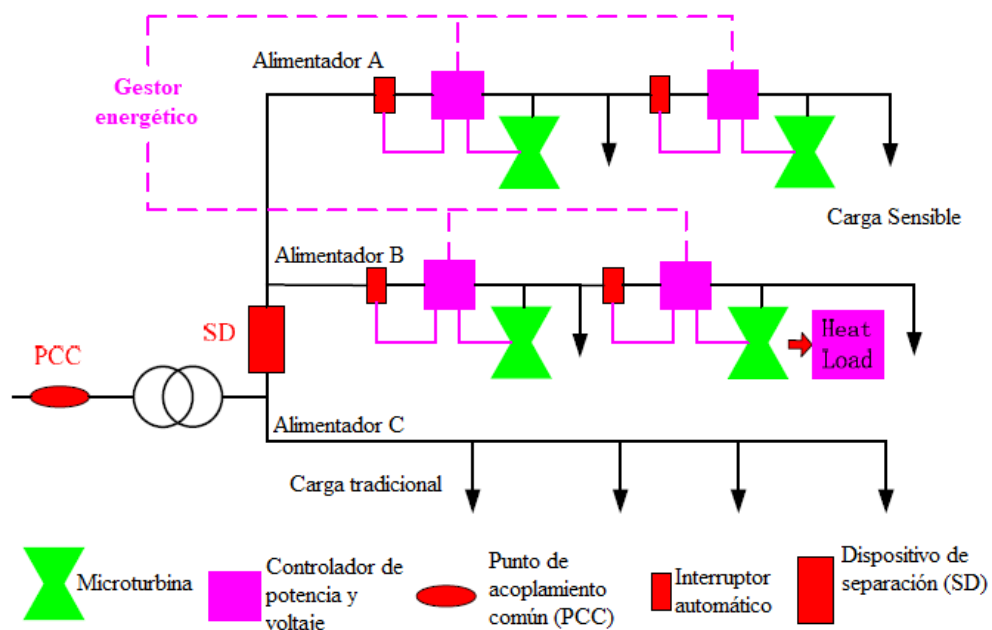
importancia del software MATLAB en los cálculos, modelamiento y simulación del diseño propuesto.

Se conceptúa a la microrred de energía como el sistema compuesto por cargas eléctricas, generadores y fuente de almacenaje que puede gestionarse de forma aislada o conectada a la red de forma sincronizada, proveyendo electricidad de manera segura [3]. Incluye el sistema de distribución y la red de transporte. Las microrredes se componen de [8]: Una red de distribución en baja tensión al que se conectan fuentes de energía distribuidas que brindan electricidad y calor al consumidor, Sistema de comunicación local, un sistema de control y monitoreo, la fuente de almacenaje energético y, los controles de cargas.

Entre las principales ventajas de las microrredes citamos [8]: Disminuye emisiones orgánicas y mejora la eficiencia energética, aumenta progresivamente la incorporación de las energías renovables, aumenta la seguridad de suministro y participación en servicios auxiliares y, minimiza las pérdidas eléctricas. Existen múltiples criterios para tipificar las microrredes de energía, puede ser: según uso de fuentes renovables, nivel de tensión al que se acoplan, grados de libertad del control asociado, etc.

El Consorcio para Soluciones de Tecnología de Confiabilidad Eléctrica (CERTS por sus siglas en inglés), propone la estructura básica (ver Figura 1) [1].

**Figura 1. Estructura básica de la microrred [1].**

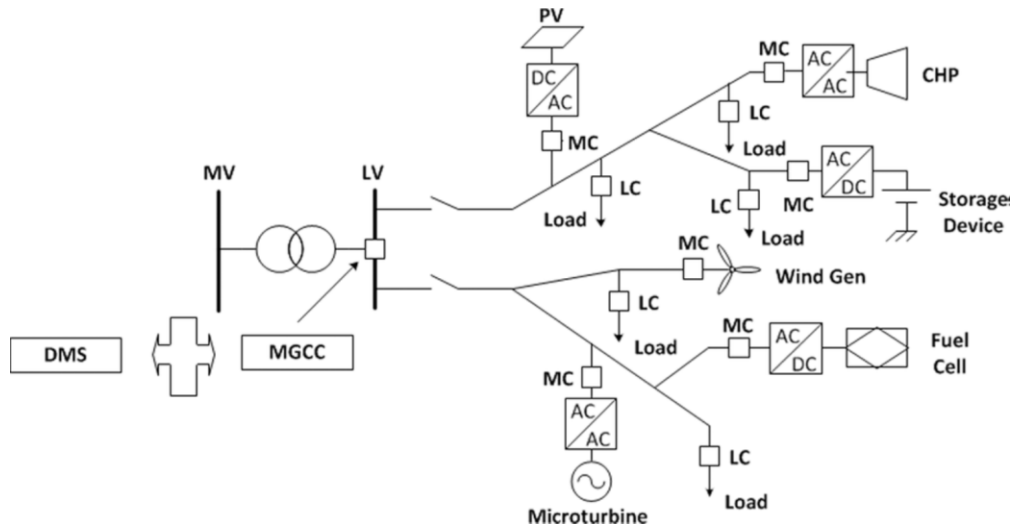


Las estrategias de control de una microrred consideran tres niveles jerárquicos (ver Figura 2) [1]:

- Sistema de gestión de distribución (DMS)
- Controlador centralizado de microrred (MGCC)
- Controladores locales de Microgeneradores (MC) y
- Controladores de cargas (LC)

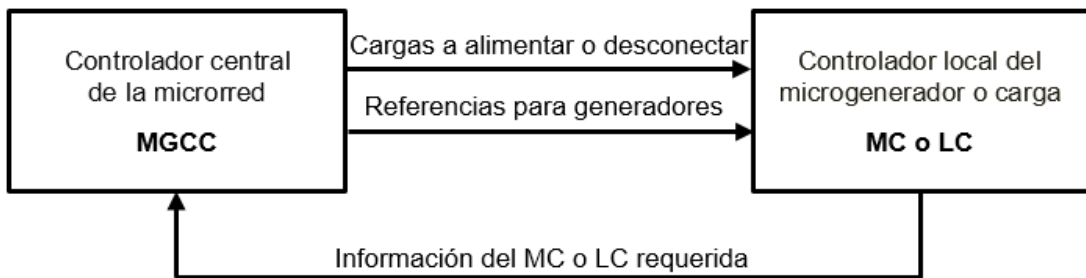
Las abreviaturas, corresponden a las denominaciones en inglés.

**Figura 2. Estructura y control de la microrred [1].**



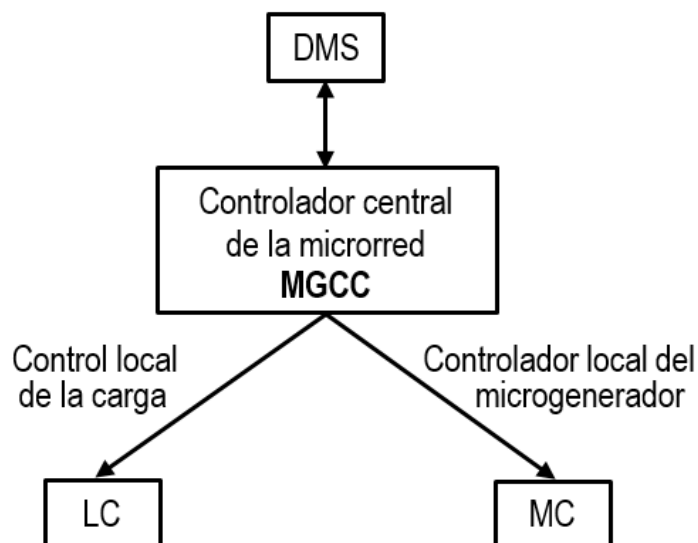
El intercambio de información con una estrategia de control centralizado, (MGCC vs LC o MGCC vs MC), muestra la Figura 3 [1].

**Figura 3. Control centralizado de una microrred [1].**



La Figura 4, exhibe una estructura descentralizada de control en sus tres categorías. En la categoría inferior se ubican los elementos principales del control, que corresponde a los controladores LC y MC [1].

**Figura 4. Funciones del MGCC [1].**



Un Centro de energía, más conocida por *Energy Hub*, es el nexo entre la producción de energía, los consumidores y la red de transmisión, caracterizada por: (1) una entrada y una salida de energía; (2) la conversión de energía; (3) un sistema de almacenamiento [33]. Describiendo la metodología se tiene que, una unidad de conversión transforma en cada tiempo  $k$ , el flujo de entrada genérico  $u_r^L(k)$  de un *Hub* en una salida genérica  $y_p(k)$ . Donde el superíndice L se asocia al flujo de entrada del convertidor. La conversión de entrada-salida consiste en factores de acoplamiento  $\gamma_{p,r}^L$  que responde a la eficiencia del conversor entre flujos de ingreso y salida [33]:

$$y_p(k) = \gamma_{p,r}^L u_r^L(k) \quad (1)$$

El estado del sistema de almacenamiento  $x_s$  en el tiempo  $k + 1$  depende del estado del tiempo anterior  $k$  y del flujo total intercambiado  $\check{u}_{i,s}^E(k)$  durante el periodo  $\Delta T$ , desde  $k$  hasta  $k + 1$ , los valores del flujo de entrada – salida de estado estable se definen por [2]:

$$\check{u}_{i,s}^E(k) = e_{i,s}(k) u_{i,s}^E(k) \quad (2)$$

donde  $e_{i,s}(k)$  es la eficiencia de la interfaz  $i$ , de carga y  $s$  de descarga del *Hub*. Además,  $e_{i,s}^+$  y  $e_{i,s}^-$  son la eficiencia de carga y descarga, respectivamente. Asumiendo que  $\check{u}$  se mantiene constante durante  $\Delta T$ . En forma simplificada un *Hub* es representado por [2]:

$$\begin{aligned} x_i(k+1) &= x_i(k) + \Lambda_i^E(k) u_i^E(k) \\ y_i(k) &= \Gamma_i^L u_i^L(k) \end{aligned} \quad (3)$$

En cuanto al modelo del sistema y el algoritmo de control, según [2] esta consiste en dos partes:

**Primera:** La evolución de la variable de estado  $SOC_{BAT}$  de la microrred (MR) descrito por:

$$SOC_{BAT}(k+1) = SOC_{BAT}(k) + \frac{\eta_{BAT_C} \cdot P_{BAT_C}(k) \cdot T_s}{C_{BAT}} + \frac{\eta_{BAT_D} \cdot P_{BAT_D}(k) \cdot T_s}{C_{BAT}} \quad (4)$$

donde  $\eta_{BAT_C}$  y  $\eta_{BAT_D}$  son la eficiencia de carga y descarga de las baterías, respectivamente.  $T_s$  es el tiempo de muestreo,  $C_{BAT}$  es el potencial de la batería y,  $P_{BAT_C}$  y  $P_{BAT_D}$  son la potencia de carga y descarga de las baterías en el instante de tiempo  $t = k$ , respectivamente, y  $SOC_{BAT}$  es el nivel de las baterías.

**Segunda:** Considerando una potencia remanente en el instante de tiempo  $t = k$  de los subsistemas que integran la MR, resulta [2]:

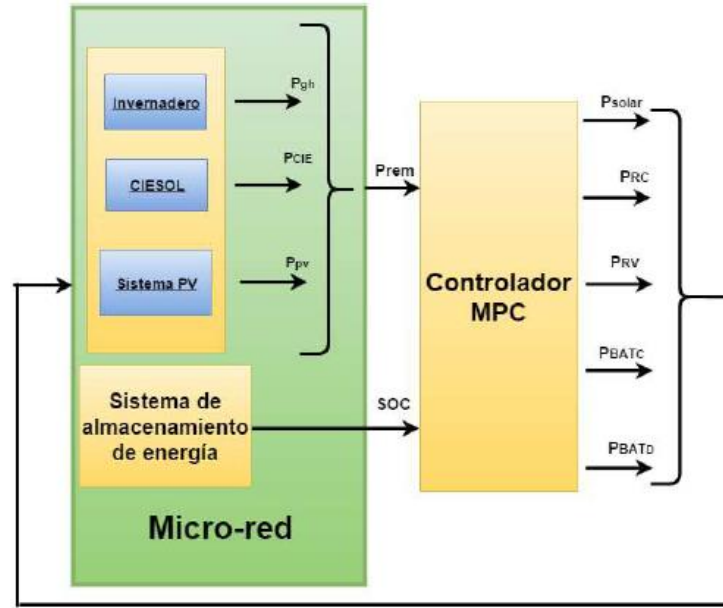
$$P_{rem}(k) = P_{pv}(k) - CARGA(k) \quad (5)$$

donde  $CARGA(k) = P_{CIE}(k) + P_{gh}(k)$ .  $P_{pv}$ ,  $P_{CIE}$  y  $P_{gh}$  son la energía producida por el sistema PV, la energía consumida por un edificio modelo y la energía consumida por una carga, respectivamente. El vector de ingreso para la microrred (MR), en [2] se define mediante el siguiente modelo:

$$u = [P_{solar} \quad P_{RC} \quad P_{RV} \quad P_{BAT_C} \quad P_{BAT_C}]^T \quad (6)$$

La Figura 5 exhibe el esquema de control para un caso particular. Nótese por un lado los elementos de la microrred y por otro el sistema de control MPC.

**Figura 5. Microrred y controlador [2].**



donde  $P_{solar}$  es la energía solar generada,  $P_{RC}$  y  $P_{RV}$  son la energía que se negocia con la red eléctrica principal, respectivamente. Para el MPC se establece la función objetivo siguiente:

$$J = \sum_{l=0}^{N_p-1} (\tilde{u}(k+l)^T Q_u \tilde{u}(k+l) + f^T \tilde{u}(k+l)) + \sum_{l=0}^{N_p-1} (\tilde{x}(k+l) - \tilde{x}_{ref}(k+l))^T Q_x (\tilde{x}(k+l) - \tilde{x}_{ref}(k+l)) \quad (7)$$

sujeto a las siguientes restricciones

$$\underline{x} \leq \tilde{x}(k+l+1) \leq \bar{x} \quad (8)$$

$$\underline{u} \leq \tilde{u}(k+l+1) \leq \bar{u} \quad (9)$$

$$\tilde{y}(k+l) = CARGA(k) \quad (10)$$

$$\tilde{u}_1(k+l) = P_{solar} = P_{PV \text{ disponible}}(k) \quad (11)$$

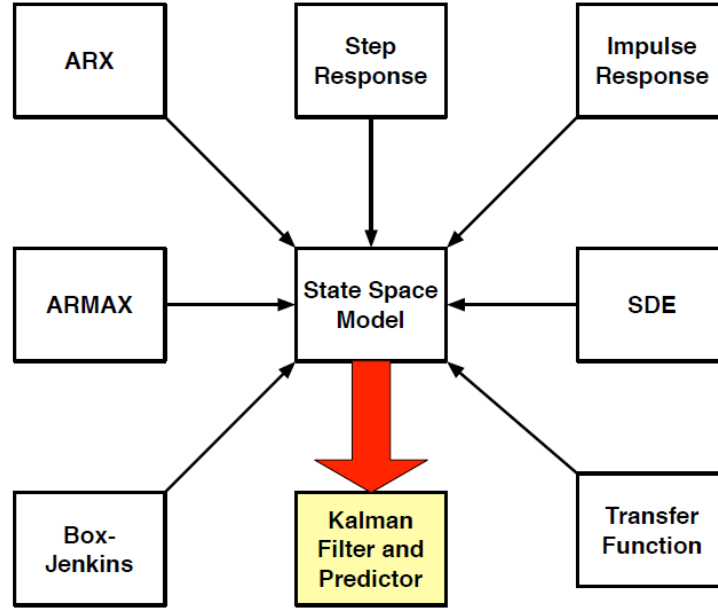
$$x(k) = \tilde{x}(k) \quad (12)$$

para  $l = 0, \dots, N_p - 1$ . Donde  $Q_u$  y  $Q_x$  son matrices de peso definidas positivas,  $f$  es una función lineal,  $N_p$  es el horizonte de predicción. En cuanto a la notación “ $\tilde{a}$ ” sobre las variables, se usa para describir variables relativas al horizonte de predicción,  $\underline{a}_i$  y  $\bar{a}_i$  denotan el valor mínimo y máximo permitido y,  $\check{a}_i$  se refiere a variables cuyos valores se supone conocidas, por ejemplo, las condiciones iniciales. Respecto a las restricciones (11) y (12), en estas se obligan al controlador a cubrir la demanda usando el total de energía generada por el sistema PV, respectivamente.

El sistema de energía se puede formular mediante tres modelos distintos: Un modelo en variables de estado sustentado en ecuaciones diferenciales del modelo físico, una ecuación diferencial estocástica (SDE) con parámetros observados a partir de datos, o un modelo de función de transferencia que relaciona entrada y salida con parámetros simples. La figura 6, muestra que

estas formulaciones de modelos, se pueden convertir en modelos de espacio de estado de tiempo discretos [40].

**Figura 6. Modelo en variables de estado [40].**



Según [40] para una secuencia de tiempo discreto  $k$ , se tiene:

$$x^+ = x_{k+1} = Ax_k + Bu_k + Ed_k + Gw_k \quad (13a)$$

$$y_k = Cx_k + v_k \quad (13b)$$

$$z_k = C_z x_k + D_z u_k + F_z d_k \quad (13c)$$

Si el modelo y el sistema real son idénticos, las incertidumbres en la predicción del estado se originan en la naturaleza estocástica del estado inicial, el ruido del proceso y el ruido de medición. Por ello, lo óptimo es emplear el filtro y predictor de Kalman [40].

Si usa un estimador, para observar el estado actual y predecir su evolución futura. La estimación del estado filtrado,  $\hat{x}_{k|k} = E\{x_k\}$ , de un sistema gobernado por las ecuaciones (13), se calcula utilizando el filtro de Kalman. La innovación se calcula así [40]:

$$e_k = y_k - \hat{y}_{k|k-1} = y_k - C\hat{x}_{k|k-1} \quad (14)$$

De acuerdo a [40], la covarianza de innovación,  $R_{e,k}$ , la ganancia del filtro,  $K_{fx,k}$ , y la covarianza del estado filtrado,  $P_{k|k}$ , se calculan así:

$$R_{e,k} = R_{vv} + CP_{k|k-1}C^T \quad (15a)$$

$$K_{fx,k} = P_{k|k-1}C^TR_{e,k}^{-1} \quad (15b)$$

$$P_{k|k} = P_{k|k-1} - K_{fx,k}R_{e,k}K_{fx,k}^T \quad (15c)$$

de modo que el estado filtrado resulta de

$$\hat{x}_{k|k} = \hat{x}_{k|k-1} + K_{fx,k}e_k \quad (16)$$

Las ecuaciones (14) - (16) son operaciones del filtro estándar de Kalman para la actualización de las mediciones.

Los vehículos eléctricos contienen baterías que deben cargarse para conducir el vehículo. El estado de carga,  $\zeta \in [0; 1]$ , de una batería indica el nivel de carga y está limitado por las restricciones [40]:

$$\zeta_{min} \leq \zeta(t) \leq \zeta_{max} \quad (17)$$

Al descargar o cargar completamente la batería, la eficiencia disminuye. Es así que, para mantenerse dentro de un rango operativo lineal típicamente:  $\zeta_{min} = 0.2$  y  $\zeta_{max} = 0.9$ . El estado de carga [40], puede ser modelado mediante:

$$Q_n \dot{\zeta} = \eta^+ P^+ - \eta^- P^- \quad (18)$$

$Q_n \in [16; 90]$  kWh es la carga formal de la batería.  $P^+ = u^+$  es la potencia transferida de la red a la batería, y  $P^-$  es la potencia utilizada para conducir a la potencia transferida de nuevo a la red.  $P^-(t) = d(t) + u^-(t)$  donde  $d(t) > 0$  es la potencia utilizada para conducir y  $u^-(t)$  es la potencia transferida desde la batería a la red. La capacidad de transferir energía a la red se llama Vehicle-to-Grid (V2G).  $\eta^+$  es la eficiencia del cargador al cargar la batería y  $\eta^-$  es la eficiencia al descargar la batería. Tenga en cuenta que  $\eta^+ \leq \eta^-$ . La energía solo se puede transferir hacia o desde la batería cuando el vehículo está enchufado. Así, agregamos la función de indicador

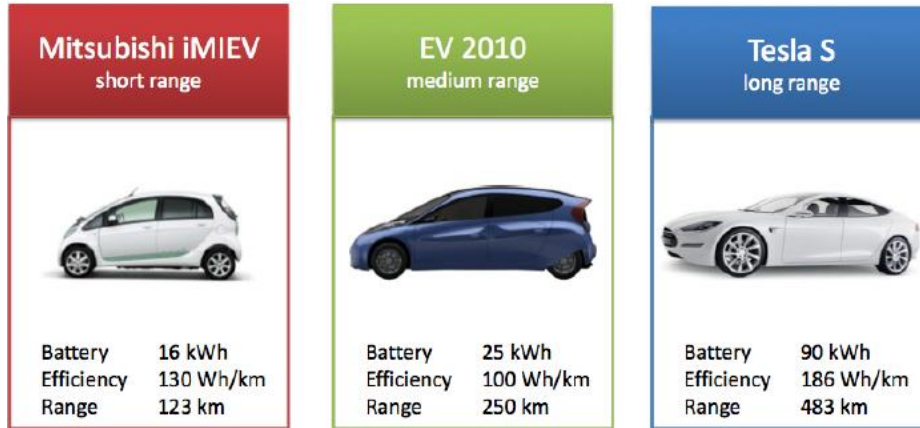
$$\bar{d}(t) = \begin{cases} 1 & \text{para } d(t) = 0 \\ 0 & \text{de lo contrario} \end{cases} \quad (19)$$

Sujeto a las restricciones de carga

$$0 \leq u^+(t) \leq \bar{d}(t) P_{max}^+ \quad (20a)$$

$$0 \leq u^-(t) \leq \bar{d}(t) P_{max}^- \quad (20b)$$

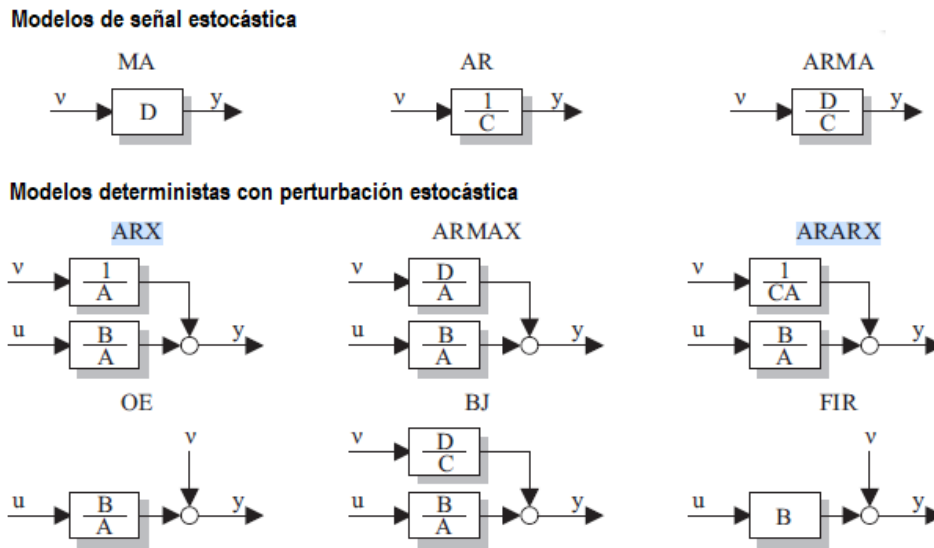
**Figura 7. Tres tipos de EV [HF] [40].**



Las variables manipuladas para la batería son la carga y descarga,  $u_j = [u^+; u^-]$ . En consecuencia, la contribución de la operación de la batería al equilibrio de potencia es:  $\bar{z}_j(t) = [-1 \quad 1]u_j(t) = -u^+(t) + u^-(t)$  [40].

Si se combina un modelo determinista con una perturbación estocástica, pueden producirse varias estructuras de modelo diferentes (ver la Figura 8) [41].

**Figura 8. Diferentes modelos para señales estocásticas y modelos deterministas con perturbación estocástica [41].**



Donde, AR = Regresivo automático, MA = Promedio móvil, X = Entrada exógena, OE = Error de salida, BJ = Box-Jenkins, FIR = Respuesta de impulso finito, ruido blanco  $v$ , entrada de proceso  $u$ ,  $y$  salida de perturbación del proceso [41].

En [42] se define la función de transferencia pulso para la configuración ARMAX, así:

$$G(z) = \frac{Y(z)}{U(z)} = \frac{b_1 z^{n-1} + b_2 z^{n-2} + \dots + b_n}{z^n + a_1 z^{n-1} + \dots + a_n} \quad (21)$$

Debido al error en la medición, la ecuación en diferencias se puede escribir en la forma [42]:

$$y(k) + a_1 y(k-1) + \dots + a_n y(k-n) = b_1 u(k-1) + \dots + b_n u(k-n) + e(k) \quad (22)$$

El vector de parámetros de la estructura ARMAX está dado por [42]:

$$\theta = [a_1 \ a_2 \ \dots \ a_n \ b_1 \ b_2 \ \dots \ b_n]^T \quad (23)$$

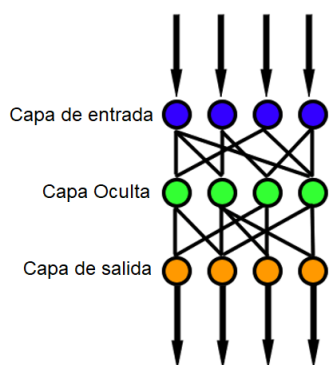
A partir de un conjunto de pares  $N+1$  de mediciones de entrada–salida del sistema [42]:

$$\{u(0), y(0)\} \ \{u(1), y(1)\} \ \{u(2), y(2)\} \ \dots \ \{u(n), y(n)\}$$

Una RNA es una estructura computacional distribuida basada en el sistema nervioso del ser humano. Su estructura se forma al interconectar numerosos procesadores básicos, resultando un sistema adaptable poseedor un algoritmo que ajusta sus pesos o parámetros libres, para alcanzar los requisitos de rendimiento basado en muestras representativas [31]. Hay varias estructuras de RNA, de mayor uso son las Redes en Prealimentación, y Redes recurrentes o en realimentación.

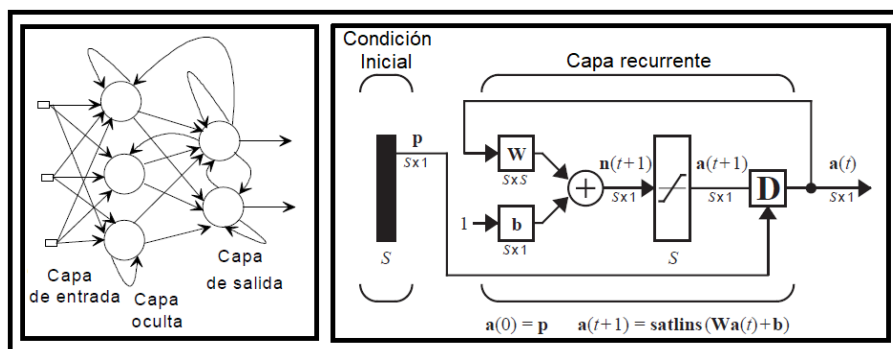
**RNA en prealimentación**, es el primero y más simple, en esta arquitectura, la información tiene movimiento unidireccional, como puede verse en la Figura 9 y hacia adelante a partir de los nodos de ingreso (capa de entrada), a través de los nodos ocultos (capa oculta) y hacia los nodos de salida (capa de salida). No hay repetición de proceso, como los casos del perceptrón de capa única (SLP), el perceptrón multicapa (MLP) y el de función de base radial (RBF) [31].

**Figura 9. Esquema de red en prealimentación [31].**



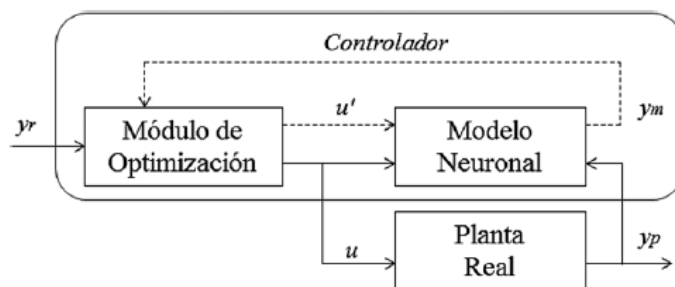
**RNA recurrente o en realimentación,** Están formadas por un esquema de flujo de datos en dos direcciones. Es decir, propaga los datos en forma lineal desde la entrada a la salida, también desde etapas de procesamiento futuras hacia etapas tempranas [31]. La figura 10, muestra un ejemplo de esta estructura.

**Figura 10. Arquitectura de red en retroalimentación [31].**



Las RNA se aplican también a esquemas de Control Predictivos. En la primera fase se encuentra el identificador del modelo de planta o proceso en concordancia con sus entradas y salidas; en la segunda, el elemento estimador de la señal de entrada cuyo objetivo optimizar la salida (Figura 11) [43].

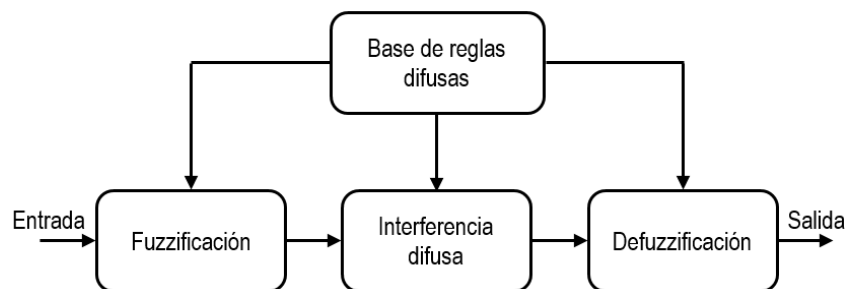
**Figura 11. Control Predictivo con Modelo Neuronal [43].**



Tradicionalmente, los programas de computador adoptan decisiones duras de sí o no mediante reglas de decisión basadas en lógica de dos valores: verdadero/falso, sí/no o uno/cero. La lógica difusa, por otro lado, permite valores intermedios de verdad entre verdadero y falso [44].

La idea de lógica difusa es análoga al proceso de razonamiento y sentimiento del humano. La estrategia de control clásica es punto a punto, mientras que con lógica difusa puedo ser rango a punto o de rango a rango. La salida de un control difuso es consecuencia de la *fuzzificación* tanto de las entradas y salidas, empleando funciones de membresía ligadas. Una entrada típica se convierte en las distintas partes de las funciones de membresía ligadas, en términos de su valor. La salida de un controlador de lógica difusa se basa en sus pertenencias a distintas funciones, que se pueden considerar como un rango de entradas [32]. La instauración del método por lógica difusa necesita los pasos descritos en la Figura 12 [32]:

**Figura 12. Arquitectura de un control difuso [32]**



Un controlador lingüístico contiene reglas en el formato if – then (aunque pueden aparecer en otros formatos), por ejemplo [44]:

1. Si el error es Neg y el cambio en el error es Neg, entonces el control es NG
2. Si el error es Neg y el cambio en el error es Cero, entonces el control es NM
3. Si el error es Neg y el cambio en el error es Pos, entonces el control es Cero
4. Si el error es Cero y el cambio en el error es Neg, entonces el control es NM
5. Si el error es Cero y el cambio en el error es Cero, entonces el control es Cero
6. Si el error es Cero y el cambio en el error es Pos, entonces el control es PM
7. Si el error es Pos y el cambio en el error es Neg, entonces el control es Cero
8. Si el error es Pos y el cambio en el error es Cero, entonces el control es PM
9. Si el error es Pos y el cambio en el error es Pos, entonces el control es PG

Los nombres Cero, Pos (positivo), Neg (negativo), NG (negativo grande), NM (negativo medio), PM (positivo medio) y PG (positivo grande); son etiquetas de conjuntos. La base de reglas del ejemplo, tiene dos entradas, error y cambio en error [44]; basado en el tiempo desprendido del primero. El lado de conclusión de cada regla prescribe un valor para el control variable, que es la salida del controlador [44].

