



**Diseño de un sistema de gestión de energía basado en lógica difusa para el intercambio de potencia
entre múltiples microrredes aisladas interconectadas**

Rodríguez Cesén, Mauricio Javier

Vicerrectorado de Investigación, Innovación y Transferencia de Tecnología

Centro de Posgrados

Maestría de Investigación en Electrónica

Trabajo de titulación, previo a la obtención del título de Magíster en Electrónica, mención Automática

Ing. Arcos Avilés, Diego Gustavo, PhD.

20 de diciembre de 2021



MR_Tesis_Copyleaks.docx

Scanned on: 19:24 December 20, 2021 UTC



Overall Similarity Score



Results Found



Total Words in Text

Identical Words	126
Words with Minor Changes	21
Paraphrased Words	137
Ommited Words	0



Vicerrectorado de Investigación, Innovación y Transferencia de Tecnología

Centro de Posgrados

Certificación

Certifico que el trabajo de titulación: **“Diseño de un sistema de gestión de energía basado en lógica difusa para el intercambio de potencia entre múltiples microrredes aisladas interconectadas”** fue realizado por el señor **Rodríguez Cesén, Mauricio Javier**; el mismo que cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, además fue revisado y analizado en su totalidad por la herramienta de prevención y/o verificación de similitud de contenidos; razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que lo sustente públicamente.

Sangolquí, 24 de mayo de 2022

.....
Ing. Arcos Avilés, Diego Gustavo, PhD.

Director

C.C.: 1710879444



Vicerrectorado de Investigación, Innovación y Transferencia de Tecnología

Centro de Posgrados

Responsabilidad de Autoría

Yo **Rodríguez Cesén, Mauricio Javier**, con cédula de ciudadanía n° 1716867237, declaro que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: **Diseño de un sistema de gestión de energía basado en lógica difusa para el intercambio de potencia entre múltiples microrredes aisladas interconectadas** es de mi autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Sangolquí, 24 de mayo de 2022

Rodríguez Cesén, Mauricio Javier

C.C.: 1716867237



Vicerrectorado de Investigación, Innovación y Transferencia de Tecnología

Centro de Posgrados

Autorización de Publicación

Yo **Rodríguez Cesén, Mauricio Javier**, con cédula de ciudadanía n° 1716867237, autorizo a la **Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE** publicar el trabajo de titulación: **Diseño de un sistema de gestión de energía basado en lógica difusa para el intercambio de potencia entre múltiples microrredes aisladas interconectadas** en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi responsabilidad.

Sangolquí, 24 de mayo de 2022

.....
Rodríguez Cesén, Mauricio Javier

C.C.: 1716867237



Vicerrectorado de Investigación, Innovación y Transferencia de Tecnología

Centro de Posgrados

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mis padres, a mi familia, y a todas las personas que me han apoyado directa e indirectamente durante el transcurso de todo el programa de maestría. En especial, quiero dedicarlo a mis abuelitos que tuvieron que partir este año, y ahora me acompañan en cada uno de mis logros desde el cielo.

Sangolquí, 24 de mayo de 2022



Vicerrectorado de Investigación, Innovación y Transferencia de Tecnología

Centro de Posgrados

Agradecimientos

Agradezco a toda mi familia, en especial a mis padres por todo el soporte y acompañamiento desde el primer día que decidí estudiar esta maestría. Además, quisiera agradecer a todos los profesores del programa de maestría, y en especial a mi tutor de tesis, puesto que gracias a ellos estoy más seguro de continuar con mis estudios y enfocarme desde ahora en el doctorado. Por último, agradezco a todos los estudiantes de pregrado que han aportado con su granito de arena en esta investigación, ya que sin ellos no hubiera sido posible completar todos los objetivos planteados.

Sangolquí, 24 de mayo de 2022

Tabla de Contenido

Resumen.....	14
Abstract.....	15
Introducción	16
Antecedentes.....	17
Estudio del Estado del Arte.....	18
Formulación y Justificación del Problema de Investigación.....	21
Propuesta de Investigación.....	23
Objetivos	26
Objetivo General	26
Objetivos Específicos.....	26
Fundamento Teórico.....	28
Energías Renovables en el Ecuador	28
Concepto de Microrredes.....	29
Generación, Carga y Almacenamiento de Energía en una Microrred	31
Modelo de un Sistema Fotovoltaico	31
Modelo de un Generador a Diesel.....	32
Estado de Carga y Estado de Salud del Sistema de Baterías.....	33
Algoritmos de Predicción de Generación y Carga.....	35
Control Jerárquico de una Microrred	39
Sistema de Gestión de Energía de una Microrred.....	41
Controlador basado en Lógica Difusa.....	42
Algoritmos de Optimización utilizados en el Control por Lógica Difusa.....	48
Dispositivo Typhoon HIL para validación en Hardware-in-the-Loop.....	53
Typhoon HIL Control Center.....	54
Dispositivos utilizados	55
Metodología	56
Ubicación de la Zona de Estudio.....	56
Métricas de Desempeño para Evaluar los EMS propuestos.....	58
Errores en los Algoritmos de Predicción.....	58
Consumo del Generador a Diesel.....	59
Indicadores del Sistema de Baterías	59
Potencia Desperdiciada	61
Primer Sistema de Gestión de Energía para una sola Microrred (EMS_v1)	61

Perfil de Carga.....	61
Dimensionamiento de la Microrred.....	62
Datos de Predicción de Generación y Carga.....	64
Descripción del Sistema de Gestión de Energía EMS_v1	65
Diseño del Control por Lógica Difusa para el EMS_v1	67
Sistema de Gestión de Energía Mejorado para una sola Microrred (EMS_v2)	67
Perfil de Carga.....	68
Dimensionamiento de la Microrred.....	68
Datos de Predicción de Generación y Carga.....	68
Descripción del Sistema de Gestión de Energía EMS_v2	68
Diseño del Control por Lógica Difusa para el EMS_v2	73
Sistema de Gestión de Energía Mejorado cuyos Parámetros del Controlador Difuso son Ajustados mediante Algoritmos de Optimización (EMS_CS y EMS_PSO)	78
Ajuste de Parámetros del Controlador Difuso realizado en el EMS_v2	79
Sistema de Gestión de Energía para Múltiples Microrredes Interconectadas (EMS_IMMIG)...	83
Perfil de Carga del sistema IMMIG	83
Dimensionamiento del sistema IMMIG.....	84
Descripción del Sistema de Gestión de Energía para el Intercambio de Potencia en sistemas IMMIG.....	86
Simulación y Análisis de Resultados.....	92
Comparación entre los datos de predicción de generación fotovoltaica	92
Casos de Estudio con el EMS_v1	93
Comparación entre el EMS_v1 y el EMS_v2.....	96
Comparación entre el EMS_v2, el EMS_CS y el EMS_PSO	98
Intercambio de Potencia entre Múltiples Microrredes Aisladas Interconectadas.....	103
Validación en Hardware-in-the-Loop	108
Validación en HIL al considerar el EMS_PSO para una única Microrred.....	108
Resultados de Validación en HIL al utilizar la MG con el EMS_PSO	112
Validación en HIL para el Intercambio de Potencia entre Dos Microrredes en Tiempo Real .	113
Resultado del Intercambio de Potencia entre Dos Microrredes.....	116
Discusión y Conclusiones	118
Trabajos Futuros	122
Referencias.....	123

Índice de Tablas

Tabla 1. Nomenclatura general de los conjuntos difusos para un universo de discurso que varía entre valores negativos y positivos.....	45
Tabla 2. Características técnicas del dispositivo Typhoon HIL-402	54
Tabla 3. Parámetros del modelo de degradación del sistema de baterías	60
Tabla 4. Dimensionamiento de la microrred propuesta para el EMS_v1	62
Tabla 5. Dimensionamiento de las cuatro microrredes para el sistema IMMIG.....	84
Tabla 6. Base de reglas seleccionada para el controlador difuso del EMS_IMMIG	90
Tabla 7. Medidas de desempeño para evaluar los algoritmos de predicción de generación fotovoltaica	93
Tabla 8. Medidas de desempeño obtenidas para diferentes escenarios de la MG basada en el EMS_v1.....	94
Tabla 9. Medidas de desempeño entre el EMS_v1 y el EMS_v2	97
Tabla 10. Medidas de desempeño entre el EMS_v2 y los EMS ajustados con algoritmos de optimización.....	101
Tabla 11. Medidas de desempeño para cada MG sin y con intercambio de potencia.....	107

Índice de Figuras

Figura 1. Estadísticas energéticas en Ecuador para el año 2019	28
Figura 2. Arquitectura general de una Microrred.....	30
Figura 3. Control jerárquico general de una microrred	39
Figura 4. Ejemplos del tipo de funciones de membresía de un controlador por lógica difusa	44
Figura 5. Arquitectura del funcionamiento básico de un controlador por lógica difusa	44
Figura 6. Pantalla principal del programa Typhoon HIL Control Center.....	54
Figura 7. Dispositivo Typhoon HIL-402	55
Figura 8. Ubicación geográfica de la comunidad “Kichwa Añangu”	57
Figura 9. Datos reales de irradiancia horizontal global y temperatura ambiente que se produjeron en la ubicación de la localidad bajo estudio para el año 2020	57
Figura 10. Perfil de carga diario por cada familia de la comunidad enfocado al uso de una única microrred.....	61
Figura 11. Arquitectura de la microrred aislada.....	63
Figura 12. Comparación entre el perfil de potencia de carga real vs el perfil de carga predicha al utilizar el modelo de persistencia.....	64
Figura 13. Comparación entre el perfil de potencia de generación fotovoltaica vs el perfil de generación fotovoltaica predicha por las técnicas de Holt-Winters y Variación Estacional	65
Figura 14. Diagrama de bloques del EMS_v1 propuesto para una microrred aislada	66
Figura 15. Diagrama de bloques del EMS_v2 propuesto para una microrred aislada	69
Figura 16. Funciones de membresía de la entrada y salida del controlador difuso para el EMS_v2	75
Figura 17. Representación de aquellos parámetros de las funciones de membresía que serán ajustados	79

Figura 18. Perfil de carga diario familiar por cada grupo de familias en el sistema IMMIG.....	83
Figura 19. Arquitectura del sistema IMMIG	85
Figura 20. Diagrama de bloques propuesto para el intercambio de potencia en un sistema IMMIG	86
Figura 21. Criterios de selección para identificar las microrredes que realizarán el intercambio de potencia en cada período de muestreo.....	88
Figura 22. Funciones de membresía de salida del controlador difuso para el EMS_IMMIG.....	90
Figura 23. Correlación existente entre los datos reales y predichos del perfil de generación fotovoltaica	92
Figura 24. Resultados obtenidos al comparar el EMS-NFC vs el EMS_v1.....	95
Figura 25. Perfiles de potencia obtenidos al aplicar los algoritmos de gestión de energía EMS_v2	98
Figura 26. Funciones de membresía resultantes al aplicar un ajuste con algoritmos de optimización en las salidas del controlador por lógica difusa.....	99
Figura 27. Convergencia de los algoritmos de optimización en la búsqueda de la mejor solución de la función de costo	100
Figura 28. Perfiles de potencia al aplicar los algoritmos de gestión de energía EMS_CS y EMS_PSO	102
Figura 29. Degradación del sistema de baterías para una proyección lineal de 10 años	103
Figura 30. Perfiles obtenidos para las 4 MG con y sin intercambio de potencia en sistemas IMMIG	104
Figura 31. Comparación de los perfiles de la MG1, sin intercambio (MGN_NXC) y con intercambio en base al EMS_IMMIG propuesto (MGN_PXC) y un EMS basado únicamente en reglas (MGN_RXC)	106

Figura 32. Validación en HIL mediante el uso de un Typhoon HIL-402 para la implementación de una microrred y el software Matlab para el sistema de gestión de la energía propuesto	108
Figura 33. Diagrama de flujo de la comunicación entre el SCADA y Matlab para la interacción de la microrred con el EMS_PSO	109
Figura 34. Esquemático de la microrred implementada en el dispositivo Typhoon HIL-402	110
Figura 35. Diseño del SCADA para la interacción entre la microrred y el sistema de gestión de energía	111
Figura 36. Resultados de la validación en tiempo real para la microrred bajo estudio generados por el Typhoon HIL-402 al aplicar el EMS propuesto junto con el algoritmo PSO	112
Figura 37. Validación en HIL del intercambio de potencia entre dos microrredes aisladas mediante el uso de dos Typhoon HIL-402 y el software Matlab para los sistemas de gestión de energía implementados en dos equipos	114
Figura 38. Diagrama de flujo de la comunicación entre el SCADA y Matlab para generar la interconexión e intercambio de potencia entre dos microrredes en tiempo real.....	115
Figura 39. Resultados de la validación en tiempo real luego del intercambio de potencia entre dos microrredes aisladas al aplicar el EMS_IMMIG propuesto y el EMS_PSO para cada microrred..	117

Resumen

En la actualidad, el incremento en la cobertura de energía eléctrica a nivel mundial es un campo de estudio prioritario, donde las Microrredes (MG) surgen como soluciones factibles para suministrar electricidad. En la literatura se ha encontrado que no sólo se estudian diferentes técnicas de control para mejorar los Sistemas de Gestión de Energía (EMS), sino que también se estudian nuevas alternativas para el intercambio de potencia entre Múltiples Microrredes Interconectadas (IMMG) aisladas, debido a que esto mejora el rendimiento general del sistema. Sin embargo, la ubicación geográfica de una posible implementación de una MG afecta directamente al dimensionamiento óptimo de la MG, a su costo de operación, su impacto ambiental, entre otros. Por lo tanto, es indispensable mantener la innovación en cuanto al uso eficiente de las unidades de generación. En este contexto, el presente trabajo propone el diseño de un EMS basado en el Controlador por Lógica Difusa (FLC) orientado al intercambio de potencia en sistemas IMMG aislados, que hasta el momento no ha sido presentado en la literatura bajo estas características. El EMS propuesto realiza un análisis tanto del estado de carga como del estado de salud del sistema de baterías. Los resultados muestran una reducción promedio del 2.38% y del 1.48% en la potencia desperdiciada por los sistemas fotovoltaicos y en el costo del consumo de combustibles fósiles, respectivamente. De esta manera se logra comprobar que un sistema interconectado es más eficiente que tener varias microrredes que operan por separado.

Palabras clave: controlador por lógica difusa, sistema de gestión de energía, múltiples microrredes aisladas.

Abstract

Nowadays, the increase in electric power coverage worldwide is a priority area of research, where Microgrids (MG) emerge as feasible solutions to supply electricity. In the literature it has been found that not only different control techniques are being studied to improve Energy Management Systems (EMS), but also new alternatives for power exchange between isolated Multiple Interconnected Microgrids (IMMG) are starting to be designed, since this improves the overall system performance. However, the geographical location of a possible implementation of a MG directly affects the optimal sizing of the MG, its operating cost, its environmental impact, among others. Therefore, it is essential to keep innovating in terms of efficient use of generation units. In this context, the present work proposes the design of an EMS based on the Fuzzy Logic Controller (FLC) focused on power exchange in isolated IMMG systems, considering that an EMS under these characteristics has not been studied so far. The proposed EMS performs an analysis of both the state of charge and the state of health of the battery system. The results show an average reduction of 2.38% and 1.48% in the power wasted by the photovoltaic systems and in the cost of fossil fuel consumption, respectively. Thus, the interconnected system is more efficient than using several microgrids operating separately.

Keywords: fuzzy logic controller, energy management system, multiple isolated microgrids.

Introducción

El acceso a la electricidad a nivel mundial es un área de estudio prioritario desde hace varios años atrás, que tiene por objetivo mejorar la calidad de vida de las personas. Esto se debe a que los índices de desarrollo humano y el consumo de energía eléctrica per cápita están estrechamente relacionados con el acceso a la electricidad (Gaona et al., 2015; Shyu, 2014). Un estudio realizado en el 2019 determinó que el 10% de la población mundial, equivalente a 777 millones de personas, aún no tiene acceso a la electricidad, además, el 84% de esta población vive en zonas rurales pertenecientes a países en desarrollo (Aberilla et al., 2020; IEA et al., 2021). Aumentar la cobertura de energía eléctrica en zonas rurales o aisladas tiene varias complicaciones que van desde aspectos sociales y económicos, hasta consideraciones medioambientales y geográficas. De hecho, hay zonas aisladas que si disponen de acceso a la electricidad, sin embargo, muchas de ellas sufren cortes de servicio o tienen interferencias intempestivas lo que produce fallos en los dispositivos electrónicos (Liu et al., 2018). Además, la electricidad puede ser inestable o limitada para los usuarios que viven lejos de las fuentes de generación de energía, ya que existe una tasa global de pérdidas del 8% al 15% en las líneas de transmisión (IEA et al., 2021).

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) es la entidad encargada de actualizar los índices de cobertura eléctrica en Ecuador. Según estudios realizados por esta entidad, la cobertura nacional de electricidad fue del 97.05% para el año 2018, en el cual, la región amazónica posee la menor cobertura con un 92.77% debido a la existencia de zonas rurales muy alejadas del Sistema Nacional Interconectado (SNI) (ARCONEL, 2019). Debido a las condiciones geográficas propias del Ecuador y a los altos costos asociados a la generación, transmisión y distribución de la energía, aumentar la cobertura de energía eléctrica se convierte en un tema muy complejo y de actual relevancia.

Antecedentes

Los avances tecnológicos han permitido producir energía eléctrica no sólo a partir de grandes plantas de generación, sino también a partir de Fuentes de Energía Renovables (RES, por sus siglas en inglés) (Carpintero-Rentería et al., 2019; Ould Amrouche et al., 2016). Así, una posible alternativa para aumentar la cobertura de energía eléctrica en un país proviene del uso de Sistemas de Generación Distribuida (DGS, por sus siglas en inglés), que permiten generar electricidad lo más cerca posible del lugar donde se encuentra la carga o el consumidor final (Mehigan et al., 2018). En base a esta alternativa, las denominadas Microrredes (MG, por sus siglas en inglés) surgen como una solución factible y sostenible a nivel mundial, especialmente para el suministro de electricidad en zonas aisladas (Robert H. Lasseter & Paigi, 2004; Mariam et al., 2016; Sood & Abdelgawad, 2019). En general, una MG es un sistema compuesto por Unidades de Generación Distribuida (DGU, por sus siglas en inglés), un Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS, por sus siglas en inglés), un Sistema de Gestión de Energía (EMS, por sus siglas en inglés), y una carga que se requiere alimentar como por ejemplo una vivienda. Las DGU suelen utilizar RES, así también como Fuentes de Energía No Renovables (N-RES, por sus siglas en inglés) como Generadores a Diesel (DLG, por sus siglas en inglés). Asimismo, el funcionamiento de una MG implica una arquitectura de control jerárquico de tres niveles, donde se controlan los dispositivos electrónicos de potencia (primer nivel), se mantiene un flujo de energía sincronizado (segundo nivel), y se realiza una gestión óptima del despacho económico de la MG (tercer nivel). A su vez, los elementos de una MG pueden estar conectados mediante un bus de Corriente Continua (DC, por sus siglas en inglés), un bus de corriente alterna (AC, por sus siglas en inglés) o una combinación de ambos, y puedan funcionar conectadas a la red principal del SNI o de manera autónoma en modo aislado (Alam et al., 2019; IEEE, 2018; Martin-Martínez et al., 2016; Monesha et al., 2016).

Como consecuencia de la creciente demanda de energía eléctrica y de las nuevas implementaciones de MG en todo el mundo, se han realizado diversas propuestas y estudios no sólo para mejorar los algoritmos de control del EMS, sino también para diseñar y probar nuevas alternativas de comunicación e intercambio de potencia entre dos o más MG cercanas (Arefifar et al., 2017; Lee et al., 2017). En este contexto, el presente trabajo estará enfocado en los algoritmos de control del EMS orientados al intercambio de potencia entre varias MG aisladas interconectadas, debido a que varios estudios afirman que la interconexión y el intercambio de potencia entre múltiples MG permite mejorar el rendimiento y la eficiencia del sistema general, reduce los costos operativos, disminuye la contaminación ambiental producida en cada MG por separado, y consigue satisfacer la demanda de forma más estable y fiable (Han et al., 2018; Li et al., 2019, 2017; D. Wang et al., 2018).