Por tratarse de la optimización de la gestión del recurso energético agotable como es la electricidad y el uso racional de las energías renovables, esta investigación se enmarca en cinco fundamentos filosóficos: En lo *ontológico*, concibiendo al ser humano comprometido con la protección medioambiental y el aprovechamiento sostenido de los recursos naturales; en lo *metodológico*, aprovechando novedosos métodos para controlar y gestionar la energía eléctrica

procurando su uso racional; en lo *epistemológico*, sobre la base de los principios doctrinarios de toda investigación se concibe el cómo será la solución al problema formulado; en lo *axiológico*, el investigador se define como un ser humano comprometido con el desarrollo y la justicia social, amparado el socialismo científico y el materialismo como instrumento para dar solución a los problemas coyunturales que persisten y se agrava en la sociedad moderna; en lo *ético*, el investigador propugna el respeto irrestricto al ser humano y lo que él produce, condenando todo intento de fraude, plagio, copia, etc.; protegiendo la autoría.

En la *fundamentación ontológica*, se concibe al ser humano naturalmente como un ser social, que se agrupa con otros seres humanos para formar comunidades, pueblos, ciudades y naciones, buscando lo necesario y transformando la naturaleza para su subsistencia y mejor vivir, de allí que aparece asociado al trabajo, realizando diversas actividades que procuren su bienestar. La diferencia entre ser humano y otras especies que pueblan el planeta tierra radica en que éste es capaz de combinar lo social con su conducta, gestándose la riqueza cultural, racial, diversidad lingüística que hacen al ser humano único en su especie.

En cuanto al *fundamento metodológico*, referido a lo hacemos en este mundo, para generar constructos tecnológicos que optimicen el uso de la energía eléctrica mediante la formación de microrredes de energía donde intervienen las energías renovables y, un mecanismo de control avanzado que minimice perturbaciones, perfeccionado los métodos para hallar los coeficientes del controlador como el que propone la investigación. Entendamos la metodología como parte indisoluble de toda investigación, en si es el cúmulo de procesos que definen a la investigación científica. El universo del hacer, tiene una connotación principista basada en la realidad, en la manipulación y en la observación, que viene ligado al uso de herramientas virtuales como físicas. Virtuales, son aquellos que físicamente no se pueden manipular, que están en software o programas de computadora y; físicos son aquellos que si se pueden manipular como son los instrumentos eléctricos entre otros.

Referente al *fundamento epistemológico* de la investigación, este concierne al “universo del conocer”. La teoría de control automático ha experimentado en los últimos años un desarrollo extraordinario, es sin duda el pilar fundamental de la cuarta revolución industrial (Industria 4.0). La intensificación del uso de técnicas de control y automatización, va de la mano con la evolución de herramientas de medición, control y monitoreo de procesos industriales. Gracias al control moderno, contamos controles adaptables, controles robustos, controles óptimos, controles predictivos; representados en distintas variantes. El caso que nos involucra, trata sobre control predictivo fundamentado en modelos y control neurodifuso, técnicas cuya aplicación continua en desarrollo. La aplicación del control automático a los sistemas eléctricos, es la fusión del desmembramiento mental de la Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Electrónica; del primero, se incluye en epistemología de los programas de generación de la energía eléctrica; subprogramas

de distribución primaria y secundaria, alta, media y baja tensión y; del segundo, recogemos los conocimientos que se genera a partir del programa control y automatización, el subprograma de control automático y la línea de sistemas de control y control robusto.

Al tratar la *fundamentación axiológica*, recordemos que el término procede del griego “*axi*” y “*logia*”, que etimológicamente significa acción y estudio; es decir, estudio de los actos humanos. La investigación científica ha brindado elevadas contribuciones a generaciones de investigadores y estudiosos con soluciones en un mundo dinámico, instrumentos para identificar la realidad existente en la que el ser interactúe. Los valores del investigador son primordiales, en ese sentido, la investigación en curso está premunida de los valores esenciales que fijan la vida de la humanidad como son la verdad, honestidad, respeto e identidad con la defensa de los derechos del ser humano de vivir en paz, satisfacer sus necesidades y proteger el medio ambiente. Controlar la gestión de energía, no es sólo un ejercicio de búsqueda de soluciones a un problema técnico que afecta a la economía de unos pocos; sino, es fundamentalmente la búsqueda incesante de ahorro de energía que significa menos contaminación, menos deterioro del ambiente y la energía que se ahorra poder brindársela a quien no la posee.

En cuanto al *fundamento ético*, recordemos que la ética difiere de la moral, la moral se circunscribe al cumplimiento de normas, costumbres y principios culturales. Mientras que, la ética busca justificar la forma en que vivimos a través de nuestros pensamientos. La ética busca la base teórica que procure un mejor estilo de vida.

La investigación planteó como **objetivo principal**, modelar un control predictivo basado en modelos (CPBM) y Neurodifuso (CND) que optimice energía en microrredes eléctricas con generación renovable. En forma específica se planteó los siguientes objetivos: Dimensionar un prototipo experimental de microrred de energía eléctrica, Identificar el modelo dinámico de la microrred tipo de energía eléctrica, Modelar un método de control predictivo basado en modelos (CPBM) que optimice energía en microrredes y, Modelar una estrategia de control Neurodifuso (NDF) que optimice energía en microrredes eléctricas.

En el capítulo I de la Introducción, se trata sobre la realidad problemática, el enunciado del problema investigado, los antecedentes que dan pie al estudio, la justificación, los fundamentos teóricos y filosóficos de la investigación y los objetivos trazados. El capítulo II trata sobre la estrategia metodológica empleada para el desarrollo de la investigación, planteando el tipo, nivel y diseño de la investigación, población y muestra y, las técnicas y procedimientos de recolección y procesamiento de datos.

En el capítulo III que trata sobre los resultados, se presenta e interpreta los resultados obtenidos en el dimensionado del prototipo, identificación del modelo dinámico de la microrred de energía, diseño del control predictivo basado en modelo (CPBM) y el diseño del control neurodifuso (CND) alternativo. El Capítulo IV corresponde a la discusión de resultados, tanto del

dimensionado del prototipo, identificación del modelo dinámico, control CPBM y el control Neurodifuso de la microrred de energía.

El Capítulo V, plantea las conclusiones de la investigación referido a cada objetivo específico. El capítulo VI, plantea algunas recomendaciones a tomar en cuenta para trabajos futuros. El Capítulo VII corresponde a las referencias bibliográficas consultadas, finalmente; el capítulo VIII corresponde a los anexos, donde se consigna el consentimiento informado, los cuestionarios de encuesta y los códigos Matlab que sirvieron en la obtención de los resultados de la investigación.

## II. ESTRATEGIA METODOLÓGICA

### 2.1. Tipo, alcance y diseño de la investigación.

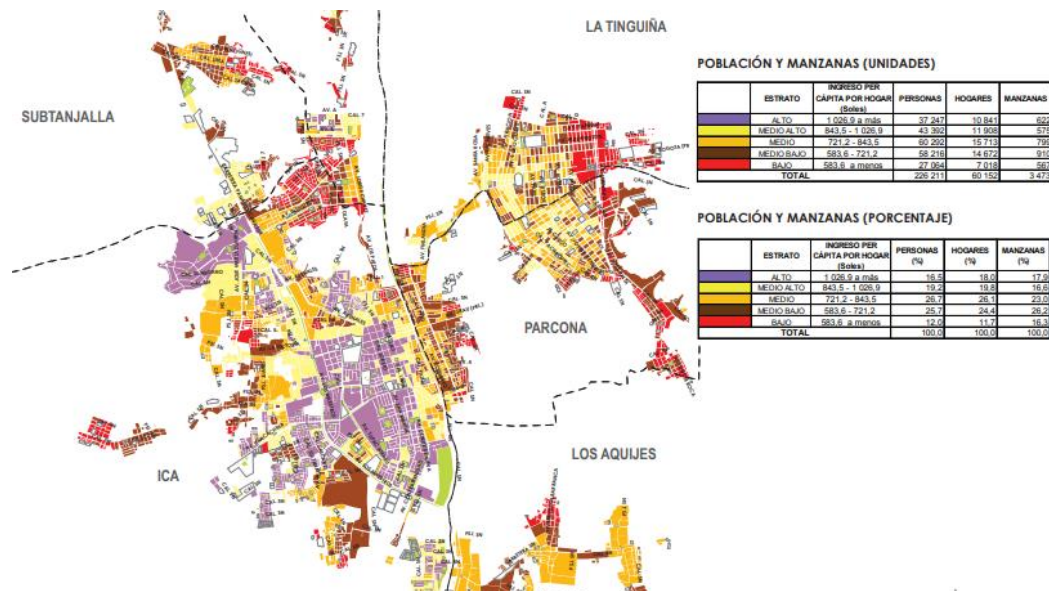
Por su finalidad, la investigación es aplicada. Se enmarca en la investigación tecnológica formal, porque comprende los campos de evaluación de impacto de la experimentación práctica y virtual. También dentro de la investigación en tecnologías físicas, orientada a optimizar la gestión energética en una microrred. Por el propósito de estudio, es Cuantitativa. La investigación busca describir el funcionamiento de las microrredes de energía, vinculando la gestión óptima con estrategias avanzadas de control. Es transversal porque se desarrolla en un plazo no mayor a un año.

Se utilizará el diseño de Investigación estudio de un solo caso, tipo experimental – virtual y cuantitativo con unidades embebidas. La unidad principal, es dividida en subunidades, seleccionándose algunas para el análisis meticoloso [45].

### 2.2. Población y muestra.

Según el INEI, en Ica los hogares de clase media – alta estimados en el 2018 son 10, 841; (ver el plano de estratos elaborado por el INEI, Figura 13)

**Figura 13. Ciudad de Ica. Plano por estratos, distribución de manzanas e ingreso per cápita del hogar (Fuente INEI).**



Por otro lado, durante el semestre académico 2020-II, cursaron las asignaturas de Ingeniería de Control 153 estudiantes.

Para el dimensionado del prototipo se tomó en cuenta la muestra de hogares encuestadas:

Para la Muestra se adopta la fórmula:

$$n = \frac{N * Z^2 * (p * q)}{E^2(N - 1) + Z^2(p * q)} \quad (24)$$

Donde:

$n$  es el tamaño de la muestra,  $N$  la población a 10,841 hogares.  $Z$  es el grado de confianza. ( $Z = 1.96$ ),  $p$  es la probabilidad a favor ( $p = 0.5$ ),  $q$  es la probabilidad en contrario ( $q = 0.5$ ),  $E$  es el error de observación ( $E = 0.05$ ) y el producto de  $p * q$  es la varianza probabilística.

El resultado es:

$$n = \frac{10,841 * 1.96^2 * (0.5 * 0.5)}{0.05^2(10,840) + 1.96^2(0.5 * 0.5)} = 371$$

La muestra es 371 hogares o 371 personas en total a encuestar. Sin embargo, fueron encuestadas con diferentes cuestionarios, 153 estudiantes y 258 personas jefes de hogar, resultando un total de 411 encuestados.

Todas las mediciones cumplieron con tres requisitos básicos: Confiabilidad, validez y objetividad [45]. Para la confiabilidad se usó el índice *alfa de Cronbach*, resultando en 0.69 para la encuesta de estudiantes y 0.78 para los hogares. La validez fue verificada por el juicio de experto, en esta caso, el asesor [45]. La medición de parámetros físicos se realizó con instrumentos debidamente certificados.

### 2.3. Técnicas y procedimientos de recolección y procesamiento de datos.

Para el diseño del prototipo, se utilizaron los datos de interés mostrado por los estudiantes y el consumo de energía declarado por los pobladores encuestados. Esta información fue procesada en parte por el software estadístico SPSS y por el programa MATLAB que también tiene un toolbok estadístico, los resultados se exhiben en el tercer capítulo.

El proceso de identificación de la microrred se realizó empleando una herramienta establecida en Matlab y bajo el soporte de *System Identification*. Mediante esta herramienta se realizaron una serie de funciones siguiendo la secuencia de operaciones:

- Cargado del archivo de datos registrada por los instrumentos de medición. En nuestro caso, se utilizó la data disponible del MEM sobre mapa eólico y radiación solar.
- Organización y filtrado de los datos, eliminando valores dispersos y filtrado de ruido. Además, se separó datos para la etapa de identificación y validación.
- Aplicación del método anticipativo del error, a través de una representación en espacio de estados y el método paramétrico basado en la estructura ARMAX.
- Realización del proceso de validación, contrastando los resultados. Así mismo, se obtuvo el porcentaje de aciertos, el análisis de correspondencia residual de la entrada y los índices de ajuste respectivos.

Para diseñar el control MPC y el control neurodifuso, se empleó también el programa Matlab y sus herramientas *MPC Control* y *neurofuzzy control*, en diferentes condiciones de operación simulada, los resultados se exhiben a continuación.

Para la investigación, el programa Matlab se ha empleado ampliamente, al igual que las teorías modernas para controlar la gestión energética en microrredes.

MATLAB es software matemático que brinda un ambiente de desarrollo integrado y lenguaje de programación propio. Puede accederse a través de diversas plataformas como Unix, Windows, Linux, etc. Con MATLAB se puede manipular matrices, representar datos y funciones, implementar distintos algoritmos, crear interfaces de usuario (GUI) y comunicarse con programas desarrollados en otros lenguajes y hardware. El paquete contiene dos herramientas adicionales, *Simulink* (plataforma de simulación) y *GUIDE* (editor de interfaces para usuario - GUI). Así mismo, se pueden ampliar las bondades de MATLAB con los *toolboxes*; y las de *Simulink* con los *blocksets*. Su uso en universidades, institutos de investigación y desarrollo ha cobrado en los últimos años un incremento importante, usándose no sólo en control y automatización, sino también en robótica, telecomunicaciones, estadística, procesamiento de señales, etc.

### III. RESULTADOS.

#### 3.1. Presentación resultados.

##### 3.1.1. Dimensionado del prototipo de microrred de energía.

Las topologías de diseño y construcción de microrredes, son diversas. El estudio propone la que reúne las siguientes características:

- 1) Dos fuentes principales de generación alternativa, una fotovoltaica y otra eólica.
- 2) Un sistema de almacenaje de energía para garantizar la autonomía de la microrred.
- 3) Una batería adicional que simule la carga vehicular (VE) que puede funcionar bien como consumidor o fuente de energía de apoyo de la microrred.
- 4) Inversores de DC/AC y elevadores para acondicionar los distintos niveles de tensión con los que funciona los elementos de la microrred, el consumo o conexión a la red eléctrica.

En la tabla 1, se muestra el grado de participación de los estudiantes en la encuesta de perfil de interés en microrredes de energía y sistemas de control. La encuesta se aplicó a ciento cincuenta y tres (153) alumnos de las carreras profesionales Ingeniería Mecánica y Eléctrica e Ingeniería Electrónica que cursaron las asignaturas de Ingeniería de Control Automático durante el semestre académico 2020-II.

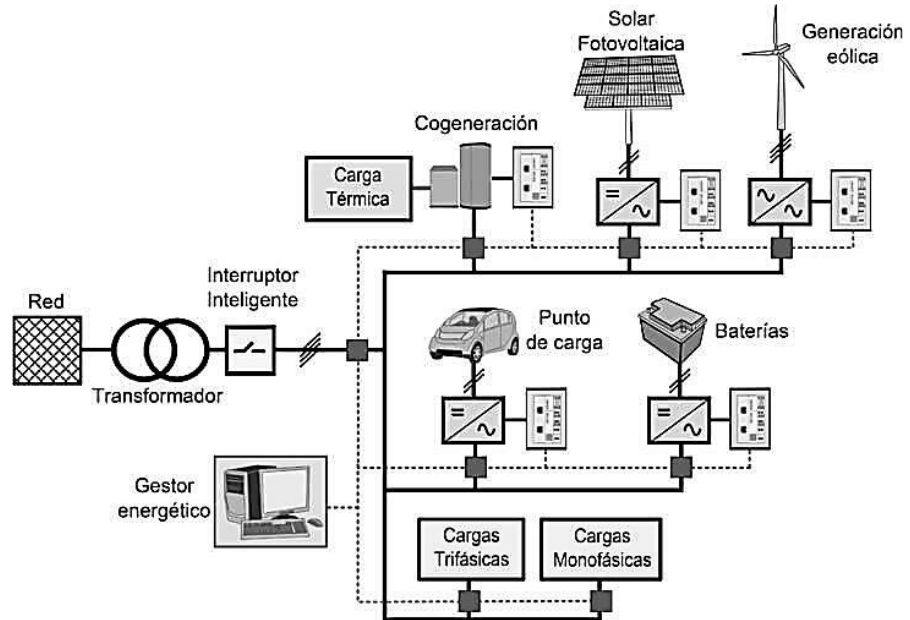
Tabla 1. Resultados de la encuesta estudiantil.

Actividad	Porcentajes
Interés en las Energías Renovables	85%
Conocimiento de la Enertrónica nuevo paradigma de la ingeniería	50%
Manejo de información sobre el consejo nacional de la energía	30%
Información de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible	75%
Interés en los tópicos de control y gestión de Microrredes de energía	90%
Interés en el manejo de herramientas de simulación didácticos	95%

Los datos obtenidos a partir de la encuesta, permitieron conocer el interés que despierta en los estudiantes las asignaturas orientadas a Sistemas de control avanzado e inteligentes con criterios de responsabilidad ambiental. Asimismo, los estudiantes mostraron interés por la implementación de un laboratorio práctico, para el diseño y control de microrredes de energía. A manera de referencia, en la Figura 14, se representa el esquema conceptual de la microrred de energía a escala de laboratorio,

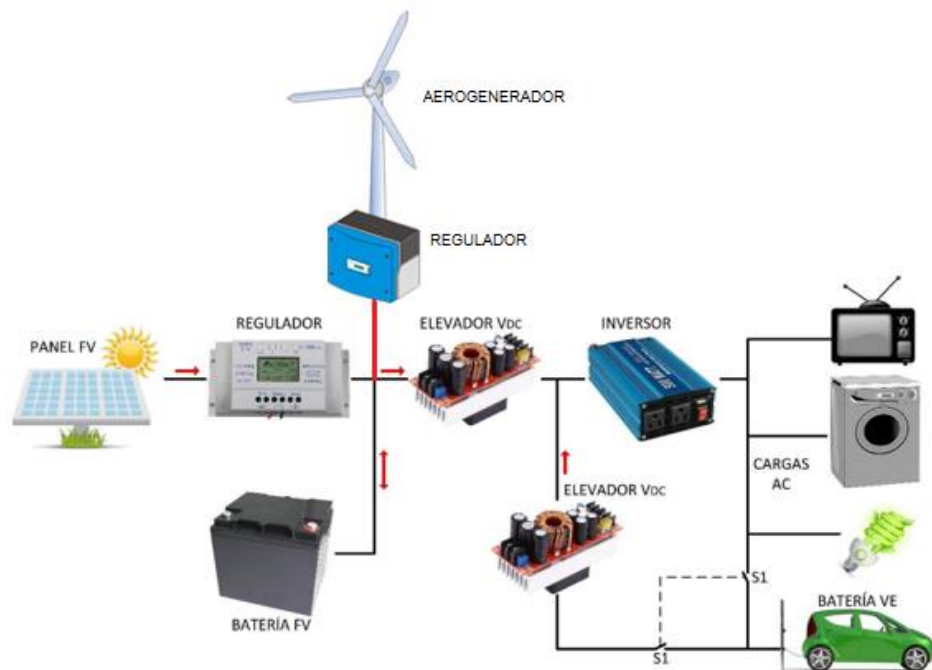
con los equipos o elementos necesarios para su funcionamiento, pruebas de carga, control y monitoreo. El prototipo de microrred debe ser flexible de modo que permita adaptar nuevas fuentes de energía, por ejemplo, un generador eléctrico a gas natural.

Figura 14. Esquema de una microrred genérica de energía



Finalmente, se selecciona una tipología simplificada que se muestra en la figura 15.

Figura 15. Topología de la microrred propuesta.



Para determinar la demanda de energía eléctrica, se toma en cuenta un consumo residencial. Para corroborar que artefactos se utilizan con mayor frecuencia en los hogares, se aplicó una pequeña encuesta en 258 familias de la Residencial San Carlos, con un intervalo de confianza del 95% y un error de medición del 5%.

Asimismo, se considera una potencia del inversor de 250 W, por lo que la potencia a escala reducida, resulta del producto de la potencia total de cada dispositivo por el factor que es consecuencia de dividir la potencia del equipo inversor entre la potencia total, de manera que un W actual equivale a 29.74 mW. La tabla 2, muestra los resultados:

Tabla 2. Potencia real y reducida de los electrodomésticos seleccionados.

<b>Equipo</b>	<b>Potencia unitaria (W)</b>	<b>Cant.</b>	<b>Potencia total (W)</b>	<b>Potencia reducida (W)</b>
Luminaria comedor	15	2	30	0.89
Luminaria sala	15	8	120	3.57
Luminaria cocina	10	2	20	0.59
Luminaria SS.HH.	20	1	20	0.59
Luminaria pasadizos	10	3	30	0.89
Luminaria dormitorio 1	10	1	10	0.30
Luminaria dormitorio 2	10	1	10	0.30
Luminaria dormitorio 3	10	1	10	0.30
Luminaria dormitorio 4	10	2	20	0.59
Luminaria servicios	10	1	10	0.30
Luminaria lavandería	10	1	10	0.30
Luminaria estudio	15	2	30	0.89
Luminaria cochera	15	1	15	0.45
Luminaria jardín	10	2	20	0.59
Televisor	110	4	440	13.09
Equipo de sonido	100	1	100	2.97
Computadora	600	1	600	17.84
Computador portátil	200	3	600	17.84
Refrigeradora	60	1	60	1.78
Horno microondas	1400	1	1400	41.64
Olla arrocera	900	1	900	26.77
Licuada	450	1	450	13.38
Lavadora	200	1	1200	35.69
Multimedia	200	1	200	5.95
Carga especial	600	1	600	17.84
Vehículo eléctrico	1500	1	1500	44.61
<b>Total</b>			<b>8405</b>	<b>250</b>

Las fuentes de generación alternativa, se selecciona a partir de que la Facultad cuenta con una fuente cuya capacidad nominal es 340 W, con posibilidad de generar tensiones continuas de 0 – 100 V, corrientes en un rango entre 0 y 10 A. es así que se selecciona un panel con corriente de cortocircuito igual o próxima a 10 A, del que sus características se observan en la Tabla 3.

Tabla 3. Características del panel seleccionado.

Características	Valor	
	1000 W/m <sup>2</sup> – 25°C	800 W/m <sup>2</sup> – 20°C
Máxima Potencia	340 W <sub>p</sub>	251.53 W <sub>p</sub>
Tensión a circuito abierto	46.55 V	43.21 V
Tensión en el lugar de potencia máxima	38.37 V	35.44 V
Corriente de cortocircuito	9.24 A	7.50 A
Corriente en el lugar de potencia máxima	8.86 A	7.09 A

El convertidor CC/CC, se selecciona bajo los siguientes criterios:

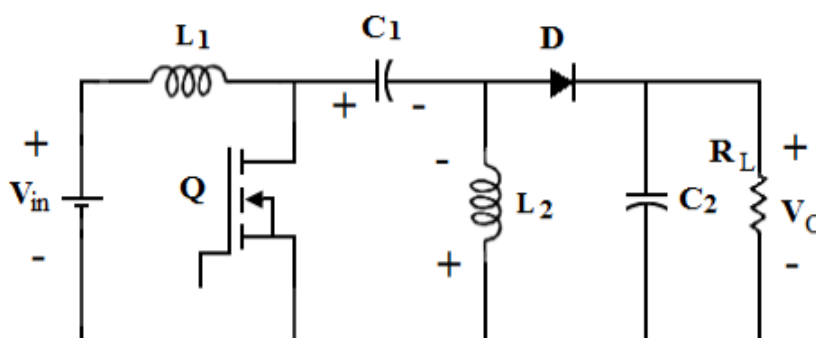
- Polaridad de tensión de salida: sin invertir.
- Corriente de entrada: pulsante.
- Interruptor de accionamiento: aterrizado
- Eficiencia: Media
- Costo: Medio

Es así que se selecciona el Convertidor modelo SEPIC que funciona como regulador, cuyas características son:

- Potencia máxima de salida ( $P_{O\_MAX}$ ): 270 W
- Potencia nominal de entrada ( $P_{IN}$ ): 270 W
- Tensión de salida ( $V_O$ ): 24 V.
- Tensión de entrada ( $V_{IN}$ ): 32,4 V.
- Tensión de entrada máxima ( $V_{OC}$  del módulo solar): 40,0 V
- Tensión de entrada mínima ( $V_{IN\_MIN}$ ): 10 V.
- Ciclo útil ( $D$ ): 0,56
- Corriente de salida ( $I_O$ ): 12,5 A.
- Corriente de entrada igual a máxima corriente de salida de la fuente ( $I_{IN}$ ): 9,50A.
- Resistencia de carga menor ( $R_{LOAD\_MIN}$ ): 0,96  $\Omega$ .;  $L_1 = L_2 = 98,28 \mu H$ ,  $C_1 = C_2 = 466,66 \mu F$ .

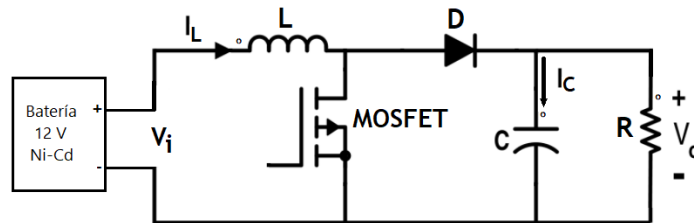
La Figura 16, expone el circuito del regulador de carga.

Figura 16. Topología del regulador de carga.



El tiempo que el prototipo simula un día de funcionamiento, se estableció en 2.4 horas, esto es, 6 minutos del simulador equivale al consumo de una hora ( $T_O = 2.4$  h). Al calcular la capacidad nominal del sistema de almacenamiento (CNSA, conocido el valor  $T_O$ , se selecciona una batería de Níquel-Cadmio de 12 V y 9 Ah de capacidad de descarga. Para acondicionar la magnitud de voltaje de las baterías del sistema FV al grado de funcionamiento del inversor se emplea un convertidor Boost, donde la tensión de entrada es  $V_{IN} = 12$  V, el voltaje de salida es  $V_O = 24$  V, la potencia de salida es  $P_O = 251.31$  W y la frecuencia disruptiva del convertidor es  $F_C = 20$  kHz. Para los parámetros descritos se tiene que un Ciclo útil es  $D = 0,5$ , la resistencia de carga es  $R = 3,85 \Omega$ , La inductancia  $L_{MIN} = 14.5 \mu H$ , la capacitancia  $C = 650 \mu F$ , la ratio de pulsaciones es 1.5%,  $I_L = 8,28$  A,  $I_{L\_MAX} = 16,4$  A,  $I_{L\_MIN} = 0,6$  A.

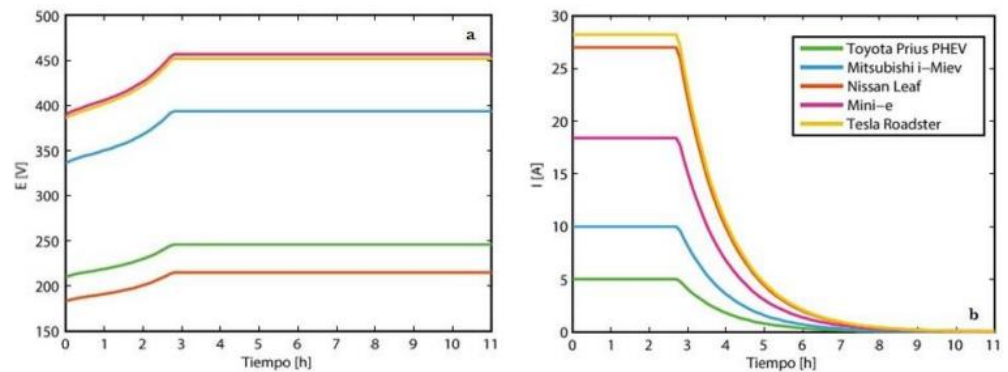
Figura 17. Topología de red Convertidor Boost - sistema fotovoltaico.



El módulo de carga se construye a partir del comportamiento de la demanda eléctrica de la vivienda establecidos en la Tabla 2. Mediante este módulo se realiza la apertura y cierre de circuitos, ordenadas y controladas desde un microcontrolador, que, actuando como gestor de energía, conecta y desconecta cargas, las habilita o deshabilita, según sea el caso. Esta fase tiene un interruptor de encendido y un relé gobernado desde el microcontrolador, para permitir el flujo de corriente hacia la resistencia de carga.

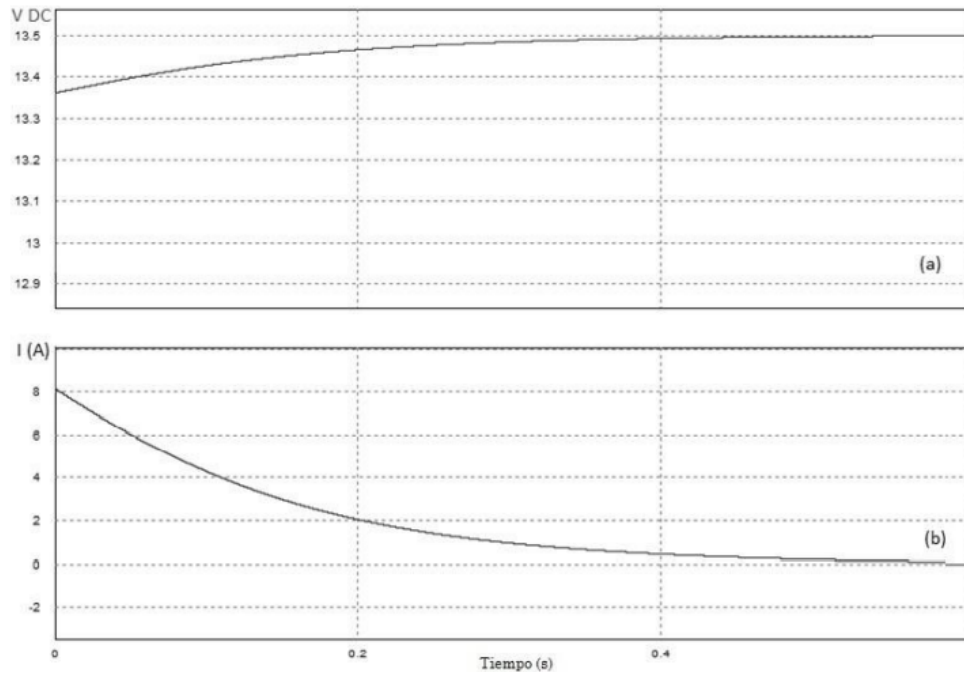
Para el vehículo eléctrico, la propuesta incluye la tecnología V2G, que permite tanto el uso de la batería como carga y como fuente de energía. La Figura 18, muestra las curvas características de recarga de baterías para algunos VE del mercado.

Figura 18. Perfil de recarga de ciertos vehículos E. comerciales: a) voltaje, b) Corriente.



El modelo de la batería de 12 V y 9 Ah, es simulado con el software PSIM existente en Matlab – Simulink (ver Figura 19).

Figura 19. Perfil de recarga de la batería que simula el VE. (a) Tensión, (b) Corriente.



Confrontando el perfil de recarga de las baterías VE con la batería simulada, se observa que el comportamiento del segundo es muy parecido al del primero, salvo en el tiempo de descarga que es levemente menor. Si el vehículo está en modo suministro de energía, igual se empleó un convertidor en configuración Boost, con tensión de entrada  $V_{IN} = 13,5 - 10,5$  V, tensión de salida  $V_O = 25$  V, potencia de salida  $P_O = 24 - 16$  W y frecuencia de conmutación del convertidor  $F_C = 20$ . También, un ciclo útil (D) de 0.515, resistencia de carga de  $41,67 \Omega$ ,  $L_{MIN} = 150 \mu H$ ,  $C = 220 \mu F$ , porcentaje de rizado de 1.5%,  $I_{L\_MAX} = 16,4$  A,  $I_{L\_MIN} = 0,62$  A.

El aerogenerador, se seleccionó en base la potencia del prototipo (250 W) y la velocidad promedio del viento en Ica equivalente a 5 m/s. Se elige el aerogenerador Black-300 de fabricación alemana, disponible en el mercado (ver Tabla 4).

Tabla 4. Datos técnicos del aerogenerador Black-300.

Descripción	Característica
Hélice y material	3 aspas, Nylon - Carbono
Generador	Trifásico de imán permanente, material: Neodimio
Diámetro del rotor	1.22 m.
Voltaje	12 V DC (24 V, 48 V disponible)
Velocidad mínima de arranque	1.8 m/s
Peso del aerogenerador	15 kg.
Regulador	Incluido
Batería	No incluye

La imagen de un aerogenerador Black-300, se observa en la Figura 20.

Figura 20. Aerogenerador Black-300.



### 3.1.2. Identificación del modelo dinámico de la microrred de energía.

La metodología de identificación se probó con registros obtenidos a partir de datos generados por ensayos efectuados en Matlab – Simulink, en el que se utilizaron dos programas: uno que alberga los parámetros y otro que elabora los datos.

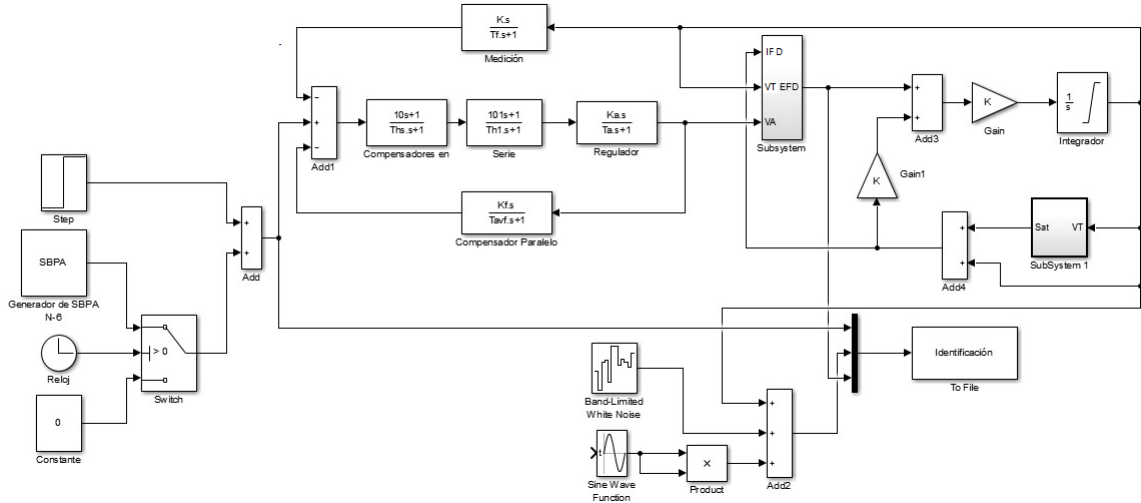
El programa de parámetros es el que requiere el simulador para recrear la dinámica del régimen de excitación y que se exhibe en la Tabla 5.

Tabla 5. Parámetros del sistema microrred de energía (MR)

Parámetros	Valor
$R_C$	0
$X_C$	0
$T_R$	0.032 [s]
$KA$	165.15
$T_A$	0.16 [s]
$K_F$	0.0212
$T_F$	1.04 [s]
$V_{A M \acute{A}X}$	4.78 pu
$V_{A M \acute{I}N}$	-4.51 pu
$V_{R M \acute{A}X}$	3.37 pu
$V_{R M \acute{I}N}$	-2.89 pu
$K_C$	0.123

Los datos para el proceso de identificación se obtienen de la simulación realizada en Simulink. El simulador incluye funciones que prueban la identidad del sistema con SBPA y dos clases de señales de ruido en la etapa de medición: Ruido blanco y ruido de 360 Hz originado por el puente de tiristores (ver Figura 21).

Figura 21. Simulador para el sistema MRE



La señal SBPA se aplica un tiempo luego al asentamiento del sistema en el punto de equilibrio ajustado desde la referencia de voltaje. La simulación arroja datos de entrada y salida en forma gráfica y archivo de datos bajo la extensión *.mat*.

El modelo del sistema se obtiene linealizando alrededor del punto de operación. El modelo es de la forma:

$$\begin{aligned} \dot{X} &= AX + BU \\ Y &= CX + DU \end{aligned} \quad (25)$$

De modo que:

$$X = [\Delta V_T, \Delta V_C, \Delta E_{FD}, \Delta V_F]^T \quad (26)$$

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{R_{FD}}{T'_{d0}}(S'_{EG} + 1) & 0 & \frac{1}{T'_{d0}} & 0 \\ \frac{K_R}{T_R} & -\frac{1}{T_R} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{K_A}{T_A} & -\frac{1}{T_A} & -\frac{K_A}{T_A} \\ 0 & -\frac{K_A K_F}{T_A T_F} & -\frac{K_F}{T_A T_F} & -\left(\frac{1}{T_F} + \frac{K_A K_F}{T_A T_F}\right) \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \frac{K_A}{T_A} & \frac{K_A K_F}{T_A T_F} \end{bmatrix}^T$$

$$Y = \Delta V_T$$

$$C = [1 \ 0 \ 0 \ 0]$$

$$D = 0$$

$$U = \Delta V_{REF} = \text{Cambio en la señal de referencia}$$

$$S'_{EG} = \left. \frac{\partial S_{EG}}{\partial V_T} \right|_{V_{T0}} \times V_{T0} + S_{EG0} \quad (27)$$

Para el cual:

$E_{FD}$  es el voltaje de campo.

$K_A$  es la ganancia del regulador.

$K_F$  es la ganancia del circuito de estabilización.

$K_R$  es la ganancia del bucle de medición.

$R_{FD}$  es la resistencia de campo.

$S_{EG}$  es la función de saturación del generador.

$S_{EG0}$  es la función de saturación del generador medida en  $V_{T0}$ .

$T_A$  es la constante de tiempo del regulador.

$T_F$  es la constante de tiempo del bucle de estabilización.

$T_R$  es la constante de tiempo del bucle de medición.

$T'_{d0}$  es la constante de tiempo transitoria de campo.

$V_C$  es la tensión de salida de la red de medición.

$V_F$  es la tensión de salida del circuito de estabilización.

$V_{REF}$  es la tensión de referencia.

$V_T$  es la tensión en terminales del generador síncrono.

$V_{T0}$  es el punto de equilibrio para  $V_T$ .

Al analizar la Matriz  $A$  se puede notar que los indicadores  $K_A$ ,  $T_A$ ,  $K_F$ ,  $T_F$  se pueden lograr mediante una técnica de identificación lineal, las demás se pueden medir con pruebas estándar.

Las no linealidades se expresan mediante la función de saturación del generador y los límites del regulador.

El tiempo de establecimiento resultante es 4 segundos, Por eso,  $T_S = 4$ . Para calcular la señal de entrada, se asume un rango de frecuencias entre 0 y 3 Hz (0 a 18.8 rad/s).

Si  $T_S = 4$  y  $n_r = 8$ , el tiempo del cronómetro del SBPA se obtiene de:

$$T_{sw} = \frac{2T_S}{n_r} = 1 \text{ s}$$

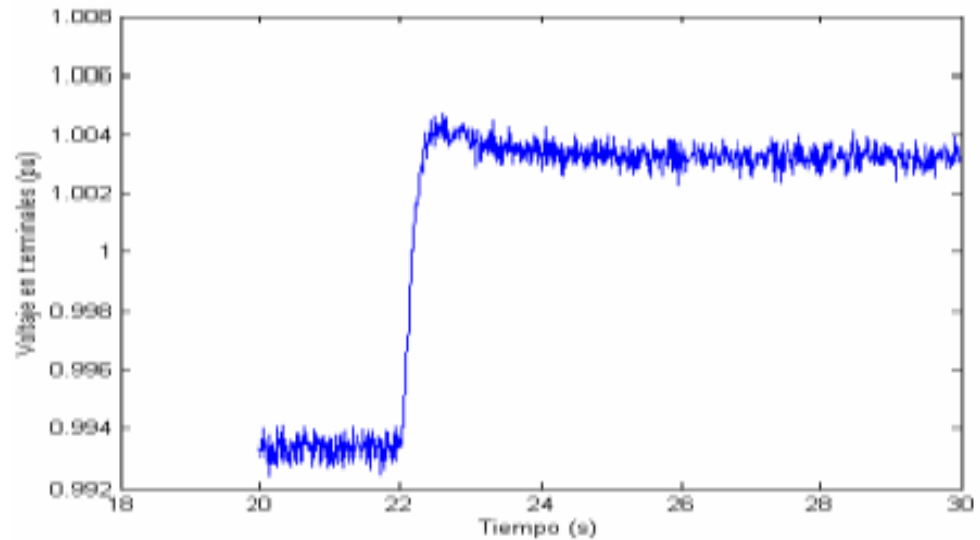
Si  $N = 255$ , la banda de frecuencias de la SBPA resulta ser:

$$0.02 \leq w \leq 2.8 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$$

A pesar que se incumple con el máximo rango de, el ancho de la señal SBPA oscilará entre 0,01 y -0,01, esto es, un cambio de 1% en torno al punto de equilibrio.

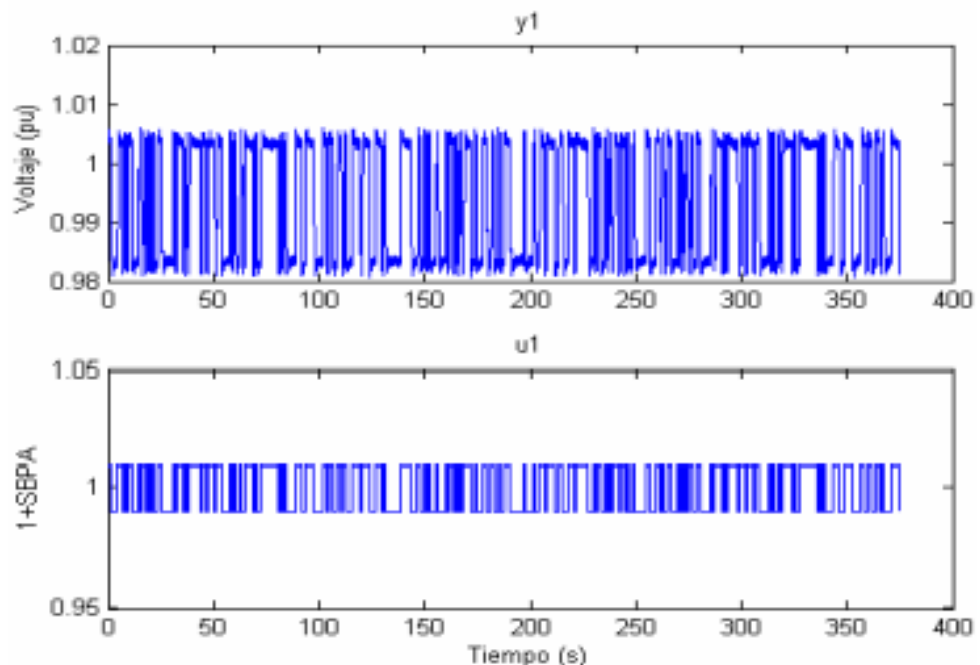
Para calcular el tiempo de asentamiento  $T_S$ , el generador es llevado en vacío hacia el punto de equilibrio en  $V_{REF} = 1$ , aplicando una variación del 1%. La respuesta se describe en la Figura 22.

Figura 22. Respuesta a entrada escalón del sistema MR.



La simulación se realiza durante 500 s, dos veces el período del SBPA. La Figura 23, exhibe la respuesta de los datos logrados. Se tomó en 10 ms para el tiempo de muestreo.

Figura 23. Datos registrados MRE



Para calcular los parámetros con el método predictor de error, se ejecuta el programa de identificación y se obtienen los resultados de las Figuras 23 a 25, las que también ayudan a la validación del modelo, lográndose un porcentaje de aciertos del 96%.

La Figura 24 se muestra la función de correlación de residuos versus la entrada. La correlación de residuos está supeditada al tipo de entrada establecida y por tanto no se considera decisiva en la validez.

Figura 24. Comparación datos de validación (-.-: Datos originales, ---: Datos del modelo).

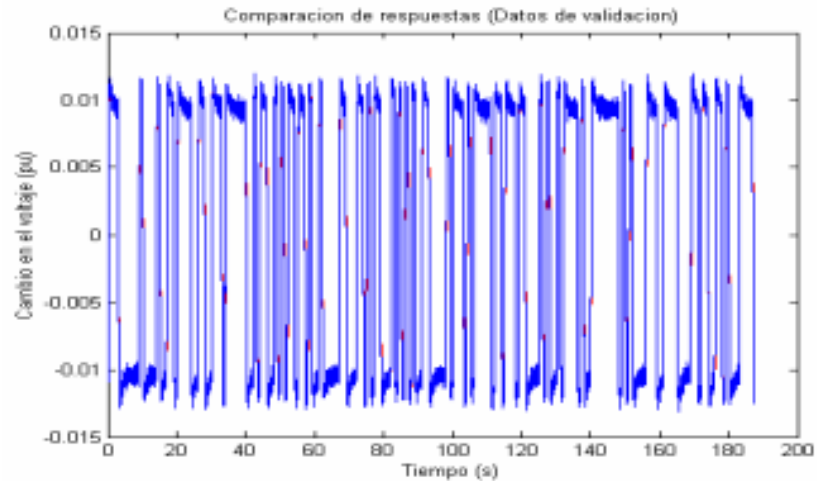
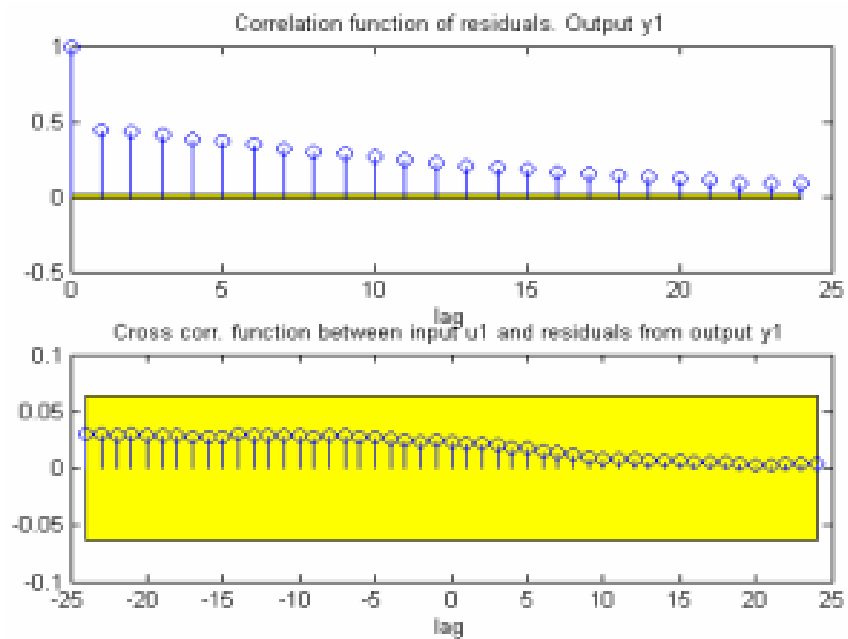


Figura 25. Funciones de correlación



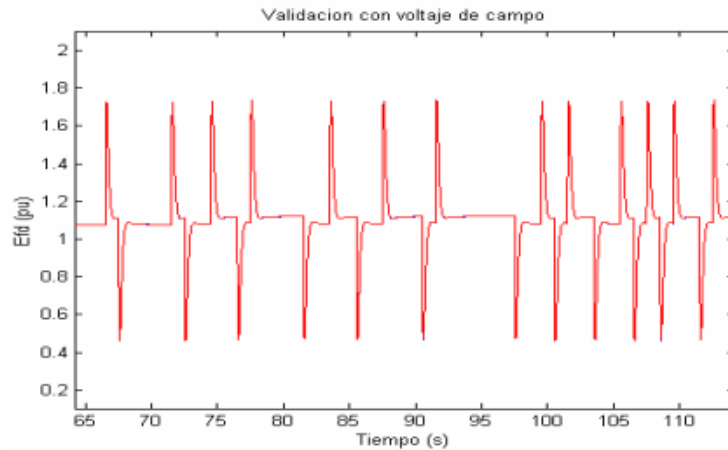
La Tabla 6, muestra los valores obtenidos de parámetros y sus desviaciones típicas.

Tabla 6. Parámetros identificados sistema MRE.

Parámetro	Valor identificado y su Desviación	Valor teórico real	Porcentaje de error
$K_A$ (p.u.)	167.693 ( $\pm$ 2.873)	165.150	1.53 %
$T_A$ (p.u.)	0.1620 ( $\pm$ 0.0028)	0.160	1.25 %
$K_F$ (p.u.)	0.0177 ( $\pm$ 0.0002)	0.0175	1.14 %
$T_F$ (p.u.)	0.8643 ( $\pm$ 0.0058)	0.860	0.5%

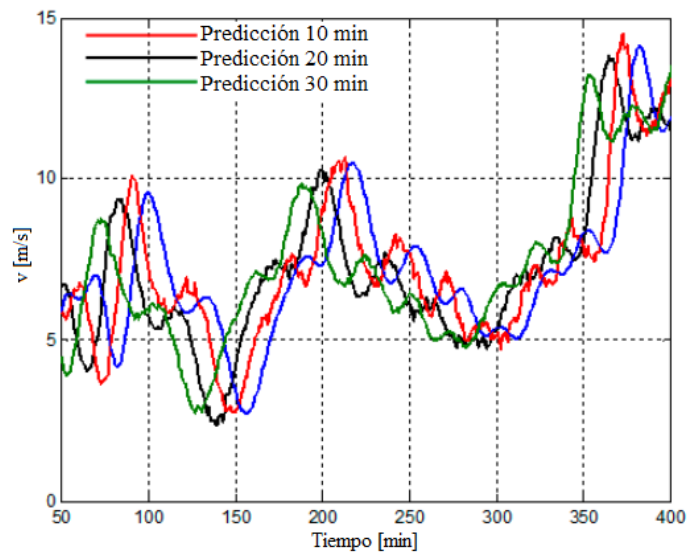
Adicionalmente, se valida comparando el voltaje de campo medida respecto al voltaje de campo que suministra un simulador. Los resultados se muestran en la Figura 26. En este caso se observa coincidencia al comprar los gráficos, por tanto, los resultados son muy buenos.

Figura 26. Comparativa entre señales de voltaje de campo.



Los resultados en la identificación de sistema, fueron muy diferentes debido a la naturaleza física de la serie de tiempo predicha. Los resultados se muestran en la Figura 27, donde se tomaron en cuenta distintos valores del horizonte predictivo al emplear un modelo ARMAX. La predicción es aceptable para pocos pasos de muestreo ( $T_s = 1$  (s)). La variable prefijada en el sistema resulta de la resta entre la sumatoria de las potencias de los generadores de energía renovables y la potencia consumida por carga. Para variable indicada, hay dos elementos que restringen la eficiencia de predicción: el de turbulencia de la velocidad del viento y la variación aleatoria de la potencia de carga (red local).

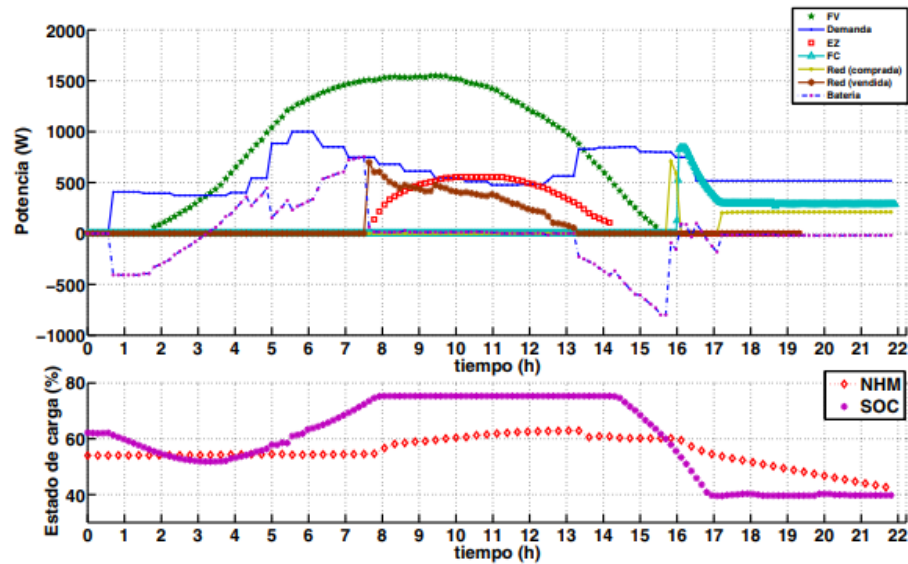
Figura 27. Predicción del componente estacional de la velocidad del viento,  $\overline{v}(t)$  (línea azul), durante 10, 20 y 30 min (rojo, negro y verde, respectivamente).



### 3.1.3. Control predictivo basado en modelos (CPBM) de la microrred.

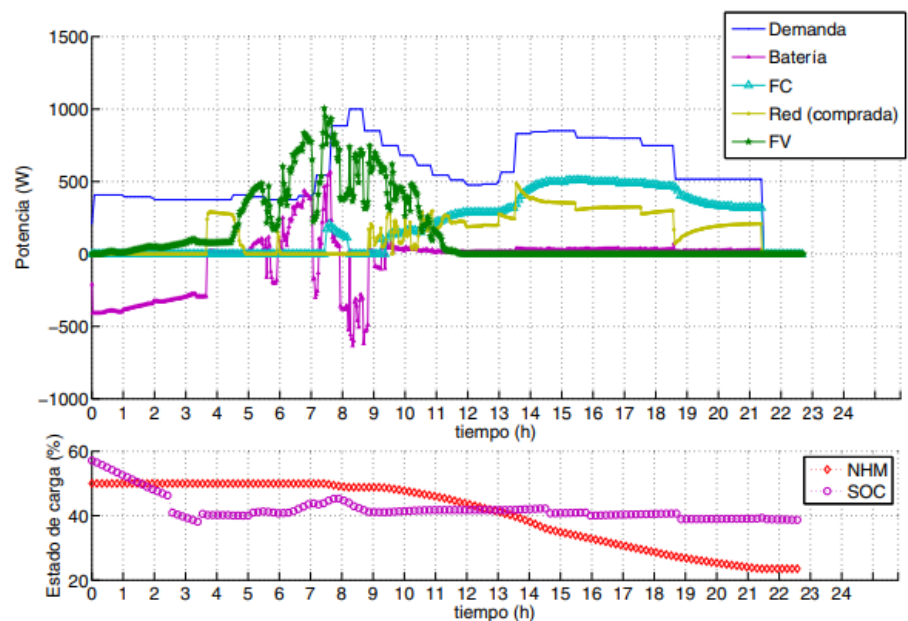
En la Figura 28, puede verse los resultados de la experimentación. En este se muestra el caso de un día despejado con alto nivel de irradiancia. En el caso se tiene un campo fotovoltaico que genera 16 kWh a lo largo del día y la demanda típica de una vivienda unifamiliar (1.5 kW de potencia), que a lo largo del día se corresponde con 15 kWh de consumo eléctrico.

Figura 28: Resultados en un día despejado.



Se nota que el electrolizador se activa al cargarse las baterías en un 75 %, la irradiancia se mantiene muy elevada, entonces es necesario almacenar la energía en forma, por ejemplo, de hidrógeno. La pila se activa cuando las baterías alcanzan el límite inferior.

Figura 29: Resultados en un día nublado.



La siguiente experiencia, muestra la actuación del controlador CPBM en contexto de baja irradiancia, nubosidad típica, obligando al controlador a una prueba exigente. El ensayo se muestra en la Figura 29, se observa un déficit de energía, pero que es suplida en diferentes modos. En la primera fase, ante altas fluctuaciones de potencia, el controlador define que el costo de cubrir esa energía es muy alto si se hace con la pila de combustible, optando por utilizar la energía de la red eléctrica. En la segunda fase, si la nubosidad no varía, el control usa la pila de combustible para suplir la deficiencia de energía.

Para efecto de estudio, el análisis teórico – práctico consiste en tres microrredes, sin incluir vehículos eléctricos, para permitir intercambio de potencia entre ellas. La ecuación de balance es:

$$P_{net}^{(i)}(t) + P_{bat}^{(i)}(t) + P_{H2}^{(i)}(t) + P_{mred}^{(i)}(t) + \sum_{j \neq i} P^{(ij)}(t) = 0 \quad (28)$$

donde  $P^{(ij)}$  son los traspaso de potencia entre microrredes,  $P_{net}^{(i)}(t) = P_{gen}^{(i)}(t) - P_{carga}^{(i)}(t)$ ;  $P_{gen}^{(i)}(t)$  es la potencia generada por la microrred y  $P_{carga}^{(i)}(t)$  es la potencia de consumo. Las funciones objetivo tanto global como local son:

$$J_{global} = \sum_{i=1}^N J_{local}^{(i)} \quad (29)$$

y

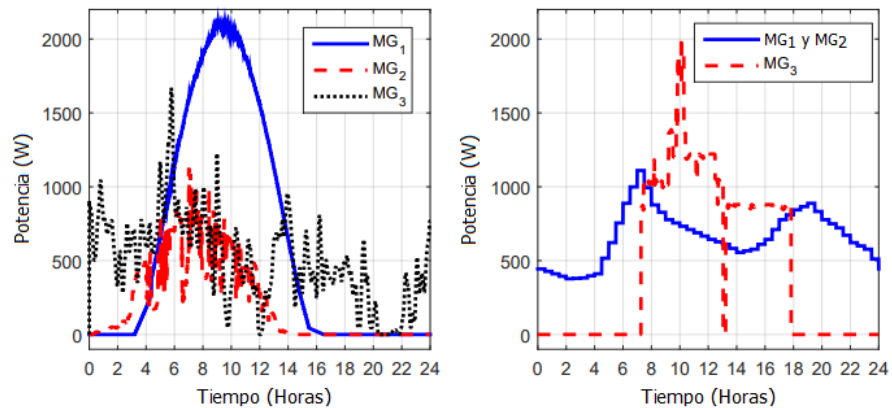
$$J_{local}^{(i)}(t) = \alpha_{bat}^{(i)} P_{bat}^{(i)}(t) + \alpha_{H2}^{(i)} P_{H2}^{(i)}(t) + \alpha_{mred}^{(i)} P_{mred}^{(i)}(t) + \sum_j \alpha_{ij} P^{(ij)}(t) + \gamma_{bat}^{(i)} (SOC^{(i)}(t) - SOC_{ref}^{(i)}) + \gamma_{H2}^{(i)} (LOH^{(i)}(t) - LOH_{ref}^{(i)}) \quad (30)$$

el vector de variables manejables de la microrred  $i$  es:

$$u^{(i)} = [P_{mred}^{(i)} \quad P_{H2}^{(i)} \quad P^{(ij)}] \quad (31)$$

La generación renovable y la demanda son diferentes para las tres microrredes y su variación en el transcurso del día se observa en la Figura 30.

Figura 30: Generación (izq.) y demanda (der.) – tres microrredes.





dónde

- $P_i$  es la energía que ingresa a la batería, compuesta por la energía producida las fuentes eólica y solar,  $P_{we}$  y  $P_{pv}$ , respectivamente, y la energía transferida desde la red,  $P_{gs}$ .
- $P_0$  es la potencia extraída de la batería, equivalente a la suma de la potencia consumida en la red local,  $P_l$ , y la potencia transferida a la red,  $P_{sg}$ .

Para mitigar el efecto de amplificación de ruido en la entrada  $\Delta V$ , se insertó un filtro con amplificación estática igual a 1, cuya función de transferencia es  $\frac{a}{1-(1-a)z^{-1}}$ , con  $a = 0.0005$ . La fuzzificación de la entrada de voltaje se realizó considerando funciones de pertenencia triangular con tres términos lingüísticos. El valor de  $48.5 V$  se consideró como el centro del valor lingüístico " $M$ " = *medio*. Además, se introdujo los valores lingüísticos: " $C$ " = *corto* y " $G$ " = *Grande*. Para la fuzzificación de las entradas  $\Delta V$  y  $de_p$ , se usaron dos valores lingüísticos (" $N$ " = *negativo* y " $P$ " = *positivo*) con funciones de pertenencia gaussianas. Con respecto a la salida del controlador,  $u$ , se adoptaron cinco valores lingüísticos con funciones de pertenencia de tipo singleton, *positivo grande* ( $PG$ ), *positivo medio* ( $PM$ ), *cero* ( $Z$ ), *negativo medio* ( $NM$ ) y *negativo grande* ( $NG$ ). Las reglas del controlador difuso, la correspondencia entre comandos difusos y de la estrategia Crisp se dan en la Tabla 7.

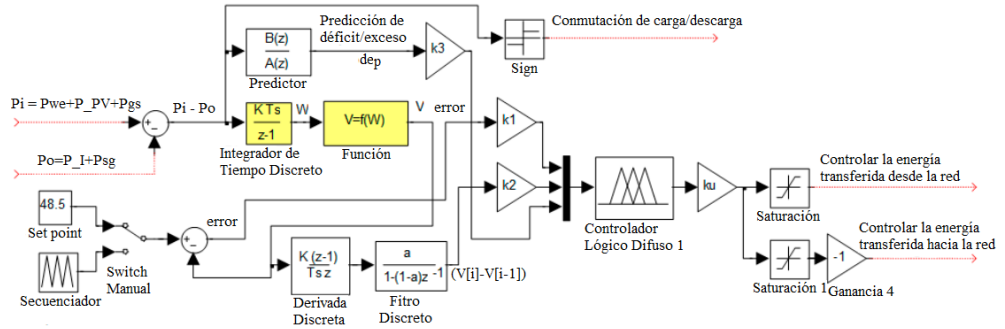
Tabla 7. Reglas del controlador difuso (1ra variante).

$V_b$	$\Delta V$	$de_p$	$u$	Estrategia Crisp Correspondiente
<b>C</b>	N	N	PG	C <sub>1</sub>
<b>C</b>	N	P	PM	C <sub>2</sub>
<b>C</b>	P	N	PM	C <sub>2</sub>
<b>C</b>	P	P	Z	C <sub>3</sub>
<b>M</b>	N	N	PM	C <sub>2</sub>
<b>M</b>	N	P	Z	C <sub>3</sub>
<b>M</b>	P	N	Z	C <sub>3</sub>
<b>M</b>	P	P	NM	C <sub>4</sub>
<b>G</b>	N	N	Z	C <sub>3</sub>
<b>G</b>	N	P	NM	C <sub>4</sub>
<b>G</b>	P	N	NM	C <sub>4</sub>
<b>G</b>	P	P	NG	C <sub>5</sub>

(2) *La 2da variante de los algoritmos de control* se muestra en la Figura 32. El punto de ajuste de voltaje, se impone fijamente en  $48.5 V$ , o desde un generador de señales que brinda una rampa que varía periódicamente con un valor promedio de  $48.5 V$ . Ambos controladores (Variante 1 y Variante 2) son equivalentes a una ley de control clase pseudo Proporcional-Derivativo

anticipatorio referente al déficit/excedente de la perturbación de energía. La fuzzificación del error de control se realizó considerando tres términos lingüísticos, con funciones de pertenencia triangular. Las dos entradas y el comando del controlador mantienen la misma fuzzificación que en la 1ra variante. La tabla de reglas guarda similitud con la anterior.