Estudio del Estado del Arte

Dentro de la literatura, existen varios trabajos recientes sobre el intercambio de potencia entre varias MG. En (Afrakhte & Bayat, 2020), por ejemplo, se desarrolla un EMS para la operación óptima de la gestión de potencia entre múltiples MG basado en una función multiobjetivo ponderada variable, que tiene una respuesta rápida en la toma de decisiones durante el modo de operación normal o bajo una falla en la conexión de una MG. Asimismo, en (Khavari et al., 2020) se propone un EMS híbrido que considera la capacidad de la línea que pasa por el punto de acoplamiento común con la red principal y utiliza un modelo de dos niveles que encuentra el mejor beneficio/cantidad. Una técnica para gestionar la demanda de carga entre varios hogares se propone en (Mahmud et al., 2020), donde analizan la disponibilidad de potencia, la demanda y las distancias entre los hogares. Mientras que, en el trabajo desarrollado en (Arciniega et al., 2021), se propone un EMS basado en lógica difusa que permite el intercambio de potencia entre múltiples MG residenciales interconectadas, con el objetivo de reducir los picos y las fluctuaciones

del perfil de potencia que cada MG intercambia con la red eléctrica. Sin embargo, todos estos trabajos mencionados se basan en la interconexión de varias MG que operan conectadas a la red, por lo tanto, se enfocan principalmente en minimizar el uso de la potencia procedente de la red principal y en mejorar el costo/beneficio del consumo de la misma, mas no se estudia a las microrredes en modo completamente aislado.

Al investigar sobre los trabajos relacionados sobre el intercambio de potencia entre MG aisladas, el trabajo desarrollado en (Tungadio, Bansal, & Siti, 2018) propone una estimación-control del flujo de energía entre dos microrredes interconectadas mediante dos líneas de enlace de AC. Los autores han considerado dos fuentes de generación de energía en función de los comportamientos climáticos, donde se demuestra la eficacia del modelo propuesto al utilizar el filtro de Kalman ampliado. Asimismo, en (Tungadio et al., 2017), se examina un diseño de control óptimo para reducir al mínimo el flujo de energía en las líneas de interconexión y las desviaciones de frecuencia en la microrred, lo que dará lugar a un equilibrio de potencia entre la generación y la demanda de carga del sistema. En este trabajo, los autores garantizan la capacidad de mantener el equilibrio entre la generación y la carga del sistema, asimismo, se aplica la teoría del control óptimo para controlar el flujo de energía entre dos microrredes. El trabajo desarrollado en (Alefy et al., 2019), por su parte, propone un nuevo método de control híbrido basado en el sistema de inferencia difusa de tipo Takagi–Sugeno y Mamdani para controlar un convertidor AC-AC de dos MG adyacentes. Los autores aseguran que el método es sencillo, práctico y puede aplicarse fácilmente, asimismo, el convertidor AC-AC con la estrategia de control propuesta, ha evitado las desviaciones de frecuencia intensivas y ha mejorado el control de la frecuencia en ambas microrredes. Por otro lado, en (Tungadio, Bansal, Siti, et al., 2018), se estudia el intercambio de potencia entre dos MG interconectadas mediante un Controlador Predictivo por Modelos (MPC, por sus siglas en inglés) que controla el flujo de energía y las desviaciones de frecuencia en las

líneas de interconexión, y demuestran un equilibrio de potencias entre carga y generación. De la misma manera, el trabajo realizado en (Goyal & Ghosh, 2016) propone un estudio entre dos MG interconectadas que hace referencia a un trabajo colaborativo de apoyo mutuo, especialmente al producirse algún tipo de contingencia como por ejemplo una sobrecarga o exceso de potencia en una de las MG. Además, utilizan un convertidor Back-to-Back para asegurar que cada MG pueda funcionar de forma independiente. Mientras que, en (M. Kumar et al., 2015), se desarrolló un EMS para la interconexión de dos MG aisladas basadas en un convertidor DC-DC bidireccional. Su enfoque principal es gestionar el flujo bidireccional de energía entra las MG para equilibrar la potencia entre la generación y la carga, en el cual, se estudian varios escenarios de funcionamiento y prueba de fallos. Sin embargo, en estos últimos seis trabajos mencionados, se estudian las diferentes estrategias de gestión enfocadas en el intercambio de potencia de únicamente dos MG interconectadas en modo aislado. Por lo tanto, no se analiza qué ocurre al intentar conectar más de dos MG, es decir, al presentarse un sistema de Múltiples Microrredes Aisladas (IMMG, por sus siglas en inglés) interconectadas.

En este sentido, las investigaciones sobre el intercambio de potencia en sistemas IMMG, es decir, que utilicen más de dos MG interconectadas y que todo el sistema funcione desconectado de la red principal, son relativamente nuevas como se demuestra en el trabajo desarrollado en (Ahmadi & Rezaei, 2020). En este trabajo, se propone la primera investigación basada en IMMG, en la cual, utilizan un EMS de dos niveles. El nivel externo realiza el intercambio de información y potencia entre las múltiples MG, mientras que el nivel interno realiza un algoritmo de seguridad o desconexión entre las MG. Además, dentro del análisis de los resultados se generan varios escenarios para tratar las incertidumbres de las RES. Por otro lado, en (Mazidi et al., 2020), uno de los trabajos publicados más recientemente, se realiza un EMS para un sistema IMMG que considera la seguridad de frecuencia para que las MG puedan intercambiar potencia y recursos

dentro de un horizonte de programación. Sus resultados muestran que el EMS propuesto para el intercambio de potencia minimiza el coste total de operación al mantener la frecuencia dentro de los rangos de seguridad de operación. Sin embargo, dentro del análisis de estos dos últimos trabajos, ninguno considera el estudio del Estado de Salud (SOH, por sus siglas en inglés) del sistema de almacenamiento de baterías. Cabe recalcar que las baterías, por lo general, corresponden a uno de los elementos más costosos de todo el dimensionamiento de una MG, por lo que, una estimación del SOH permitiría conocer a priori cuándo sería el final de la vida útil del sistema de almacenamiento. En base a esta información, se podría mejorar los algoritmos de control de una MG con el fin de alargar la vida útil del sistema de baterías, y así, reducir costos a largo plazo (Moncecchi et al., 2020; Pu et al., 2019; San Martín et al., 2018).

Formulación y Justificación del Problema de Investigación

Si bien es cierto, los porcentajes de cobertura de energía eléctrica otorgados por la ARCONEL muestran de forma general cuál es el acceso a la electricidad en Ecuador, es importante analizar cuál es la calidad de la energía que llega hasta el consumidor final. Es decir, si la energía que utiliza una vivienda cuenta con sostenibilidad ambiental, si presenta una buena eficiencia, si no posee cortes intempestivos, entre otros. En base a esto, la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) tiene como uno de sus objetivos el ampliar el SNI para mejorar la cobertura de la demanda energética, y garantizar la implementación de proyectos alternativos de electrificación (LOSPEE, 2015).

Existen varios estudios a nivel mundial, como los mencionados en el estudio del estado del arte, referentes al uso y aplicación de microrredes como alternativas sostenibles y eficaces para mejorar la cobertura eléctrica en una nación. Sin embargo, los estudios basados en microrredes aplicadas en Ecuador es algo relativamente nuevo en el país, en donde poco a poco se toma mayor relevancia (Clairand et al., 2019; Rodríguez et al., 2020). En estos estudios, se

menciona que Ecuador cuenta con numerosos recursos naturales que aún no han sido explotados en su totalidad, y que podrían utilizarse en conjunto con soluciones de MG para brindar energía eléctrica a zonas de difícil acceso. No obstante, la ubicación geográfica de una posible implementación de MG afecta directamente a su dimensionamiento óptimo, a su costo de operación, al impacto ambiental, al uso de RES, entre otros. Por lo tanto, es indispensable mantener la innovación en cuanto al uso eficiente de las RES, así también como analizar la utilización de Sistemas Híbridos de Generación de Potencia (HPGS, por sus siglas en inglés) que utilizan RES en conjunto con N-RES para abastecer el consumo eléctrico de una vivienda aislada (Acosta et al., 2021; Banal-Estañol et al., 2017; Zachar & Daoutidis, 2015).

En este contexto, se ve la necesidad de realizar estudios de futuras implementaciones de MG que favorezcan a mejorar la cobertura de energía eléctrica en el Ecuador, sobre todo en las comunidades rurales o aisladas que presentan difícil acceso para el SNI. Con las MG es posible dotar de energía eléctrica a estas comunidades aisladas, y no solo depender de la generación eléctrica a partir de generadores a diesel, sino también aprovechar los recursos energéticos del país con el uso de RES que permitan reducir la contaminación ambiental y al mismo tiempo cubrir con la demanda. Por lo tanto, el presente trabajo se encuentra en ejecución bajo el proyecto externo “MIRA-ESTE (Microgrids for Isolated Rural Areas: Environmental, Social, Technological and Economic aspects)” (VLIR-UOS, 2020), que se desarrolla actualmente en colaboración con la Universidad Católica de Lovaina (KU Leuven) en Bélgica, y es financiado por el Consejo Interuniversitario Flamenco (VLIR-UOS). Este proyecto externo tiene como uno de sus objetivos el diseñar sistemas de generación eléctrica basados en MG para zonas rurales aisladas del Ecuador. Con lo cual, se ha planteado como punto de partida el desarrollo de posibles estrategias de gestión de energía, que puedan ser aplicadas en futuras implementaciones de MG.

En base a esto, surge el presente trabajo de investigación con el propósito de contribuir con soluciones energéticas basadas en microrredes sostenibles para mejorar el acceso a la electricidad en zonas rurales o comunidades aisladas en Ecuador. Asimismo, la presente propuesta estará enfocada en el intercambio de potencia en sistemas IMMG interconectados, que permita mejorar el rendimiento y la eficiencia que utilizar una sola microrred, logre disminuir la contaminación ambiental producida por cada microrred por separado, mantenga el estado de carga de las baterías en niveles adecuados, y satisfaga la demanda de forma más estable y fiable que al usar microrredes sin interconexión. Todo esto, sumado el hecho de que se estudian sistemas con predicción de generación y carga para el correcto dimensionamiento de una MG, realiza un gran aporte al estado del arte con temas actuales que se encuentran en numerosos proyectos y centros de investigación a nivel global, por lo que este estudio presenta un alto impacto científico a nivel mundial.

Este proyecto, a su vez, se enmarca dentro de tres objetivos publicados por las Naciones Unidas en el año 2016 (Naciones Unidas, 2018), el Objetivo 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos”, el Objetivo 11: “Lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles”, y el Objetivo 12: “Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles”.

Propuesta de Investigación

Dado que la tecnología avanza continuamente y la demanda de cobertura de energía eléctrica es cada vez mayor, se espera que pronto existan varias MG aisladas muy cerca unas de otras (Anderson & Podmore, 2016). Por lo tanto, será útil disponer de algoritmos de control que permitan el intercambio de potencia entre las MG aisladas interconectadas, que proporcionen mayores ventajas para los dispositivos electrónicos, sean fáciles de implementar, puedan reducir la contaminación ambiental y, al mismo tiempo, proporcionen energía eléctrica confiable a las

comunidades aisladas. En este sentido, y en base al estudio del estado del arte, aún no se ha propuesto un EMS basado en el algoritmo de Control por Lógica Difusa (FLC, por sus siglas en inglés) orientado a sistemas IMMG interconectados que realice un análisis tanto del Estado de Carga (SOC, por sus siglas en inglés) como del Estado de Salud o SOH del sistema de almacenamiento de energía, y que además utilice datos de predicción de generación y carga. Cabe mencionar que el algoritmo FLC se ha utilizado en varios trabajos relacionados con microrredes (Diego Arcos-Aviles et al., 2018; Diego Arcos-Aviles, Guinjoan, et al., 2019; Chok et al., 2019; Jafari et al., 2019), sobre todo por sus grandes ventajas como el estar basado en la teoría de control no lineal, el hecho de no requerir los modelos matemáticos internos de una MG, y el tener una representación más detallada del funcionamiento del sistema al considerarse dentro del campo de la inteligencia artificial (Passino & Yurkovich, 1998).

Por lo tanto, el presente trabajo propone el diseño de un sistema de gestión de energía basado en el controlador por lógica difusa, orientado al intercambio de potencia entre múltiples microrredes aisladas interconectadas. El EMS propuesto utiliza predicción de generación y carga con datos reales de irradiancia pertenecientes a zonas rurales del Ecuador, pretende controlar adecuadamente el flujo de potencia entre las MG, está enfocado en minimizar el consumo de combustibles fósiles, en mantener el SOC y el SOH en niveles adecuados para alargar la vida útil de las baterías y, sobre todo, será el punto de partida para posteriores estudios en sistemas IMMG interconectados basados en FLC. Adicionalmente, el algoritmo de control propuesto para el sistema IMMG contempla las incertidumbres en la desconexión de alguna MG, por lo que analiza posibles fallos en la comunicación, al asegurar el funcionamiento independiente de cada MG. Es decir, cada microrred funciona de manera autónoma, mientras que el algoritmo para la interconexión funciona de forma centralizada al recibir toda la información de las microrredes y al tomar una decisión de qué microrred comparte con qué microrred.

El desarrollo de esta propuesta de investigación contempla dos etapas principales. La primera es el diseño del EMS para cada una de las MG, y la segunda es el diseño del EMS para la interconexión de estas MG, al considerar que todos los EMS serán basados en FLC. La validación de los EMS propuestos para cada MG se realizará a través de distintos escenarios de prueba por medio de simulaciones en software como Matlab, y serán comparados con EMS basados únicamente en reglas y que no utilicen predicción de generación y carga. Posteriormente, se pretende realizar un ajuste de los parámetros de cada FLC al utilizar algoritmos de optimización, y con estos nuevos EMS mejorados, se diseña posteriormente un EMS enfocado en la interconexión, poniéndolo a prueba junto con algoritmos EMS basados únicamente en reglas. Finalmente, todo el sistema de interconexión se implementa y se simula en tiempo real mediante el hardware y software de Typhoon HIL en conjunto con Matlab.

La contribución principal de este trabajo al estado del arte se resume de la siguiente manera:

- Contribuir con soluciones energéticas basadas en microrredes sostenibles para mejorar el acceso a la electricidad en zonas rurales o comunidades aisladas en Ecuador.
- El diseño de un sistema de gestión de energía para una microrred aislada basado en el controlador por lógica difusa con parámetros ajustados mediante algoritmos de optimización, que minimice el consumo de combustibles fósiles y mantenga el estado de carga de las baterías en niveles adecuados.
- El diseño de un sistema de gestión de energía basado en el controlador por lógica difusa orientado al intercambio de potencia en sistemas de múltiples microrredes aisladas interconectadas, que reduzca la potencia total desperdiciada por las unidades de

generación de energía de cada microrred y mantenga el estado de salud de cada sistema de baterías en niveles adecuados para alargar su vida útil.

- El diseño completo de todos los controladores basados en lógica difusa, así también como el proceso de ajuste de los parámetros de cada controlador, donde se aprecian las funciones de membresía tanto de entrada como de salida, el universo de discurso, el tipo, el mapeo, etc.
- El sistema de gestión de energía propuesto utiliza predicción de generación y carga que tiene un enfoque de operación en tiempo real, por lo que será validado tanto en simulación como de forma experimental basado en Hardware-in-the-Loop (HIL).

Objetivos

Objetivo General

- Diseñar un sistema de gestión de energía basado en el controlador por lógica difusa para en el intercambio de potencia entre múltiples microrredes aisladas interconectadas en zonas rurales del Ecuador.

Objetivos Específicos

- Analizar los datos de las variables meteorológicas de la comunidad rural bajo estudio para estimar el potencial de generación eléctrica a partir de energías renovables.
- Definir la arquitectura y topología de cada una de las microrredes aisladas que se utilizarán para el intercambio de potencia.
- Diseñar un sistema de gestión de energía basado en el controlador por lógica difusa para una microrred aislada.

- Diseñar un sistema de gestión de energía basado en el controlador por lógica difusa orientado al intercambio de potencia entre múltiples microrredes aisladas interconectadas.
- Validar experimentalmente y mediante simulaciones en tiempo real el comportamiento de las microrredes con el sistema de gestión de energía propuesto para el intercambio de potencia.

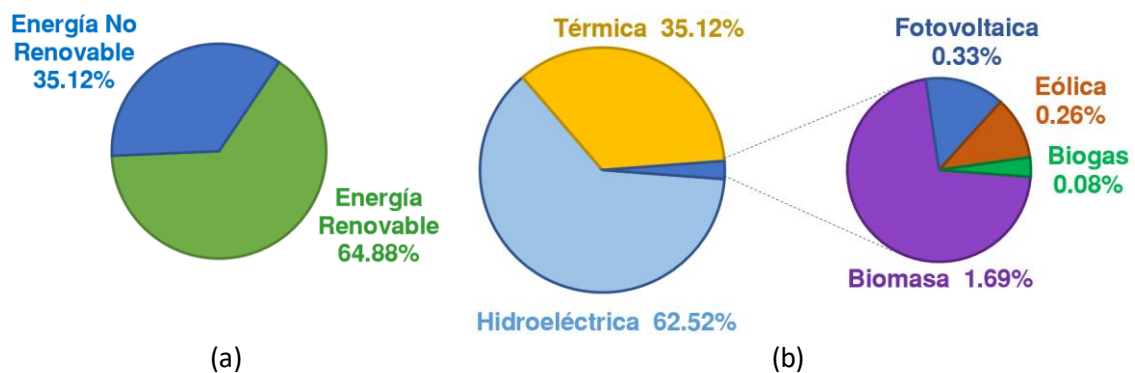
Fundamento Teórico

Energías Renovables en el Ecuador

En los últimos años, Ecuador ha aumentado la producción de energía basada en RES gracias a la instalación de centrales hidroeléctricas que operan a lo largo del país. Este tipo de energía renovable convencional, así también como las no convencionales como la energía solar o la energía eólica, han aportado a la cobertura nacional con el crecimiento de hasta el 64.88% de energía producida a partir de RES para el año 2019 (ARCONEL, 2019). La Figura 1 muestra las estadísticas de generación de energía en Ecuador (ARCONEL, 2019; Rodríguez et al., 2020), donde se observa que apenas el 0.33% de la energía producida, es originaria de paneles fotovoltaicos (PV, por sus siglas en inglés).

Figura 1

Estadísticas energéticas en Ecuador para el año 2019



Nota. (a) Energía renovable y no renovable generada. (b) Potencia real producida por tipo de fuente de generación. Adaptado de “A Brief Approach of Microgrids Implementation in Ecuador: A Review” (p. 6), por M. Rodríguez, 2021, Recent Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy.

Se espera que la producción de energía fotovoltaica aumente considerablemente en los próximos años ya que el valor promedio de irradiancia directa que cae en suelo ecuatoriano es de

alrededor de $2543 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$, lo que implica una alta irradiancia en comparación a otros países (ARCONEL, 2019; Rodríguez et al., 2020).

Actualmente, Ecuador cuenta con un reglamento para el funcionamiento de paneles PV que operen en sincronización con el SNI (LOSPEE, 2015). Sin embargo, esto no ha tenido mayor acogida en zonas urbanas residenciales debido a que actualmente disponemos de subsidios en la energía eléctrica, lo que hace que la compra y la instalación de un sistema PV no represente, por ahora, beneficios económicos para los usuarios (ARCONEL, 2019; Rodríguez et al., 2020). Por otro lado, la información que regula los sistemas PV que funcionen en modo aislado no está totalmente detallada, lo que podría generar cierta incertidumbre al momento de aprovechar este tipo de generación de energía. Por lo tanto, se espera que la instalación de estos sistemas, junto con soluciones de microrredes en Ecuador, vayan de la mano al adoptarse nuevas reglamentaciones (ARCONEL, 2019; LOSPEE, 2015; Rodríguez et al., 2020). De esta manera, se podría aumentar el índice de cobertura de energía eléctrica en el país gracias a futuras instalaciones de microrredes que funcionen a base de RES, o en base a sistemas de generación híbrida que contemplen tanto RES como N-RES (Acosta et al., 2021; Rodríguez et al., 2020).