Figura 32. Esquema del controlador en la 2da variante del algoritmo de control.



Téngase en cuenta que el consumo de energía con la carga (red local), en un sistema distribuido, y las fuentes de energía eléctrica (eólica y solar) son variables aleatorias. La energía de la red, es la fuente de respaldo. Para regular la transferencia de energía, se utiliza una batería. Entonces, la primera restricción a imponer es reducir el costo de la electricidad consumida desde la red. Las facturación de energía del consumidor en un intervalo  $[0 \quad T]$  se representan mediante:

$$E = \int_0^T [\alpha_{gs} P_{gs}(t) - \alpha_{sg} P_{sg}(t)] dt \quad (35)$$

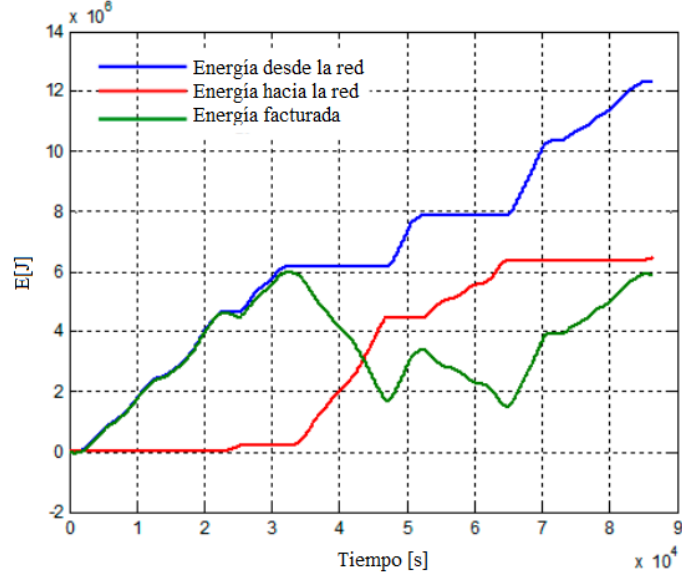
donde  $\alpha_{sg}$  y  $\alpha_{gs}$  son coeficientes que representan el precio del flujo de energía eléctrica hacia y desde la red, individualmente. El estudio ha considerado:  $\alpha_{sg} = \alpha_{gs} = 1$ .

Para la carga, el flujo de energía de la red es  $\eta_{gs} \cdot P_{gs}(t)$ , donde  $\eta_{gs}$  es la eficiencia del circuito de transferencia de la red hacia la carga. De igual manera, el flujo de energía transferido a la red desde las fuentes y, circunstancialmente, desde la batería es  $\eta_{sg} \cdot P_{sg}(t)$ , donde  $\eta_{sg}$  es la eficiencia del circuito de transferencia de la carga a la red. Si la transferencia de energía en un circuito, incluye también la batería, ésta se afecta por la eficiencia de la batería,  $\eta_b$ .

Fundamentalmente, la variable  $E$  se ve afectada por: la potencia producida por las fuentes de energía renovables, la carga y el sistema de control. Para el análisis, se consideró el sistema distribuido y variación diurna del consumo de energía en la red local. La batería del sistema distribuido tiene 800 Ah y las fuentes solar y eólica tienen potencias nominales de 1.5 kW. Asumiendo que la fuente eólica trabaja con un perfil de velocidad del viento dado y considerando irradiancia solar típica de un

día de verano para la fuente de energía solar; los resultados simulados numéricamente del sistema distribuido, se muestran en la Figura 33.

Figura 33. Evolución de la transferencia de energía en el sistema distribuido en 24 horas.



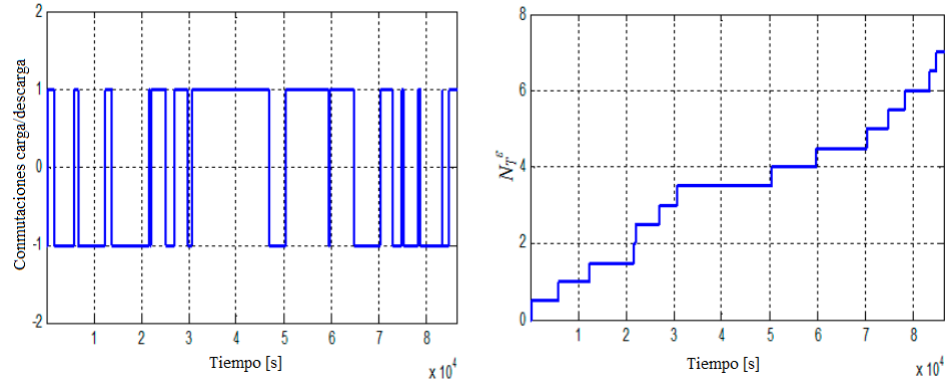
Otro criterio importante a considerar para el control del sistema distribuido es incrementar la vida útil de las baterías y así aumentar la sostenibilidad del sistema. Esta opción es costosa, entonces se opta por otra que reduzca el costo de facturación de la energía. Para extender la vida útil y proteger la batería, la tasa de carga/descarga debe estar en un nivel bajo y evitar descargas profundas, manteniendo la batería cerca de la condición de carga nominal. Se define  $N_T^\varepsilon$  como el número de interruptores de carga/descarga en el intervalo  $[0, T]$ , la batería se mantiene cargada al valor nominal, con una tolerancia dada por  $\varepsilon$ . Por tanto, el criterio de desempeño tiene en cuenta dos requisitos en conflicto, reduciendo las facturas de energía,  $E$ , y el número de interruptores de carga/descarga,  $N_T^\varepsilon$ , entonces:

$$I = \int_0^T [\alpha_{gs}P_{gs}(t) - \alpha_{sg}P_{sg}(t)]dt + \gamma \cdot N_T^\varepsilon \quad (36)$$

donde  $\gamma$  es el factor que pondera los dos términos del criterio de desempeño y que depende del precio del flujo de electricidad hacia y desde la red, la eficiencia de la transferencia entre las fuentes y la red, y de las propiedades del sistema de almacenamiento. La Figura 34a, ilustra las conmutaciones de carga/descarga dentro de las 24 h para el funcionamiento del sistema distribuido en condiciones fluctuaciones de alta frecuencia producida por la velocidad variante del viento. El modelo simulado de la figura 10a, está provisto de unidades que procesan los saltos. Cada conmutación carga-descarga-carga la variable  $N_T^\varepsilon$  aumenta con un valor

constante. Por tanto, la evaluación del número de interruptores de carga/descarga, se muestra en la Figura 34b.

Figura 34. Evolución de la conmutación de los regímenes de funcionamiento: (a) carga/descarga; y (b), el componente correspondiente de la Ecuación (36).



Al aplicarse la Ecuación (36), debe considerarse la naturaleza distinta de los dos subcriterios y la elección adecuada del factor de ponderación,  $\gamma$ . Si en el rango establecido  $[0 \ T]$  hay un exceso de energía de las fuentes renovables respecto a la carga, la primera parte de la ecuación (36) sale negativo.

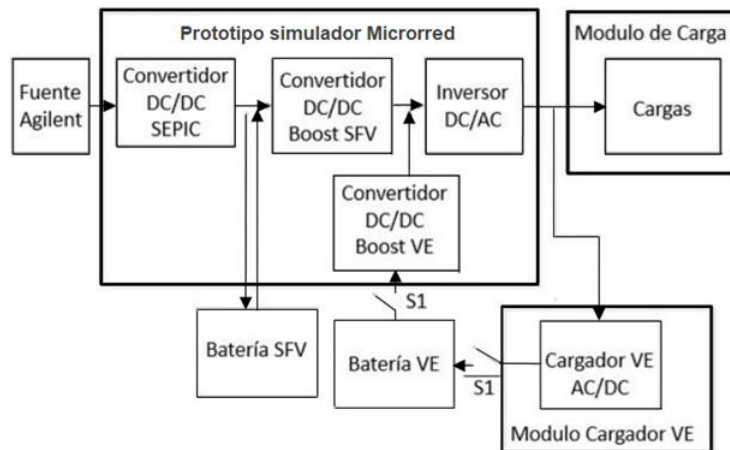
### 3.2. Interpretación de Resultados

#### 3.2.1. Dimensionamiento del modelo experimental de la microrred.

Los elementos del emulador experimental se agrupan en tres secciones: Prototipo simulador microrred, módulo cargador de vehículos eléctricos y módulo de carga. El módulo principal mostrado en la Figura 35, corresponde a la Microrred. En sí, es el corazón del sistema, porque obtiene y transfiere energía.

Para modelar el sistema de gestión de la energía en la microrred, se identificaron y clasificaron las principales cargas típicas de la vivienda, en concordancia con la prioridad en el uso dada por los usuarios del hogar (Tabla 8). La información se trabajó a partir de la encuesta.

Figura 35. Topología del modelo experimental de microrred.



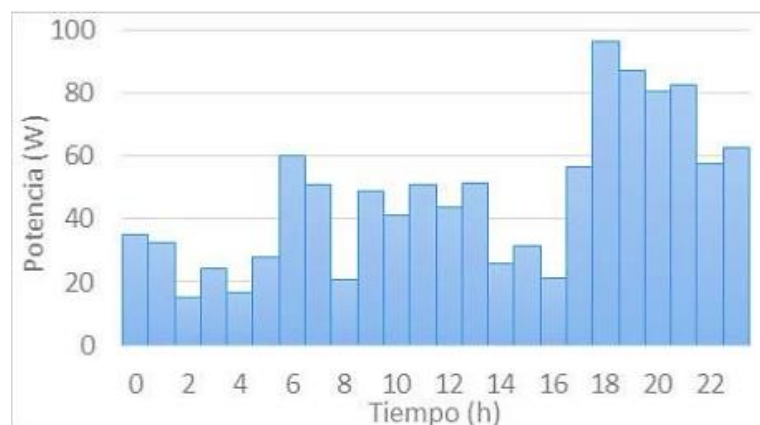


Primero se fija los perfiles de voltaje de las baterías para el sistema fotovoltaico (VFV), del aerogenerador (VAE) y del vehículo (VVE), bajo condiciones de suministro continuo de energía hacia las cargas, que existan descargas profundas y que no se comprometa la operación del VE; los valores seleccionados son 10,8 V, 10,8 y 11,0 V, respectivamente. Partiendo del circuito Thévenin de la batería se calcularon los valores de voltaje cuyos niveles de carga están entre el 30 % – 40 %. Al tratar valores de descarga (SOC) más alto que el previsto, arroja resultados válidos en la aproximación lineal.

Al empezar, el sistema de gestión califica VFV o VAE, si es mayor a 10,8 V activa todas las cargas y deshabilita el VE como generador de respaldo. Si el nivel de tensión cae a menos de 10,8 V, se destraba escalonadamente las cargas de baja (CB) y media (CM) prioridad; la lógica se repite hasta cumplir con la condición fijada para VFV, lo mismo se hace para VAE. Si el estado de la batería FV requiere que se destrabe del total de cargas de baja y media prioridad, el sistema de gestión habilitaría el VE como fuente de generación, censando VVE; si es mayor que 11,0 V, la apertura como generador de respaldo que alimenta las cargas de alta prioridad (CA). Si el voltaje está por debajo de 11,0 V, el sistema destraba las cargas (CA). Si mejoran las condiciones de irradiancia de modo que la batería del sistema FV alcance los 12,5 V, el sistema de gestión activa las cargas liberadas y desactiva el VE como generador de respaldo.

En base a la encuesta, se estableció la curva de demanda de potencia en un día típico y que sirve para proyectar el bloque de carga del emulador (Figura 37).

Figura 37. Demanda estimada elaborada desde de la encuesta.

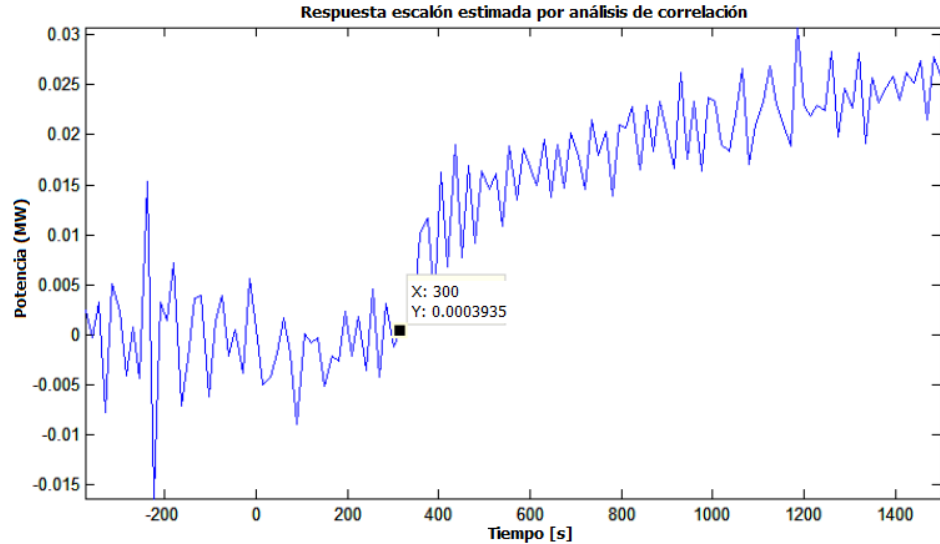


### 3.2.2. Identificación del modelo dinámico de la microrred.

La separación de los datos entre los de identificación y de validación, es un procedimiento adicional con el objetivo de comparar las estructuras con datos no utilizados en su observación. Los datos experimentales se analizaron con el *System Identification* de MATLAB. Se comprobó que no presentaban deficiencias, por

consiguiente, era factible su empleo en el subsiguiente proceso de identificación de sistemas. La respuesta escalón a partir de los datos obtenidos correlacionando la entrada y salida, se muestra en la Figura 38.

Figura 38. Respuesta escalón desde los datos, al correlacionar entrada con salida.



Se evaluó la estructura ARMAX mostrada en la figura 39, ya que permite el modelado estocástico y determinístico de la red bajo estudio. La estructura ARMAX es:

$$A(q)\hat{y}_{ARMAX}(t) = B(q)q^{-nd}u(t) + C(q)\xi(t) \quad (37)$$

Allí,  $A(q)$ ,  $B(q)$ , y  $C(q)$  son polinomios definidos por el operador discreto regresivo  $q^{-1}$  y se determinan como:

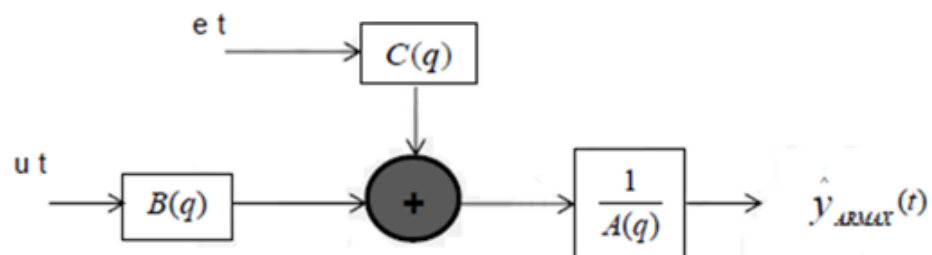
$$A(q) = 1 + a_1q^{-1} + \dots + a_{na}q^{-na} \quad (38)$$

$$B(q) = b_1 + b_2q^{-1} + \dots + b_{nb}q^{-nb+1} \quad (39)$$

$$C(q) = 1 + c_1q^{-1} + \dots + c_{nc}q^{-nc} \quad (40)$$

Donde, el orden de los polinomios son  $na$ ,  $nb$  y  $nc$ , respectivamente;  $a_j$ ,  $b_j$ ,  $c_j$ , los parámetros de las respectivas estructuras del modelo  $j$  que se requieren observar y que forman el vector de parámetros observados  $\hat{\theta}_j(t)$ ;  $nd$ , es el atraso de tiempo que ocurre entre la entrada y salida del proceso;  $\xi(t)$ , es el ruido blanco secuenciada de media cero, empleada para describir el comportamiento dinámico de las perturbaciones  $v(t)$  que actúan sobre la microrred.

Figura 39. Estructura del modelo estimado.

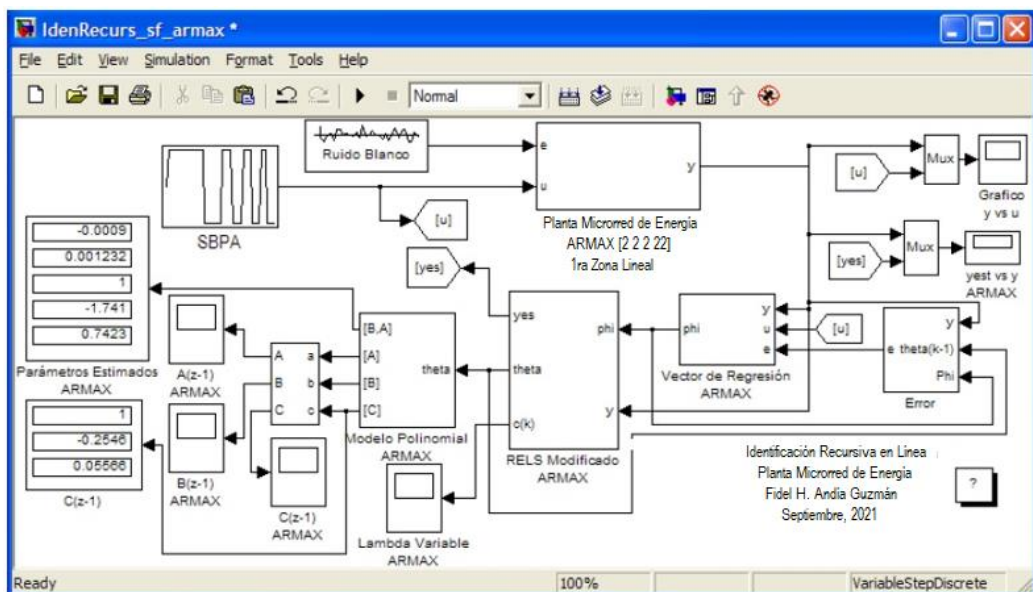


El polinomio  $C(z)$  de la estructura ARMAX posibilita cuantificar lo que ocasiona las perturbaciones básicas que se presentan en la microrred. El término  $C(q)\xi(t)$  es el componente estocástico de este tipo de estructuras.

El conocimiento del atraso de tiempo del proceso real con exactitud, es importante en la estimación de parámetros. Se estableció el atraso de tiempo  $\tau_a$  de la microrred es de 300 segundos. El atraso de tiempo se cambió en un intervalo entre 215 y 385 segundos, para incluir posibles incertidumbres que ocurren en valores altos de atraso de tiempo durante la estimación de parámetros en las  $i$  estructuras seleccionadas.

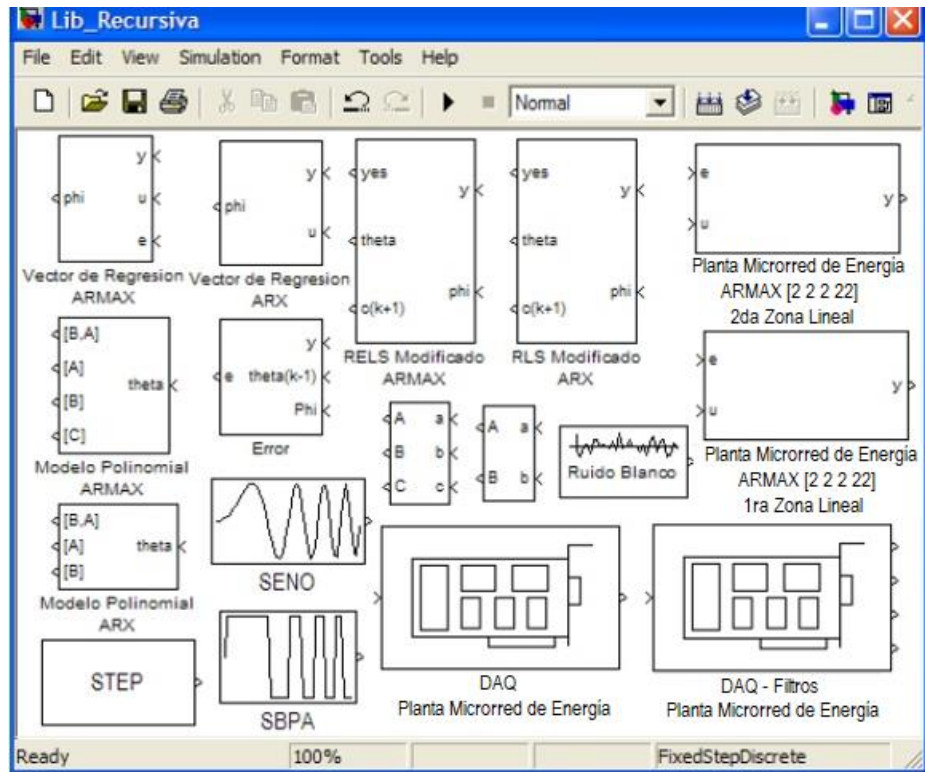
Se estimó los parámetros del modelo matemático de la microrred utilizando las estructuras seleccionadas con distintos órdenes y valores de atraso de tiempo para hallar la mejor reproducción de los datos experimentales. La tarea se desarrolló utilizando la librería *Lib\_RecursivaSF.mdl* de *Simulink*, a partir de funciones diseñadas en *S-Function* con M-File. La Figura 40 muestra el diagrama de simulación en *Simulink*, donde el identificador está compuesto por cuatro subsistemas: estructura del error, el vector de regresión ARMAX, el RELS ajustado a ARMAX y la estructura Polinomial ARMAX.

Figura 40. Simulación para identificación recursiva de mínimos cuadrados extendidos.



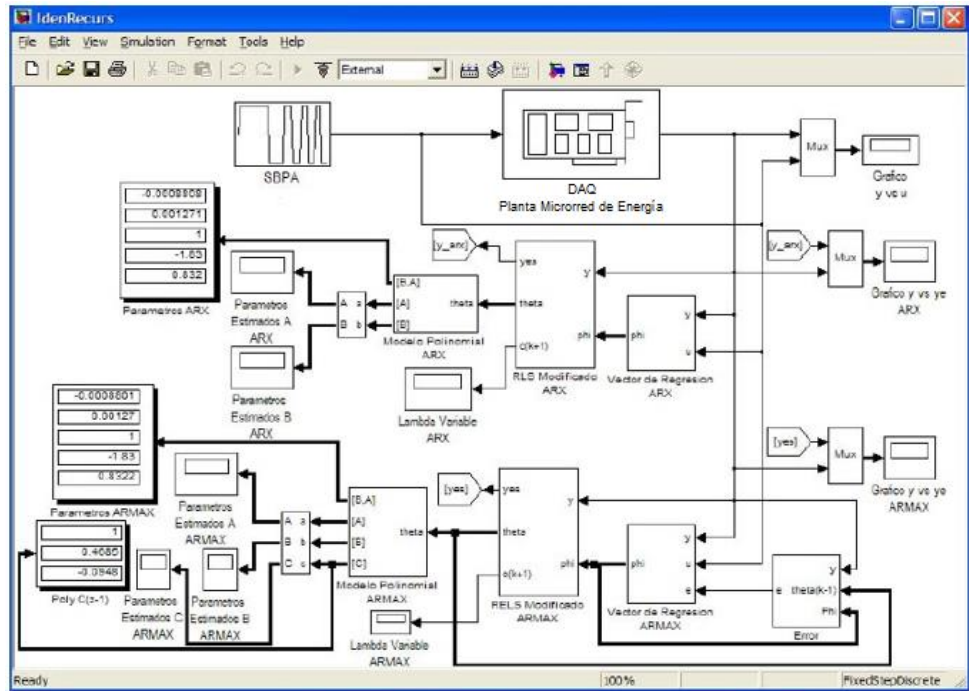
Para la implementación del algoritmo de identificación recursiva en línea, se ha creado la librería *Lib\_Recursiva.mdl*, donde encontramos los subsistemas que se usan para la implementación del programa en *Simulink*, este programa genera el código ejecutable en tiempo real (ver la figura 41).

Figura 41. Librería de Identificación Recursiva.



La figura 42 muestra la implementación del diagrama del algoritmo de identificación recursivo en línea que se ejecuta en tiempo real.

Figura 42. Diagrama de implementación del algoritmo de identificación recursiva en línea aplicada al modelo de microrred.



De esta manera se halló los coeficientes del vector  $\hat{\theta}$ , para la estructura ARMAX y que se muestran en las Tablas 9, 10 y 11.

Tabla 9. Coeficientes del polinomio *A*.

<b>ESTRUCTURA DE MODELO</b>	<b><math>a_1</math></b>	<b><math>a_2</math></b>	<b><math>a_3</math></b>	<b><math>a_4</math></b>
ARMAX [2 2 2 22]	-1.7200	0.7220	0.0000	0.0000
ARMAX [3 3 3 24]	-1.4900	0.1020	0.3900	0.0000
ARMAX [4 4 4 24]	-0.5140	-1.1780	0.1670	0.5250

Tabla 10. Coeficientes del polinomio *B*.

<b>ESTRUCTURA DE MODELO</b>	<b><math>b_1</math></b>	<b><math>b_2</math></b>	<b><math>b_3</math></b>	<b><math>b_4</math></b>
ARMAX [2 2 2 22]	0.003260	- 0.003180	0.000000	0.00000
ARMAX [3 3 3 24]	0.012310	- 0.022861	0.010572	0.00000
ARMAX [4 4 4 24]	0.012590	- 0.010771	- 0.01231	0.010510

Tabla 11. Coeficientes del polinomio *C*.

<b>ESTRUCTURA DE MODELO</b>	<b><math>c_1</math></b>	<b><math>c_2</math></b>	<b><math>c_3</math></b>	<b><math>c_4</math></b>
ARMAX [2 2 2 22]	- 1.3100	0.3654	0.0000	0.0000
ARMAX [3 3 3 24]	- 1.1350	- 0.2083	0.3477	0.0000
ARMAX [4 4 4 24]	- 0.1590	- 1.1382	- 0.08730	0.3893

Para validar el modelo, se empleó el criterio propuesto por Akaike llamado “criterio de predicción del error final (FPE por sus siglas en inglés)”:

$$FPE(p) = \frac{N + p}{N - p} J(\theta) \quad (41)$$

donde:  $J(\theta)$  es la función objetivo para estimar parámetros,  $p$ , el número de parámetros del modelo y,  $N$  la cantidad de muestras.

La aplicación al modelo ARMAX del criterio FPE, dio los resultados mostrados en la Tabla 12:

Tabla 12. Comparación de modelos conforme a *FPE*.

<b>Estructura</b>	<b>[na nb nc nd nf d]</b>	<b><i>FPE</i></b>
ARMAX	[2 2 2 0 0 22]	0.03021
ARMAX	[3 3 3 0 0 24]	0.02830
ARMAX	[4 4 4 0 0 24]	0.02821

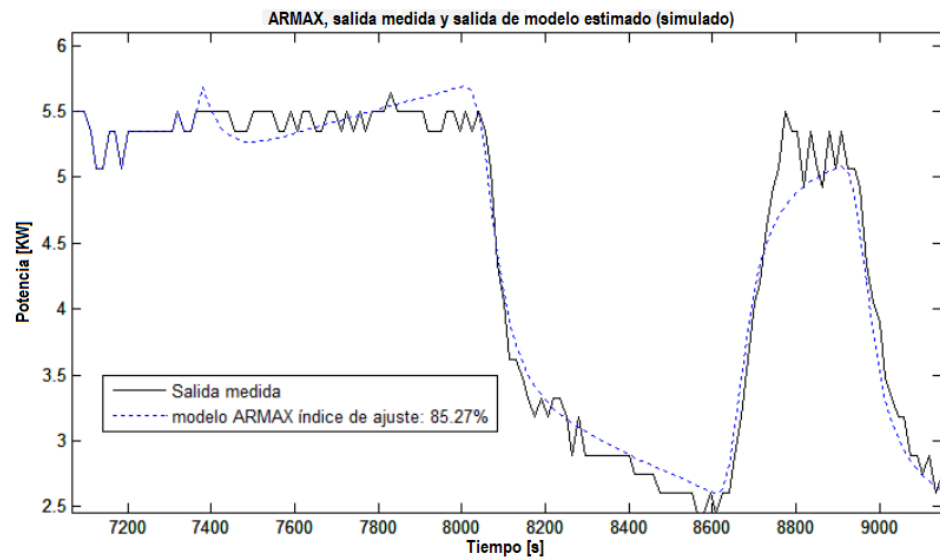
Puede verse que para la estructura ARMAX, el FPE se estabiliza cerca de 0.0282; por tanto, el modelo de tercer orden es una buena aproximación. Se descarta el modelo de cuarto orden. Para validar el modelo, se comparó gráficamente la respuesta del modelo en función de la respuesta del sistema en tiempo continuo, utilizando los datos experimentales. Las aproximaciones más destacadas las muestra la Tabla 13.

Tabla 13. Contrastación de modelos alcanzados conforme al índice de ajuste FIT.

<b>Estructura</b>	<b>[na nb nc nd nf d]</b>	<b><i>FPE</i> (%)</b>
ARMAX	[2 2 2 0 0 22]	85.272
ARMAX	[3 3 3 0 0 24]	86.501

Los resultados de la validación se muestran en la Figura 43.

Figura 43. Comparación entre la salida medida y el modelo estimado ARMAX.



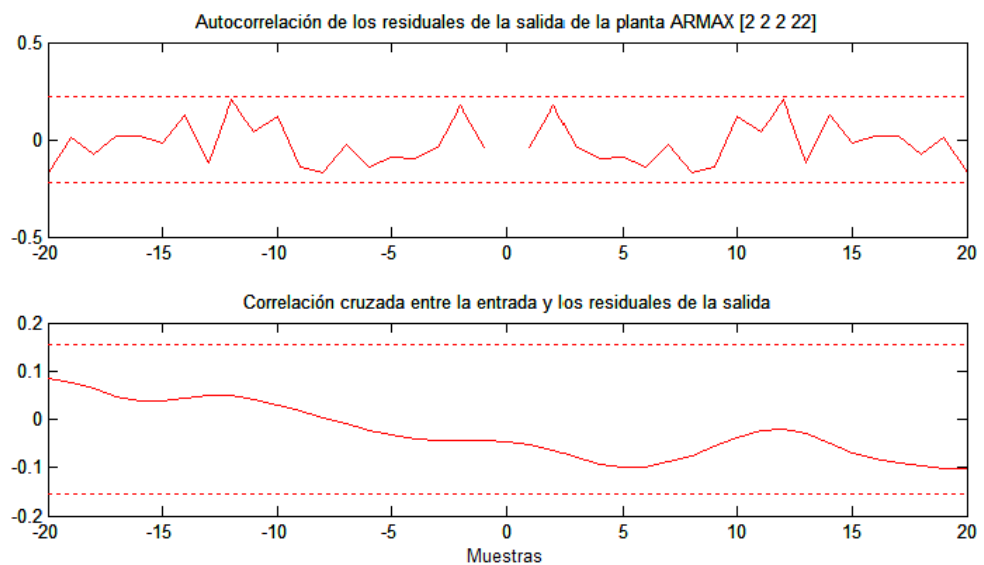
La estructura seleccionada es de segundo orden; la estructura ARMAX se ajustó con un retardo de tiempo de 300 s y se representa de forma explícita mediante la siguiente ecuación en diferencias:

$$\begin{aligned} \hat{y}_{ARMAX}(t) = & 1.72y_{1ARMAX}(t - 15) - 0.7222y_{1ARMAX}(t - 30) \\ & + 0.003264u_1(t - 285) - 0.003184u_1(t - 300) + \xi_1(t) \\ & - 1.309\xi_1(t - 15) + 0.3653\xi_1(t - 30) \end{aligned} \quad (42)$$

Donde el periodo de muestreo es  $T = 15$  segundos.