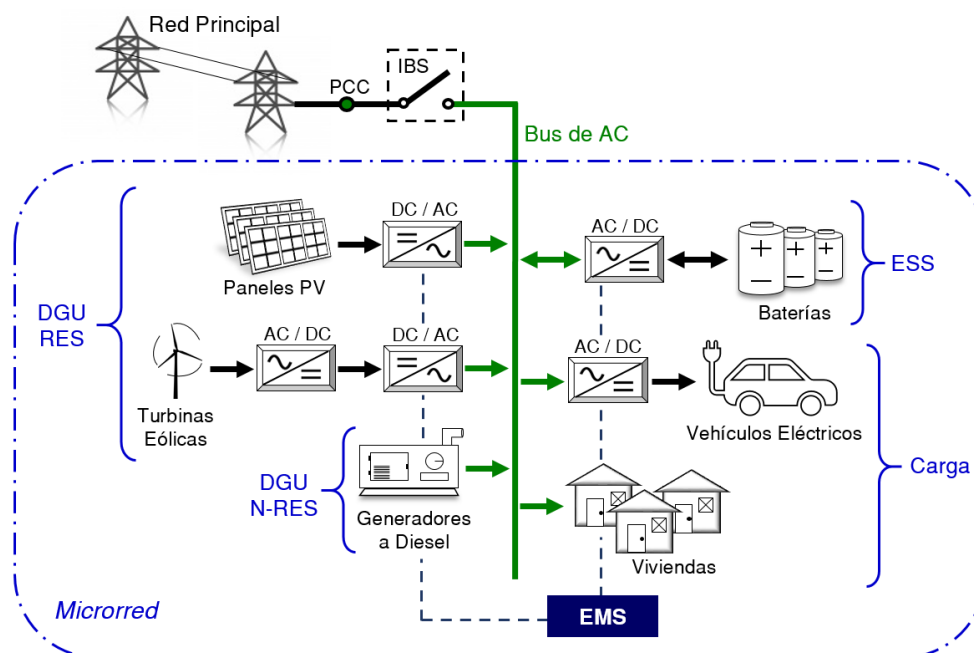
Concepto de Microrredes

En base a la literatura, se puede definir a una Microrred como un sistema enfocado en la generación de energía de media o baja tensión, que está compuesta por varias unidades de generación (RES y N-RES) y un sistema de almacenamiento, que operan en conjunto con un sistema de gestión de energía para proporcionar electricidad a un usuario final. Estas unidades de generación van desde RES convencionales como micro-hidroeléctricas o motores de combustión interna, RES no convencionales como paneles PV o turbinas eólicas, y también pueden ser N-RES como los generadores a diesel o a gas (Feero et al., 2002; IEEE, 2018; R.H. Lasseter, 2002; Martín-Martínez et al., 2016; Rodríguez et al., 2020).

A su vez, las MG han sido implementadas en varios sectores como en universidades, zonas urbanas, áreas militares, y sobre todo en zonas aisladas y de difícil acceso (Hirsch et al., 2018). En base esto, una MG puede ser dimensionada para funcionar con líneas monofásicas, bifásicas o trifásicas. Además, puede operar en modo conectado a la red principal mediante un Punto de Acoplamiento Común (PCC, por sus siglas en inglés) y un Interruptor de Derivación Inteligente (IBS, por sus siglas en inglés), o también puede funcionar en modo totalmente aislado (Guo & Zhao, 2018). La Figura 2 muestra una arquitectura general de una microrred donde se aprecian las diferentes unidades de generación distribuida, el sistema de almacenamiento de energía, la carga que se quiere alimentar y el sistema de gestión de energía o EMS que mantiene un despacho económico óptimo en la MG (Rodríguez et al., 2020).

Figura 2

Arquitectura general de una Microrred



Nota. Adaptado de "A Brief Approach of Microgrids Implementation in Ecuador: A Review" (p. 4), por M. Rodríguez, 2021, Recent Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy.

Adicionalmente, en una MG se pueden utilizar buses de interconexión solo de DC, solo de AC, o una combinación entre ambos. Por lo tanto, se hace necesaria la utilización de convertidores de potencia como AC/AC y DC/DC para aumentar o disminuir la potencia requerida en un instante de tiempo. De igual manera, se hace indispensable la utilización de inversores AC/DC y DC/AC para poder acoplar las líneas de distribución ya sea hacia la carga o al sistema de almacenamiento (Hirsch et al., 2018).

Generación, Carga y Almacenamiento de Energía en una Microrred

En base a la arquitectura o dimensionamiento de una MG, las unidades de generación de energía, el sistema de almacenamiento, el sistema de gestión de energía, y la carga que se quiere alimentar, van a ser muy diferentes de un trabajo a otro. A su vez, en base a la ubicación geográfica de una microrred, es muy común disponer de un sistema de generación de potencia híbrida para una MG en modo aislado (Acosta et al., 2021; Ayodele et al., 2019; Hamad et al., 2019; Krishan & Suhag, 2019). En base a esto, y al considerar que el presente estudio de este trabajo de investigación está enfocado en microrredes aisladas, los elementos básicos que podrían conformar una MG vendrían dados por un sistema PV, un generador a diesel, un sistema de baterías, y por su puesto la carga.

Modelo de un Sistema Fotovoltaico

La potencia generada por un sistema PV, en un instante de tiempo, se puede expresar matemáticamente gracias a las características físicas del panel dadas por el fabricante en Condiciones de Prueba Estándar (*STC*, por sus siglas en inglés), y por los datos meteorológicos de la ubicación geográfica bajo estudio, como la Temperatura Ambiente (T_A) y la Irradiancia Horizontal Global (*GHI*, por sus siglas en inglés) que incide sobre el arreglo de paneles. Por lo tanto, el modelo se puede expresar de la siguiente manera (Lorenzo, 2011):

$$P_{PV}(n) = P_{STC} \cdot \frac{GHI(n)}{G_{STC}} \cdot \left\{ 1 + \gamma \cdot \left[(T_A(n) - 273) + \frac{GHI(n)}{800} \cdot (NOCT - 20) - T_{STC} \right] \right\} \quad (1)$$

donde P_{PV} es la potencia en Vatios (W) generada por el sistema fotovoltaico en la muestra actual n , P_{STC} es la potencia nominal en W del sistema fotovoltaico en STC , GHI es el dato de la irradiancia que incide sobre el arreglo de paneles en la muestra actual n y que se mide en W/m^2 , G_{STC} es la irradiancia incidente en STC que también se mide en W/m^2 , γ es el coeficiente de temperatura de la potencia máxima que se mide en $\%/^{\circ}C$, T_A es la temperatura ambiente en la muestra actual n y se mide en grados Kelvin, $NOCT$ es la temperatura nominal de funcionamiento de las células de cada panel PV y se mide en $^{\circ}C$, y T_{STC} es la temperatura en STC que se mide de igual forma en $^{\circ}C$.

Modelo de un Generador a Diesel

Dos factores principales son analizados en el generador a diesel, el consumo de combustibles fósiles (FFC_{DLG}) por cada hora de funcionamiento y el costo anual de operación ($Cost_{DLG}$) que conlleva este consumo (Nnaji et al., 2019; Proano et al., 2016; Salazar et al., 2021). En este sentido, la expresión que contempla la potencia de salida del generador a diesel (P_{DLG}) y el consumo de combustibles fósiles, se muestra en la siguiente ecuación (Nnaji et al., 2019):

$$FFC_{DLG}(n) = \alpha_{DLG} \cdot P_{DLG}(n) + \beta_{DLG} \cdot P_{DLG_MAX} \quad (2)$$

donde FFC_{DLG} se mide en L/h , P_{DLG} está en kW , P_{DLG_MAX} es la potencia nominal del generador a diesel medida en kW , mientras que α_{DLG} y β_{DLG} son los coeficientes de la curva de consumo de combustible y se miden en L/kWh . En base a esta información, el costo total en dólares del consumo de gasolina diesel durante todo el año de estudio, se puede calcular como:

$$Cost_{DLG} = \sum_{k=1}^n FFC_{DLG}(k) \cdot Cost_{DLG_GAS} \quad (3)$$

Asimismo, el generador a diesel tiene ciertas restricciones en cuanto a la potencia mínima que puede entregar al sistema, y al estado de encendido y apagado. Estas limitantes se expresan a continuación (Proano et al., 2016; Salazar et al., 2021):

$$\delta_{DLG} \cdot P_{DLG_MIN} \leq P_{DLG}(n) \leq \delta_{DLG} \cdot P_{DLG_MAX} \quad (4)$$

donde δ_{DLG} es una variable binaria relacionada con el encendido y apagado del generador a diesel, y P_{DLG_MIN} es la potencia mínima en kW con la que el generador a diesel puede entrar en funcionamiento.

Estado de Carga y Estado de Salud del Sistema de Baterías

Las baterías consisten en uno de los elementos de mayor inversión en el dimensionamiento de una MG. En este sentido, existen varios indicadores que muestran cuál es el estado actual del sistema de baterías, como el Estado de Carga o SOC, y el Estado de Salud o SOH. Sin embargo, ninguno de estos dos indicadores se puede medir de forma directa en la realidad, por lo que se utilizan diversos algoritmos para estimar el valor de estos indicadores (Berrueta et al., 2018; Moncecchi et al., 2020; San Martín et al., 2018).

El SOC de la batería se mide en porcentaje, e indica la cantidad de energía almacenada en el ESS en relación con su capacidad nominal (C_{BAT}). Una forma de estimar el SOC, viene dada por la siguiente expresión (D. Arcos-Aviles et al., 2016, 2015; Diego Arcos-Aviles et al., 2018):

$$SOC(n) = SOC(n-1) - \Delta SOC(n) = SOC(n-1) - \frac{100}{C_{BAT}} \cdot f(\eta) \cdot P_{BAT}(n-1) \cdot T_s \quad (5)$$

donde el SOC se mide entre 0 y 100%, $(n-1)$ es la muestra anterior del sistema, ΔSOC es la variación del SOC en el instante actual n , C_{BAT} se mide en kWh , P_{BAT} es la potencia de la batería en

kW , T_s es el período de muestreo expresado en horas, y $f(\eta)$ es la eficiencia de la batería, que a su vez viene expresada como:

$$f(\eta) = \begin{cases} 1/\eta_D & \forall P_{BAT} \geq 0 \\ 1/\eta_C & \forall P_{BAT} < 0 \end{cases} \quad (6)$$

donde η_C y η_D son los valores de eficiencia de carga y descarga respectivamente.

Por otra parte, el SOH muestra la relación que existe entre la capacidad real actual de las baterías y su capacidad nominal inicial. Es decir, el SOH calcula el envejecimiento de las baterías y determina el fin de su vida útil al alcanzarse un valor del 70% (Berrueta et al., 2018; Moncecchi et al., 2020; San Martín et al., 2018).

Para estimar el valor del SOH, con una batería de ion-litio, se puede utilizar un modelo de degradación que combina los efectos del envejecimiento por calendario y del envejecimiento por ciclos. Esto permite obtener una relación entre la disminución de la capacidad de la batería y el aumento de la resistencia interna. De esta manera, se utiliza la siguiente expresión (Berrueta et al., 2018; San Martín et al., 2018):

$$\Delta SOH = \frac{100}{0.2} \cdot \max \{ |\Delta C|, |\Delta R| \} \quad (7)$$

$$SOH = 100 - \Delta SOH \quad (8)$$

donde ΔSOH es la variación del estado de salud de la batería luego de un tiempo de funcionamiento, ΔC representa la reducción de la capacidad de la celda interna de la batería, y ΔR representa el incremento en la resistencia interna de la celda de la batería. Asimismo, ΔC y ΔR se pueden determinar de la siguiente manera:

$$\Delta C = -(\alpha_C \cdot t + \beta_C \cdot Q) \quad (9)$$

$$\Delta R = \alpha_R \cdot t + \beta_R \cdot Q \quad (10)$$

donde α_C y α_R representan el envejecimiento por calendario de la capacidad de la celda y la resistencia interna respectivamente, β_C y β_R representan el envejecimiento por ciclos de la capacidad de la celda y la resistencia interna respectivamente, t se expresa en años, y Q son los ciclos equivalentes del SOC que se obtienen a partir del algoritmo de Rainflow (Berrueta et al., 2018; San Martín et al., 2018). Para determinar los valores que representan el envejecimiento, se utilizan las siguientes expresiones:

$$\alpha_j = a_{vj} \cdot (v_{cell} - a_{0j}) \cdot \exp\left(-\frac{a_{Tj}}{T}\right) \quad (11)$$

$$\beta_j = b_{0j} + b_{vj} \cdot (v_{cyc} - b_{v0j})^2 + b_{DODj} \cdot DOD + b_{Ij} \cdot \exp\left(b_{exp} \cdot \frac{|i_{bat}|}{C}\right) \quad (12)$$

donde v_{cell} es el voltaje de la celda, T es la temperatura de la batería, v_{cyc} es el voltaje del ciclo, DOD significa la profundidad de descarga de la batería, i_{bat} es la corriente de la batería, C es la capacidad de la celda, j es un subíndice que representa C o R si la expresión se refiere a la capacidad de la celda o a la resistencia interna, respectivamente, mientras que a_v , a_0 y a_T son los parámetros del envejecimiento por calendario, y b_0 , b_v , b_{v0} , b_{DOD} , b_I y b_{exp} son los parámetros del envejecimiento por ciclos.

Algoritmos de Predicción de Generación y Carga

Al considerar una MG en modo aislado, es importante analizar la localización de estudio para determinar los algoritmos y bases de datos adecuadas para generar datos de predicción. La ubicación geográfica del Ecuador, al estar sobre la línea ecuatorial que divide a la superficie del planeta, hace que las estaciones climáticas en todas sus regiones sean solo dos, invierno y verano (INAMHI, 2021). Sin embargo, estas dos estaciones climáticas pueden estar presentes varias veces

en un mismo día. Por lo tanto, los algoritmos de predicción de generación y carga en este estudio no deben obtenerse para una estación climática en específico (como primavera, verano, otoño o invierno), sino que se deben obtener datos de predicción para todo el año entero de estudio.

En base a esto, la predicción de carga se puede obtener a partir del modelo de persistencia, donde se asume que el consumo diario es similar de un día al otro. En este sentido, el dato del día siguiente, será el mismo que el del día anterior, como se detalla en la siguiente expresión (Hanna et al., 2014; Lü et al., 2014):

$$P_{LOAD_FC}(n + M_{24}) = P_{LOAD}(n) \quad (13)$$

donde P_{LOAD_FC} es el dato predicho del perfil de carga, n es la muestra actual, M_{24} es el número de muestras que existen en 24 horas, y P_{LOAD} es el valor del perfil de carga actual.

Por otra parte, para determinar la predicción de la potencia generada por el PV, se pueden utilizar dos técnicas de predicción, la basada en series temporales de Holt-Winters y la técnica de variación estacional, donde ambas técnicas utilizan una base de datos histórica para predecir el comportamiento de los datos futuros (Kanchana & Sirisukprasert, 2020). El modelo basado en Holt-Winters se basa en tres componentes principales, la serie, la tendencia y la estacionalidad. Las ecuaciones generales de este algoritmo de predicción, se muestran a continuación (Kanchana & Sirisukprasert, 2020; Qiao et al., 2019):

$$S(n) = \alpha \cdot \frac{P_{PV_PAST}(n)}{C(n-p)} + (1-\alpha) \cdot [S(n-1) + T(n-1)] \quad (14)$$

$$T(n) = \beta \cdot [S(n) - S(n-1)] + (1-\beta) \cdot T(n-1) \quad (15)$$

$$C(n) = \gamma \cdot \frac{P_{PV_PAST}(n)}{S(n)} + (1-\gamma) \cdot C(n-p) \quad (16)$$

$$P_{PV_FC}(q) = [S(n) + T(n) \cdot q] \cdot C(n + q - p) \quad (17)$$

donde n es la muestra actual y varía entre 1 y el número total de datos del registro histórico, $(n-1)$ es la muestra anterior, α , β y γ son factores de suavizado para la serie, la tendencia y la estacionalidad, respectivamente, que varían entre 0 y 1, S , T y C representan los valores estimados para la serie, la tendencia y la estacionalidad, respectivamente, P_{PV_PAST} es un vector que corresponde al registro de todos los datos históricos de generación fotovoltaica que se obtienen al aplicar la ecuación (1) con datos históricos de irradiancia y temperatura ambiente en la zona de estudio, p es el período del ciclo estacional, y P_{PV_FC} es el valor de predicción encontrado para q períodos hacia el futuro.

Por su parte, la técnica de predicción de variación estacional es comúnmente utilizada en datos que presenten un comportamiento cíclico, como lo es el caso de la potencia generada por un sistema PV, ya que la curva característica es muy similar día tras día. Esta técnica de predicción viene dada por las siguientes expresiones, que determinan el proceso de variación estacional (B. A. Kumar et al., 2019):

$$x(n) = \frac{1}{y_n} \cdot \sum_{i=1}^{y_n} P'_{PV_PAST}(n, i) \quad (18)$$

$$x_g = \frac{1}{n} \cdot \sum_{j=1}^n x(j) \quad (19)$$

$$I(n) = \frac{x(n)}{x_g} \quad (20)$$

donde n es la muestra actual que varía entre 1 y 8760 (24 horas \times 365 días) al considerar un registro histórico cada 1 hora durante 1 año, x representa el valor medio de la muestra actual de cada año del registro histórico, y_n es el número de años de los datos históricos disponibles,

P'_{PV_PAST} es una matriz cuyas columnas representan los años de los datos históricos y las filas son los datos de generación fotovoltaica de cada año, que se obtienen al aplicar la ecuación (1) con datos históricos de irradiancia y temperatura ambiente en la zona de estudio, x_g es el valor medio de x , mientras que I es el índice de estacionalidad de cada muestra. Posteriormente, se realiza un análisis de la tendencia de los datos a partir de una regresión lineal. Para ello, se utilizan las siguientes expresiones previas:

$$I' = [I(1), \dots, I(n); I(1), \dots, I(n); \dots; I(1), \dots, I(n)] \quad (21)$$

$$D(m) = \frac{P_{PV_PAST}(m)}{I'(m)} \quad (22)$$

donde I' es un vector columna conformado por los índices de estacionalidad de cada año del registro histórico, m es la muestra actual que varía entre 1 y el número total de datos que existan en el registro histórico (87600 datos si existen 10 años de registros muestreados a 1 hora), D es el nuevo vector de datos de estacionalidad de dimensiones igual al número total de datos en el registro histórico, y P_{PV_PAST} es el mismo vector de datos históricos de generación fotovoltaica utilizado en la ecuación (14). Finalmente, para encontrar el valor de predicción se resuelve lo siguiente (B. A. Kumar et al., 2019):

$$P_{PV_FC}(q) = (a + b \cdot q) \cdot I'(m) \quad (23)$$

$$a = \frac{1}{m} \cdot \sum_{i=1}^m D(i) - b \cdot \left[\frac{1}{m} \cdot \sum_{i=1}^m T(i) \right] \quad (24)$$

$$b = \frac{m \cdot \left[\sum_{i=1}^m D(i) \cdot T(i) \right] - \left[\sum_{i=1}^m D(i) \right] \cdot \left[\sum_{i=1}^m T(i) \right]}{m \cdot \left[\sum_{i=1}^m (T(i))^2 \right] - \left[\sum_{i=1}^m T(i) \right]^2} \quad (25)$$

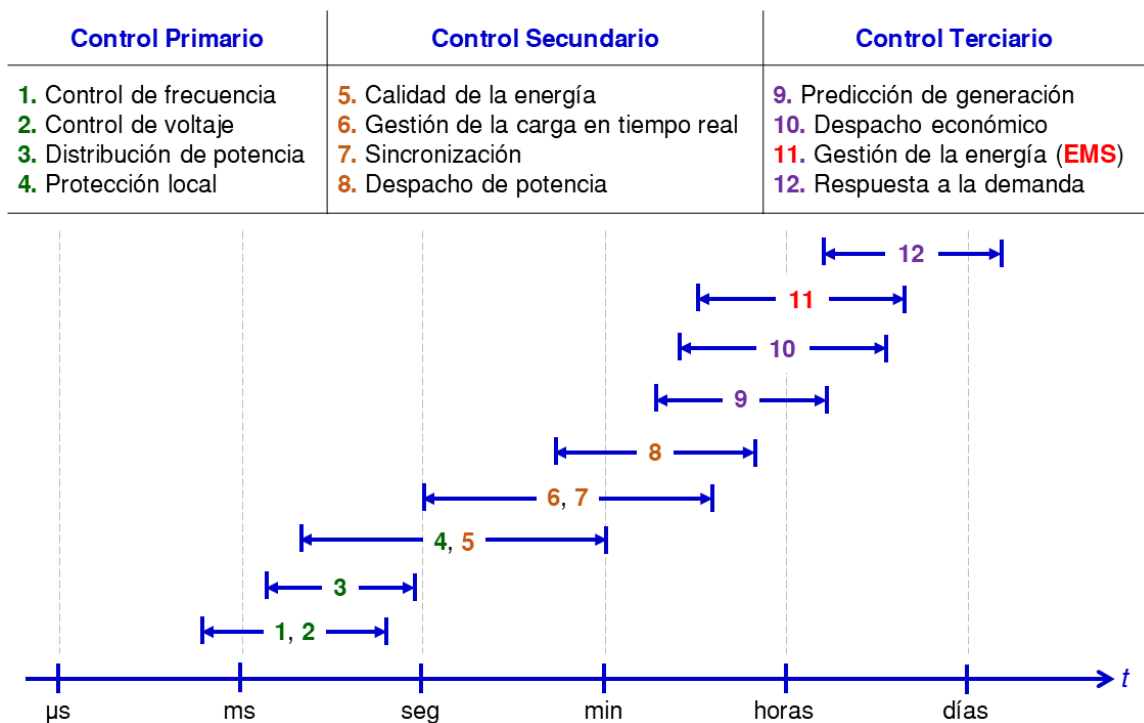
donde P_{PV_FC} es el valor de predicción encontrado para q períodos hacia el futuro, y T es un vector columna cuyos datos van del 1 al m con pasos de 1.

Control Jerárquico de una Microrred

La MG, al ser un sistema bastante complejo, requiere de un control de tipo jerárquico que logre gestionar y sincronizar adecuadamente los distintos dispositivos que operan a diferentes escalas de tiempo (Yamashita et al., 2020). En este sentido, una MG opera generalmente con tres niveles de control, en la que constantemente se intercambia información desde el nivel inferior al superior o viceversa, con el fin de mantener el funcionamiento adecuado de todo el sistema en tiempo real. La Figura 3 muestra un resumen de las principales funciones que cumple cada nivel, así también como el tiempo de ejecución que se toma en realizar cada operación (Alam et al., 2019; Yamashita et al., 2020).

Figura 3

Control jerárquico general de una microrred



Debido a la respuesta rápida de los convertidores de potencia que funcionan dentro de una MG, el control primario opera en el orden de los microsegundos (μs) y milisegundos (ms), donde realiza la regulación de la frecuencia, el control de voltaje/corriente, el control de la potencia activa y reactiva, y la distribución de esta potencia a las líneas de interconexión internas de la MG. Por otra parte, la calidad de la energía que se transmite, la sincronización de los dispositivos, y la detección de posibles fallos en el sistema, se lo realiza en el control secundario en una escala temporal no mayor a 1 minuto. Finalmente, el control terciario se encarga por lo general del despacho económico óptimo de la MG, donde interviene el EMS (tema principal de este trabajo de investigación) en una escala temporal que va desde los minutos hasta alrededor de 1 hora (Alam et al., 2019; Yamashita et al., 2020).

Adicionalmente, el control jerárquico de una MG puede funcionar de forma centralizada o descentralizada. Un control jerárquico centralizado funciona como un sistema que considera a la MG como un todo. Es decir, tiene un conocimiento global de toda la información de la microrred, lo que permite utilizar algoritmos de alto costo computacional, así también como algoritmos sencillos únicamente basados en reglas. Mientras que, un control jerárquico del tipo descentralizado, permite a cada controlador interno de la MG funcionar de forma independiente. De esta manera, se pueden aplicar varios procesos en paralelo con diferentes técnicas de control que no dependan unas de otras (Alam et al., 2019; Yamashita et al., 2020).

Hasta el momento, el control jerárquico del tipo centralizado tiene una mayor eficiencia que el descentralizado (Yamashita et al., 2020). Además, en un sistema IMMIG, el EMS que realiza el intercambio de potencia por lo general utiliza un control centralizado ya que requiere el conocimiento global de todo el sistema, mientras que cada MG opera de manera autónoma (Ahmadi & Rezaei, 2020; Alam et al., 2019).

Sistema de Gestión de Energía de una Microrred

Un EMS en una microrred, es un algoritmo que realiza una serie de funciones como monitorización, análisis, y toma decisiones, con el fin de garantizar el cumplimiento de la demanda de energía al menor coste posible al considerar las restricciones técnicas de los elementos que compone una MG (IEC 61970-1:2005 - Energy Management System Application Program Interface, 2005; Zia et al., 2018). Además, un EMS puede estar acompañado de distintas características que ayude al usuario final a interactuar y entender mejor el funcionamiento de la MG, como Interfaces Hombre-Máquina (HMI, por sus siglas en inglés), y programas o aplicaciones de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA, por sus siglas en inglés) (IEC 61970-1:2005 - Energy Management System Application Program Interface, 2005).

Los estudios basados en EMS se han desarrollado en gran escala alrededor de todo el mundo ya que no se necesita, en un inicio, tener una MG operativa e instalada físicamente. Como una primera aproximación, se puede utilizar el dimensionamiento de una MG bajo un escenario de estudio ya sea conectado a la red eléctrica o de forma aislada, para poder diseñar y simular un EMS. Gracias a esto, y posteriormente a validaciones experimentales, los estudios se han desarrollado principalmente en 5 áreas importantes (Zia et al., 2018). La primera son los EMS basados en métodos clásicos, donde intervienen los EMS realizados con programación lineal y no lineal, así también como los de programación dinámica y basados en reglas (Alowaiifeer & Meliopoulos, 2019; Aslam et al., 2018; Restrepo et al., 2021; Zhuo, 2018). La segunda está enfocada en los algoritmos meta-heurísticos, donde se desarrollan los trabajos basados en optimización genética y de enjambre (Leonori et al., 2020; S. Wang et al., 2017). Por otra parte, la tercera área de estudio se centra en los EMS basados en inteligencia artificial, donde se muestran los enfoques de lógica difusa (tema principal de este trabajo de investigación), redes neuronales, y sistemas multi-agente (Abdolrasol et al., 2021; Afrasiabi et al., 2019; Diego Arcos-Aviles et al.,

2020; Rodriguez et al., 2021). La cuarta corresponde a los EMS basados en programación estocástica (Shaterabadi & Jirdehi, 2020; Tabar et al., 2017). Mientras que, la quinta área de estudio se basa en los controles predictivos por modelos (Proano et al., 2016; Salazar et al., 2021).

Controlador basado en Lógica Difusa

La lógica difusa es un tipo de control basado en la inteligencia artificial, que permite pasar del control clásico que tiene énfasis en la pertenencia y no pertenencia de un valor, a un control más detallado que permita representar las incertidumbres de si este valor pertenece un poco más o un poco menos. En este sentido el FLC es utilizado para modelar las incertidumbres basadas con la imprecisión, la ambigüedad y la falta de información (Passino & Yurkovich, 1998; Zadeh, 1996).

Esta teoría de control dio paso a la teoría de las posibilidades, donde las funciones de distribución de posibilidad se las denomina como funciones de pertenencia o Funciones de Membresía (MF, por sus siglas en inglés). Esto conlleva a que una función de distribución de posibilidad esté entre 0 y 1, donde un valor de 0 significa nada posible, un valor de 1 corresponde a completamente posible, y al encontrarse en el intervalo entre (0,1) se otorga un grado de pertenencia a la incertidumbre de dicho valor (Liu, 2018; Passino & Yurkovich, 1998; Zadeh, 1996). La ecuación (26) muestra la definición de una MF (Liu, 2018):

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 1 & x \in A \\ (0,1) & x \in A \text{ parcialmente} [0,1] \\ 0 & x \notin A \end{cases} \quad (26)$$

donde A es un conjunto difuso, x es el rango de la variable o también conocido como el universo de discurso, y $\mu_A(x)$ es una función de membresía que varía entre 0 y 1. Además, un conjunto difuso puede estar formado por elementos discretos o continuos. En base a esto, la ecuación (27) muestra un conjunto difuso del tipo discreto especificado en pares de puntos (Liu, 2018):

$$A = \{(x_1, \mu_1), (x_2, \mu_2), \dots, (x_i, \mu_i)\} \quad (27)$$

donde x_i es el valor de una variable, y μ_i es el correspondiente valor de la función de membresía para dicho valor x_i .

Por otra parte, existen dos operaciones básicas que se utilizan en los conjuntos difusos, la unión (U) y la intersección (\cap). La unión corresponde al operador booleano "OR" y se calcula a partir del máximo entre dos MF, como se muestra en la ecuación (28). Mientras que, la intersección corresponde al operador booleano "AND" y se calcula a partir del mínimo entre dos MF, como se muestra en la ecuación (29), donde UD representa el universo de discurso de la variable x (Liu, 2018). En este sentido, se necesitan de al menos 2 conjuntos difusos para determinar a que MF pertenece un valor de la variable de estudio.

$$\mu_{A \cup B}(x) = \max\{\mu_A(x), \mu_B(x)\} \quad , \quad \forall x \in UD \quad (28)$$

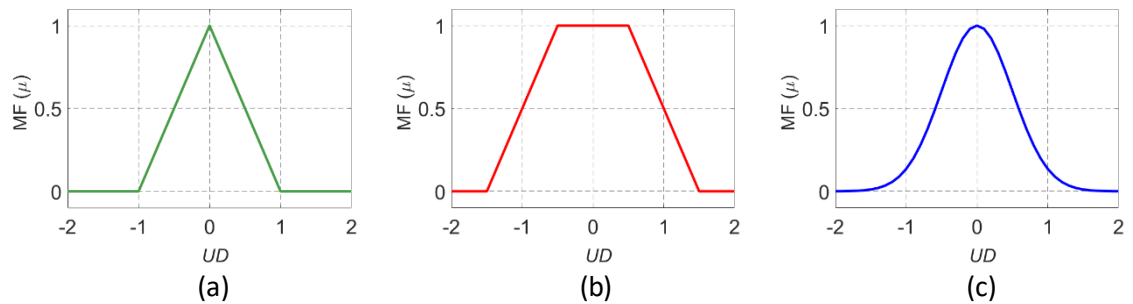
$$\mu_{A \cap B}(x) = \min\{\mu_A(x), \mu_B(x)\} \quad , \quad \forall x \in UD \quad (29)$$

Adicionalmente, las MF pueden estar representadas de distintas formas como triángulos, campanas gaussianas, trapecios, entre otras (Liu, 2018; Passino & Yurkovich, 1998). La Figura 4 muestra unos ejemplos de las funciones de membresía mencionadas, donde el eje y corresponde al valor entre 0 y 1 de la MF, mientras que el eje x representa el universo de discurso de la variable x que, para este ejemplo, varía entre -2 y 2.

La arquitectura básica de un controlador por lógica difusa se la puede observar en la Figura 4, donde $r(t)$ es una señal de referencia, $y(t)$ es la salida del sistema, $e(t)$ es el error entre la referencia y la salida que a su vez representa la entrada del FLC, y $u(t)$ es la acción de control que ingresa a la planta que a su vez simboliza la salida del FLC.

Figura 4

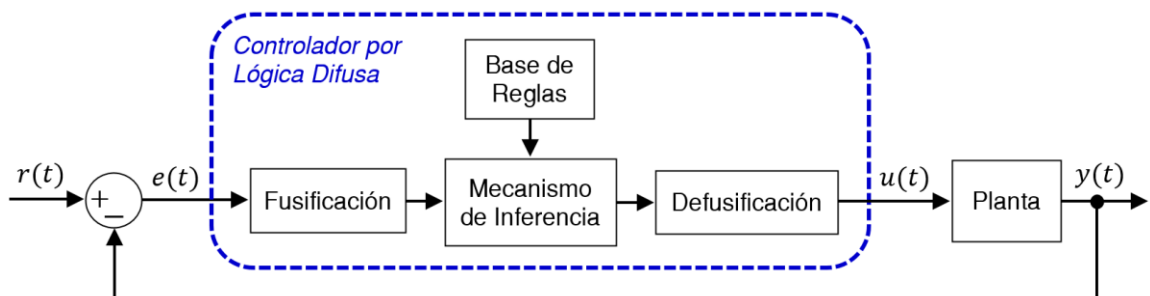
Ejemplos del tipo de funciones de membresía de un controlador por lógica difusa



Nota. (a) Función triangular. (b) Función trapezoidal. (c) Función gaussiana.

Figura 5

Arquitectura del funcionamiento básico de un controlador por lógica difusa



Como se puede observar en la Figura 5, el controlador está formado por 4 bloques principales. El proceso de Fusificación que modifica a la señal de entrada en valores de pertenencia basados en conjuntos difusos. La base de reglas que contiene todo el conocimiento heurístico del funcionamiento del sistema, y está representado por un conjunto de reglas "IF - THEN" (Si ..., entonces ...). Por su parte, el mecanismo de inferencia identifica qué reglas influyen en el valor de entrada actual, y toma una decisión de qué valor debe tener la solución del FLC. Y finalmente el proceso de Defusificación convierte la solución determinada por el mecanismo de inferencia en la acción de control que ingresa a la planta del sistema (Liu, 2018; Passino & Yurkovich, 1998; Zadeh, 1996).

El proceso de Fusificación depende del número de entradas, del tamaño del universo de discurso de las variables de entrada, y del número y forma de los conjuntos difusos. Para tener un mejor razonamiento del funcionamiento del sistema, la nomenclatura de los conjuntos difusos suele estar representada como se muestra en la Tabla 1. Cabe recalcar que si existe una menor cantidad de conjuntos difusos se deberán eliminar algunas nomenclaturas, o en caso de que existan más se deberán añadir, bajo el mismo patrón de diseño (Liu, 2018).

Tabla 1

Nomenclatura general de los conjuntos difusos para un universo de discurso que varía entre valores negativos y positivos

Nombre del conjunto difuso	Nomenclatura
Muy Negativo (Negative Big)	NB
Medianamente Negativo (Negative Medium)	NM
Poco Negativo (Negative Small)	NS
Cero (Zero)	ZE
Poco Positivo (Positive Small)	PS
Medianamente Positivo (Positive Medium)	PM
Muy Positivo (Positive Big)	PB

Por otro lado, la Base de Reglas (RB, por sus siglas en inglés) se forma a partir de los antecedentes o entradas del FLC, y por sus consecuentes o salidas. En este sentido, se debe tener un conocimiento a priori del funcionamiento del sistema físico. Esta información puede provenir del conocimiento heurístico que tiene un ser humano sobre el funcionamiento principal del controlador, se puede también llegar a entender la dinámica de la planta y tratar de representarla por un conjunto de reglas que simbolicen el funcionamiento del controlador, o a su vez, se puede partir de datos existentes de otro tipo de controlador (Liu, 2018). En base a esta información, la

base de reglas se construye con todas las posibles combinaciones de las MF de entrada, así como se muestra en la siguiente expresión de ejemplo:

$$\text{IF } a \text{ is } NB \text{ AND } b \text{ is } NS \text{ THEN } u \text{ is } PM \quad (30)$$

donde a es un valor de la variable de entrada 1, b es un valor de la variable de entrada 2, y u es el valor que debería tener la salida 1 del FLC en base al conocimiento del sistema. En otras palabras, la regla mencionada en la expresión (30) se podría traducir como: “Si la variable de entrada 1 es muy negativa, y la variable de entrada 2 es poco negativa, entonces, la variable de salida 1 debe ser medianamente positiva”. Adicionalmente, no existe una norma exacta que indique cuántos conjuntos difusos se deben utilizar para un determinado sistema, por lo tanto, el número total de MF se debe realizar en base al diseño del programador. Sin embargo, se debe considerar que mientras más funciones de membresía existan en las entradas, más reglas se deberán añadir al controlador (Liu, 2018).

En cuanto al mecanismo de inferencia, se pueden identificar 3 principales, la inferencia del tipo Mamdani, la Takagi-Sugeno, y la Tsukamoto. La principal diferencia entre los 3 métodos radica en la forma de generar la salida del FLC. Por ejemplo, la inferencia del tipo Mamdani presenta en su salida una nueva función de membresía que posteriormente pasa por un proceso de Defusificación para obtener la acción de control que ingresa a la planta. La inferencia del tipo T-Sugeno obtiene directamente la salida del controlador a través de una constante o una función lineal, y la aplicación del promedio ponderado de cada regla. Mientras que, la inferencia del tipo Tsukamoto obtiene de igual manera la salida directa del controlador, al utilizar un conjunto difuso con una función de pertenencia monótona, y el método del promedio ponderado o método de la altura para cada regla. La inferencia del tipo Mamdani es mayormente utilizada debido a que su funcionamiento tiene mucha correlación con el conocimiento heurístico que tiene un ser humano

sobre la operación de un sistema. La de tipo T-Sugeno es muy adecuada para sistemas de control lineal a trozos, se utiliza también para aproximar una función en base a datos de medición de entrada y salida, y es desarrollada en aplicaciones de interpolación y predicción. Mientras que, la del tipo Tsukamoto no se utiliza a menudo, principalmente porque sus procesos no son tan transparentes a diferencia del Mamdani o el T-Sugeno (Jang & Sun, 1995; Passino & Yurkovich, 1998; Zadeh, 1996).

Por lo tanto, al considerar una inferencia del tipo Mamdani, la función de membresía resultante se obtiene como producto de la unión de las intersecciones de las funciones de entrada y salida, como se expresa a continuación:

$$\begin{aligned}
 \mu_{B'_1}(y) &= \mu_{A_1}(x_o) \cap \mu_{B_1}(y) \\
 \mu_{B'_2}(y) &= \mu_{A_2}(x_o) \cap \mu_{B_2}(y) \\
 &\vdots \\
 \hline
 \mu_{B'}(y) &= \mu_{B'_1}(y) \cup \mu_{B'_2}(y) \cup \dots
 \end{aligned} \tag{31}$$

donde A_1 y B_1 son el antecedente y el consecuente respectivamente de la regla 1, A_2 y B_2 son el antecedente y el consecuente respectivamente de la regla 2, $\mu_{A_1}(x_o)$ es el valor de la función de membresía del antecedente para el dato x_o , $\mu_{B_1}(y)$ es el valor de la función de membresía del consecuente para el dato y , $\mu_{B'_1}(y)$ y $\mu_{B'_2}(y)$ son los resultados de realizar la intersección entre las funciones de membresía del antecedente y el consecuente de las reglas 1 y 2 respectivamente, y $\mu_{B'}(y)$ es el resultado de la unión de las intersecciones mencionadas o también denominada función de membresía del conjunto solución del controlador.