Para validar el modelo se utilizó correlación cruzada, de manera que ésta no se diferencia sustancialmente de cero para un  $k$  diferente de cero. La gráfica de correlación se muestra en las Figura 44.

Figura 44. Autocorrelación del modelo estimado ARMAX.



Existe buena aproximación del modelo ARMAX de segundo orden. Las curvas de autocorrelación y correlación cruzadas, señalan como mejor modelo al ARMAX [2 2 2 2] estimado (Ver la Tabla 14).

Tabla 14. Modelos estimados ARMAX con mejor índice FIT

Estructura de modelo	Orden de los polinomios [na, nb, nc, nd, nf]	Retardo de tiempo (s)	Índice de ajuste (FIT)
ARMAX	[2 2 2 0 0]	300	85.272%

El siguiente paso es transformar el modelo en tiempo discreto a tiempo continuo, utilizándose el método de aproximación “ZOH”, simplificando el orden del numerador. La tabla 15 muestra el modelo obtenido en tiempo discreto, tiempo continuo y tiempo continuo simplificado.

Tabla 15. Modelo ARMAX [2 2 2 22] con T=300 s.

MODELO	ARMAX [2 2 2 22]
<b>Discreto</b>	$\frac{\Delta y(z)}{\Delta u(z)} = \frac{0.003264z - 0.003184}{z^{23} - 1.72z^{22} + 0.7222z^{21}}$ $\frac{\Delta y(z)}{\Delta v(z)} = \frac{0.1725z^2 - 0.2257z + 0.063}{z^2 - 1.72z + 0.7222}$
<b>Continuo</b>	$\frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)} = \frac{0.0002517s + 4.166 \times 10^{-7}}{s^2 + 0.0217s + 1.146 \times 10^{-5}} e^{-300s}$ $\frac{\Delta y(s)}{\Delta v(s)} = \frac{0.1725s^2 + 0.008897s + 5.086 \times 10^{-5}}{s^2 + 0.02169s + 1.161 \times 10^{-5}}$
<b>Continuo simplificado</b>	$\frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)} = \frac{4.165 \times 10^{-7}}{s^2 + 0.02169s + 1.161 \times 10^{-5}} e^{-300s}$ $\frac{\Delta y(s)}{\Delta v(s)} = \frac{0.1725s^2 + 0.008898s + 5.083 \times 10^{-5}}{s^2 + 0.02169s + 1.161 \times 10^{-5}}$

Las Figuras 45 y 46 muestran la respuesta al impulso y al escalón en tiempo discreto del modelo ajustado.

Figura 45. Respuesta a un impulso – modelo identificado ARMAX.

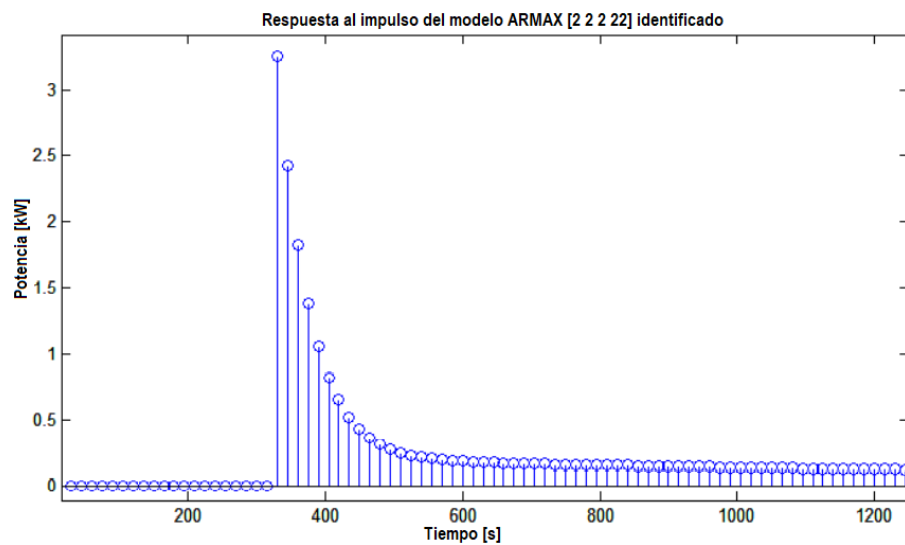
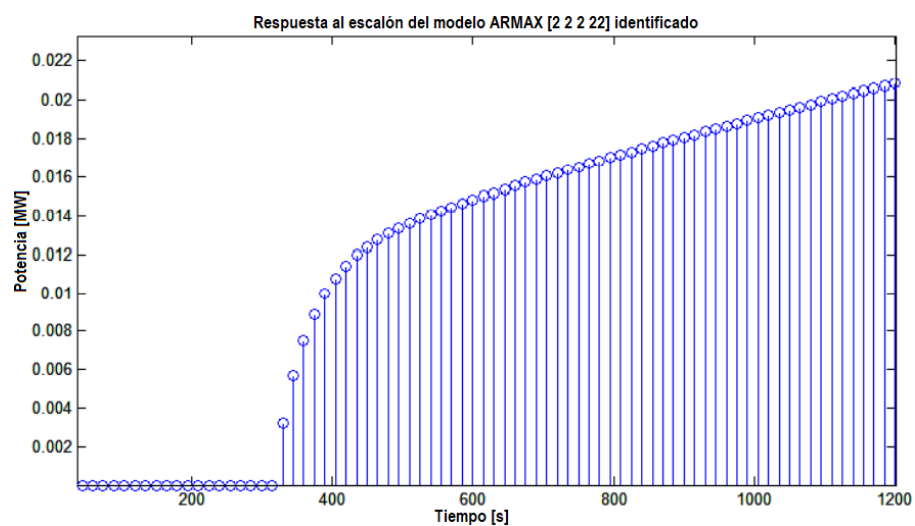


Figura 46. Respuesta al escalón – modelo identificado ARMAX.



La figura 47, muestra la comparación entre el modelo en tiempo discreto y tiempo continuo; el diagrama de Bode respectivo se observa en la figura 48.

Figura 47. Comparación entre las respuestas en tiempo continuo y discreto.

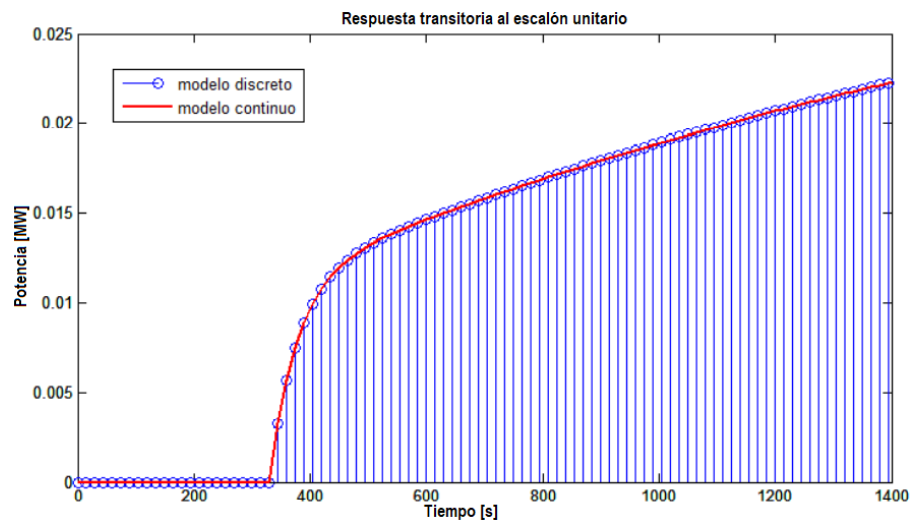
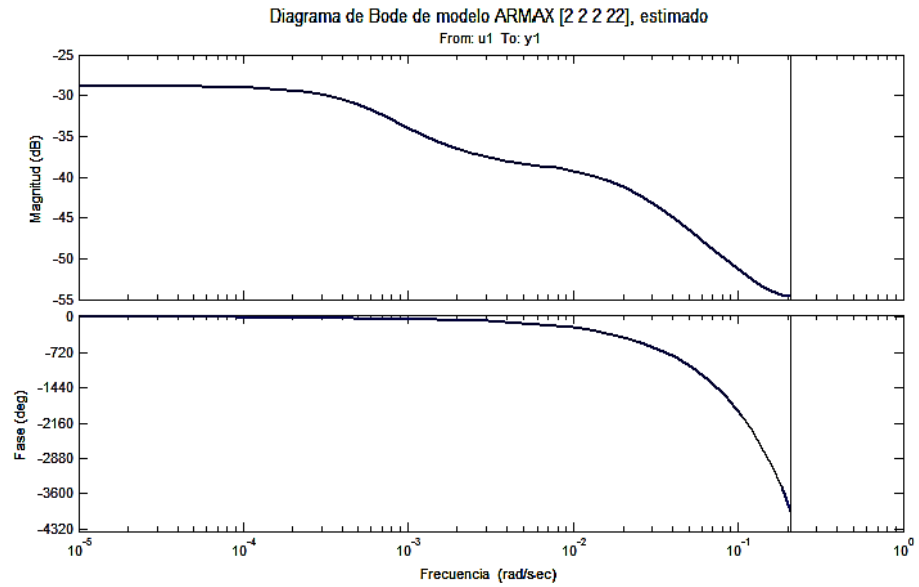
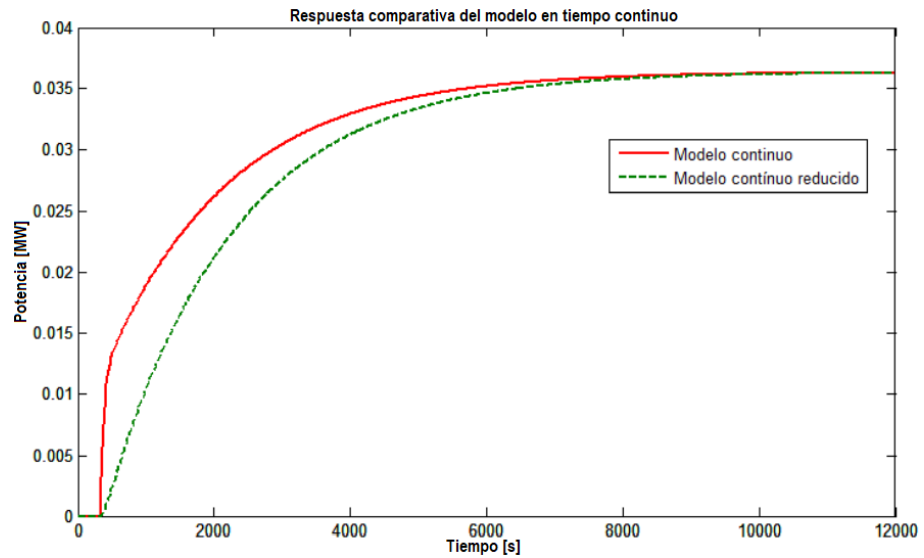


Figura 48. Diagrama de Bode del modelo validado ARMAX.



La comparación entre pares continuo del modelo ARMAX [2 2 2 22] y el de orden reducido, se muestra en la Figura 49:

Figura 49. Respuesta comparativa a un escalón.



Un cero en el numerador, no influye sustancialmente y no afecta la dinámica de la microrred, por lo que se obvia. Al factorizar el denominador se obtiene las constantes de tiempo y del numerador se logra la ganancia estática de acuerdo a:

$$G_{min}(s) = \frac{0.0359}{(47.3s + 1)(1820s + 1)} e^{-300s} \quad (43)$$

### 3.2.3. Controlador CPBM de la microrred.

Al simular un controlador CPBM centralizado a partir del modelo dinámico, se muestra que el intercambio con la red general es casi inexistente ( $P_{grid}$ ). La Figura 50, muestra las potencias y la evolución de los almacenamientos en MG2.

Figura 50: Resultados 2da microrred con CPBM centralizado. (a) Potencia de los componentes, (b) traspaso de potencia con otras microrredes y, (c) evolución del almacenamiento.

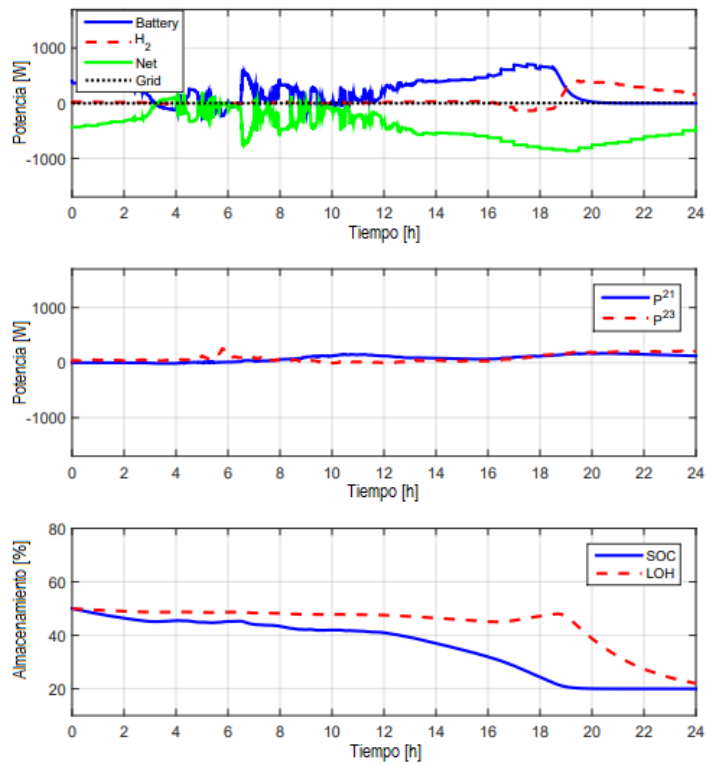


Figura 51: Resultados de la 2da microrred con CPBMD no cooperativo. (a) Potencia de los componentes, (b) traspaso de potencia con otras microrredes y, (c) evolución de los almacenamientos.

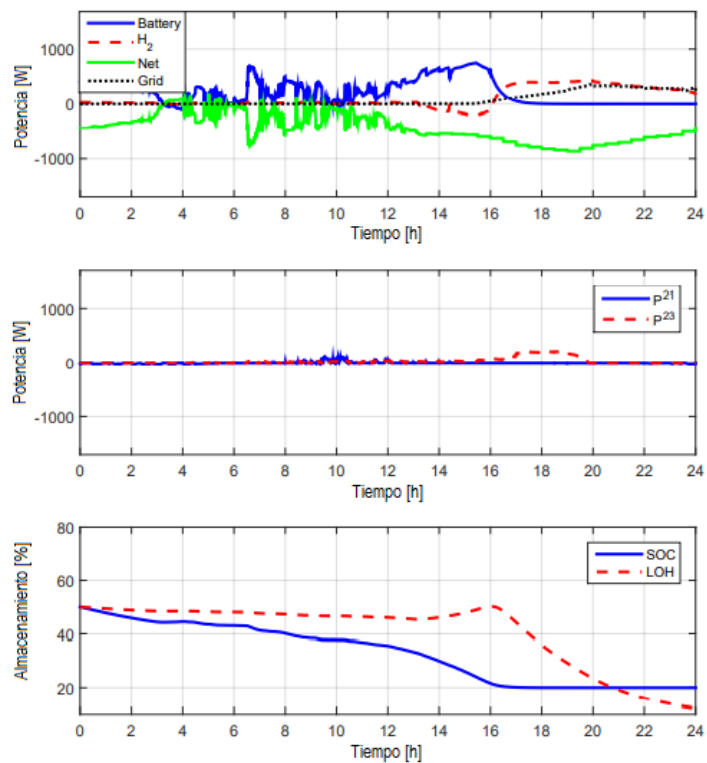


Figura 52: Resultados de la 2da microrred con CPBMD cooperativo. (a) Potencia de los componentes, (b) traspaso de potencia con otras microrredes y, (c) evolución de los almacenamientos.

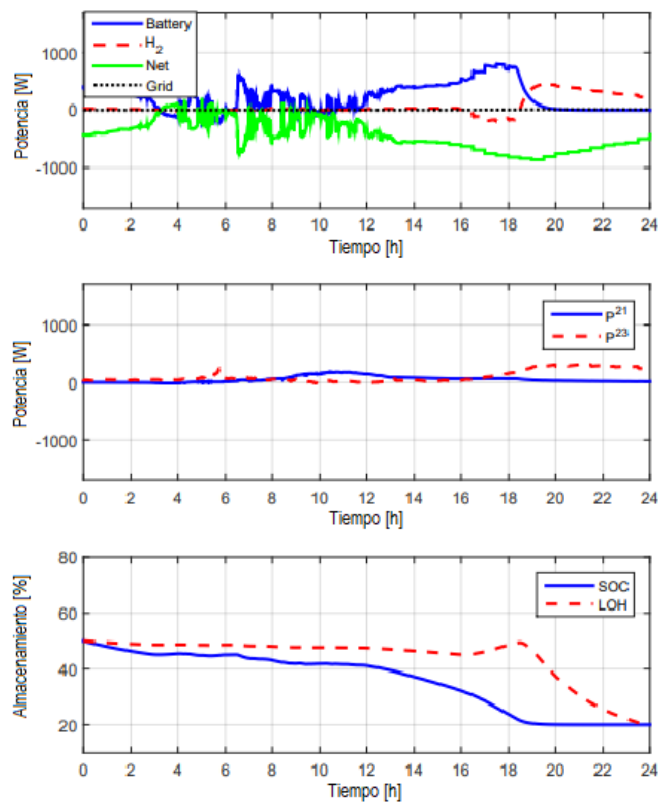
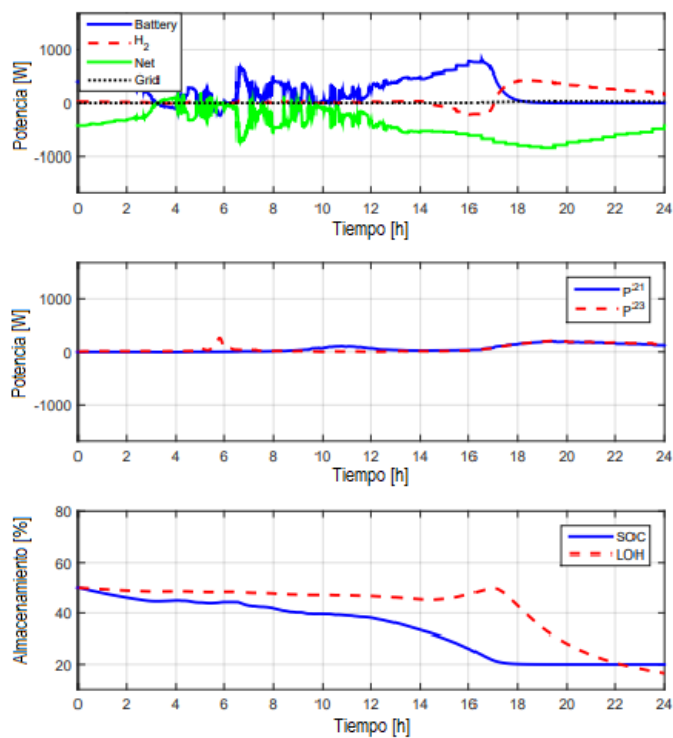


Figura 53: Resultados de la 2da microrred con CPBMD basado en Lagrange. (a) Potencia de los componentes, (b) traspaso de potencia con otras microrredes y, (c) evolución de los almacenamientos.



Los resultados obtenidos en los tres algoritmos distribuidos (CPBMD no cooperativo, CPBMD cooperativo y CPBMD basado en Lagrange), disponibles en el toolbox de Matlab, son propiamente similares a los de la solución centralizada (Figuras 51 – 53), es decir, la batería local se encarga básicamente del exceso o déficit de generación; el uso de hidrógeno, el traspaso con otras microrredes es escaso y, con la red general es prácticamente inexistente.

La forma no cooperativa emplea una función de control local, por lo que la obligación de interactuar con otros intermediarios es inferior que en los otros modos. Asimismo, muestra un comportamiento menos eficiente, ya que la batería alcanza su valor mínimo antes que, en cualquier otra solución. La energía que entrega la pila de combustible y la proporcionada al electrolizador, puede verse en la Tabla 16.

Tabla 16. Intercambio de energía (kWh) con el sistema de hidrógeno durante el experimento virtual.

Descripción	Centralizado	No Coop.	Cooperat.	Lagrange
Pila combustible MG <sub>1</sub>	0.4586	0.6201	0.6100	0.6016
Pila combustible MG <sub>2</sub>	1.7741	2.9994	2.0463	2.3985
Pila combustible MG <sub>3</sub>	0.4405	0.5273	0.4891	0.5086
Electrolizador MG <sub>1</sub>	0.6974	0.9512	0.8244	0.9863
Electrolizador MG <sub>2</sub>	0.2411	0.3678	0.3410	0.3590
Electrolizador MG <sub>3</sub>	0.6842	0.9000	0.7125	0.8511

El uso de la pila de combustible solo es significativo en MG<sub>2</sub>, que es la que presenta mayor déficit de energía, aunque el centralizado es la que menos usa el hidrógeno y la no cooperativa la que más usa.

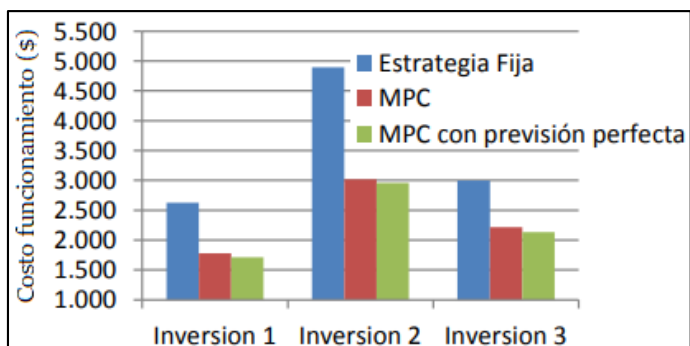
El intercambio de energía con la red principal se presenta en la Tabla 17. El problema de la solución no cooperativa es que usa más la red con respecto a opciones menos costosas. Nótese que en las otras soluciones los traspasos con la red son escasos. La tabla también muestra los intercambios de energía entre microrredes, donde se observa que el intercambio de energía es limitado en la solución no cooperativa. Para las otras dos opciones restantes los traspasos con la red, se asemejan a la solución centralizada.

Tabla 17. Intercambio de energía (kWh) con la red principal y entre microrredes.

Descripción	Centralizado	No Coop.	Cooperat.	Lagrange
Red – MG <sub>1</sub>	0.0366	0.5345	0.0362	0.0714
Red – MG <sub>2</sub>	0.0625	2.0839	0.0840	0.2404
Red – MG <sub>3</sub>	0.0245	0.0910	0.0280	0.0485
<b>p<sup>12</sup></b>	1.9602	0.1628	1.3052	1.6355
<b>p<sup>13</sup></b>	1.3461	0.5100	1.1067	0.6340
<b>p<sup>23</sup></b>	1.9936	0.7796	2.4698	1.6021

En cuanto al control predictivo basado en modelo económico aplicado a una microrred, la Figura 54 un gráfico de barras con los costos de funcionamiento durante un año para tres estrategias a diferentes inversiones.

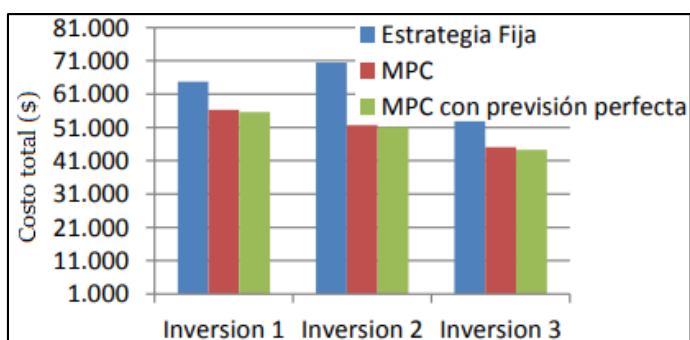
Figura 54: Costos de funcionamiento durante un año.



Mediante esta gráfica, se puede comparar fácilmente las distintas estrategias en diferentes inversiones. La estrategia fija es superada por el CPBM en todos los casos, dando un ahorro anual de 840 \$, 1875 \$ y 780 \$; equivalente a 32,2 %, 38,3 % y 26,0 %, en las inversiones 1, 2 y 3 respectivamente. El ahorro que ofrece el CPBM para la inversión N° 2, es más grande, debido a la gran flexibilidad que este aporta, ya que en este caso se tiene poca generación renovable por lo que más ocasiones se decide encender el generador de emergencia incrementando el gasto, en tanto que el CPMB gestiona mejor las baterías evitando su uso frecuente. La gráfica permite corroborar la trascendencia de las previsiones en el CPMB y el ahorro de dinero. Teniendo ahorros del 2,6 %, del 1,4 % y del 2,5 % para las inversiones 1, 2 y 3 respectivamente. No son muy elevados puesto que sólo se ha introducido un error de 10 % en las previsiones.

El costo anual que se lograría sin realizar ninguna inversión, sería 5390,0 \$ (no incluye el gasto si se compra más energía). De ser así, el costo adicional anual respecto al CPBM (sin inversión) sería 3617,4 \$, 2375,0 \$ o 3181,2 \$ según el caso. En la Figura 55 se muestra un histograma con los costos totales, considerando inversión, instalación, funcionamiento y mantenimiento por 10 años para cada caso.

Figura 55: Costos totales durante diez años.



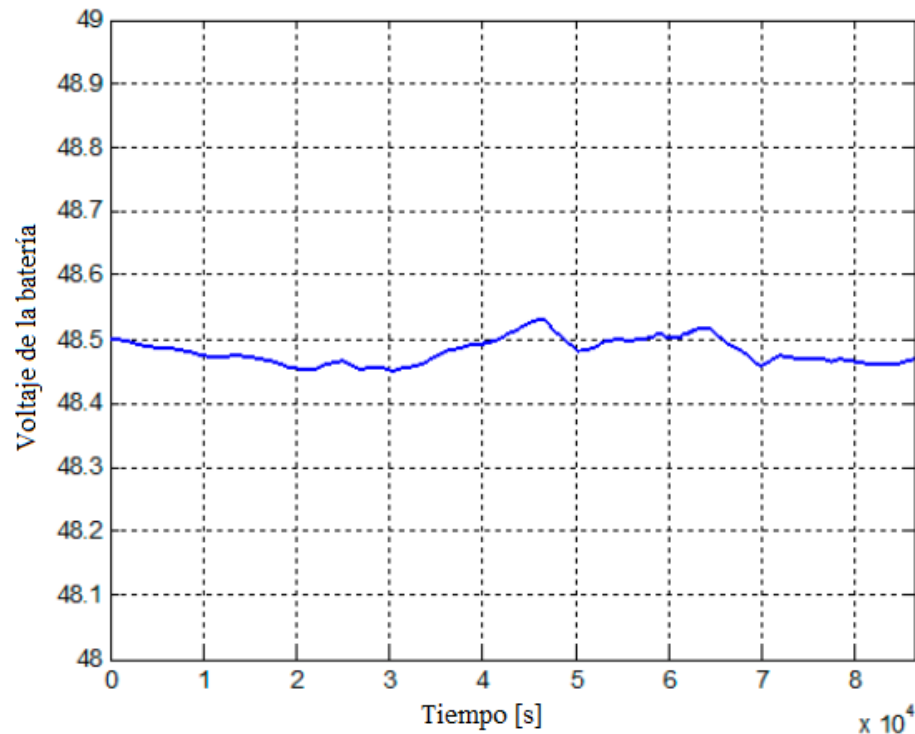
Respecto al costo acumulado en 10 años, la inversión 3 resulta ser la mejor opción, dando un ahorro con el CPBM del 17,6 % y del 10,4 % frente a las inversiones 1 y 2, por tanto, se recomienda la inversión 3 (sólo eólica y baterías pequeñas) para este caso.

Si se comprara a la red general toda la energía necesaria para satisfacer la demanda, el resultado sería un gasto de 53.950 \$. Es un costo mayor que el de las inversiones 2 y 3, es decir, éstas estarían amortizadas y dando beneficios. Referente a la inversión 1, cuyo costo acumulado es parecido, se necesitaría un poco más de tiempo para amortizarse, pero luego rendiría mayores beneficios, debido a sus menores costos de funcionamiento.

### 3.2.4. Controlador neurodifuso (CND) para gestión de energía en la microrred.

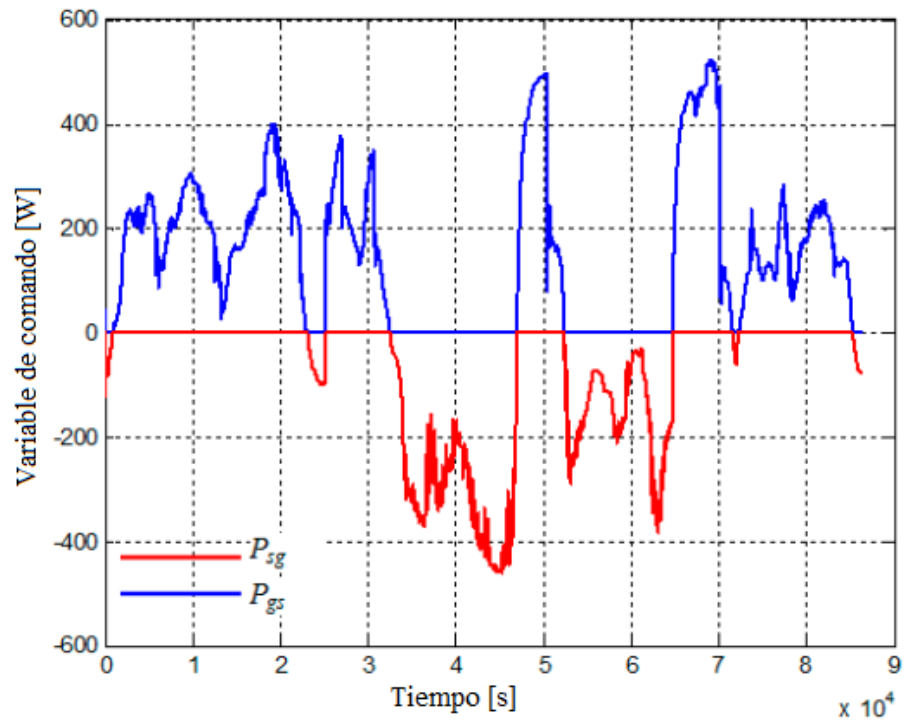
Para la evaluación de indicadores de funcionamiento basado en criterios múltiples, se realizó una prueba preliminar del controlador difuso que implementa esta variante del algoritmo de control considerando las fuentes de energía renovable y la carga descrita en 3.1.4. La Figura 56, muestra el voltaje de la batería, que varía en torno a 48.5 V, tras la fuzzificación de la entrada  $V$ .

Figura 56. Voltaje de la batería.