Finalmente, el proceso de Defusificación, consiste en decodificar el resultado del mecanismo de inferencia para obtener una salida de control hacia la planta del sistema. Entre los métodos más utilizados de Defusificación se utiliza el centroide, la bisectriz, y el máximo central (Liu, 2018; Passino & Yurkovich, 1998). Así, por ejemplo, para determinar la Defusificación basada

en el centro del área, comúnmente utilizada por la inferencia del tipo Mamdani, se resuelve la siguiente ecuación a partir de la función de membresía del conjunto solución obtenido:

$$u(t) = \frac{\sum_{j=1}^n y_j \cdot \mu_{B'}(y_j)}{\sum_{j=1}^n \mu_{B'}(y_j)} \quad (32)$$

donde $u(t)$ es la salida del controlador difuso o la acción de control que va hacia la planta, t es la muestra actual del sistema, n es el número de reglas, y_j es el universo de discurso de la salida, y $\mu_{B'}(y_j)$ es la función de membresía o el área resultante del mecanismo de inferencia para cada regla.

Debido principalmente a su enfoque no lineal, y por su representación más detallada del funcionamiento real de un sistema, este tipo de controlador ha sido muy estudiado en los últimos años, sobre todo en aplicaciones para microrredes (Diego Arcos-Aviles et al., 2018, 2020; Chok et al., 2019; Jafari et al., 2019; Pena-Aguirre et al., 2020; Rodriguez et al., 2021). Una de las principales ventajas del FLC aplicadas a MG, es el hecho de que considera al sistema global como una caja negra. Es decir, no requiere el conocimiento previo de la representación del espacio de estados de la planta, del modelo matemático de un arreglo de paneles PV, o de las ecuaciones que intervienen en el diseño de los convertidores, inversores, entre otros. Simplemente, utiliza el conocimiento heurístico de una persona que sabe cuál es el funcionamiento óptimo de una microrred, y convierte ese conocimiento en una serie de reglas para obtener la acción de control deseada que se aplicará al sistema (Passino & Yurkovich, 1998).

Algoritmos de Optimización utilizados en el Control por Lógica Difusa

Un algoritmo de optimización es aquel que utiliza una función de costo que abarca todas o algunas métricas de calidad/eficiencia de un sistema, y en base a esto, encuentra los mejores

parámetros o variables con los cuales se minimiza o maximiza dicha función de costo (X.-S. Yang, 2021). En la teoría de control, generalmente se utiliza un problema de optimización para minimizar el error de una medición, mejorar el rendimiento de un controlador, minimizar el consumo de energía y costos en un sistema, entre otros. En base a esto, un problema de optimización se puede expresar de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar} && F(x) = [F_1(x), F_2(x), \dots, F_a(x)] \\ & && x \\ & \text{Sujeto a:} && g_i(x) \leq 0, \quad i = 1, 2, \dots, b \end{aligned} \quad (33)$$

donde F es la función de costo que debe ser minimizada, x es un vector de soluciones que minimiza a F , g son las restricciones o los límites para encontrar x , a es el número de funciones objetivo, y b es el número de restricciones del problema. De esta manera, para $a = 1$ el problema de optimización se reduce a un único objetivo, mientras que para $a > 1$ la optimización se vuelve multiobjetivo (X.-S. Yang, 2021).

Existen varias formas de representar una función de costo, así también como existen varios algoritmos que resuelven el problema de optimización. En cuanto a la función de costo, la suma ponderada es un método muy utilizado en problemas de optimización multiobjetivo, ya que involucra la sumatoria de pequeñas funciones objetivo, a las cuales se les añade un peso o grado de importancia según el propósito de la optimización (Marler & Arora, 2009). Por lo tanto, el método de la suma ponderada se puede definir como:

$$U(x) = \sum_{j=1}^a w_j \cdot F_j(x) \quad (34)$$

donde U es la nueva función de costo a optimizar, a es el número de funciones objetivo, y w_j son los coeficientes de pesos que asignan un valor mayor o menor de importancia a cada función objetivo F_j .

Cabe mencionar que los pesos asignados a cada función objetivo se los impone el propio diseñador, por lo tanto, no es posible afirmar que exista siempre una solución única que minimice la función de costo (Marler & Arora, 2009).

Existen algunos algoritmos de optimización que han sido aplicados al controlador por lógica difusa, que realizan un proceso de ajuste de las funciones de membresía, de la base de reglas, del tipo de función, entre otros, con el fin de acercarse lo más posible a una solución óptima del sistema. Sin embargo, no es posible afirmar una solución óptima local o global al realizar un proceso de ajuste de los parámetros del FLC (MF, RB, tipo de función, tipo de inferencia, etc.), ya que un mínimo desplazamiento o cambio en la forma de las MF o RB puede alterar el vector de solución x , y al mismo tiempo mantener el resultado encontrado de la función de costo U . En este sentido, el algoritmo de Enjambre de Partículas (PSO, por sus siglas en inglés) y el de Búsqueda de Cuckoo (CS, por sus siglas en inglés), son algunos de los métodos de optimización utilizados en un FLC (Diego Arcos-Aviles et al., 2021; Cheng et al., 2018).

El PSO pertenece a los algoritmos metaheurísticos inspirados en la naturaleza, y se basa en la conducta social del movimiento de una bandada de aves o un grupo de peces. En primer lugar se generan varias partículas que se encuentran posicionadas de manera aleatoria en un espacio de búsqueda establecido donde se encuentran todas las posibles soluciones del problema de optimización. Cada partícula tiene su correspondiente posición $x_{ij}(t)$ y su velocidad $v_{ij}(t)$, donde t representa la iteración actual del algoritmo, i es el número de partículas, y j es la dimensión del vector solución del problema de optimización. Luego de realizar una búsqueda, cada partícula guarda en su memoria la mejor posición $p_{ij}(t)$ o solución que ha encontrado hasta el momento. Con esta información, las partículas interactúan entre sí y aprenden unas de otras, para determinar así la mejor solución global $g_j(t)$ encontrada por todas las partículas en una iteración t . De esta manera, cada partícula actualiza su posición basándose en el conocimiento previo de

su mejor solución, en una velocidad de desplazamiento, y en la dirección de la solución global encontrada por todas las partículas (Kennedy & Eberhart, 1995). Esta nueva posición en una iteración $t+1$, viene dada por la ecuación (35), asimismo, la ecuación (36) muestra la expresión para encontrar la velocidad en la iteración $t+1$:

$$x_{ij}(t+1) = x_{ij}(t) + v_{ij}(t+1) \quad (35)$$

$$v_{ij}(t+1) = w \cdot v_{ij}(t) + r_1 \cdot c_1 \cdot [p_{ij}(t) - x_{ij}(t)] + r_2 \cdot c_2 \cdot [g_j(t) - x_{ij}(t)] \quad (36)$$

donde w es conocido como el coeficiente de inercia, c_1 es el coeficiente de aceleración personal de cada partícula, c_2 es el coeficiente de aceleración social de las partículas, y r_1 y r_2 son números aleatorios uniformemente distribuidos entre 0 y 1 (Kennedy & Eberhart, 1995; X.-S. Yang, 2021). Además, el coeficiente w decrece en cada iteración y viene dado por la siguiente expresión:

$$w(t) = \frac{w_{min} - w_{max}}{I_{ter} - 1} \cdot (t - 1) + w_{max} \quad (37)$$

donde w_{min} y w_{max} representan los pesos mínimos y máximos del coeficiente de inercia, respectivamente. Así, la idea principal de este algoritmo radica en la comunicación y el aprendizaje de cada una de las partículas, para hallar de manera conjunta la solución global del problema de optimización. En este sentido, este algoritmo sobresalta por su sencillez y robustez en la solución de problemas en varios campos de la ingeniería (Kennedy & Eberhart, 1995).

Por su parte, el algoritmo de búsqueda de Cuckoo se encuentra también dentro de los algoritmos metaheurísticos inspirados en la naturaleza, y está basado en el parasitismo de las crías de algunas especies de aves denominadas Cuckoo. Estas aves tienen la costumbre de no construir un nido propio para sus crías, sino que ponen a sus huevos secretamente en nidos de

otras aves, para que estas aves (aves anfitrionas) críen a sus polluelos. En base a esto, el algoritmo de Cuckoo consiste en tres pasos principales. En primer lugar, elige al azar un nido (solución actual) y coloca un huevo a la vez (nueva posible solución). Luego, identifica los mejores huevos y nidos que pasarán a la siguiente generación. Y finalmente, se analiza si el ave anfitriona descubrió un huevo de Cuckoo en su nido. Si lo hace, el ave anfitriona se deshace del huevo o simplemente abandona el nido y construye uno nuevo (se crean nuevas posibles soluciones totalmente diferentes). Y si no lo descubre, el huevo de Cuckoo es incubado y luego alimentado por el ave anfitriona, que consecuentemente pasará a la siguiente generación (se encuentra una nueva solución) (X. S. Yang & Deb, 2009). Entonces, para crear una nueva solución en base a este algoritmo, se utiliza un recorrido aleatorio dentro del espacio de búsqueda, gracias a los Vuelos de Lévy. Este tipo de vuelo se basa en procesos estocásticos que modelan el comportamiento de algunas aves en la búsqueda de alimento, la cual se extrae de una distribución de probabilidad estable de Lévy, con varianza y media infinitas (X. S. Yang & Deb, 2009). Así, esta nueva solución se obtiene a partir de las ecuaciones (38), (39), y (40), mostradas a continuación:

$$X_{new} = X + \alpha_o \cdot Lévy(\beta) \cdot (X - X_{best}) \quad (38)$$

$$Lévy(\beta) = \frac{U}{|V|^{\frac{1}{\beta}}} \quad ; \quad U \sim N(0, \sigma^2) \quad (39)$$

$$\sigma^2 = \left[\frac{\Gamma(1 + \beta) \cdot \sin\left(\frac{\beta \cdot \pi}{2}\right)}{\beta \cdot \Gamma\left(\frac{1 + \beta}{2}\right) \cdot 2^{\frac{\beta-1}{2}}}\right]^{\frac{1}{\beta}} \quad (40)$$

donde X_{new} es la nueva solución, X es la solución actual, α_o es un coeficiente de escalamiento que varía dentro de una distribución uniforme entre 0.01 y 0.1, X_{best} es la mejor

solución encontrada hasta el momento, $Lévy(\beta)$ es la expresión resultante de los vuelos de Lévy a partir del algoritmo de Mantegna, U es un valor definido por una distribución gaussiana normal con media 0 y varianza σ^2 , V es un valor definido por una distribución normal entre 0 y 1, β es un coeficiente del vuelo de Lévy que puede tomar valores entre 1 y 3, σ^2 es la varianza, y Γ es la función gamma (X. S. Yang & Deb, 2009). Finalmente, se utiliza una probabilidad $pa \in [0,1]$ con un valor fijo, para determinar si el ave anfitriona descubrió el huevo de Cuckoo en su nido y, de esta manera, reemplazar los nidos por nuevas soluciones. Para ello, se selecciona un número aleatorio r entre 0 y 1, y se compara con el valor de pa . Si $r > pa$ entonces se mantiene la solución anterior. Si por el contrario, $r \leq pa$, la nueva solución quedaría expresada de la siguiente manera:

$$X_{new} = X + r_a \cdot (X_{d_1} - X_{d_2}) \quad (41)$$

donde r_a es un número aleatorio entre 0 y 1, mientras que d_1 y d_2 corresponden a números enteros aleatorios entre 1 y el número total de nidos (X. S. Yang & Deb, 2009).

Dispositivo Typhoon HIL para validación en Hardware-in-the-Loop

El dispositivo Typhoon HIL-402 permite validar y certificar controladores de electrónica de potencia en diversas aplicaciones como el almacenamiento de baterías, la generación de energía solar y eólica, los accionamientos de motores, la calidad de la energía, y también en aplicaciones para Microrredes (Bagudai et al., 2019; Tiwari et al., 2021; Toosi et al., 2019; Typhoon HIL, 2021).

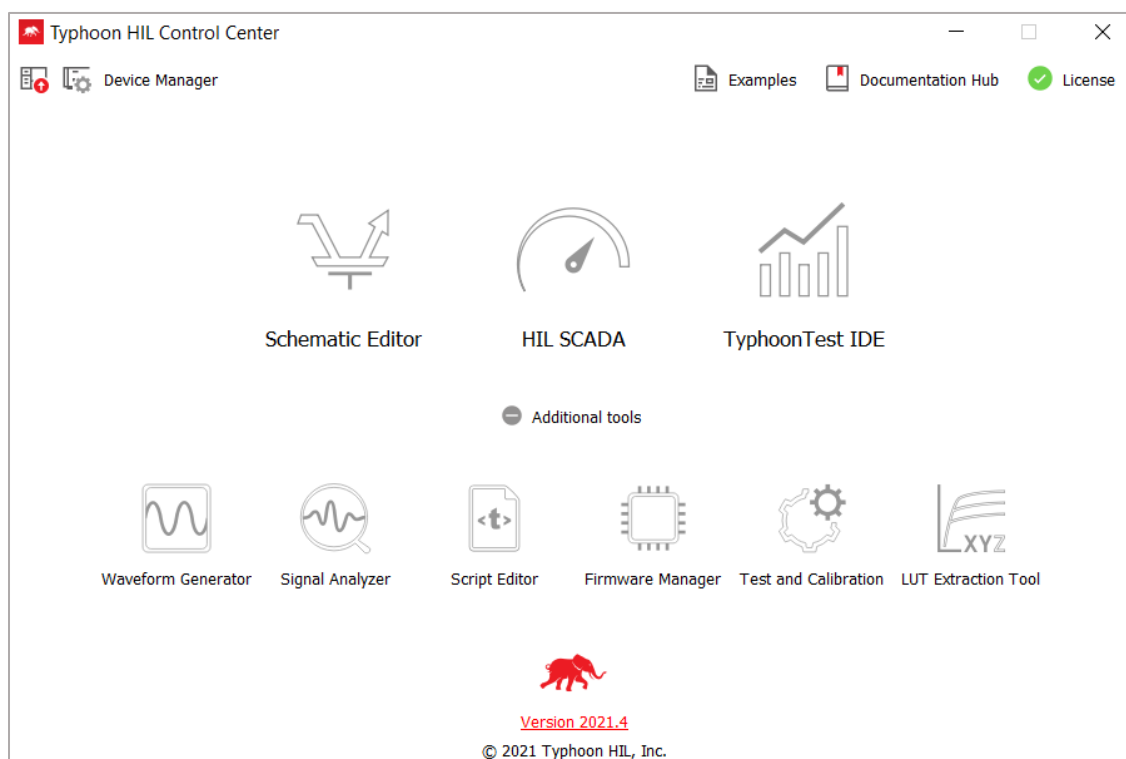
La Tabla 2 muestra un resumen de las características técnicas del dispositivo Typhoon HIL-402, en el cual, se puede destacar su paso de simulación en tiempo real y la facilidad en la conexión con una Laptop o PC mediante un cable USB.

Tabla 2*Características técnicas del dispositivo Typhoon HIL-402*

Característica	Valor
Procesador	4 cores Zynq-7 SoC
Resolución	16 bits
Rango de entradas y salidas de voltaje analógico	$\pm 10 V$
Tiempo de muestreo PWM	20 ns
Paso de simulación en tiempo real	0.5, 1 o 2 us
Conectividad	USB o Ethernet

Typhoon HIL Control Center

El software compatible es el Typhoon HIL Control Center que se muestra en la Figura 6.

Figura 6*Pantalla principal del programa Typhoon HIL Control Center*

En este programa se implementa el modelo esquemático de la microrred (Schematic Editor), se definen los objetos y complementos que tendrá el SCADA para interactuar con la microrred (HIL SCADA), y se utiliza el analizador de señales para observar los resultados obtenidos luego de realizar la validación del algoritmo de control en tiempo real (Signal Analyzer).

Dispositivos utilizados

Actualmente, los laboratorios de electrónica de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE disponen de 2 dispositivos Typhoon HIL-402 como se muestra la Figura 7. En base a esto, se propone realizar una validación en HIL de los algoritmos EMS diseñados en este trabajo de investigación, mediante la utilización de estos 2 dispositivos Typhoon HIL-402 donde se implementará un sistema de interconexión entre 2 microrredes.

Figura 7

Dispositivo Typhoon HIL-402



Metodología

El presente trabajo propone una metodología experimental basada en simulaciones en HIL, y contempla dos etapas principales. En la primera etapa se propone un EMS basado en el controlador por lógica difusa para una única microrred aislada, el cual será diseñado y ajustado con algoritmos de optimización, así también como validado con el dispositivo Typhoon HIL-402. En la segunda etapa se utiliza el EMS propuesto en la primera etapa, y se lo aplica en cuatro microrredes para conformar un sistema IMMG interconectado. Este sistema interconectado se lo simula mediante Matlab, mientras que la aplicación de esta estrategia de intercambio se lo valida con dos microrredes implementadas en dos dispositivos Typhoon HIL-402. De esta manera, se inicia con la identificación de la zona aislada bajo estudio, y se presenta el dimensionamiento y arquitectura de las microrredes propuestas. Posteriormente se analizan los datos de predicción de generación y carga, y se mencionan las métricas de desempeño consideradas para evaluar la efectividad de los EMS propuestos. Finalmente, el EMS obtenido es utilizado en el sistema IMMG, donde se mencionarán los distintos bloques realizados para la comunicación entre las microrredes y la toma de decisión de compartición de potencia en cada iteración. Es importante recalcar que el presente trabajo considera únicamente el estudio de la potencia activa.

Ubicación de la Zona de Estudio

La comunidad aislada en la cual se realiza el presente trabajo se denomina “Kichwa Añangu” y está localizada en la región amazónica del Ecuador, en las coordenadas: 0°29'42.4"S 76°25'7.6"W (Kichwa Añangu, 2021). Esta comunidad fue seleccionada debido a que es una de las pocas comunidades que muestra información sobre el número de sus habitantes (36 familias), su situación actual energética (no cuentan con un servicio de electricidad continuo), y sobre todo porque está en una zona aislada. Esto permite resaltar la aplicación de este estudio, que tiene como objetivo contribuir con soluciones energéticas basadas en microrredes sostenibles para

mejorar el acceso a la electricidad en zonas aisladas o de difícil acceso. La Figura 8 muestra la ubicación geográfica de la comunidad mencionada.

Figura 8

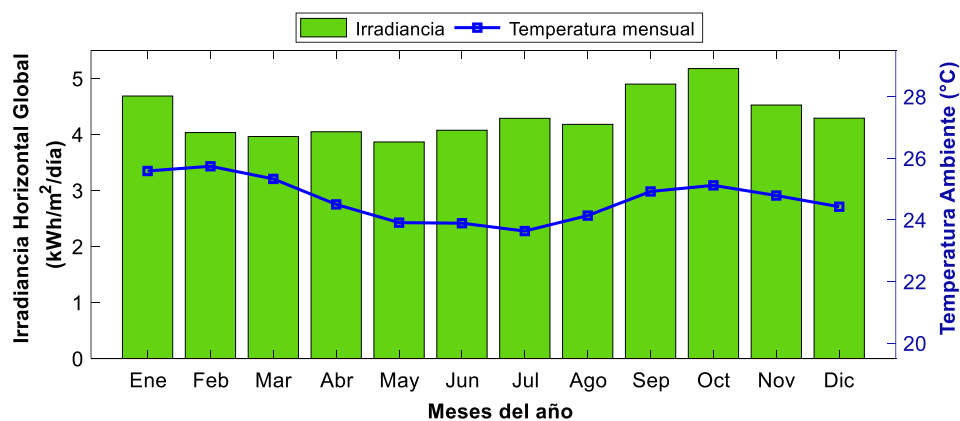
Ubicación geográfica de la comunidad "Kichwa Añangu"



Con las coordenadas de esta localización, la Figura 9 muestra los datos reales obtenidos a partir de la plataforma SOLCAST (Solcast, 2019), con respecto a la Irradiancia Global Horizontal (GHI) y la Temperatura Ambiente (T_A) producidas en el año 2020.

Figura 9

Datos reales de irradiancia horizontal global y temperatura ambiente que se produjeron en la ubicación de la localidad bajo estudio para el año 2020



Como se puede observar, la irradiancia presenta un comportamiento cuasi constante durante todo el año, por lo que se corrobora la información presentada en el fundamento teórico, donde se explica que el estudio no se lo puede realizar en base a estaciones climáticas, sino que se realiza un análisis durante todo el año completo. Adicionalmente, la irradiancia más baja se encuentra en el mes de mayo, mientras que la más alta se da en octubre. De igual manera, la temperatura ambiente durante todo el año oscila alrededor de los 24.7 °C.

Métricas de Desempeño para Evaluar los EMS propuestos

Errores en los Algoritmos de Predicción

Para verificar el rendimiento de las técnicas de predicción utilizadas en la generación de la potencia fotovoltaica, se obtiene el Error Relativo Medio (MRE) y el Error Cuadrático Medio (RMSE), al ser estos errores comúnmente utilizados en otros trabajos (Kanchana & Sirisukprasert, 2020; B. A. Kumar et al., 2019). Por un lado, el MRE muestra qué tan precisa fue la predicción, por lo tanto, un valor de MRE más bajo indicará que el resultado de predicción está más cerca del valor real. Mientras que, el RMSE mide la magnitud media de los errores, y da un peso mayor a los errores más grandes. En este sentido, estas medidas de desempeño vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$MRE = \frac{1}{n} \cdot \sum_{k=1}^n \frac{|P_{PV_FC}(k) - P_{PV}(k)|}{P_{PV_MAX}} \quad (42)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (P_{PV_FC}(k) - P_{PV}(k))^2}{n}} \quad (43)$$

donde P_{PV_FC} es el valor de predicción encontrado por las técnicas de Holt-Winters o Variación Estacional, P_{PV} es el valor real de la potencia fotovoltaica, P_{PV_MAX} es el valor de potencia nominal del arreglo de paneles solares, y n es el número de muestras que hay en 1 año.

Consumo del Generador a Diesel

Para determinar el consumo del generador a diesel (FFC_{DLG}) por cada hora de funcionamiento, así también como su costo anual de operación ($Cost_{DLG}$), se utilizan las ecuaciones (2) y (3) que se detallaron anteriormente en el modelo del generador a diesel. Además, los coeficientes de la curva de consumo de combustible, α_{DLG} y β_{DLG} , se seleccionan en 0.246 y 0.08145 L/kWh , respectivamente, como se explica en el trabajo realizado en (Nnaji et al., 2019).

Adicionalmente, se realiza un conteo durante todo el año de estudio, del número de veces que el generador a diesel se encendió inmediatamente después de haberse apagado ($Cont_{DLG_UD}$). Este indicador se toma en consideración debido a que cada vez que se enciende el generador a diesel, consume un cierto porcentaje de gasolina, a parte del que utiliza para generar la potencia requerida por el sistema. Por lo tanto, mientras menor sea esta cuenta, menores serán los gastos por combustibles fósiles, y se mejorará el rendimiento y funcionamiento del generador a diesel.

Indicadores del Sistema de Baterías

Como primer indicador, se considera que el valor del SOC (SOC_{REF}) debe oscilar alrededor del 75% si la Profundidad de Descarga (DOD) es del 50%, y debe oscilar alrededor del 60% si el DOD es del 80%. Para ello, se estima el valor del SOC en cada iteración al utilizar las ecuaciones (5) y (6), y se calcula el valor medio resultante (SOC_{MEAN}) luego de todo el año de operación.

Adicionalmente, el valor del SOC no debe llegar ni mantenerse durante el límite superior (100%) ni tampoco bajar y mantenerse en el límite inferior ($SOC_{MIN} = 50\%$ si el DOD es del 50%, $SOC_{MIN} = 20\%$ si el DOD es del 80%), para evitar posibles daños del sistema de baterías a largo plazo. Para controlar esto, se realiza un conteo del número de muestras en las que el SOC llega tanto al límite superior como al inferior, y se coloca esta información en número de horas resultantes, con la ayuda del período de muestreo (T_s). Como resultado de esto, se genera la

variable Lim_{MAX} que indica el número de horas que el SOC permaneció en su límite superior, y Lim_{MIN} que indica cuántas horas estuvo en el límite inferior. Por lo tanto, se espera a que al completar el año de estudio, los algoritmos de EMS propuesto eviten, en lo posible, que el SOC llegue a estos límites para prevalecer la vida útil del sistema de baterías.

Por último, se considera el análisis del SOH, únicamente con una batería es de ion-litio, al aplicar el modelo de degradación explicado en las ecuaciones desde la (7) a la (12). Para ello, la Tabla 3 muestra los valores utilizados en los parámetros del envejecimiento por calendario y por ciclos, al igual que los trabajos realizados en (Berrueta et al., 2018; San Martín et al., 2018). Además, t corresponde a 1 año, y se asume que cada celda de la batería tiene un voltaje de 3.7 V y una corriente de 40 Ah.

Tabla 3

Parámetros del modelo de degradación del sistema de baterías

Parámetro	ΔC	ΔR
α_v	2.716×10^5	9.486×10^3
α_0 [V]	3.1482	3.096
α_T [K]	6976	5986
b_0	2.71×10^{-5}	2.28×10^{-5}
b_v [V^{-1}]	3.14×10^{-4}	3.208×10^{-4}
b_{v0} [V]	3.683	3.741
b_{DOD}	1.61×10^{-6}	3.404×10^{-6}
b_i	1.56×10^{-5}	1.56×10^{-5}
b_{exp} [h]	1.8	1.8

Nota. Adaptado de “Combined dynamic programming and region-elimination technique algorithm for optimal sizing and management of lithium-ion batteries for photovoltaic plants” (p. 4), por A. Berrueta, 2018, Applied Energy, Elsevier.

Potencia Desperdiciada

El hecho de evitar que el sistema de baterías llegue a sus límites máximos y/o mínimos, ocasiona que en algunos momentos existan pérdidas de potencia en los elementos de generación de energía, en este caso, el sistema de generación fotovoltaica (PV_{Loss}) y el generador a diesel (DLG_{Loss}). Por lo tanto, se considera potencia desperdiciada a aquella potencia que no ha sido posible utilizarla para cubrir con la demanda o que no se ha podido almacenar en el sistema de baterías. En cada uno de los algoritmos EMS desarrollados en las siguientes secciones, se explicará cómo se obtuvo la potencia de pérdidas para cada unidad de generación.

Primer Sistema de Gestión de Energía para una sola Microrred (EMS_v1)

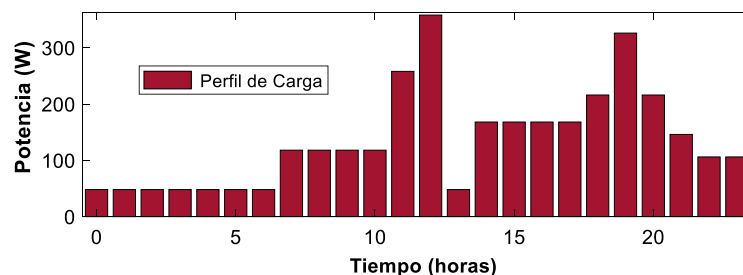
Esta primera aproximación de un sistema de gestión de energía para una sola microrred, denominado EMS_v1, fue previamente desarrollado y actualmente se encuentra publicado en (Rodriguez et al., 2021). Esta estrategia de gestión de energía está basada en el trabajo realizado en (Diego Arcos-Aviles et al., 2017), pero modificado para una microrred aislada. En este sentido, se expone a continuación de manera resumida el aporte realizado en esta primera investigación.

Perfil de Carga

El perfil de carga diario por familia tiene un consumo de 3.26 kWh/día como se muestra en la Figura 10.

Figura 10

Perfil de carga diario por cada familia de la comunidad enfocado al uso de una única microrred



Se consideró para este perfil el uso de cargas eléctricas de primera necesidad como el uso de un refrigerador, luces led, computadores, celulares, entre otros. Con esta información, y una media anual escalada de 117.36 kWh/día para abastecer a las 36 familias, el perfil de carga anual (P_{LOAD}) se obtiene a partir del software HOMER PRO (HOMER PRO, 2021), el cual, genera como resultado una potencia de carga nominal total (P_{LOAD_MAX}) de 19.1 kW .

Dimensionamiento de la Microrred

Con el fin de cubrir con la demanda y aprovechar el recurso solar existente en la localidad bajo estudio, se propone el uso de una MG basada en un Sistema Híbrido de Generación de Potencia (HPGS). El HPGS considera el uso de paneles Fotovoltaicos (PV), un Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS) basado bancos de baterías de plomo ácido, y un Generador a Diesel (DLG). El dimensionamiento de estas unidades de generación y almacenamiento es obtenido gracias al software HOMER PRO, con los datos de irradiancia de la localidad bajo estudio (ver Figura 9) y el perfil de carga propuesto (ver Figura 10). La Tabla 4 muestra los resultados obtenidos para el dimensionamiento de la microrred propuesta. Por favor, diríjase a (Rodríguez et al., 2021) para mayor detalle de los datos ingresados en el programa HOMER PRO.

Tabla 4

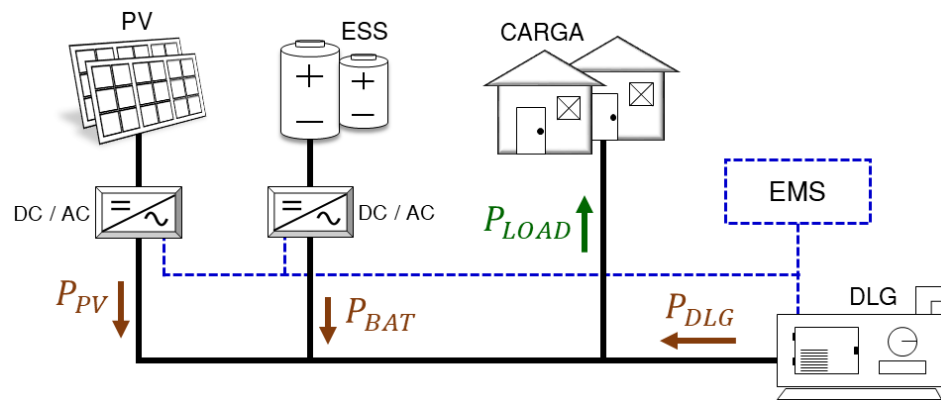
Dimensionamiento de la microrred propuesta para el EMS_v1

Parámetro	Símbolo	Valor
Potencia nominal de carga	P_{LOAD_MAX}	19.1 kW
Potencia nominal del generador a diesel	P_{DLG_MAX}	22 kW
Potencia mínima de encendido del generador a diesel	PD_{MIN}	2.2 kW
Precio del litro de gasolina diesel en Ecuador	$Cost_{DLG_GAS}$	$0.38 \text{ \$/L}$
Capacidad nominal utilizable del sistema de baterías	C_{BAT}	35.5 kWh
Máxima profundidad de descarga del sistema de baterías	DOD	50%
Potencia Nominal del sistema fotovoltaico	P_{PV_MAX}	32.1 kW

La Figura 11 muestra la arquitectura de la MG propuesta para el presente estudio. Los flujos de potencia representados en la figura indican un valor positivo en la misma dirección de las flechas. En base a esto, siempre serán positivas la potencia entregada por el panel fotovoltaico (P_{PV}), la potencia suministrada por el generador a diesel (P_{DLG}) y la potencia requerida por la carga (P_{LOAD}). Mientras que, la potencia de la batería (P_{BAT}) es positiva si está en proceso de descarga, y tiene un valor negativo si se está en proceso de carga (Rodríguez et al., 2021). Adicionalmente, se asume que el sistema de paneles fotovoltaicos funciona en su punto de máxima potencia (MPPT) y que todas las cargas no son controlables y deben ser abastecidas de forma ininterrumpida, es decir, indistintamente si son cargas críticas o no críticas.

Figura 11

Arquitectura de la microrred aislada



Nota. Adaptado de “Fuzzy-based energy management system for isolated microgrids using generation and demand forecast” (p. 3), por M. Rodríguez, 2021, 23rd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'21 ECCE Europe).

El perfil de generación de potencia fotovoltaica se obtiene a partir de la ecuación (1), mientras que las restricciones de encendido y apagado del generador a diesel se definen en la ecuación (4). Por otra parte, la potencia neta (P_{LG}) de la MG, viene dada por la siguiente expresión:

$$P_{LG}(n) = P_{LOAD}(n) - P_{PV}(n) \quad (44)$$

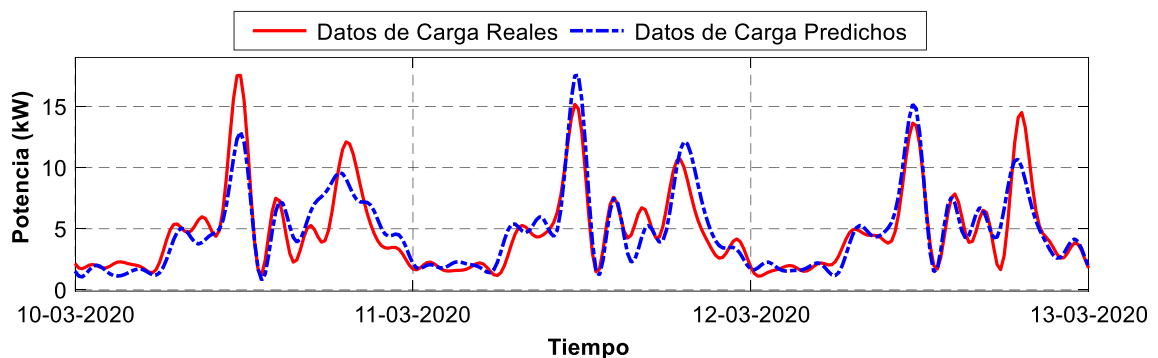
donde n representa la muestra actual, y P_{LG} simboliza la diferencia entre la carga y la generación. Si P_{LG} es positiva, significa que existe un déficit de potencia que no puede ser cubierta por el sistema fotovoltaico, mientras que, si P_{LG} es negativa, existe un exceso de potencia en la generación fotovoltaica.

Datos de Predicción de Generación y Carga

Los datos de predicción de carga son obtenidos en base al modelo de persistencia detallado en la ecuación (13). En base a esto, la Figura 12 muestra una comparación entre los datos de carga reales y los datos predichos para el año 2020 en la localidad de estudio.

Figura 12

Comparación entre el perfil de potencia de carga real vs el perfil de carga predicha al utilizar el modelo de persistencia

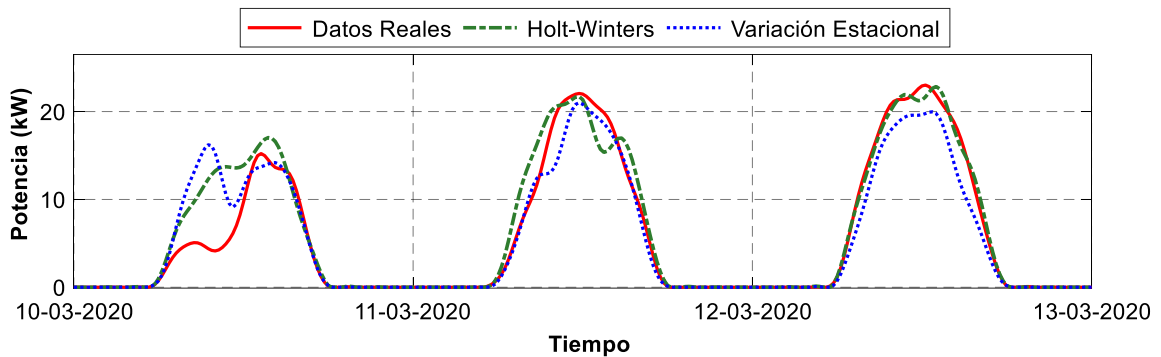


Por otra parte, para determinar el perfil de potencia de predicción del generador fotovoltaico, se comparan las técnicas anteriormente detalladas de Holt-Winters y Variación Estacional, mediante la aplicación de las ecuaciones desde la (14) a la (25). Luego de una sintonización mediante prueba y error de los parámetros de la técnica de predicción de Holt-Winters, los valores utilizados son $\alpha = 0.05$, $\beta = 0.001$, y $\gamma = 0.25$.

Además, la base de datos histórica requerida para la aplicación de estas técnicas, es obtenida gracias a la plataforma de SOLCAST desde el año 2009 hasta el 2019 (Solcast, 2019), en la localización bajo estudio. La Figura 13 muestra una comparativa entre los datos reales del año 2020 y los datos de predicción para el mismo año de estudio, al utilizar las técnicas de Holt-Winters y Variación Estacional con la base de datos histórica mencionada.

Figura 13

Comparación entre el perfil de potencia de generación fotovoltaica vs el perfil de generación fotovoltaica predicha por las técnicas de Holt-Winters y Variación Estacional



En base a los datos de predicción mencionados, y al aplicar el mismo concepto de la ecuación (44), la diferencia entre los datos de generación y carga predichas viene dada por la siguiente expresión:

$$P_{LG_FC}(n) = P_{LOAD_FC}(n) - P_{PV_FC}(n) \quad (45)$$

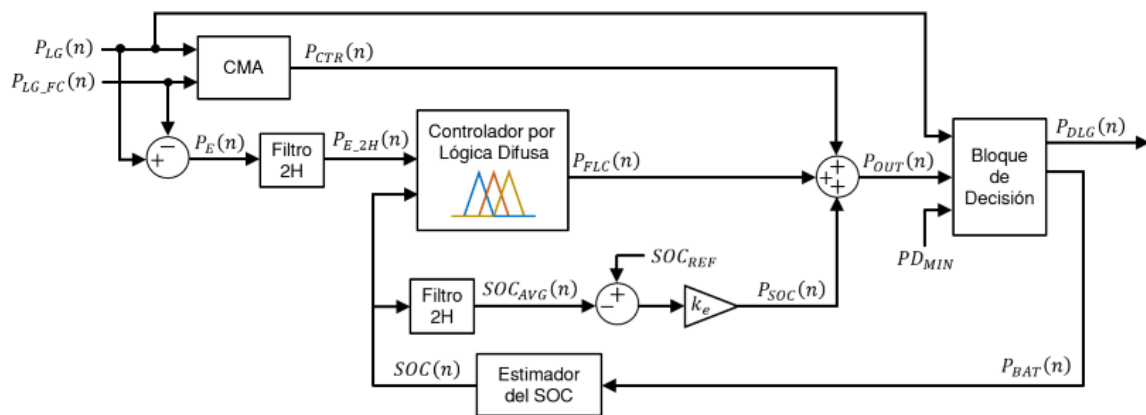
Descripción del Sistema de Gestión de Energía EMS_v1

La Figura 14 presenta el diagrama de bloques del funcionamiento de la estrategia de control propuesta para el EMS_v1. En el bloque "CMA" se aplica un filtro de Media Móvil Central (CMA, por sus siglas en inglés) que otorga un valor promedio de la potencia neta de la MG, con 2 horas de datos predichos (P_{LG_FC}) y 2 horas de datos pasados (P_{LG}). Mientras que, el "Filtro 2H"

obtiene el valor medio de 2 horas de datos pasados. El “Estimador del SOC” obtiene en cada muestra n el valor estimado del SOC, al aplicar la ecuación (5). Además, el “Bloque de Decisión” identifica el valor de referencia final del generador a diesel y de la potencia de la batería. Mientras que, el controlador por lógica difusa está diseñado para mantener el SOC de la batería alrededor del 75%, y evita en lo posible una sobrecarga o descarga profunda del ESS.

Figura 14

Diagrama de bloques del EMS_v1 propuesto para una microrred aislada



Nota. Adaptado de “Fuzzy-based energy management system for isolated microgrids using generation and demand forecast” (p. 4), por M. Rodríguez, 2021, 23rd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'21 ECCE Europe).