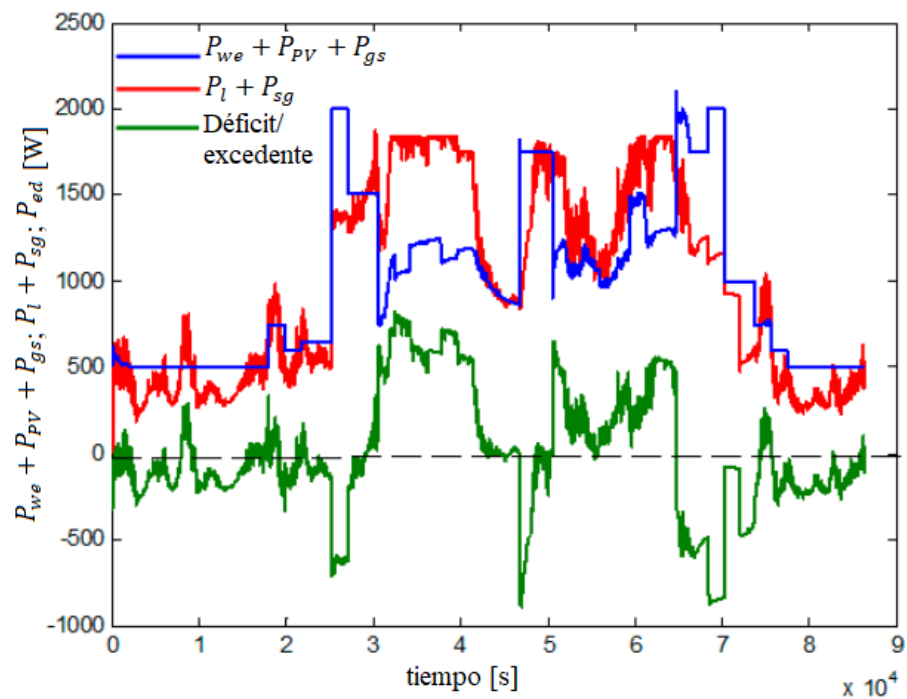
La variable de comando generada por el control difuso se muestra en la Figura 57. el color azul corresponde a la potencia que transfiere el sistema distribuido a la red, y el color rojo la potencia transferida desde la red al sistema distribuido. Nótese que existe transferencia energética el sistema distribuido y la red, sea en una forma u otra.

Figura 57. La variable de comando: energía transferida de la red (azul) y hacia la red (rojo).



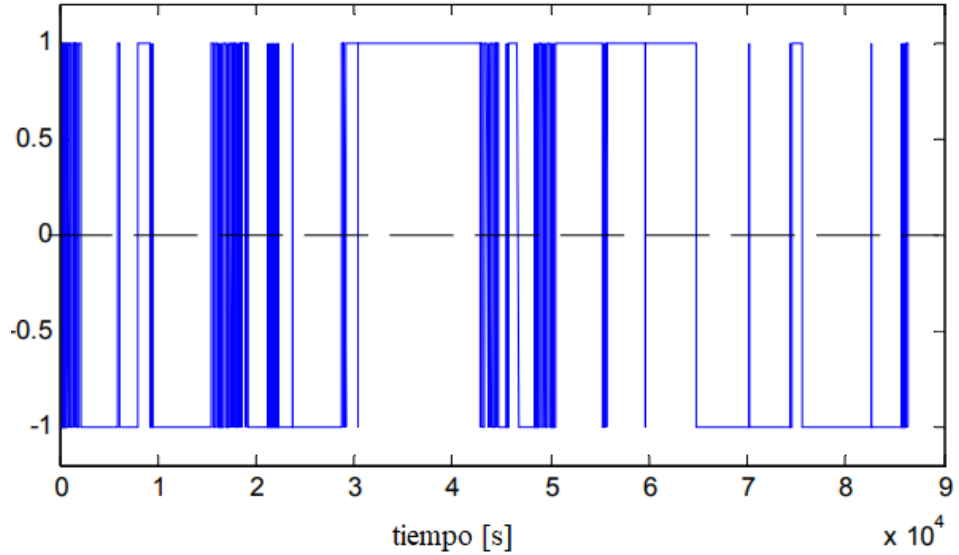
En el caso de la 1ra Variante del algoritmo de control, la variación de la potencia recibida por el sistema,  $P_{we} + P_{PV} + P_{gs}$ , la potencia transferida a la carga y a la red,  $P_l + P_{sg}$ , y el déficit/excedente de potencia se presentan en la Figura 58.

Figura 58. Evolución de energía que producen las fuentes renovables + energía de la red (azul); potencia consumida por carga + potencia transferida a la red (rojo); déficit / superávit de energía (verde).



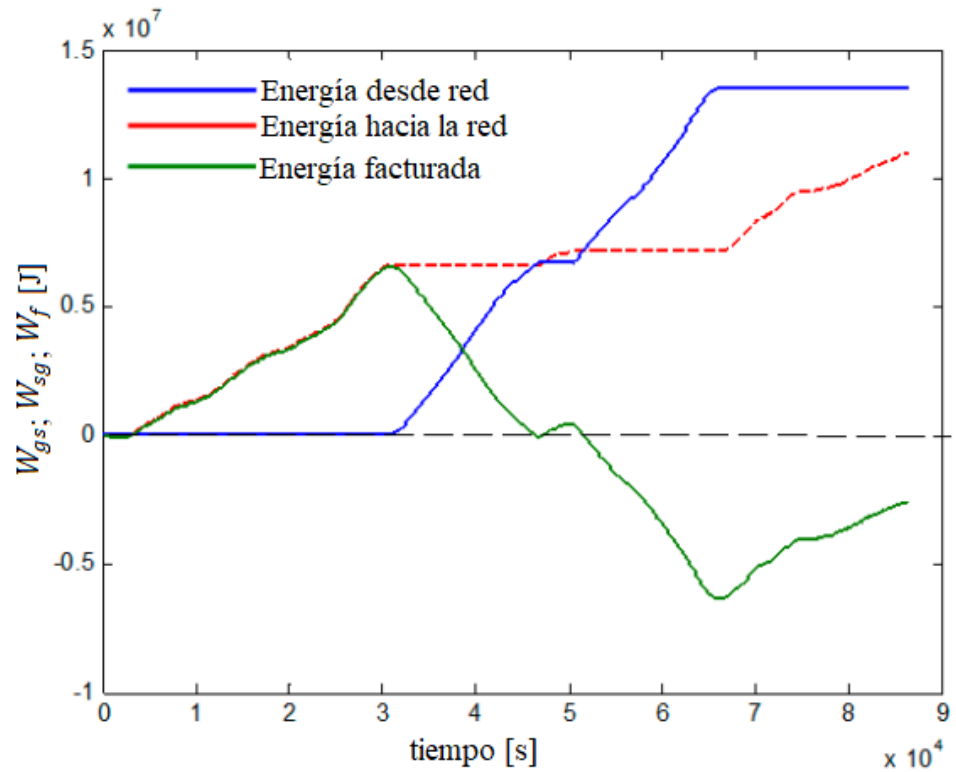
En la Figura 59, correlacionada con la Figura 58, se observa la producción de un gran número de interrupciones en carga/descarga de la batería, producidas por velocidades fluctuantes del viento.

Figura 59. Descarga/carga de conmutación – 1ra variante.



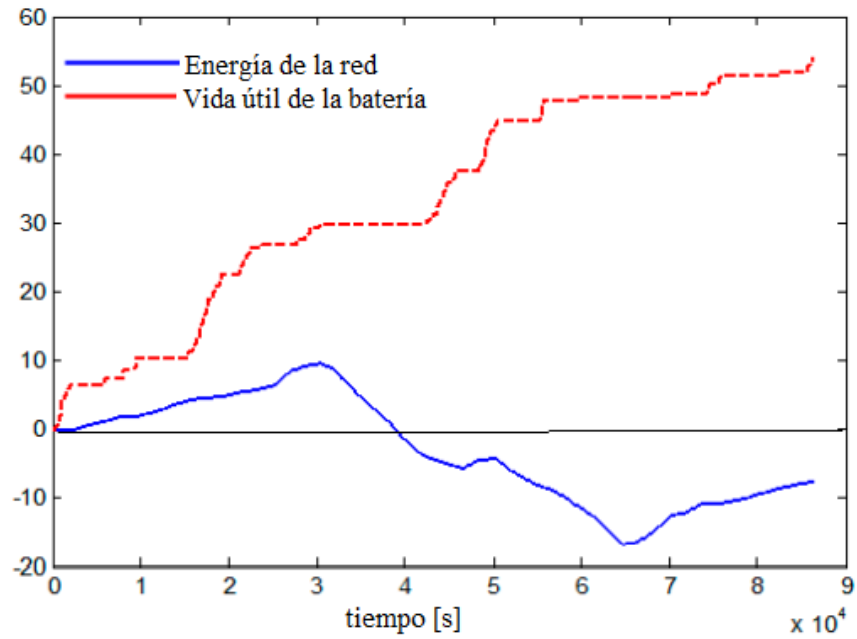
La variación de la energía consumida de la red, transferida a la red, y la facturación de energía se dan en la Figura 60.

Figura 60. Evolución de la energía – 1ra variante.



Para el análisis de funcionamiento del sistema distribuido, los dos subcriterios se muestran en la Figura 61, a cambio de la suma de los dos términos.

Figura 61. Evolución de los subcriterios – 1ra variante.



Para asegurar el desempeño del sistema distribuido con controlador difuso tanto en régimen de amortiguación como en ciclos de carga-descarga, se optó por el controlador de la 2da Variante. Las Figuras 62 y 63, proporcionan los índices de rendimiento para las condiciones que potencian una carga y descarga periódica de la batería mientras alimenta a la red local, Las potencias que se transfiere en uno u otro sentido, bajo las condiciones de carga-descarga, son superiores a las de energías de fuentes renovables y de carga.

Figura 62. Evolución de la energía – 2da Variante.

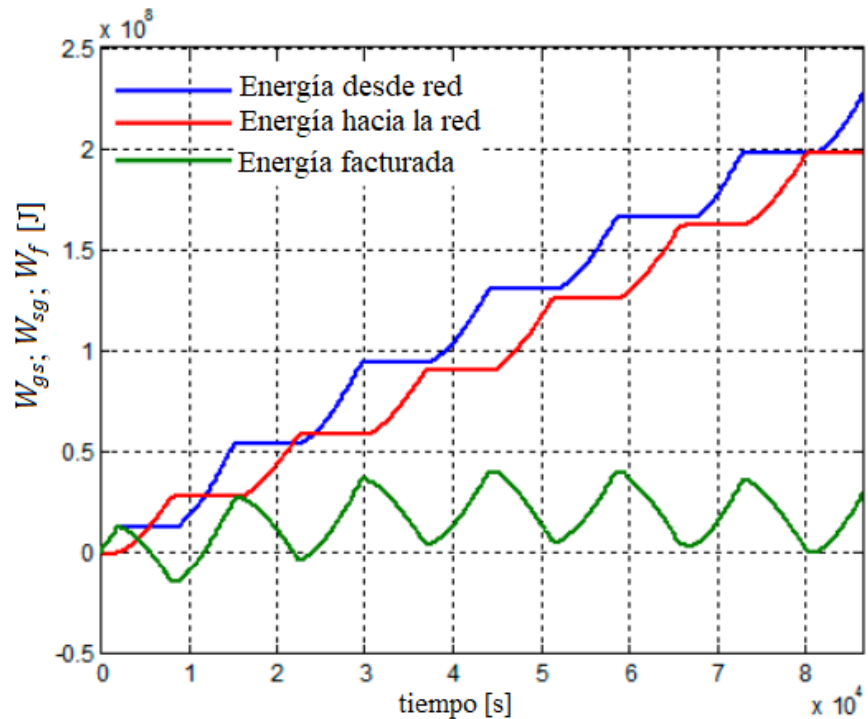
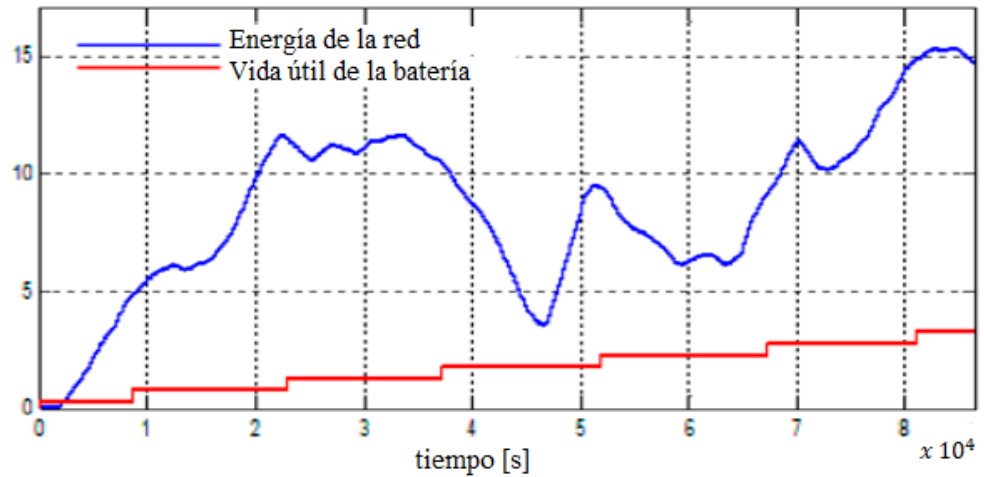


Figura 63. Evolución de los subcriterios – 2da Variante.

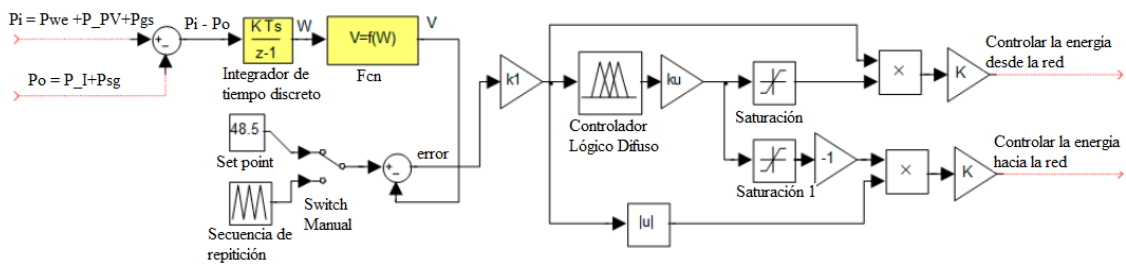


Por los resultados anteriores, era necesario desarrollar un algoritmo de control inteligente mejorado, para el cual se implementa la 3ra Variante. La 3ra variante de los algoritmos de control implementa un controlador especial con zona muerta, de tipo bloque tri-posicional mediante técnicas difusas. Para la variante, el comando ya sea positivo o negativo, desde fuera de la zona muerta, es proporcional al error de control. Si  $D = [-p \ p]$  es la zona muerta impuesta ante variación del error de control  $\varepsilon$  entonces, el algoritmo de control realizado por el controlador se resume como:

$$u(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } \varepsilon(t) \in D \\ K \cdot |\varepsilon(t)| \cdot \text{sign}(\varepsilon(t)) & \text{si } \varepsilon(t) \notin D \end{cases} \quad (44)$$

El esquema de control en esta variante trabajada con Simulink, se muestra en la Figura 66.

Figura 64. Esquema del controlador en la 3ra Variante del algoritmo de control.



Las Figuras 67 y 68, ilustra los parámetros de funcionamiento del sistema con  $k_1 = 2$ ,  $K = 1000$  y  $p = 0.2$ , cuando el punto de ajuste es constante. Se ve que la transferencia de energía ordenada por el controlador es mucho menor respecto a la 1ra variante o 2da variante.

Figura 65. El voltaje de la batería – 3ra variante.

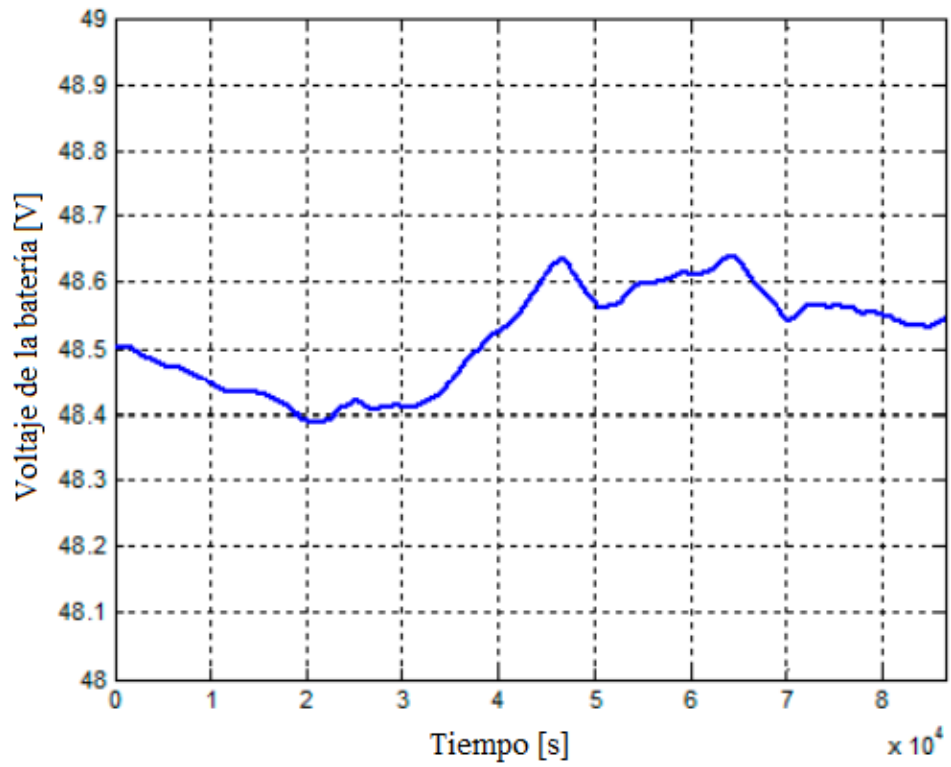
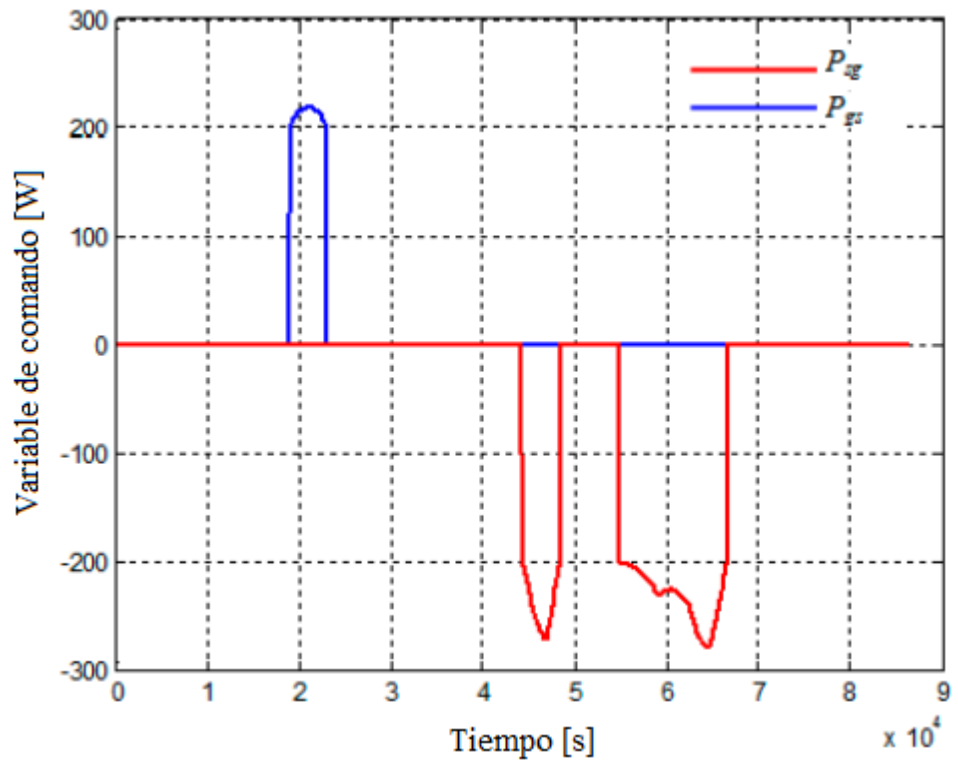
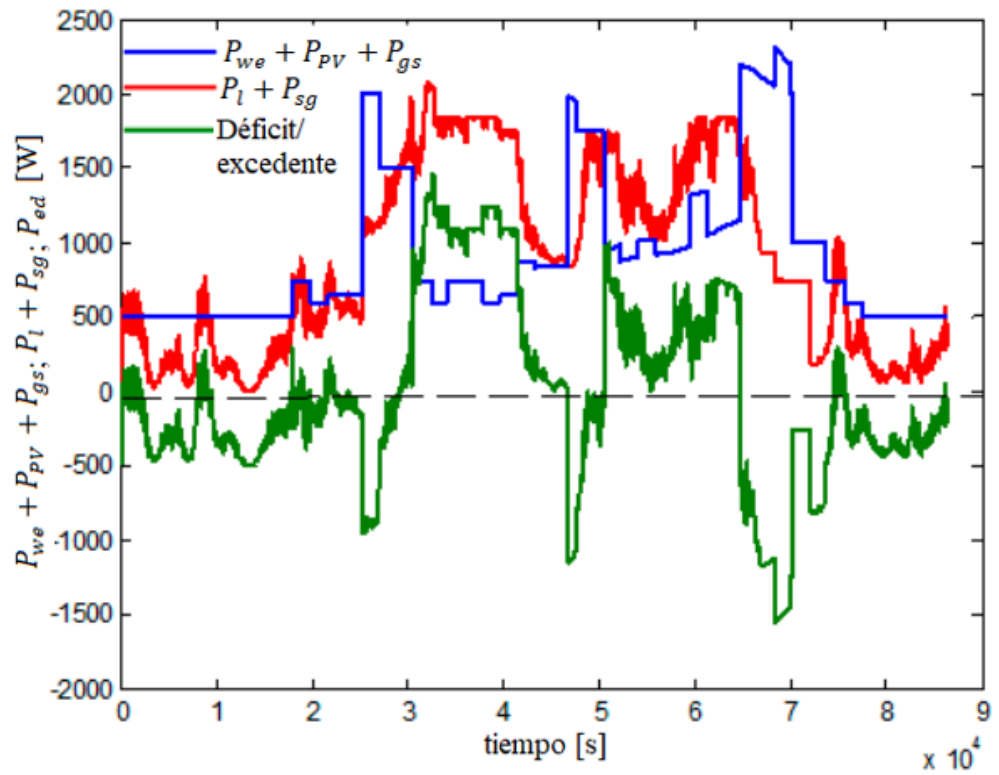


Figura 66. La variable de comando: Potencia transferida desde la red ( $P_{gs}$ ) y hacia la red ( $P_{sg}$ ) de la 3ra variante.



La 3ra variante del algoritmo de control conduce a resultados diferentes con respecto a los casos anteriores. La evolución de las variables se muestra en las Figuras 67-70.

Figura 67. Evolución de la potencia que producen las fuentes renovables + potencia de la red (azul); potencia que consume la carga + potencia que se transfiere a la red (rojo); y déficit/superávit de potencia (verde) – 3ra variante.



Se nota una reducción importante en el número de interrupciones de carga/descarga de la batería.

Figura 68. Descarga/carga conmutada por la 3ra variante.

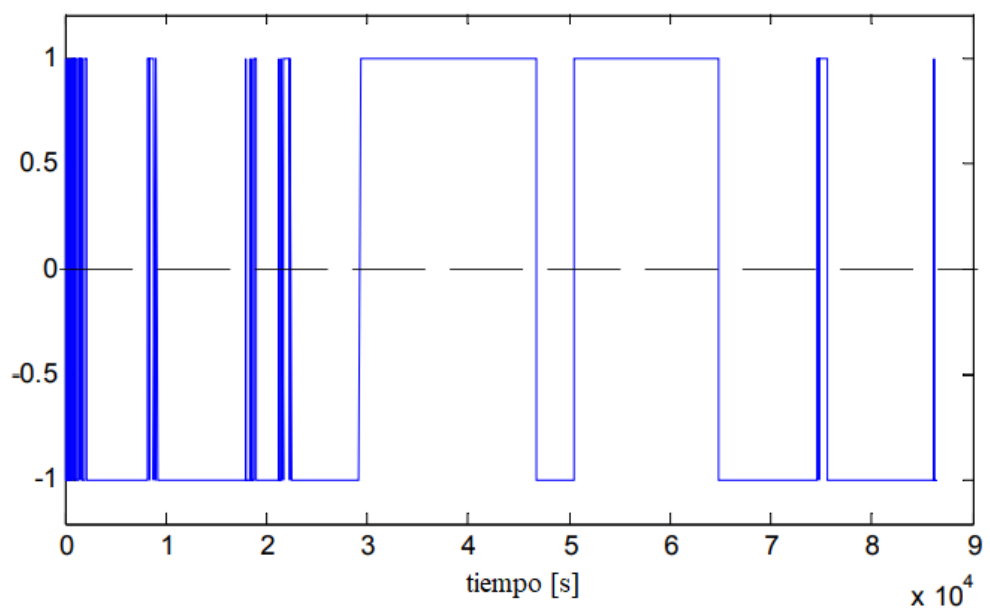


Figura 69. Variación de la energía en la 3ra variante.

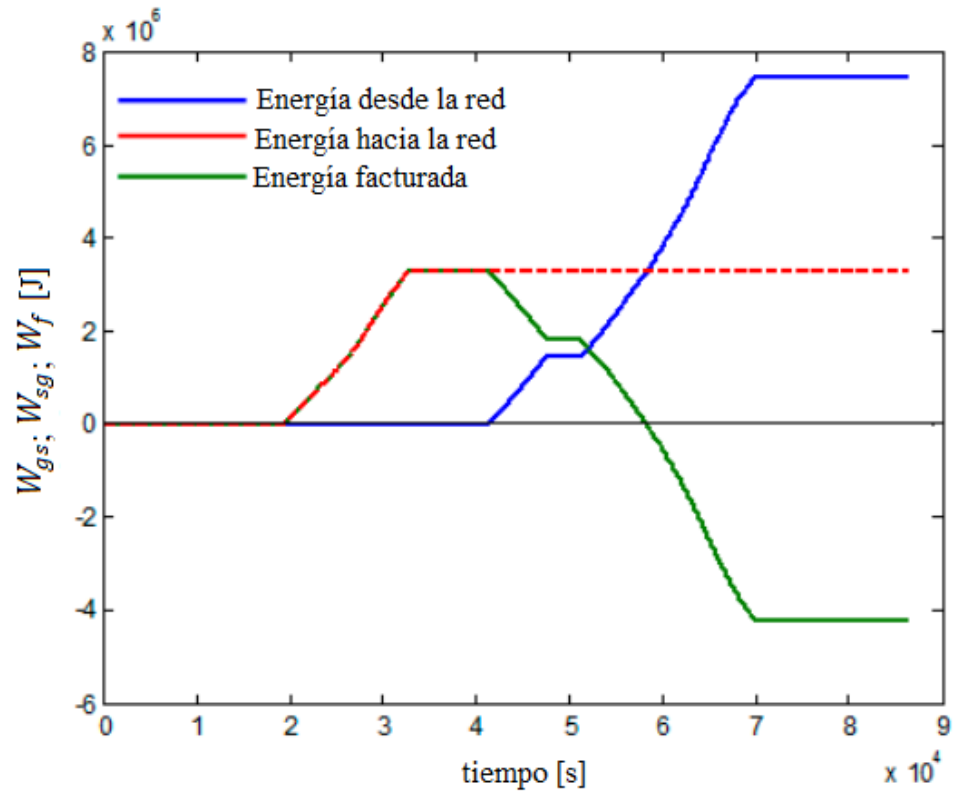
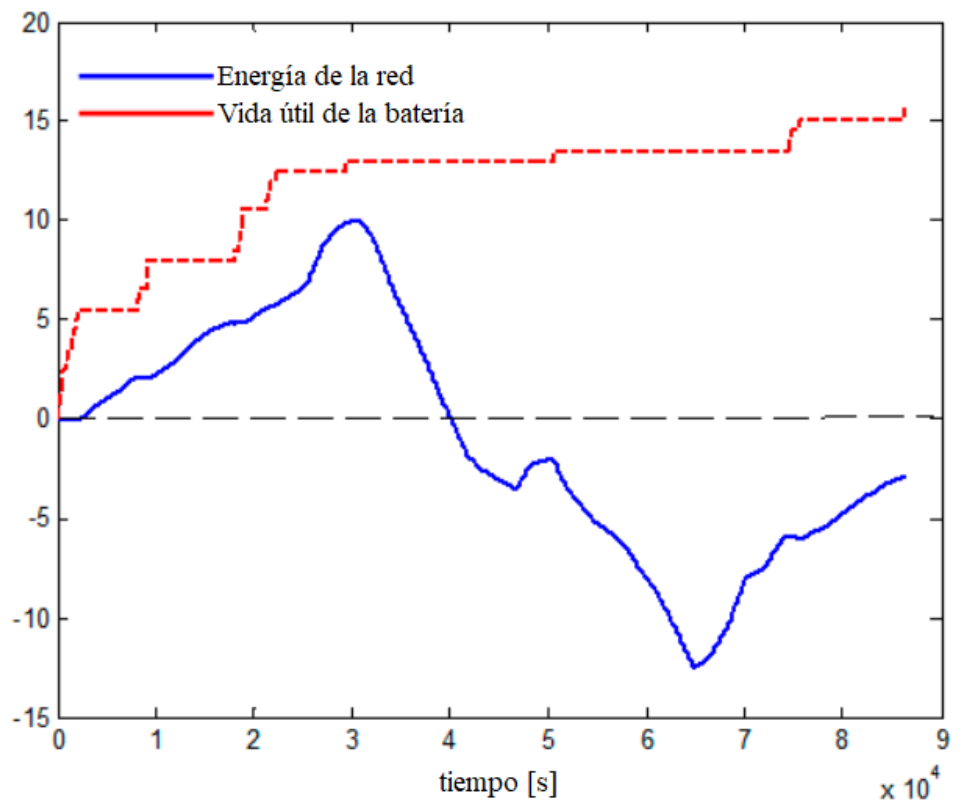


Figura 70. Evolución de subcriterios: energía (azul) y ciclo de vida de la batería (rojo) en la 3ra variante.



## IV. DISCUSIÓN.

### 4.1. Discusión de Resultados.

#### 4.1.1. Del prototipo experimental de microrred de energía eléctrica.

Existen diferentes investigaciones orientados a emuladores, prototipos y mini microrredes de energía. En [46] se presenta el diseño y el funcionamiento de una microrred de laboratorio para diversos experimentos, cuya estructura se basa en el acoplamiento de tres sistemas de simulación programables, configurables para actuar como generación, almacenaje o consumo. El generador es un simulador fotovoltaico, además de una fuente de alimentación que replica ya sea un generador eléctrico o un generador eólico.

En [5] se tiene el desarrollo de un simulador de microrred (MR) eléctrica residencial aislada, que contiene generación distribuida fotovoltaica, almacenaje con baterías, y tecnología V2G (vehículos eléctricos); que suministra energía a la red. Además, estableció un sistema de gestión de la energía. Los resultados alcanzados evidencian el poderoso instrumento académico y de investigación que es un simulador; el cual permite ejecutar todo tipo de pruebas y experimentos, que contribuyen a comprender, y validar la teoría sobre microrredes eléctricas aisladas, con los cálculos realizados. Para determinar cuáles son las cargas principales en una instalación residencial y la escala de prioridades de los usuarios, efectuó un estudio previo.

En [47] se presenta la implantación de una microrred eléctrica en una Universidad de Colombia. El proyecto buscó integrar el desarrollo de un generador fotovoltaico conectado a la red eléctrica, un sistema de gestión de la energía, y como soporte, un simulador de microrred. La potencia de la microrred desarrollada es 5 kVA. Por otra parte, se integra un generador fotovoltaico cuya potencia máxima es de 240 W y dos prototipos simuladores de carga o generación eléctrica. La microrred consta de un transformador de aislamiento para la interconexión con la red, grupos de medida, protección, control y monitoreo que pueden identificar consumos o generación de ser el caso. Adicionalmente a su aplicación para la investigación, tendrá la posibilidad de ampliar la generación y la demanda a futuro.

En [48] se propone un prototipo de microrred para laboratorio. El módulo experimental se compone de una estación de electrónica de potencia configurable, útil para probar y diseñar distintas topologías, probar algoritmos en diversas

arquitecturas, simular elementos comunes de una microrred y; programar protocolos de comunicación.