La variable P_{SOC} añade un ajuste a la estrategia del EMS para que el sistema consiga mantener el SOC de la batería cerca del SOC_{REF} , donde k_e es una constante de ganancia proporcional fijada con un valor de $0.05 \text{ kW}/\%$ (Pascual et al., 2015). Además, el perfil de potencia de salida de la MG está representado en la variable P_{OUT} , y su valor influye en la toma de decisión del bloque final de la siguiente manera. Si P_{OUT} es positivo, existe un déficit de potencia en la MG. Por lo tanto, el generador a diesel otorga esta potencia faltante (P_{DLG}), si y solo si, se supere su mínimo técnico de funcionamiento (PD_{MIN}); caso contrario, la batería (P_{BAT}) debe suministrar el

resto de la potencia demandada. Por el contrario, si P_{OUT} es negativo, se presenta un exceso de potencia en el sistema. En consecuencia, el ESS debe almacenar este exceso, si y solo si, tenga la capacidad de carga disponible; caso contrario, se producirán pérdidas en los elementos de generación (DLG_{LOSS} y PV_{LOSS}). Cabe destacar que el EMS evita en lo posible que la batería sufra una descarga profunda o una sobrecarga. Sin embargo, si el SOC alcanza su límite máximo o mínimo, implica que $P_{BAT} = 0$ (Diego Arcos-Aviles et al., 2018).

Diseño del Control por Lógica Difusa para el EMS_v1

El Controlador por Lógica Difusa (FLC) diseñado para esta estrategia de gestión de energía tiene por objetivo modificar el perfil de P_{OUT} para mantener el SOC de la batería dentro de los límites de seguridad, mientras se mantiene la carga alimentada constantemente. Para ello, utiliza como primera entrada un valor promedio del error de los datos de predicción (P_{E_2H}), y como segunda entrada el valor estimado del SOC. De esta manera, el controlador difuso toma una decisión en base al conocimiento que tiene sobre la generación de potencia futura y el estado de carga actual del sistema de baterías. El diseño del FLC se basa en el trabajo desarrollado en (Diego Arcos-Aviles et al., 2017), donde se utilizan 2 entradas y 1 salida, se asume una inferencia basada en Mamdani y utiliza un proceso de defuzzificación del centro de gravedad. Por favor, diríjase a (Rodriguez et al., 2021), para encontrar todo el detalle del diseño de las funciones de membresía, los universos de discurso de las entradas y salidas, la nomenclatura de los conjuntos difusos y la base de reglas obtenida para este primer sistema de gestión de energía propuesto en este trabajo de investigación.

Sistema de Gestión de Energía Mejorado para una sola Microrred (EMS_v2)

Con el objetivo de mejorar las métricas de desempeño, y acercar al sistema de gestión de energía propuesto a un funcionamiento más enfocado a la realidad de la operación de los elementos de la MG, se propone una mejora en el sistema de gestión de energía, ahora

denominado EMS_v2, que realiza varios ajustes y consideraciones en comparación con el EMS_v1, los cuales se detallan a continuación.

Perfil de Carga

El perfil de carga diario por familia para esta nueva propuesta, se obtiene del mismo diseño realizado anteriormente, es decir, el que se muestra en la Figura 10. De igual manera, se utilizó el software HOMER PRO para encontrar el perfil de carga anual.

Dimensionamiento de la Microrred

La microrred bajo estudio en esta propuesta tiene las mismas unidades de generación y almacenamiento que se detallaron en el EMS_v1. Sin embargo, a diferencia del trabajo anterior, se propone en este nuevo estudio el uso de un sistema de baterías de ion-litio ya que son las baterías más desarrolladas en la actualidad, y se diferencian de las baterías de plomo ácido por su mayor eficacia, durabilidad, y fiabilidad (Yoshio et al., 2009). En este sentido, la única diferencia con los datos de la Tabla 4 del dimensionamiento anterior es el valor del DOD, que al ser una batería de ion-litio, se lo considera con un valor del 80%. Por lo tanto, el sistema de baterías tendrá como límite inferior el 20% y como límite superior el 100%.

Datos de Predicción de Generación y Carga

Tanto los datos de predicción de generación fotovoltaica como los de carga, son los mismos que se utilizaron en el diseño del EMS anterior. Por lo tanto, estos perfiles se muestran en la Figura 12 y Figura 13.

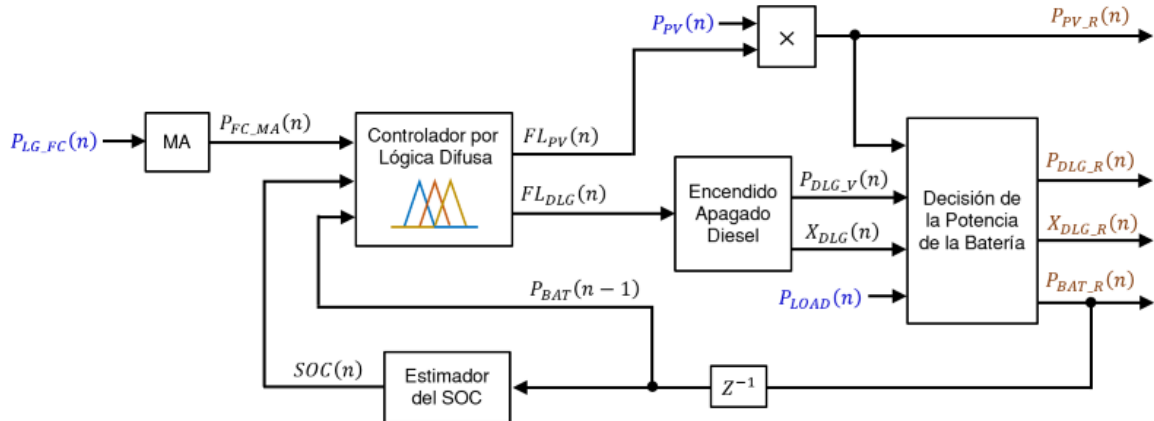
Descripción del Sistema de Gestión de Energía EMS_v2

La Figura 15 muestra el diagrama de bloques de esta nueva estrategia de gestión de energía propuesta en el EMS_v2. En este nuevo sistema de gestión de energía se consideran restricciones en el encendido y apagado del generador a diesel, se realiza un control sobre la

generación fotovoltaica, y se propone una nueva entrada en el controlador por lógica difusa para mejorar la toma de decisiones en base a la dinámica del sistema. En esta estrategia, a diferencia del EMS_v1, se rediseña el esquema y se utilizan 3 nuevos bloques, junto con un nuevo controlador por lógica difusa, y el estimador del SOC que viene dado por la ecuación (5). El FLC está diseñado para mantener el SOC dentro de los límites máximos de funcionamiento, mientras aprovecha el recurso solar de manera adecuada y cumple con la demanda en todo momento

Figura 15

Diagrama de bloques del EMS_v2 propuesto para una microrred aislada



El bloque “MA” está basado en el comportamiento de un filtro de Media Móvil (MA, por sus siglas en inglés), por lo que comprende dos procesos internos. Un proceso donde se obtiene un valor promedio de los datos de predicción, y un proceso de actualización de la información en base al dato de entrada predicho de la ecuación (45). Con ello, se inicializa un vector (V_{FC}) que contiene un registro de las 2 primeras horas de datos de predicción, como se muestra a continuación:

$$V_{FC} = [P_{LG_FC}(2), P_{LG_FC}(3), P_{LG_FC}(4), \dots, P_{LG_FC}(M_2), P_{LG_FC}(M_2+1)] \quad (46)$$

donde M_2 es el número de muestras que existen en 2 horas. Para obtener la salida del bloque “MA”, se obtiene el promedio del vector V_{FC} , como sigue:

$$P_{FC_MA}(n) = \frac{1}{M_2} \cdot \sum_{k=1}^{M_2} V_{FC}(k) \quad (47)$$

Por otro lado, se asume que el dato de entrada de este bloque corresponde a la muestra $P_{LG_FC}(n+M_2)$, es decir, el dato de predicción que se encuentra 2 horas hacia el futuro desde la muestra actual n . Por lo tanto, este dato actualiza el vector VFC en cada período de muestreo, de la siguiente manera:

$$V_{FC} = [V_{FC}(2), V_{FC}(3), V_{FC}(4), \dots, V_{FC}(M_2), P_{LG_FC}(n+M_2)] \quad (48)$$

De esta forma, en cada muestra n , el algoritmo obtiene un valor promedio del vector de datos de predicción V_{FC} , y luego actualiza este vector con el nuevo dato de entrada. Así, el bloque “MA” opera con las ecuaciones (47) y (48) con el fin de obtener en cada muestra n , un valor que indique la tendencia del comportamiento futuro entre la carga y la generación de la MG.

Por otra parte, el bloque “Encendido/Apagado Diesel” realiza un cambio de estado en el encendido y apagado del generador a diesel, al considerar que esta unidad de generación debe estar encendida al menos 2 horas seguidas y posteriormente debe mantenerse al menos 2 horas apagada. Esto, con la finalidad de reducir los costos generados por cada encendido del generador, y evitar un encendido inmediatamente después de haberse apagado, o viceversa. Además, se considera que los tiempos de arranque y parada del generador a diesel son de 15 minutos, como se ha realizado en otros trabajos (Palma-Behnke et al., 2013; Proano et al., 2016).

La entrada a este bloque es la variable FL_{DLG} que corresponde a la segunda salida del controlador difuso y contiene el valor de potencia del generador a diesel que el controlador

considera más apropiado para la muestra actual n . Asimismo, la primera salida de este bloque corresponde a la variable P_{DLG_V} que es el valor que se asigna al generador a diesel según el estado en el que se encuentre, y X_{DLG} es un indicador que tiene un valor de 1 si el generador está encendido y 0 si está apagado. De esta manera, se consideran 3 estados (S) para modelar el procedimiento de encendido y apagado del generador a diesel, como se explica a continuación:

- $S = 1$: El generador a diesel se encuentra en reposo y sus salidas $P_{DLG_V}(n)$ y $X_{DLG}(n)$ son cero, si y solo si, el valor $FL_{DLG}(n)$ no supere el mínimo técnico PD_{MIN} . Si lo hace, se cambia al estado 2, y se indica al generador a diesel que debe prenderse para empezar a operar en la siguiente muestra, es decir, se coloca $X_{DLG}(n) = 1$.
- $S = 2$: Se asigna un valor al generador a diesel ($P_{DLG_V}(n)$) en función de la entrada $FL_{DLG}(n)$. Luego, se lleva un conteo para que el generador a diesel opera al menos 2 horas de forma continua. Una vez pasadas las 2 horas, se analiza lo siguiente. Si $FL_{DLG}(n)$ es mayor o igual al mínimo técnico, se mantiene encendido el generador. Caso contrario, se pasa al siguiente estado, y se indica al generador que debe apagarse, es decir, $X_{DLG}(n) = 0$.
- $S = 3$: En este último estado, el generador a diesel se mantiene 2 horas apagado continuamente, es decir, $P_{DLG_V}(n)$ y $X_{DLG}(n)$ son cero. Una vez que se completan las 2 horas de apagado continuo, se reinicia al estado inicial $S = 1$.

Con esta información de la operación y el valor de potencia del generador a diesel, se desarrolla el último bloque denominado “Decisión de la Potencia de la Batería”, el cual, presenta en su salida los valores de $P_{BAT_R}(n)$, $P_{DLG_R}(n)$ y $X_{DLG_R}(n)$, que son los valores de referencia finales de la potencia de la batería, la potencia del generador a diesel, y el indicador de encendido y apagado del generador a diesel, respectivamente. Además, la entrada $P_{PV_R}(n)$ es el valor de

referencia de la generación fotovoltaica en la muestra actual n , y viene dada por la siguiente expresión:

$$P_{PV_R}(n) = P_{PV}(n) \cdot FL_{PV}(n) \quad (49)$$

donde $FL_{PV}(n)$ es la primera salida del controlador difuso, y representa el porcentaje de utilización de la potencia del generador fotovoltaico en la muestra actual n .

En base a esto, se define inicialmente al valor de referencia de la potencia de la batería (P_{BAT_R}) como la diferencia entre la carga y la generación disponible, es decir:

$$P_{BAT_R}(n) = P_{LOAD}(n) - P_{PV_R}(n) - P_{DLG_R}(n) \quad (50)$$

Posteriormente, se identifica si el valor de la potencia de la batería es positivo, cero o negativo, y se realizan las siguientes acciones para cada caso:

- $P_{BAT_R}(n) = 0$: Significa que la carga es abastecida por la generación de energía fotovoltaica y/o por el generador a diesel. En este caso, no se generan pérdidas en el generador a diesel, y los valores de referencia finales serán iguales a los de entrada, es decir, $X_{DLG_R}(n) = X_{DLG}(n)$, y $P_{DLG_R}(n) = P_{DLG_V}(n)$.
- $P_{BAT_R}(n) < 0$: Significa que la batería se va a cargar con una potencia de carga máxima permitida P_{BAT_CHR} . Si el valor de potencia sobre pasa este límite, la batería se satura con este valor, es decir, $P_{BAT_R}(n) = P_{BAT_CHR}$, y se produce un exceso de potencia que no puede ser almacenada, lo que conduciría a pérdidas de potencia en el generador a diesel. Además, los valores de referencia del generador a diesel, serán iguales a los de entrada, como en el caso anterior.

- $P_{BAT_R}(n) > 0$: Significa que la batería se va a descargar con una potencia de descarga máxima permitida (P_{BAT_DIS}). Si el valor de potencia sobre pasa este límite, la batería se satura con este valor, es decir, $P_{BAT_R}(n) = P_{BAT_DIS}$, y ocasiona que se produzca un déficit de potencia que debe ser solventado por el generador a diesel, ya que el sistema fotovoltaico opera a su máxima capacidad y la batería no puede descargarse más. Por lo tanto, se recurre a un encendido de emergencia del generador a diesel (Marqusee et al., 2021), cuyo valor debe solventar el déficit de potencia existente. Cabe recalcar, que esta condición de encendido de emergencia, solo ocurrirá si existe una demanda que sobrepase los límites de diseño.

En este trabajo, se asume una batería comercial con capacidad nominal de 5120 Wh, donde el fabricante recomienda utilizar una potencia de carga de alrededor de 100 A a 22.4 V, y una potencia de descarga de alrededor de 100 A a 27 V. En base a esta información y al dimensionamiento de la microrred mencionado en la Tabla 4, los valores de P_{BAT_CHR} y P_{BAT_DIS} son seleccionados como -18.9 kW y 15.7 kW, respectivamente.

Diseño del Control por Lógica Difusa para el EMS_v2

El controlador por lógica difusa está diseñado para mantener el SOC de la batería alrededor del 60%, cumplir con la demanda en todo momento, aprovechar el recurso solar y tratar de minimizar el consumo del generador a diesel al controlar sus tiempos de encendido y apagado. Para ello, se diseña un FLC con 3 entradas y 2 salidas, como se aprecia en el diagrama de bloques de la Figura 15.

La primera entrada (P_{FC_MA}) otorga información sobre la relación entre la generación fotovoltaica y la carga predichas del sistema. La segunda entrada (SOC) consiste en el valor estimado del SOC, que indica la capacidad actual del sistema de baterías. Mientras que la tercera

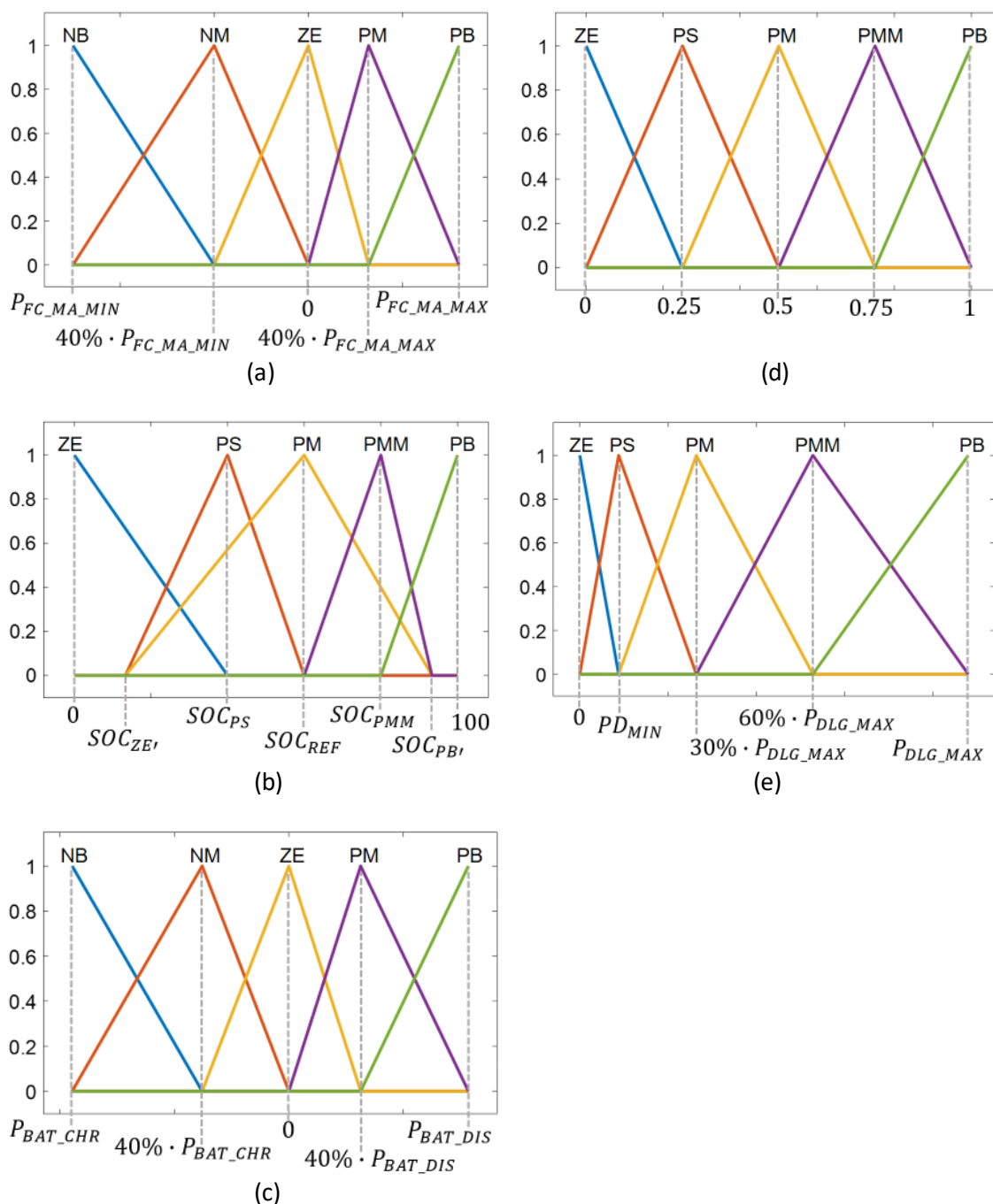
entrada (P_{BAT}), contiene la información de la dinámica del sistema, puesto que la potencia de la batería es un resultado del balance entre la carga y la generación, como se puede apreciar en la ecuación (50). Con toda esta información, se obtienen 2 salidas de control. La primera (FL_{PV}) indica el porcentaje que se requiere usar de la potencia generada por el sistema PV, mientras que la segunda salida (FL_{DLG}) indica el valor requerido de potencia del generador a diesel.

Con esto último, el Universo de Discurso (UD) para la primera entrada varía entre el valor mínimo y máximo de la salida del bloque “MA”, es decir, los valores de predicción encontrados en este trabajo: $P_{FC_MA_MIN} = -25 \text{ kW}$ y $P_{FC_MA_MAX} = 16 \text{ kW}$. El UD de la segunda entrada corresponde a los límites del SOC, que está expresado en porcentaje desde 0 hasta 100%. En cuanto a la tercera entrada, el UD depende de la potencia de la batería, por lo tanto, sus límites estarán dados por la potencia máxima de carga y descarga. Por su parte, el UD de la primera salida es un valor porcentual que se multiplica con la potencia de la generación fotovoltaica disponible, por lo tanto, esta salida FL_{PV} varía entre 0 y 1. Finalmente, el UD de la segunda salida del FLC está delimitado entre 0 y la potencia máxima del generador a diesel (P_{DLG_MAX}).