Nuestra investigación aborda un poco de cada una de las investigaciones realizadas, incluye la propuesta de un prototipo que además del generador solar fotovoltaico, cuenta con un generador eólico de 340 W equipado para prácticas experimentales de gestión de energía, control y automatización. Si bien es cierto, los trabajos presentados anteriormente constituyen importantes aportes al desarrollo de prototipos que simular el comportamiento de microrredes eléctricas, la presente investigación tiene la ventaja de que el prototipo es dimensionado a partir de datos de consumo domiciliario; es decir, replica el funcionamiento de una microrred residencial, por tanto, la gestión y control de la energía responden a los consumos habituales de los moradores.

#### **4.1.2. De la identificación del modelo dinámico de la microrred de energía.**

El estudio presenta inicialmente la técnica de identificación basada en la identificación clásica y en la identificación de no linealidades. Si bien este método utiliza una sola señal de estímulo, no es posible validar el modelo si no se mide la tensión en el primario de la microrred. Por tanto, usando los mismos datos, se realizó la identificación y diseño de la secuencia binaria pseudo-aleatoria – SBPA; luego se desarrolló la identificación paramétrica ARMAX con el cual se determinó los coeficientes de la estructura y la validación del modelo, recurriendo al criterio de predicción del error final – FPE, cuya bondad radica en que no sólo toma en cuenta la función de costo, sino también la complejidad del modelo.

Para validar el modelo se emplea métodos estadísticos. Cuando el modelo representa la validez del proceso, los errores tienen que ser estadísticamente autónoma de la entrada de referencia. Por otro lado, la autocorrelación de los residuos y la correlación cruzada entre la entrada y los residuos, permitió considerar esta estructura aun cuando el índice de ajuste de correlación de residuos – FIT, resulta inferior respecto de otras estructuras.

El modelo ARMAX resultante está referenciado a la potencia generada y corresponde a un régimen de operación específico. No obstante, si las condiciones de operación varían, también variará los parámetros del modelo. Por consiguiente, el diseño e implementación del controlador debe ser lo suficientemente robusto para soportar diferentes condiciones de operación.

Finalmente, los resultados muestran que la técnica de identificación de sistemas basada en la estructura ARMAX, arrojó un modelo lineal de la microrred bajo ciertas condiciones y punto de referencia, útil para la predicción y diseño de controladores.

#### 4.1.3. Sobre el Control CPBM de la gestión de energía en la microrred.

Existen en la actualidad numerosos estudios en relación al control de microrredes de energía. El mayor esfuerzo está dedicado al diseño de esquemas de control, y protección de variables eléctricas, que garanticen funcionamiento seguro y eficiente de la microrred, ya sea en modo isla o conectado a red. Pero es la operación, gestión y planificación óptima de la microrred un campo libre para explorar, por ejemplo, la integración de los vehículos eléctricos (V2G) en las microrredes o los sistemas híbridos de almacenamiento de energía. En los últimos años se han desarrollado algoritmos de control aplicado a la carga de vehículos eléctricos en redes, por lo que la información disponible es abundante.

En [49] se presenta una revisión de la literatura enfocada en establecer la importancia de los sistemas de control en la gestión energética de microrredes, se describe la migración de plantas convencionales hacia las de energía renovables. Asimismo, en [49] se reseña las técnicas de control disponibles, como el control predictivo basado en modelos (CPBM) y el control predictivo basado en modelos económicos (CPBME); realizándose para el último, un análisis económico de la función del costo. En [2] al igual que en [50], se describe un controlador que optimiza el uso de energías renovables en una microrred, considerando las baterías del vehículo eléctrico como un sistema de almacenamiento. El controlador propuesto permite variaciones de carga/descarga en las baterías en torno a un valor deseado con el fin de optimizar el uso de energías renovables. Asimismo, el precio de compra y venta de energía se considera variable en el tiempo. El esquema de control presenta resultados favorables a partir de las simulaciones efectuadas en un día soleado y otro nublado.

En [33] se presenta, un algoritmo para la optimización económica de una microrred basada en el control predictivo. La microrred cuenta con una conexión de red y centro de carga para vehículos. Para el modelado se empleó la metodología *Energy Hubs*. Se presentan los resultados que expresan un funcionamiento satisfactorio del modelo propuesto.

En [34] se presenta estudios sobre funcionamiento óptimo de microrredes de energía. Se aborda el problema y solución del control tanto para el reparto de carga como para integrar la microrred en el negocio de electricidad; presenta diseños de controladores MPCs con distintas fuentes renovables, y almacenamiento híbrido con hidrogeno. Se muestra resultados experimentales de laboratorio y estudios de planificación del negocio eléctrico. Los resultados del estudio indican que controladores apropiados facilitan la competencia de las energías renovables y la incorporación de las microrredes en la nueva matriz energética.

En [35] se presenta un sistema de gestión de energía para microrredes con un MPCs, cuya función es optimizar las operaciones bajo ciertas restricciones asociadas. El problema se formuló usando técnicas de programación lineal entera-mixta, estudiándose distintos escenarios, comparándose el MPCs con plan establecido, calculándose los costos de funcionamiento e inversión, mostrándose finalmente buenos resultados obtenidos.

En [50] se señala que los controladores inspirados en MPC funcionan satisfactoriamente por su carácter óptimo y preventivo ante cambios de situaciones; señala además que el problema de control para microrredes es de una complejidad mayor; en tanto que el trabajo establece comparaciones entre distintos algoritmos distribuido como alternativa viable al método de control centralizado. Si bien es cierto, el control centralizado arroja los mejores resultados, pero debido a la alta carga computacional regularmente no es la mejor opción. El trabajo de [50] compara tres algoritmos: MPC basado en comunicación, MPC de cooperación factible y MPC basado en Lagrange; las cuales arrojan buenos resultados, de los cuales los mejores son el método de Lagrange y el de cooperación factible. Al comparar la función de costo, algoritmo de cooperación factible (FC) ofrece resultados más cercanos al centralizado, pero el precio es un poco más del costo computacional respecto al método de Lagrange.

Recogiendo la información discutida, en base al modelo de microrred, los datos de viento e irradiancia, y usando el toolbok de Matlab para controladores MPC y plantas de potencia virtuales – VPP, se logró resultados satisfactorios.

#### **4.1.4. Sobre el control neurodifuso de la microrred de energía.**

De la diversidad de situaciones posibles, se consideró que, la energía total generada por las fuentes renovables es mayor que la energía consumida durante un día expresado en segundos ( $T = 86\ 400\ s$ ).

Para la evaluación del indicador de rendimiento de criterios múltiples, se usó el factor  $\gamma$  que pondera los dos términos de los criterios, a fin de tener la misma escala para los dos factores (subcriterio relativo a la vida útil de la batería). El valor negativo de la energía del subcriterio (igual para la facturación de energía) muestra que la energía transferida a la red es mayor que la consumida desde la red.

Los resultados muestran que la estructura seleccionada del controlador difuso tiene una desventaja, porque no permite capturar las condiciones en el que ocurre la carga y descarga, durante el funcionamiento normal del sistema distribuido.

Las prestaciones del algoritmo de control cuando el punto de referencia se establece en  $48.5\ V$  son similares a las ilustradas en las Figuras 56 y 57. Aunque la batería

funciona la mayor parte del tiempo como respaldo, frecuentemente se sugiere que el sistema funcione, aún por períodos cortos en condiciones de carga-descarga. Cuando la sintonización del control de tensión en la batería es constante, el rendimiento del algoritmo de control de la 2da Variante es similar a las del caso anterior.

Teniendo en cuenta la eficiencia de los circuitos, el flujo de transferencia de energía va acompañada de pérdidas notables en el sistema. En cambio, las interrupciones de carga-descarga, rara vez son influenciados por la variación de las fuentes de energía renovables o por la carga. Mayormente, estas interrupciones son prácticamente iguales a los manipulados a través del punto de ajuste del lazo de voltaje. Por tanto, la evolución de los dos subcriterios, mostrada en la Figura 63, indica un desempeño energético muy bajo y un buen desempeño cuando funciona sólo la batería en un período corto de tiempo y está integrada al programa de mantenimiento de la batería. Los controladores difusos de las Variantes 1 y 2, generan comandos no nulos para transferir energía en una u otra dirección entre la red y el sistema distribuido. Las variaciones del comando del controlador, mantienen con precisión razonable, el voltaje de la batería alrededor del punto de ajuste, a pesar que esta actuación no es necesaria. El voltaje de la batería fluctuaría dentro del intervalo de amplitud  $\varepsilon$ , equivalente al valor lingüístico "batería cargada", prolongando el ciclo de vida de la batería. Así, el parámetro  $\varepsilon$  influye en sobremanera en el número de interrupciones de carga/descarga,  $N_T^\varepsilon$ , que aparece en el criterio de performance dado por la Ecuación (36). Bajo estas condiciones, es necesario contar con una zona muerta en el modo estático del controlador, asegurando que el voltaje de la batería varíe en un rango predeterminado. Así surge la variante mejorada del controlador, la variante 3. Cuando se emplea el algoritmo descrito por la ecuación (44), el componente (subcriterio) de energía varía alrededor del de la 1ra Variante, pero el subcriterio referente al régimen de batería muestra una importante mejora. Uno de los objetivos del análisis de desempeño basado en simulación, es elegir bien el parámetro del controlador  $p$ ; se recomienda que esté dentro de un rango predeterminado  $[0 p_{max}]$ , donde  $p_{max}$  es la tolerancia de la tensión nominal, considerando la batería en régimen "batería cargada".

## V. CONCLUSIONES

1. **Del Prototipo de microrred de energía.** Para comprender la dinámica y control de microrredes de energía, puede optarse ya sea por estudiar directamente una microrred real in situ, un módulo de laboratorio o un prototipo experimental. El prototipo a baja escala o a escala doméstica mediante generador eólico y solar, son los más apropiados para zonas como la de Ica, por la buena velocidad del viento y la irradiación solar. El prototipo desarrollado, permite estudiar por separado cada fuente de energía renovable, la conexión a la red, la gestión de la energía, el control y monitoreo de la microrred. También, cómo se comporta si se conectan al mismo un sistema de almacenamiento o baterías y recarga de vehículos eléctricos, para el último caso, aprovechar en estudiar el funcionamiento de la tecnología V2G, permitiendo introducir nuevos algoritmos para el control y gestión energética. El modelado de la microrred se efectuó a partir de la información de los hábitos de consumo de un grupo de la población. De construirse la microrred experimental, permitirá el estudio tanto en su forma aislada como acopladas a la red, abriéndose un nuevo espacio para la investigación.
2. **De la identificación del modelo dinámico de la microrred.** Inicialmente se propuso una metodología para identificar el modelo dinámico de la microrred basado en método predictor del error de dos fases: identificación clásica e identificación de no linealidades. La ventaja de esta metodología es que utiliza una sola señal de estímulo persistente y que puede incorporarse al algoritmo de control, cuyo resultado se traduce en una curva de comportamiento. Sin embargo, comparando con el modelo paramétrico ARMAX, éste último brinda mejores resultados. Para la estructura ARMAX, se identificó primero la variable de Proceso – la energía y la variable de control – señal escalón, derivándose la estructura ARMAX de tercer orden y su equivalente reducido de segundo orden, con un tiempo de retraso de 300 segundos, que fue luego validado y aplicado en la simulación del controlador. Con la validación del modelo ARMAX, se logró una buena descripción de la dinámica del modelo en comparación con otros datos de entrada – salida que no se usaron para estimar los parámetros. A pesar de contar con un factor de ajuste – FIT inferior respecto a otros modelos, se selecciona esta estructura, gracias a los resultados de la correlación cruzada entre la entrada y los residuos y la autocorrelación de los residuos. Resulta muy útil los programas formulados en Matlab/Simulink para el proceso de identificación, simplificando la carga matemática.
3. **Del control CPBM de la microrred.** El estudio pone de manifiesto el paradigma tecnológico que representan las microrredes de energía integradas a generación renovable, sus problemas

de control, almacenaje y conexión a la red pública. También se muestra algunos desarrollos del Control Predictivo Basado en Modelos (MPC) para la operación óptima. Se han estudiado, la inclusión de generación solar y eólica y, almacenamiento híbrido con hidrógeno, lográndose gestionar la energía en distintas escalas de tiempo. El desarrollo de controladores conducirá a una mayor participación y competencia de las energías renovables, integrando las microrredes en el nuevo modelo eléctrico actual. El control CPBM, permite aprovechar en forma óptima los recursos disponibles, es decir: el sistema de almacenamiento de energía, los generadores auxiliares, su conexión a la red pública, la inclusión, rechazo o despacho de cargas. Realizando en cada momento las operaciones de mayor beneficio. Luego de constatar su funcionalidad, se evidencia que es una opción factible, lográndose ahorros importantes.

4. **Del Control Neurodifuso de la microrred de energía.** El criterio de desempeño de la microrred, incluye dos factores que aseguran su sostenibilidad: el costo de la electricidad que se suministra a los consumidores y la vida útil de la batería. Por tal razón, el trabajo propone tres variantes del algoritmo de control de la gestión de energía, usando técnicas difusas para evaluar el comportamiento del sistema. Las dos primeras variantes emplean una predicción de déficit/excedente de energía, y la tercera impone una región muerta a valores mínimos del error de control. Se demuestra que las tres variantes dan resultados similares respecto al costo del suministro eléctrico a los consumidores al elegir punto de ajuste constante. La 3ra variante ofrece mejores resultados, aumentando la sostenibilidad del sistema pues; referente al subcriterio de energía, ésta tiene una evolución cercana al de las dos primeras variantes, pero; en cuanto al subcriterio de régimen de batería presenta una mejora resaltante. Así la batería funcione la mayor parte en modo respaldo o “búfer”, el programa de mantenimiento de la batería recomienda su funcionamiento, en régimen carga/descarga, durante lapsos cortos de tiempo, para aumentar su vida útil. Esta posibilidad fue implementada en la 2da y 3ra variante del algoritmo de control y los resultados no sufrieron alteraciones en el subcriterio de energía.

## VI. RECOMENDACIONES

- 1. Referido al prototipo de microrred.** Teniendo en cuenta que la región Ica es rica en recursos energéticos renovables, se recomienda que la Universidad Nacional San Luis Gonzaga cuente con un Centro de Investigación en Energías Renovables para que las diversas carreras profesionales puedan desarrollar labores investigativas inter, multi y transdisciplinar en dicho centro. Un prototipo o mini microrred de energía sería la instalación más adecuada para investigaciones y desarrollo en condiciones reales de operación.
- 2. Referido a la identificación del sistema de microrred.** Se recomienda estudiar técnicas difusas o algoritmos genéticos para la identificación de una microrred de energía para efecto de control y dimensionamiento.
- 3. Referido al control CPBM de la microrred.** Se recomienda mejorar el algoritmo de control introduciendo nuevos tipos de carga, perturbaciones de red, predicciones más consistentes e combinaciones con otras microrredes. También, proponer CPBM para dimensionar la microrred, que incluya entre otros la potencia instalada de los generadores, ya sea solar o eólica, capacidad y alternancia de las baterías y las características del mercado eléctrico. El objetivo es no sólo usar óptimamente la microrred, sino también su dimensionamiento óptimo.
- 4. Referido al control Neurodifuso de la microrred.** Para trabajos futuros, se recomienda utilizar el indicador de desempeño de carga y descarga, con tolerancia y factor de ponderación dado por la Ecuación (12) como criterio a implementarse en un problema de control predictivo neurodifuso. También, implementarla en un hardware, es decir, en un emulador compuesto por componentes eléctricos y electrónicos que imiten a los componentes de una microrred.

## VII. FUENTES DE INFORMACIÓN.

- [1] F. H. Andía y L. A. Aquije, «Control Predictivo basado en Modelos (MPC) aplicado a la distribución óptima de energía en Microrredes: Caso de estudios FIMEE – UNICA.,» Ica, 2020.
- [2] C. Hernández, J. Moreno, F. Rodríguez, R. Da Costa Mendes y J. Normey-Rico, «Un enfoque óptimo para la distribución de energía de una micro-red usando Control Predictivo basado en Modelo (MPC): una simulación de un caso de estudio,» de *Conferencia: Redes inteligentes de energía: presente y futuro*, Almería, 2017.
- [3] Y. García Vera, R. Dufo-López y J. Bernal-Agustín, «Energy Management in Microgrids with Renewable Energy Sources: A Literature Review,» *Applied Sciences*, vol. IX, n° 3854, pp. 1-28, Julio 2019.
- [4] K. Jayasena, D. Jayamaha, N. Lidula y A. Rajapakse, «SoC Based Multi-Mode Battery Energy Management System for DC Microgrids,» de *Moratuwa Engineering Research Conference (MERCon) 2019*, Moratuwa, Srilanka, 2019.
- [5] W. Guacaneme, A. F. Rodríguez, L. M. Gómez, F. Francisco Santamaría y C. Trujillo, «Desarrollo de un prototipo de micro-red residencial a baja escala,» *Tecnologías*, vol. 21, n° 43, Diciembre 2018.
- [6] T. Morstyn, B. Hredzak y V. Agelidis, «Control Strategies for Microgrids with Distributed Energy Storage Systems: An Overview,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. IX, n° 4, p. 42–49, Julio 2018.
- [7] J. Mírez Tarrillo, «Control, optimización y gestión de microrredes de corriente continua,» Lima, 2018.
- [8] N. Bonilla-Gámez, «Propuesta de diseño de una microred en la comunidad de Santa Elena, Pérez Zeledón, basada en Whites Lane Smart Micro Grid.,» de *Tecnología en Marcha. Número Especial Movilidad Estudiantil 4*, San José, Costa Rica, 2017.
- [9] D. Galban-Blanco y C. Sandoval-Ruiz, «Diseño de un Tópico Especial Práctico para enseñanza de Smart Grid,» de *Congreso Internacional Eduweb - Universidad de Carabobo 2017*, Carabobo, Venezuela, 2017.
- [10] E. Rubio, L. Ordoñez, L. Ricalde, E. de la Cruz y R. Peón, «Diseño de una Micro Red Eléctrica Inteligente con Sistema Fotovoltaico y Celda de combustible,» *Pistas Educativas*, vol. I, n° 120, Noviembre 2016.

- [11] J. Alcojor-Gallego, «Diseño, construcción y desarrollo de una microrred de 5 KVA con cargas dinámicas y desequilibrios programables. Parte I: Estructura de maniobras y control de cargas activas regulables,» Madrid, España, 2016.
- [12] J. Cabeza López-Vásquez, «Estudio de la situación actual de las smart grids,» Santander, 2016.
- [13] M. Zaibia, G. Champenois, X. Roboam, J. Belhadj y B. Sareni, «Smart power management of a hybrid photovoltaic/wind stand-alone system coupling battery storage and hydraulic network,» *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. CXLVI, nº 1, Abril 2018.
- [14] M. Torrijos Chaparro, «Estudio para el diseño y especificación de una Microrred Inteligente,» México, 2015.
- [15] G. Martín Chinarro, «Sistemas de Almacenamiento de Energía,» Valladolid, España, 2016.
- [16] F. García Torres, «Advanced Control of Renewable Energy Microgrids With Hybrid Energy Storage System,» Sevilla, España, 2015.
- [17] S. Vadi, S. Padmanaban, R. Bayindir, F. Blaabjerg y L. Mihet-Popa, «A Review on Optimization and Control Methods Used to Provide Transient Stability in Microgrids,» *Energies*, vol. XII, nº 18, Setiembre 2019.
- [18] S. Saldarriaga-Zuluaga, J. López-Lezama y N. Muñoz-Galeano, «Optimal Coordination of Overcurrent Relays in Microgrids Considering a Non-Standard Characteristic,» *Energies*, vol. 13, nº 4, Febrero 2020.
- [19] G. Zhang, Y. Cao, Y. Cao, D. Li y L. Wang, «Optimal Energy Management for Microgrids with Combined Heat and Power (CHP) Generation, Energy Storages, and Renewable Energy Sources,» *Energies*, vol. X, nº 9, Agosto 2017.
- [20] W. Giraldo Gómez, «Metodología para la Gestión Óptima de Energía en una Micro Red Eléctrica Interconectada,» Medellín, Colombia, 2016.
- [21] T. Bocklisch, «Hybrid energy storage systems for renewable energy applications,» de *9th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2015*, Messe Düsseldorf, 2015.
- [22] M. d. M. Martínez Díaz, «Stand-alone hybrid renewable Energy Systems (HRES),» Barcelona, España, 2017.
- [23] M. Ibrahim, A. Khair y S. Ansari, «A Review of Hybrid Renewable Energy Systems for Electric Power Generation,» *Journal of Engineering Research and Applications*, vol. V, nº 8, p. 392–403, Agosto 2015.
- [24] T. Wu, F. Ye, Y. Su, Y. Wang y S. Riffat, «Coordinated control strategy of DC microgrid with hybrid energy storage system to smooth power output fluctuation,» *International Journal of Low-Carbon Technologies*, vol. X, nº 9, Agosto 2019.

- [25] O. Palizban, «Distributed Control Strategy for Energy Storage Systems in AC Microgrids: Towards a Standard Solution,» Vaasa, Finlandia, 2016.
- [26] M. Chen, S. Ma, H. Wan, J. Wu y Y. Jiang, «Distributed Control Strategy for DC Microgrids of Photovoltaic Energy Storage Systems in Off-Grid Operation,» *Energies*, vol. XI, n° 10, p. 96–110, Octubre 2018.
- [27] J. Dong, S. Nie, S. Huang, S. Yang, A. Fu y A. Lin, «Research on Economic Operation Strategy of CHP Microgrid Considering Renewable Energy Sources and Integrated Energy Demand Response,» *Sustainability — Open Access Journal*, vol. XI, n° 18, p. 1–6, Setiembre 2019.
- [28] P. Velarde, J. Maestre, C. Ocampo-Martinez y C. and Bordons, «Application of robust model predictive control to a renewable hydrogen-based microgrid,» de *European Control Conference*, Aalborg, Denmark, 2016.
- [29] A. Arciniegas, D. Imbajoa y J. Revelo, «Diseño e implementación de un Sistema de Medición Inteligente para AMI de la microrred de la Universidad de Nariño,» *Enfoque UTE*, vol. VII, n° 1, Febrero 2017.
- [30] E. Tovar, J. Carmona, E. Rodríguez, A. Ramírez y A. Espinosa, «Sistema supervisorio de una Microred CD basado en Comunicación CAN,» *Pistas Educativas*, vol. I, n° 120, Noviembre 2016.
- [31] N. Balderramo, Y. Llosas, L. Neves y L. Cuenca, «Diseño de Redes Eléctricas Inteligentes para una Gestión Energética,» de *Novena Conferencia Iberoamericana de Complejidad, Informática y Cibernética (CICIC 2019)*, Orlando, Florida, 2019.
- [32] M. Loha Anjulo, «Power Management of Standalone Hybrid PV-Micro Hydro Battery Energy Storage System using Fuzzy Logic Controller.,» *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, vol. VIII, n° 7, Julio 2019.
- [33] P. Da Costa Mendes, N.-R. J., C. Bordons Alba y L. Valverde, «Gestión Energética de una Micro Red acoplada a un sistema V2G,» de *XXXVI Jornadas de Automática, 2 - 4 de septiembre de 2015*, Bilbao, España, 2015.
- [34] C. Bordons, F. García-Torres y L. Valverde, «Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable,» *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, vol. IX, n° 12, pp. 117-132, 2015.
- [35] A. Martínez-Molina, C. Ariño, O. Flors-Mas, J. Alfonso-Gil, D. Moya-López, E. Pérez y H. Beltrán, «Sistema de Gestión de Energía para Microrredes basado en Control Predictivo,» de *XXXVI Jornadas de Automática*, Bilbao, España, 2015.

- [36] C. Vlad, M. Barbu y R. Vilanova, «Intelligent Control of a Distributed Energy Generation System Based on Renewable Sources,» *sustainability*, vol. VIII, n° 8, Agosto 2016.
- [37] Osinergmin, 2019. [En línea]. Available: <https://www.osinergmin.gob.pe>. [Último acceso: 20 junio 2019].
- [38] Empresa de Generación Eléctrica Las Salinas S.A. EGELSA, *Resumen Ejecutivo del Proyecto Parque Eólico Samaca*, 2013.
- [39] BOW POWER PERÚ SRL, *Evaluación Ambiental Preliminar Planta Fotovoltaica Las Dunas*, 2018.
- [40] R. Halvgaard, «Model Predictive Control for Smart Energy Systems,» Universidad Técnica de Dinamarca, Kgs. Lyngby, Dinamarca, 2014.
- [41] R. Isermann y M. Münchhof, Identificación de sistemas dinámicos: una introducción a las aplicaciones, Quinta ed., Z. Hasiewicz, Ed., Darmstadt, Germany: Springer Science+Business Media, 2011.
- [42] L. E. García Jaimes, *Sistemas de Control Avanzado*, Tercera ed., J. Isaza Cadavid, Ed., Bogotá: Politécnico Colombiano JIC, 2013.
- [43] C. Sandoval Ruiz, «Modelo VHDL de Control Neuronal sobre tecnología FPGA orientado a Aplicaciones Sostenibles,» *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. XXVII, n° 3, Febrero 2019.
- [44] J. Jantzen, *Fundamentos del control difuso: un enfoque práctico*, Segunda ed., J. Østergaard, Ed., New Delhi, India: John Wiley & Sons, Ltd, 2013.
- [45] R. Hernández Sampieri, C. Fernández Collado y P. Baptista Lucio, *Metodología de la Investigación*, México: Mc Graw Hill Educación, 2014.
- [46] E. Prieto-Araujo, A. Vidal-Clos, G. Clariana-Colet, G. Vinyals-Canal, R. Villafáfila-Robles y O. Gomis-Bellmunt, «Desarrollo de una micro-red de laboratorio,» de *II Congreso Smart Grids*, Barcelona, España, 2015.
- [47] A. Chaparro-Vargas y J. Liscano-Segura, «Diseño e implementación de una microrred en la Universidad distrital Francisco José de Caldas sede de Ingeniería,» Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá, Colombia, 2017.
- [48] J. Restrepo-Zambrano, J. Ramírez-Scarpetta y M. Orozco-Gutiérrez, «Marco experimental para microrredes a escala de laboratorio,» *REDIN, Revista de la Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia*, vol. II, n° 81, pp. 9-16, 2016.
- [49] J. Sampietro y P. Pico-Valencia, «Revisión bibliográfica de sistemas de control para gestión de micro-redes de energía,» *MASKAY*, vol. II, n° 8, pp. 60-66, 2018.

- [50] G. Teno, M. A. Ridaó, C. Bordons y J. J. Marquez, «Comparativa de algoritmos de Control Predictivo Distribuido aplicado a microrredes interconectadas,» de *Actas de las XXXIX Jornadas de Automática*, Badajoz, España., 2018.

## VIII. ANEXOS

### ANEXO A CONSENTIMIENTO INFORMADO

La presente investigación es conducida por Fidel Humberto Andía Guzmán, doctorando de la Universidad Nacional San Luis Gonzaga. La intención es estudiar las costumbres y usos de la energía eléctrica en el hogar. Para ello, pide su autorización, si aceptas, quiere decir que previamente el investigador te ha indicado de forma verbal y/o escrita lo siguiente: propósito del estudio, participación, riesgos, incomodidades, costos, beneficios, confidencialidad y problemas o preguntas.

**Propósito del estudio:** Conocer cuáles son los equipos y aparatos eléctricos de mayor uso en el hogar, dato que servirá para dimensionar un prototipo de microrredes de energía, para experimentos de laboratorio.

**¿En qué consiste su participación?:** una vez autorizada tu participación, se procederá a realizar la encuesta guardando la confidencialidad que el caso obliga.

**Riesgos asociados al estudio y costo de su participación:** los riesgos ya se han analizado y éste no acarrea riesgos ni costos al encuestado.

**Beneficios:** Para la institución, porque señala su presencia en la labor investigativa de la universidad. Para los investigadores es el beneficio profesional y académico. Para la sociedad científica, porque refuerza y amplía los conocimientos sobre control y optimización de microrredes de energía.

**Problemas o preguntas:** en todo momento se garantiza la posibilidad de retirarte del estudio, sin que ocasione incomodidad alguna, si tuvieras alguna pregunta podrás hacerla al profesional que realiza la encuesta.

Por lo expuesto comprendo que mi autorización es importante para la investigación. He leído la información proporcionada o me ha sido leída. He tenido la oportunidad de preguntar sobre ella y se me ha contestado satisfactoriamente las preguntas que he realizado.

Consiento voluntariamente participar en esta investigación y entiendo que tengo el derecho de retirarme en cualquier momento sin ser afectado. Comprendo que el resultado de la investigación será presentado a la comunidad científica para su mejor comprensión. Firmo este documento autorizando mi participación en el estudio, mi firma indica también que he recibido una copia de este consentimiento informado.

---

Nombre del Participante

Fecha: \_\_\_\_\_

**ANEXO B.**  
**CUESTIONARIO DE LA ENCUESTA A FAMILIAS**

Mi nombre es \_\_\_\_\_, estamos realizando una investigación para la Universidad Nacional San Luis, sobre Microrredes de energía, la implementación de un prototipo y el desarrollo de estrategias de control. Para ello, quiero hacerle unas preguntas para conocer su opinión sobre el tema.

Marca con "X" la(s) respuesta(s) que considera correcta

**A. ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS**

1. La vivienda es: Familiar  multifamiliar
2. La vivienda es: Propia  Alquilada  Otra forma de tenencia
3. Tiempo que vive en el lugar:  
Menos de 3 meses  Menos de 6 meses  Un año o menos  Más de un año

**B. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO.**

1. Considera que el servicio eléctrico que recibe por parte de la concesionaria es:  
Muy buena  buena  regular  Mala  Muy mala   
No sabe/no contesta
2. Considera que el costo de la facturación está en relación a su consumo de energía  
Sí  No  Tiene dudas  No sabe/no contesta

**C. USO DE LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS EN EL HOGAR**

3. ¿Cree que **bomba eléctrica** de agua es el que más se enciende durante el día?  
Siempre  Casi siempre  pocas veces  nunca
4. ¿Cree que **el refrigerador/nevera** es el que más se enciende durante el día?  
Siempre  Casi siempre  pocas veces  nunca
5. ¿Cree que **la luz de la cocina** es el que más se enciende durante el día?  
Siempre  Casi siempre  pocas veces  nunca
6. ¿Cree que **la luz del dormitorio principal** es el que más se enciende durante el día?  
Siempre  Casi siempre  pocas veces  nunca
7. ¿Cree que **la luz de los servicios higiénicos** es el que más se enciende durante el día?  
Siempre  Casi siempre  pocas veces  nunca
8. ¿Cree que **la luz del comedor** es el que más se enciende durante el día?  
Siempre  Casi siempre  pocas veces  nunca
9. ¿Cree que **la computadora principal** es el que más se enciende durante el día?  
Siempre  Casi siempre  pocas veces  nunca
10. ¿Cree que **la lavadora** es el que más se enciende durante el día?  
Siempre  Casi siempre  pocas veces  nunca
11. ¿Cree que **el televisor de la sala** es el que más se enciende durante el día?  
Siempre  Casi siempre  pocas veces  nunca
12. ¿Cree que **la luz de la sala** es el que más se enciende durante el día?  
Siempre  Casi siempre  pocas veces  nunca
13. ¿Cree que **la luz del pasadizo** es el que más se enciende durante el día?  
Siempre  Casi siempre  pocas veces  nunca
14. ¿Cree que **la luminaria de los dormitorios de los hijos** es el que más se enciende durante el día?  
Siempre  Casi siempre  pocas veces  nunca

- Siempre                       Casi siempre                      pocas veces                      nunca
15. ¿Cree que **la luz del cuarto de servicios** es el que más se enciende durante el día?  
 Siempre                       Casi siempre                      pocas veces                      nunca
16. ¿Cree que **la luz de la lavandería** es el que más se enciende durante el día?  
 Siempre                       Casi siempre                      pocas veces                      nunca
17. ¿Cree que **la del estudio** es el que más se enciende durante el día?  
 Siempre                       Casi siempre                      pocas veces                      nunca
18. ¿Cree que **la luz de la cochera** es el que más se enciende durante el día?  
 Siempre                       Casi siempre                      pocas veces                      nunca
19. ¿Cree que **la luz del jardín** es el que más se enciende durante el día?  
 Siempre                       Casi siempre                      pocas veces                      nunca
20. ¿Cree que **los televisores de otros ambientes** son los que más se enciende durante el día?  
 Siempre                       Casi siempre                       pocas veces                      nunca
21. ¿Qué otros equipos tienen en casa y con qué frecuencia se encienden? Escriba: siempre, casi siempre, pocas veces o nunca según su estime le corresponde

---



---



---



---

22. ¿Si tuviera que ordenar los equipos de casa según el uso diario, como lo haría?
1. .... 2. .... 3. .... 4. ....  
 5. .... 6. .... 7. .... 8. ....  
 9. .... 10. .... 11. .... 12. ....  
 13. .... 14. .... 15. .... 16. ....

GRACIAS POR SU APOYO

Ica \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ del 2021

**ANEXO C.**  
**CUESTIONARIO DE LA ENCUESTA A ESTUDIANTES**

Mi nombre es \_\_\_\_\_, estamos realizando una investigación para la Universidad Nacional San Luis, sobre Microrredes de energía, la implementación de un prototipo y el desarrollo de estrategias de control. Para ello, quiero hacerle unas preguntas para conocer su opinión sobre el tema.

Marca con "X" la(s) respuesta(s) que considera correcta

**A. ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS**

1. Sexo: Masculino  Femenino
2. Ciclo de estudios: \_\_\_\_ Ciclo. Carrera Profesional: \_\_\_\_\_
3. Natural de:  
Ica  Provincia de Ica  Otra región  Otro País

**B. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO.**

4. Está interesado en cursar algunos tópicos en materia de energías renovables:  
Si  No  Le da igual  requiere más información
5. Luego de recibir nociones de Enertrónica, estaría interesado en conocer más del tema  
Sí  No  Le da igual  requiere más información
6. ¿Está interesado en el desarrollo de tópicos sobre el Consejo Nacional de Energía?  
Si  No  le da igual  requiere más información
7. ¿Está interesado en conocimientos sobre medio ambiente y desarrollo sostenible?  
Si  No  le da igual  requiere más información
8. ¿Estima que debe profundizar sus conocimientos sobre control y gestión de microrredes de energía?  
Si  No  le da igual  requiere más información
9. ¿Es de su interés practicar y manejar recursos como simuladores didácticos?  
Si  No  le da igual  requiere más información
10. ¿Cree que en la Universidad se puede implementar una microrred de energía?  
Si  No  Debe esperar un poco
11. ¿Debe la Facultad implementar un prototipo experimental de microrredes?  
Si, lo más pronto  Si, en pocos años  No es necesario

**GRACIAS POR SU APOYO**

Ica \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ del 2021

**ANEXO D.**  
**CÓDIGO MATLAB IDENTIFICACIÓN DE SISTEMAS – ESTRUCTURA ARMAX.**

```
% Control Predictivo Basado en Modelos y Neurodifuso, aplicado a la optimización de energía
%en microrredes eléctricas con fuentes renovables.
% Fidel Humberto Andía Guzmán
% _____
%
Clc, clear all, close all
%Se escribe las matrices donde se guardarán los resultados:
IC1=zeros(100,10);
IA1=zeros(100,10);
IAj1=zeros(100,10);
IC2=zeros(100,10);
IA2=zeros(100,10);
IAj2=zeros(100,10);
IAjGen=zeros(100,10);
% Se introduce valores de los parámetros:
P=[1,0.032,165.15,0.16,0.0175,0.86];
% Se carga el periodo de muestreo del ruido:
load ruido
%Se carga la respuesta del sistema a la PRBS:
load ysalsinruido
%Se carga la PRBS:
load entrada2
% Se excluye el valor medio a la entrada:
entrada2d=entr2-mean(entrada2);
% Se escribe los 10 niveles de potencia del ruido a emplear:
NivPot=[6e-12,2.3e-11,6.15e-11,1e-10,1.5e-10,2.2e-10,3.3e-10,4.1e-10,4.75e-10,5e-10];
% Se consigna las propiedades constantes del objeto tipo iddata para estimar:
conrue=iddata(zeros(30721,1),entr2d(1:30721),0.01);
conrue.OutputName={'Vterm'};
conrue.OutputUnit={'V'};conrue.InputName={'Vref'};conrue.InputUnit={'V'};
conrue.Period=Inf;conrue.InterSample='zoh';conrue.Tstart=0;
% Se carga datos del objeto para validar:
conruv=iddata(zeros(29310,1),entr2d(30722:60031),0.01);
conruv.OutputName={'Vterm'};
conruv.OutputUnit={'V'};conruv.InputName={'Vref'};conruv.InputUnit={'V'};
conruv.Period=Inf;conruv.InterSample='zoh';conruv.Tstart=30721*0.01;
% Se carga el banco del generador de números aleatorios del generador de ruido:
bco=22590;
% Se efectúan los 100 experimentos para cada uno de los 10 niveles de ruido:
for p=1:10
for m=1:100
% Se genera el ruido de medición:
bco=bco+1;
```

```

sim('GenRuid')
% Se excluye la media a la salida con ruido de medición
VarAux=ysalsinruido+ruid-mean(ysalsinruido+ruid);
% Se asigna la salida al objeto iddata de estimación:
conrue.OutputData=VarAux(1:30721);
% Se intenta identificar con el método PEM un modelo tipo ARMAX:
try
amx22222=armax(conrue,[2 2 2 22]);
% Se registra sí se logró obtener el armax:
Convergio=true;
catch
% Se registra si no logró converger:
Convergio=false;
end
% Se observa si el modelo resultante tiene polos reales negativos en Z:
if Convergio
polos=roots(amx4441.a);
for k=1:4;
if (polos(k)==real(polos(k))&&(real(polos(k))<0);
HayNegs=true;
break
else
HayNegs=false;
end
end
end
% Comprobar que el modelo logrado no tenga un índice de ajuste general claramente inaceptable:
if Convergio&&~HayNegs
conruv.OutputData=VarAux(30722:60031);
[ysim,IAjGen(m,p)]=compare(conruv,amx4441);
clear ysim
end
% Si no se cumple alguno de los criterios anteriores, repetir todo hasta obtener uno que si sea
% razonable introducir en el análisis estadístico de consistencia:
while (~Convergio||HayNegs||isnan(IAjGen(m,p))||isinf(IAjGen(m,p)))
% Repetir todo nuevamente:
bco=bco+1;
sim('GenRuid')
VarAux=ysalsinruido+ruid-mean(ysalsinruido+ruid);
conrue.OutputData=VarAux(1:30721);
try
amx22222=armax(conrue,[2 2 2 22]);
Convergio=true;
catch
Convergio=false;
end
end

```

```

if Convergio
polos=roots(amx22222.a);
for k=1:4
if (polos(k)==real(polos(k))&&(real(polos(k))<0)
HayNegs=true;
break
else
HayNegs=false;
end
end
end
if Convergio&&~HayNegs
conruv.OutputData=VarAux(30722:60031);
[ysim,IAjGen(m,p)]=compare(conruv,amx22222);
clear ysim
end
end
% Se transforma el modelo identificado a discreto con zoh:
amx22222_c=d2c(amx22222,'zoh');
% Se invoca una rutina que resuelve el sistema de forma aproximada por mínimos cuadrados y halla
% IC1, IA1 y la G(s) modificada:
[IC1(m,p),IA1(m,p),NvoModlCont]=MinCuadr(amx22222_c.b,amx22222_c.a, amx22222_c.c,P);
% Se transforma a discreto la G(s) modificada:
NvoModDisc=c2d(NvoModlCont,0.01,'zoh');
% Se halla el primer índice de ajuste:
[ysim,IAj1(m,p)]=compare(conruv,NvoModDisc);
clear ysim
% Se invoca una rutina que resuelve el sistema de forma aproximada usando 6 de las 7 ecuaciones
% y halla IC2, IA2 y la G(s) modificada:
[IC2(m,p),IA2(m,p),NvoModlCont]=SeisDeSiete(amx22222_c.b,amx22222_c.a,amx22222_c.c,P);
% Se transforma a discreto la G(s) modificada:
NvoModDisc=c2d(NvoModlCont,0.01,'zoh');
% Se halla el segundo índice de ajuste:
[ysim,IAj2(m,p)]=compare(conruv,NvoModDisc);
clear ysim
end
end

```

**ANEXO E**  
**CÓDIGO MATLAB CONTROL MPC**

```
% Control Predictivo Basado en Modelos y Neurodifuso, aplicado a la optimización de energía en
microrredes eléctricas con fuentes renovables.
% Fidel Humberto Andía Guzmán
% Modelo Dinámico reducido de 2do Orden
% _____
%
Clc, clear all, close all
p=menu('EEMPC','Con Restricciones','Sin Restricciones');
% Se declara los parámetros de sintonía del MPC
Np=20; % El horizonte de predicción
Nc=4; % El horizonte de Control
lambda=1; % El parámetro de ponderación
delta=1; % El otro parámetro de ponderación
Ql=eye(Nc)*lambda; % Se declara la matriz de Ponderación
Qd=eye(Np)*delta;
% Se define las variables de Estado, caso integrador
% X(k+1)=AX(k)+Bu(k)
Am=[1 1;0 1];
Bm=[0.5;1];
Cm=[1 1];
Na=size(Am);
Om=zeros(1,Na(1)); % Se establece el número de ceros para completar la matriz aumentada
% Se define las matrices en espacio de estados A, B y C.
A=[Am Om';Cm*Am 1];
B=[Bm;Cm*Bm];
C=[Om 1];
% Se Calcula la matriz G y vector de respuesta libre F
h(1,:)=C; % Se define el auxiliar para calcular G
F(1,:)=C*A; % Se calcula el vector F
for kk=2:Np
    h(kk,:)=h(kk-1,:)*A; % Se calcula C*A aumentando el índice de A
    F(kk,:)= F(kk-1,:)*A; % Se aumenta el índice de A
end
v=h*B; % Se multiplica por B para obtener la primera columna de G
G=zeros(Np,Nc); % Se crea la Matriz G
G(:,1)=v; % Se coloca los datos en la matriz G
for i=2:Nc
    G(:,i)=[zeros(i-1,1);v(1:Np-i+1,1)]; % Se expande en toda la matriz G
end
%% El lazo de control
%% Se inicializa parámetros de simulación
nit=160; % Se define el número de interacciones
inc_u=0;
```

```

u_ant(1:10) = 0;
u(1:20) = 0; ym(1:20) = 0; r(1:20) = 0;
% Se define la referencia
r(5:40) = 1; r(41:80) = 3; r(81:120) = 6; r(120:nit) = 2;
[n,n_in]=size(B); % Se exceptúa la dimensión de B
xm=[0;0]; % Se define los estados iniciales del proceso
Xf=zeros(n,1); % Se incluye la realimentación de estados
y=0;
for k=2:nit;
    ym(k)=y;
    % Se calcula con restricción en la Señal de Control -----%
    Triang=tril(ones(Nc));
    T=ones(Nc,1);
    u_max=0.3*ones(Nc,1);
    u_min=-0.3*ones(Nc,1);
    % Se calcula con restricción en la salida (estados) -----%
    x_max=5*ones(Np,1);
    x_min=-5*ones(Np,1);
    a=[Triang; -Triang;G;-G];
    b=[u_max-T*u(k-1); T*u(k-1)-u_min;x_max-F*Xf; F*Xf-x_min];
    H=(G'*Qd*G+Ql);
    Fo=(F*Xf-r(k)*ones(Np,1))*Qd*G;
    % Cálculo del control
    if p==1
        %-----Con restricción -----
        options = optimset('LargeScale','off');
        [x,fval,exitflag] = quadprog(H,Fo,a,b,[],[],[],[],[],options);
        inc_u=x(1);
    end
    if p==2
        %-----Sin restricción -----
        Mn=inv(H)*G'*Qd;
        K1=Mn(1,:); % Se toma la primera línea del incremento de control
        inc_u=K1*(r(k)-F*Xf); % Se declara el incremento de control
    end
    %-----
    u(k)=u(k-1)+inc_u; % Se calcula la ley de control
    xm_old=xm; % Se guarda los estados anteriores
    xm=Am*xm+Bm*u(k); % Se calcula los estados actuales
    y=Cm*xm; % Se calcula la salida actual
    Xf=[xm-xm_old;y]; % Se calcula los estados realimentados
end
nm=nit;
t = 0:T:(nm-1)*T;
figure
subplot(2,1,1)

```

```
stairs(t,r,'--k',Linewidth',2),hold on
stairs(t,ym,'-r',Linewidth',2)
xlabel('Tiempo (s)');
ylabel('Salida');
legend('y_r','y','Location','SouthEast')
grid on;
hold
subplot(2,1,2)
stairs(t,u,'b',Linewidth',2)
xlabel('Tiempo (s)');
ylabel('Control');
legend('u')
grid on;
```

**ANEXO F**  
**CÓDIGO MATLAB CONTROL NEUDIFUSO.**

% Control Predictivo Basado en Modelos y Neurodifuso, aplicado a la optimización de energía en microrredes eléctricas con fuentes renovables.

% Fidel Humberto Andía Guzmán

% \_\_\_\_\_  
%

Clc, clear all, close all

% Cargar datos referentes a la generación eólica, fotovoltaica y la potencia de carga de tres microrredes interconectadas.

load Variablesoctubre2020septiembre2021

load messtr

load Cctr\_u1\_o; load Ebat\_por\_m1\_o; load Ebat\_por\_m2\_o; load Pcon\_total\_u2\_o\_II;

load P\_FV\_II; load Pred\_m1\_o; load Pred\_m2\_o; load incPred\_m1\_o;

load incPred\_m2\_o; load r1;

%% Potencia de carga - Microrred 2

for i=1:29664

if Pcon\_total\_u2\_o\_II(i)<=2.5 && Pcon\_total\_u2\_o\_II(i)>1.5

Pcon\_total\_u2\_o\_II(i)= 1.9\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(i);

end

end

Pcon\_total\_u2\_o\_II=[0.75\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(1:798);Pcon\_total\_u2\_o\_II(799:1570);0.8\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(1571:2281);Pcon\_total\_u2\_o\_II(2282:4562);

1.2\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(4563:6843);1.2\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(6844:9124);1.2\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(9125:11405);

0.7\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(11406:13686);0.8\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(13687:15967);0.7\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(15968:18248);

1.1\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(18249:20529);1.1\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(20530:22810);1.2\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(22811:23950);

0.9\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(23951:25091);0.7\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(25092:27378);0.8\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(27379:29664)];

for i=1:29664

if Pcon\_total\_u2\_o\_II(i)<=6 && Pcon\_total\_u2\_o\_II(i)>5

Pcon\_total\_u2\_o\_II(i)= 0.4\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(i);

end

if Pcon\_total\_u2\_o\_II(i)<5 && Pcon\_total\_u2\_o\_II(i)>4

Pcon\_total\_u2\_o\_II(i)= 0.6\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(i);

end

if Pcon\_total\_u2\_o\_II(i)<=4 && Pcon\_total\_u2\_o\_II(i)>0

Pcon\_total\_u2\_o\_II(i)= 0.55\*Pcon\_total\_u2\_o\_II(i);

end

end

Pgen\_total\_u2\_o\_II=(P\_FV\_II\*0.94);

Plg\_u2=(Pcon\_total\_u2\_o\_II-Pgen\_total\_u2\_o\_II);

```

Pred_con_u2=0.9235*circshift(Pcon_total_u2_o_II,96)+0.09403;
%% Cálculo de Potencia neta media PAVG
muestras_2=96;
Pavg_2=0*ones(length(Plg_u2),1);
for i=1:length(Plg_u2)
    if i>(muestras_2-1)
        Pavg_2(i)=sum(Plg_u2((i-muestras_2+1):(i)))/muestras_2;
    else
        Pavg_2(i)=sum(Plg_u2(1:i))/i;
    end
    if i>=26508 && i<=26531
        Pavg_2(i)=Pavg_2(i)-0.24;
    end
end
%% Cálculo de la derivada de la Potencia neta media
d_Pavg_2=0*ones(length(Plg_u2),1);
for i=2:length(Plg_u2)
    d_Pavg_2(i)=1000*(Pavg_2(i)-Pavg_2(i-1))/900;
end
%% Filtro de 3H para la derivada de la potencia neta media
dPavg_3H_2=0*ones(length(Plg_u2),1);
muestras_2_2=12;
for i=1:length(Plg_u2)
    if i>(muestras_2_2-1)
        dPavg_3H_2(i)=sum(d_Pavg_2((i-muestras_2_2+1):(i)))/muestras_2_2;
    else
        dPavg_3H_2(i)=sum(d_Pavg_2(1:i))/i;
    end
end
%% Rangos de acción variables de entrada y salida – Lógica Difusa.
%% El universo de discurso de la entrada.
r_dPavg_max_2=max(dPavg_3H_2);
r_dPavg_min_2=min(dPavg_3H_2);
% El universo de discurso de la salida
r_Pgrid_2=1;
%% Base de reglas
rule_1_2=6; rule_2_2=6; rule_3_2=3; rule_4_2=4; rule_5_2=1; rule_6_2=6; rule_7_2=5;
rule_8_2=4; rule_9_2=3; rule_10_2=2; rule_11_2=7; rule_12_2=6;
%% Definición de funciones de pertenencia
Control_var_2=newfis('Barrido'); Control_var_2.input(1).name='dP_a_v_g/dt';
Control_var_2.input(1).range=[r_dPavg_min_2 r_dPavg_max_2];
Control_var_2.input(1).mf(1).name='NG'; Control_var_2.input(1).mf(1).type='trimf';
Control_var_2.input(1).mf(1).params=[r_dPavg_min_2 r_dPavg_min_2 r_dPavg_min_2/2];
Control_var_2.input(1).mf(3).name='ZE'; Control_var_2.input(1).mf(3).type='trimf';
Control_var_2.input(1).mf(3).params=[r_dPavg_min_2/2 0 r_dPavg_max_2/2];
Control_var_2.input(1).mf(5).name='PG'; Control_var_2.input(1).mf(5).type='trimf';

```

```

Control_var_2.input(1).mf(5).params=[r_dPavg_max_2/2 r_dPavg_max_2 r_dPavg_max_2];
Control_var_2.input(2).name='SOC'; Control_var_2.input(2).range=[0 Cbat_max_u2];
Control_var_2.input(2).mf(1).name='NG'; Control_var_2.input(2).mf(1).type='trimf';
Control_var_2.input(2).mf(1).params=[0 0 Cbat_max_u2/4];
Control_var_2.input(2).mf(3).name='ZE'; Control_var_2.input(2).mf(3).type='trimf';
Control_var_2.input(2).mf(3).params=[(1/14)*Cbat_max_u2 Cbat_max_u2/2
Control_var_2.input(2).mf(4).type='trimf';
Control_var_2.input(2).mf(4).params=[Cbat_max_u2/2 (3/4)*Cbat_max_u2
(13/14)*Cbat_max_u2]; Control_var_2.input(2).mf(5).name='PG';
Control_var_2.input(2).mf(5).type='trimf';
Control_var_2.input(2).mf(5).params=[(3/4)*Cbat_max_u2 Cbat_max_u2 Cbat_max_u2];
Control_var_2.output(1).name='P_g_r_i_d';
Control_var_2.output(1).range=[-r_Pgrid_2 r_Pgrid_2];
Control_var_2.output(1).mf(1).name='NG'; Control_var_2.output(1).mf(1).type='trimf';
Control_var_2.output(1).mf(1).params=[-r_Pgrid_2 -r_Pgrid_2 -(3/4)*r_Pgrid_2];
Control_var_2.output(1).mf(2).name='NM'; Control_var_2.output(1).mf(2).type='trimf';
Control_var_2.output(1).mf(2).params=[-r_Pgrid_2 -(3/4)*r_Pgrid_2 -(1/2)*r_Pgrid_2];
Control_var_2.output(1).mf(5).name='ZE'; Control_var_2.output(1).mf(5).type='trimf';
Control_var_2.output(1).mf(5).params=[-(1/2)*r_Pgrid_2 0 (1/2)*r_Pgrid_2];
Control_var_2.output(1).mf(8).name='PM'; Control_var_2.output(1).mf(8).type='trimf';
Control_var_2.output(1).mf(8).params=[0.5*r_Pgrid_2 0.75*r_Pgrid_2 1*r_Pgrid_2];
Control_var_2.output(1).mf(9).name='PG'; Control_var_2.output(1).mf(9).type='trimf';
Control_var_2.output(1).mf(9).params=[0.75*r_Pgrid_2 1*r_Pgrid_2 1*r_Pgrid_2];
%% Asignación de reglas
Control_var_2.rule(1).antecedent=[1 1]; Control_var_2.rule(1).consequent=[rule_1_2];
Control_var_2.rule(1).weight=1; Control_var_2.rule(1).connection=1;
Control_var_2.rule(2).antecedent=[1 2]; Control_var_2.rule(2).consequent=[rule_2_2];
Control_var_2.rule(2).weight=1; Control_var_2.rule(2).connection=1;
Control_var_2.rule(3).antecedent=[1 3]; Control_var_2.rule(3).consequent=[rule_3_2];
Control_var_2.rule(3).weight=1; Control_var_2.rule(3).connection=1;
Control_var_2.rule(4).antecedent=[1 4]; Control_var_2.rule(4).consequent=[rule_4_2];
Control_var_2.rule(4).weight=1; Control_var_2.rule(4).connection=1;
Control_var_2.rule(5).antecedent=[1 5]; Control_var_2.rule(5).consequent=[rule_5_2];
Control_var_2.rule(5).weight=1; Control_var_2.rule(5).connection=1;
Control_var_2.rule(6).antecedent=[2 1]; Control_var_2.rule(6).consequent=[rule_6_2];
Control_var_2.rule(6).weight=1; Control_var_2.rule(6).connection=1;
Control_var_2.rule(7).antecedent=[2 2]; Control_var_2.rule(7).consequent=[rule_7_2];
Control_var_2.rule(7).weight=1; Control_var_2.rule(7).connection=1;
Control_var_2.rule(8).antecedent=[2 3]; Control_var_2.rule(8).consequent=[rule_8_2];
Control_var_2.rule(8).weight=1; Control_var_2.rule(8).connection=1;
Control_var_2.rule(9).antecedent=[2 4]; Control_var_2.rule(9).consequent=[rule_9_2];
Control_var_2.rule(9).weight=1; Control_var_2.rule(9).connection=1;
Control_var_2.rule(10).antecedent=[2 5]; Control_var_2.rule(10).consequent=[rule_10_2];
Control_var_2.rule(10).weight=1; Control_var_2.rule(10).connection=1;
Control_var_2.rule(11).antecedent=[3 1]; Control_var_2.rule(11).consequent=[rule_11_2];
Control_var_2.rule(11).weight=1; Control_var_2.rule(11).connection=1;

```

```

Control_var_2.rule(12).antecedent=[3 2]; Control_var_2.rule(12).consequent=[rule_12_2];
Control_var_2.rule(12).weight=1; Control_var_2.rule(12).connection=1;
writefis(Control_var_2,'Control_var_2');
%% Controlador difuso intercambio de potencia entre las microrredes
Vbat=240; SOCmin=0.4; Pe_u2=6;
%% Reglas Pgrids
rule_1_x=4; rule_2_x=5; rule_3_x=4; rule_4_x=5; rule_5_x=3; rule_6_x=4; rule_7_x=4;
rule_8_x=5; rule_9_x=3; rule_10_x=3; rule_11_x=3; rule_12_x=5;
%% Definición de funciones de pertenencia
Pgrid_u1_max=1.9; Pgrid_u1_min=-1.75; Pgrid_u2_max=1.7; Pgrid_u2_min=-1.8;
Control_intercambio_GRIDS=newfis('Exchange');
%% Entradas de controlador
Control_intercambio_GRIDS.input(1).name='PGrid_u1';
Control_intercambio_GRIDS.input(1).range=[Pgrid_u1_min Pgrid_u1_max];
Control_intercambio_GRIDS.input(1).mf(1).name='NG';
Control_intercambio_GRIDS.input(1).mf(1).type='trimf';
Control_intercambio_GRIDS.input(1).mf(1).params=[Pgrid_u1_min-0.1 (5/8)*Pgrid_u1_min
(1/4)*Pgrid_u1_min];
Control_intercambio_GRIDS.input(1).mf(4).name='PG';
Control_intercambio_GRIDS.input(1).mf(4).type='trimf';
Control_intercambio_GRIDS.input(1).mf(4).params=[(1/4)*Pgrid_u1_max (5/8)*Pgrid_u1_max
Pgrid_u1_max+0.1];
Control_intercambio_GRIDS.input(2).mf(1).name='NG';
Control_intercambio_GRIDS.input(2).mf(1).type='trimf';
Control_intercambio_GRIDS.input(2).mf(1).params=[Pgrid_u2_min-0.1 (5/8)*Pgrid_u2_min
(1/4)*Pgrid_u2_min];
Control_intercambio_GRIDS.input(2).mf(4).name='PG';
Control_intercambio_GRIDS.input(2).mf(4).type='trimf';
Control_intercambio_GRIDS.input(2).mf(4).params=[(1/4)*Pgrid_u2_max
(5/8)*Pgrid_u2_max Pgrid_u2_max+0.1];
%% Salidas del controlador
Pig1_n=-0.3; Pig2_p=0.3;
Control_intercambio_GRIDS.output(1).name='Pxi';
Control_intercambio_GRIDS.output(1).range=[Pig1_n Pig2_p];
Control_intercambio_GRIDS.output(1).mf(1).name='NG';
Control_intercambio_GRIDS.output(1).mf(1).type='trimf';
Control_intercambio_GRIDS.output(1).mf(1).params=[Pig1_n (5/8)*Pig1_n (1/4)*Pig1_n];
Control_intercambio_GRIDS.output(1).mf(2).name='ZE';
Control_intercambio_GRIDS.output(1).mf(2).type='trimf';
Control_intercambio_GRIDS.output(1).mf(2).params=[0 0 0];
Control_intercambio_GRIDS.output(1).mf(3).name='PG';
Control_intercambio_GRIDS.output(1).mf(3).type='trimf';
Control_intercambio_GRIDS.output(1).mf(3).params=[(1/4)*Pig2_p (5/8)*Pig2_p Pig2_p];
%% Asignación de reglas a la potencia de la red.
Control_intercambio_GRIDS.rule(1).antecedent=[1 1];
Control_intercambio_GRIDS.rule(1).consequent=[rule_1_x];

```

Control\_intercambio\_GRIDS.rule(1).weight=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(1).connection=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(2).antecedent=[1 2];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(2).consequent=[rule\_2\_x];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(2).weight=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(2).connection=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(3).antecedent=[1 3];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(3).consequent=[rule\_3\_x];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(3).weight=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(3).connection=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(4).antecedent=[1 4];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(4).consequent=[rule\_4\_x];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(4).weight=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(4).connection=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(5).antecedent=[2 1];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(5).consequent=[rule\_5\_x];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(5).weight=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(5).connection=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(6).antecedent=[2 2];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(6).consequent=[rule\_6\_x];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(6).weight=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(6).connection=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(7).antecedent=[2 3];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(7).consequent=[rule\_7\_x];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(7).weight=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(7).connection=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(8).antecedent=[2 4];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(8).consequent=[rule\_8\_x];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(8).weight=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(8).connection=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(9).antecedent=[3 1];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(9).consequent=[rule\_9\_x];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(9).weight=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(9).connection=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(10).antecedent=[3 2];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(10).consequent=[rule\_10\_x];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(10).weight=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(10).connection=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(11).antecedent=[3 3];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(11).consequent=[rule\_11\_x];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(11).weight=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(11).connection=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(12).antecedent=[3 4];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(12).consequent=[rule\_12\_x];  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(12).weight=1;  
Control\_intercambio\_GRIDS.rule(12).connection=1;

```

writefis(Control_intercambio_GRIDS,'Control_intercambio_GRIDS');
%% Estrategia energética Microrred 1, aplicación del controlador difuso
Pred_fuz(1)=a*evalfis([dPavg_3H(1) Ebat(1)], Control_var);
Pred_x(1)=Pavg(1)+Pred_fuz(1)+Pp(1)+P24(1); Pred_x(1)= Pred_micro1_o(1);
%% Estrategia energética Microrred 2, aplicación del controlador difuso
Pred_fuz_u2(1)=a_u2*evalfis([dPavg_3H_2(1) Ebat_u2(1)], Control_var_2);
Pred_u2_x(1)=Pavg_2(1)+Pred_fuz_u2(1)+Pp_u2(1)+P24_u2(1);
Pred_u2_x(1)=Pred_micro2_o(1);
%% Cantidad de potencia a intercambiar
Pxi(1)=evalfis([Pred_x(1) Pred_u2_x(1)], Control_intercambio_GRIDS);
% Potencia de red y potencia de la batería después de compartir potencia entre las microrredes.
Pred(1)=Pred_x(1)+Pxi(1); Pred_u2(1)=Pred_u2_x(1)-Pxi(1); Pbat1(1)=Plg(1)-Pred(1);
Pbat2(1)=Plg_u2(1)-Pred_u2(1); for i=2:length(Plg)
%% Estrategia energética Microrred 1, aplicación del controlador difuso
Pred_fuz(i)=a*evalfis([dPavg_3H(i) Ebat(i)], Control_var);
Pred_x(i)=Pavg(i)+Pred_fuz(i)+Pp(i)+P24(i); Pred_x(i)= Pred_micro1_o(i);
%% Estrategia energética Microrred 1, aplicación del controlador difuso
Pred_fuz_u2(i)=a_u2*evalfis([dPavg_3H_2(i) Ebat_u2(i)], Control_var_2);
Pred_u2_x(i)=Pavg_2(i)+Pred_fuz_u2(i)+Pp_u2(i)+P24_u2(i);
Pred_u2_x(i)=Pred_micro2_o(i);
%% Cantidad de potencia a intercambiar
Pxi(i)=evalfis([Pred_x(i) Pred_u2_x(i)], Control_intercambio_GRIDS);
%% Potencia de red y potencia de la batería luego de compartir potencia entre las microrredes.
Pred(i)=Pred_x(i)+Pxi(i); Pred_u2(i)=Pred_u2_x(i)-Pxi(i); Pbat1(i)=Plg(i)-Pred(i);
Pbat2(i)=Plg_u2(i)-Pred_u2(i); Pbat1 = Pbat1'; Pbat2 = Pbat2';
end
%% Criterios de calidad: Microrred 1
Pred_max=max(Pred(inicio:fin)); Pred_min=min(Pred(inicio:fin));
BDR=max(Ebat(inicio:fin))-min(Ebat(inicio:fin)); MPD=max(incPred);
APD=mean(incPred); PVR=(max(Pred)-min(Pred))/(max(Plg)-min(Plg));
[spec,freq,PPV,num_PPV,den_PPV]=fourier4(Pred,900); PPV_1=PPV;
Resultados(cont,:)= [Pred_max Pred_min MPD APD PPV]
%% Criterios de calidad: Microrred 2
Pred_max_u2=max(Pred_u2(inicio_u2:fin_u2));
Pred_min_u2=min(Pred_u2(inicio_u2:fin_u2));
BDR_u2=max(Ebat_u2(inicio_u2:fin_u2))-min(Ebat_u2(inicio_u2:fin_u2));
MPD_u2=max(incPred_u2); APD_u2=mean(incPred_u2);
PVR_u2=(max(Pred_u2)-min(Pred_u2))/(max(Plg_u2)-min(Plg_u2));
[spec_u2,freq_u2,PPV_u2,num_PPV_u2,den_PPV_u2]=fourier4(Pred_u2_x,900);
PPV_1_u2=PPV_u2;
Resultados_u2(cont_u2,:)= [Pred_max_u2 Pred_min_u2 MPD_u2 APD_u2 PPV_u2]
end
end
end

```