En base al fundamento teórico presentado y de acuerdo con varios trabajos desarrollados (Diego Arcos-Aviles et al., 2017, 2018; Chok et al., 2019; Liu, 2018), las Funciones de Membresía (MF) de los conjuntos difusos serán del tipo triangular y estarán distribuidas a lo largo de cada UD. De esta manera, se seleccionan 5 MF por cada entrada y salida, con el fin de tener una acción de control en los límites del universo de discurso, en el centro, y en valores intermedios. Cada una de las funciones de membresía viene acompañada por su respectivo conjunto difuso, los cuales poseen la nomenclatura detallada en la Tabla 1, sumado el conjunto difuso Medianamente Mediano Positivo (PMM, por sus siglas en inglés). La Figura 16 muestra las funciones de membresía tanto de la entrada como de la salida del FLC propuesto para el EMS_v2.

Figura 16

Funciones de membresía de la entrada y salida del controlador difuso para el EMS_v2



Nota. (a) MF de la entrada P_{FC_MA} . (b) MF de la entrada SOC. (c) MF de la entrada P_{BAT} . (d) MF de la salida FL_{PV} . (e) MF de la salida FL_{DLG} .

Como se puede apreciar, los conjuntos difusos NM y PM de la primera y tercera entrada del FLC, son ubicadas a un 40% del límite inferior y superior de su correspondiente universo de discurso, respectivamente. Esta posición se debe a que se desea tener un mayor control en las cercanías de ZE, debido a que, si las entradas 1 y 3 tienen un valor de 0, significa que la carga es totalmente abastecida por la generación, y no se requiere potencia del sistema de baterías. Por su parte, la distribución de las funciones de membresía de la segunda entrada, están basadas en el trabajo realizado en (Diego Arcos-Aviles et al., 2017) pero con todo el rango de variación del SOC, es decir, desde 0 hasta 100%. Por lo tanto, las posiciones de los conjuntos difusos de esta entrada se pueden expresar de la siguiente manera:

$$SOC_{ZE'} = \frac{1}{6} \cdot (SOC_{REF} + SOC_{MIN_L}) \quad (51)$$

$$SOC_{PS} = \frac{1}{2} \cdot (SOC_{REF} + SOC_{MIN_L}) \quad (52)$$

$$SOC_{PMM} = \frac{1}{2} \cdot (SOC_{REF} + 100) \quad (53)$$

$$SOC_{PB'} = \frac{1}{6} \cdot (5 \cdot 100 + SOC_{REF}) \quad (54)$$

Mientras tanto, las MF de la segunda salida del FLC están distribuidas con una ligera desviación hacia la potencia mínima técnica de encendido del generador a diesel, con la finalidad de tener un control cercano a la potencia mínima requerida y tratar de minimizar la potencia total suministrada por esta fuente de energía.

Al igual que varios trabajos encontrados en la literatura, y en base a lo mencionado en el fundamento teórico, se utiliza en este diseño una inferencia del tipo Mamdani con un proceso de Defusificación basado en el centro de área o centroide, ya que se ha demostrado que proporciona

buenos resultados al aplicar un controlador difuso en sistemas de microrredes (Arciniega et al., 2021; Diego Arcos-Aviles et al., 2017, 2018).

Adicionalmente, la base de reglas del FLC se construye en base al conocimiento heurístico del comportamiento de la MG, y sigue la siguiente lógica de control:

- Si los datos de predicción muestran que habrá muchas pérdidas de potencia fotovoltaica ($P_{FC_MA} = \text{"NB"}$), y el valor del SOC está ligeramente por debajo del valor de referencia ($SOC = \text{"PS"}$), y la potencia de la batería anterior fue cero ($P_{BAT} = \text{"ZE"}$) ya que toda la generación fue consumida por la carga, entonces se utiliza toda la potencia disponible del panel fotovoltaico ($FL_{PV} = \text{"PB"}$) para cargar el sistema de baterías, y se mantiene apagado el generador a diesel ($FL_{DLG} = \text{"ZE"}$).
- Si la predicción indica que no habrá pérdidas en la potencia de la generación fotovoltaica ($P_{FC_MA} = \text{"ZE"}$), y el SOC está en su valor de referencia ($SOC = \text{"PM"}$), y la potencia de la batería indica que el ESS estuvo en proceso de carga fuertemente ($P_{BAT} = \text{"NB"}$), entonces se utiliza toda la potencia disponible en el panel fotovoltaico ($FL_{PV} = \text{"PB"}$), y la potencia entregada por el generador a diesel es ligeramente pequeña ($FL_{DLG} = \text{"PS"}$) para compensar cualquier exceso posterior en la carga.
- Si la predicción indica que habrá un déficit de potencia muy grande ($P_{FC_MA} = \text{"PB"}$), y el SOC indica que está completamente vacío ($SOC = \text{"ZE"}$), y la potencia de la batería muestra que el ESS se estuvo completamente descargándose ($P_{BAT} = \text{"PB"}$), entonces se utiliza toda la potencia disponible del panel fotovoltaico ($FL_{PV} = \text{"PB"}$) y se aumenta fuertemente la potencia del generador a diesel ($FL_{DLG} = \text{"PB"}$), para abastecer a la carga, cargar lo antes posible el sistema de baterías y evitar que llegue a su límite inferior.

Finalmente, luego de obtener la salida FL_{PV} del controlador difuso, se puede apreciar que se generan pérdidas en el generador fotovoltaico, debido a que no en todos los casos se utiliza el 100% de su capacidad, con el fin de no sobrecargar el sistema de baterías. Por lo tanto, estas pérdidas generadas están dadas por:

$$PV_{LOSS}(n) = P_{PV}(n) - [P_{PV}(n) \cdot FL_{PV}(n)] \quad (55)$$

Sistema de Gestión de Energía Mejorado cuyos Parámetros del Controlador Difuso son Ajustados mediante Algoritmos de Optimización (EMS_CS y EMS_PSO)

Con el fin de minimizar lo más posible las métricas de desempeño y tratar de llevar al sistema a una solución óptima, se realiza un ajuste off-line de los parámetros del controlador difuso diseñado en el EMS_v2, al aplicar algoritmos de optimización meta-heurísticos. Para ello, se ponen a prueba los algoritmos de Búsqueda de Cuckoo (CS) y de Enjambre de Partículas (PSO), los cuales generan los sistemas de gestión de energía EMS_CS y EMS_PSO, respectivamente. Cabe señalar que se pueden ajustar varios parámetros de un controlador difuso, como la base de reglas, las funciones de membresía, los universos de discurso, entre otros. Sin embargo, se considera que el conocimiento lingüístico del comportamiento de la MG no puede ser alterado, ya que es la base del correcto funcionamiento de todo el sistema de gestión. Por lo tanto, se propone un ajuste de únicamente las funciones de membresía de las 2 salidas del FLC diseñado en el EMS_v2. Esto permitirá encontrar soluciones cercanas a las ya encontradas, con una reducción en las métricas de desempeño y, sobre todo, se logra conservar el comportamiento original de la MG.

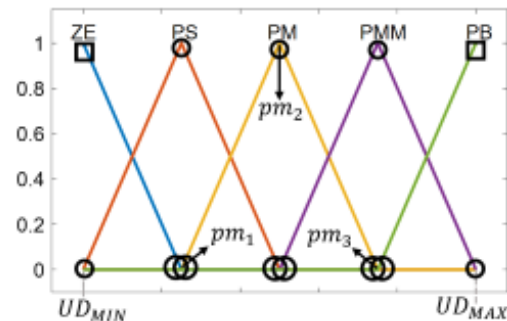
Para este nuevo estudio, el perfil de carga anual, el dimensionamiento de la microrred, los datos de predicción de generación y carga, y el sistema de gestión de energía, son exactamente los mismos que se utilizaron en el diseño del EMS_v2. Lo único que será alterado es el diseño interno del controlador por lógica difusa, mientras se mantienen sus entradas y salidas.

Ajuste de Parámetros del Controlador Difuso realizado en el EMS_v2

La Figura 17 muestra una representación general de las funciones de membresía para ambas salidas del controlador FLC. Los círculos representan cada parámetro que será ajustado por los algoritmos de optimización, con un total de 22 parámetros (11 por cada salida) al tener 5 funciones de membresía en cada salida del FLC. Adicionalmente, cada parámetro ha sido seleccionado con un nombre de una variable que hace referencia a su conjunto difuso, por ejemplo, PM tiene 3 parámetros a ser ajustados, es decir, pm_1 , pm_2 y pm_3 . Por su parte, a PS le corresponden los parámetros ps_1 , ps_2 y ps_3 , a PMM le corresponden pmm_1 , pmm_2 y pmm_3 , mientras que a ZE y PB, como solo tienen 1 parámetro a ser ajustado, se los denomina ze_3 y pb_1 , respectivamente.

Figura 17

Representación de aquellos parámetros de las funciones de membresía que serán ajustados



Para realizar el procedimiento de ajuste de los parámetros, en base a los algoritmos de optimización mencionados, es indispensable definir el problema de optimización y determinar la función de costo a minimizar. Por lo tanto, en base a las ecuaciones (33) y (34), y a los trabajos realizados en (Diego Arcos-Aviles et al., 2021; Diego Arcos-Aviles, García-Gutiérrez, et al., 2019), definimos a la función de costo de la siguiente manera:

$$U = w_1 \cdot \left(\frac{Lim_{MAX}}{Lim_{MAX}^{REF}} + \frac{Lim_{MIN}}{Lim_{MIN}^{REF}} + SOC_p + \frac{Cost_{DLG}}{Cost_{DLG}^{REF}} \right) + w_2 \cdot \left(\frac{DLG_{LOSS}}{DLG_{LOSS}^{REF}} + \frac{PV_{LOSS}}{PV_{LOSS}^{REF}} \right) \quad (56)$$

donde w_1 y w_2 son los pesos determinados para cada función objetivo los cuales se fijan con un valor de 2 y 1, respectivamente, Lim_{MAX}^{REF} y Lim_{MIN}^{REF} son los valores de referencia de los límites del SOC cuyos valores se fijan en 0.25h al ser este el valor mínimo por el cual la división no se vuelve una indeterminación, $Cost_{DLG}^{REF}$ es el valor de referencia del costo total en dólares del consumo de gasolina diesel, cuyo valor es seleccionado con el precio de la gasolina diesel en Ecuador mostrado en la Tabla 4, DLG_{LOSS}^{REF} y PV_{LOSS}^{REF} son los valores de referencia de las pérdidas de potencia de las fuentes de energía, cuyos valores se fijan en 0.1 kW, al ser este el valor mínimo por el cual la división no se vuelve una indeterminación, y todas las variables en los numeradores son las métricas de desempeño obtenidas cada vez que los algoritmos de optimización evalúan la función de costo con los parámetros de las MF modificados. Además, SOC_p viene expresado como:

$$SOC_p = \begin{cases} \frac{SOC_{MEAN}}{SOC_{REF}} & \forall SOC_{MEAN} \geq SOC_{REF} \\ \frac{SOC_{REF}}{SOC_{MEAN}} & \forall SOC_{MEAN} < SOC_{REF} \end{cases} \quad (57)$$

donde SOC_{MEAN} es el valor promedio del SOC obtenido al evaluar la función de costo con los parámetros encontrados. Mientras el valor del SOC_{MEAN} se acerque al 60%, la variable SOC_p obtendrá un valor cercano a 1, por el contrario, si se aleja, el valor de SOC_p hará que la función de costo tenga un valor mayor. Así, mientras las métricas de desempeño se aproximen más a sus valores de referencia, la función de costo será menor, por ende, será una mejor solución.

Por otra parte, las restricciones de los parámetros que serán ajustados deben ser tomadas en cuenta de tal manera que no sobre pasen los límites de los universos de discurso, que no alteren la forma de las funciones de membresía triangulares, y que eviten generar inconsistencias

al momento de encontrar el centroide que da la solución del controlador difuso. En base a esto, las restricciones del universo de discurso para los parámetros de la primera salida del FLC varían entre 0 y 1. Mientras que, para los parámetros de la segunda salida del FLC, sus restricciones serán desde 0 hasta la potencia máxima del generador a diesel (P_{DLG_MAX}). Adicionalmente, las restricciones de forma implican que no se produzca un triángulo obtusángulo al variar el vértice superior de uno de los triángulos de las MF. Por lo tanto, se restringen estos parámetros como se muestra a continuación:

$$ps_1 \leq ps_2 \leq ps_3 \quad (58)$$

$$pm_1 \leq pm_2 \leq pm_3 \quad (59)$$

$$pmm_1 \leq pmm_2 \leq pmm_3 \quad (60)$$

Finalmente, se debe identificar que las funciones de membresía resultantes no contengan espacios en blanco entre ellas, que ocasionen falta de información para generar una salida en el controlador difuso. Para evitar esto, se aplican las siguientes restricciones:

$$0 \leq ps_1 \leq ze_3 \quad (61)$$

$$pm_1 \leq ps_3 \leq pm_3 \quad (62)$$

$$ps_1 \leq pm_1 \leq ps_3 \quad (63)$$

$$pmm_1 \leq pm_3 \leq pmm_3 \quad (64)$$

$$pm_1 \leq pmm_1 \leq pm_3 \quad (65)$$

$$pb_1 \leq pmm_3 \leq UD_{MAX} \quad (66)$$

Por otra parte, los algoritmos de optimización realizan varias iteraciones con una población de datos seleccionada para encontrar el resultado que minimice la función de costo planteada. En este estudio, se considera un valor de $Iter = 300$ iteraciones, con una población de $N = 25$ para ambos algoritmos de optimización, de acuerdo con (Diego Arcos-Aviles et al., 2021; Diego Arcos-Aviles, García-Gutiérrez, et al., 2019). A su vez, la población inicial (X) de cada uno de los algoritmos consiste en una matriz de dimensiones $N \times D$, donde D es el número de parámetros a ser optimizados, es decir, 22 para este estudio. Además, con el fin de mantener una relación entre las funciones de membresía originalmente planteadas, cada población inicial se la define de la siguiente manera:

$$X = \left[MF_{PV} + \delta_{PV}, MF_{DLG} + \delta_{DLG} \right] \quad (67)$$

donde MF_{PV} y MF_{DLG} representan todos los parámetros a ser modificados correspondientes a las funciones de membresía de ambas salidas del FLC, es decir, los parámetros $ps1, ps2, ps3, pm1, pm2, pm3$, etc., mientras que δ_{PV} y δ_{DLG} son números aleatorios extraídos de una distribución uniforme que varían entre $(-5\% \cdot R, 5\% \cdot R)$, con R como el rango disponible del universo de discurso de cada salida del FLC (Diego Arcos-Aviles, García-Gutiérrez, et al., 2019).

Por lo tanto, se aplica la población inicial de la ecuación (67) en los algoritmos de Búsqueda de Cuckoo y Enjambre de Partículas determinados en las ecuaciones desde la (35) hasta la (41). Para el algoritmo CS se utiliza un coeficiente del vuelo de Lévy $\beta = 1.5$ y un valor de probabilidad $pa = 0.25$, de acuerdo con (X. S. Yang & Deb, 2009). Mientras que, para el PSO se seleccionan los coeficientes de aceleración c_1 y c_2 con valores de 2, según (X.-S. Yang, 2021), y los pesos del coeficiente de inercia w_{min} y w_{max} tienen un valor de 0.4 y 0.9, respectivamente (Diego Arcos-Aviles et al., 2021).

Sistema de Gestión de Energía para Múltiples Microrredes Interconectadas (EMS_IMM)

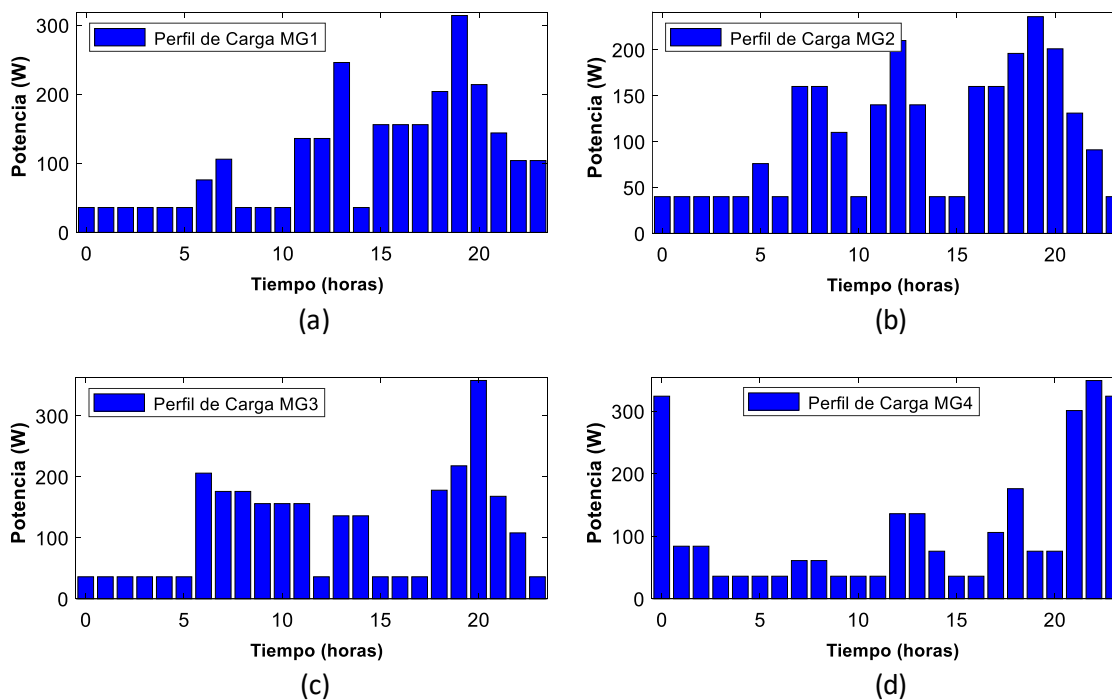
En esta última etapa del presente trabajo, se propone el diseño de un EMS para sistemas de Múltiples Microrredes Interconectadas (IMMG) aisladas, ahora denominado EMS_IMM. Para realizar esta propuesta, se aprovecha de la información de la comunidad bajo estudio y los datos de irradiancia, y se propone utilizar 4 microrredes aisladas para cubrir con la demanda de las 36 familias, es decir, que la comunidad será dividida en 4 grupos de 9 familias. En base a esto, cada microrred funcionará con el mejor EMS que se haya obtenido de las propuestas anteriormente realizadas y que será determinado en la sección de simulación y resultados.

Perfil de Carga del sistema IMMG

El perfil de carga diario familiar por cada grupo de familias, se muestra en la Figura 18.

Figura 18

Perfil de carga diario familiar por cada grupo de familias en el sistema IMMG



Nota. (a) Carga microrred 1. (b) Carga microrred 2. (c) Carga microrred 3. (d) Carga microrred 4.

Como se puede apreciar en los perfiles de carga, el perfil de la MG1 es bastante similar al de la MG2, mientras que el perfil de la MG3 tiene mayor concentración de carga en horas de la mañana. Por su parte, el perfil de la MG4 tiene un comportamiento totalmente diferente a las demás, al presentar una alta demanda en horas de la madrugada. Estos perfiles han sido escogidos con la finalidad de poner a prueba el escalamiento y eficacia del EMS seleccionado como la mejor opción entre los realizados en secciones anteriores, bajo diferentes escenarios de funcionamiento, distinto dimensionamiento, y distinto comportamiento de demanda. Adicionalmente, este nuevo sistema de gestión propuesto EMS_IMMIG pretende comprobar los beneficios que conlleva interconectar varias MG vecinas aisladas, para mejorar el rendimiento y eficiencia de todo el sistema, y disminuir la contaminación ambiental producida por cada MG por separado (Ahmadi & Rezaei, 2020).

Dimensionamiento del sistema IMMIG

La Tabla 5 muestra el dimensionamiento de las 4 microrredes obtenido de igual manera con el software HOMER PRO, al agregar los datos de irradiancia de la localidad bajo estudio (ver Figura 9) y los perfiles de carga propuestos en la Figura 18.

Tabla 5

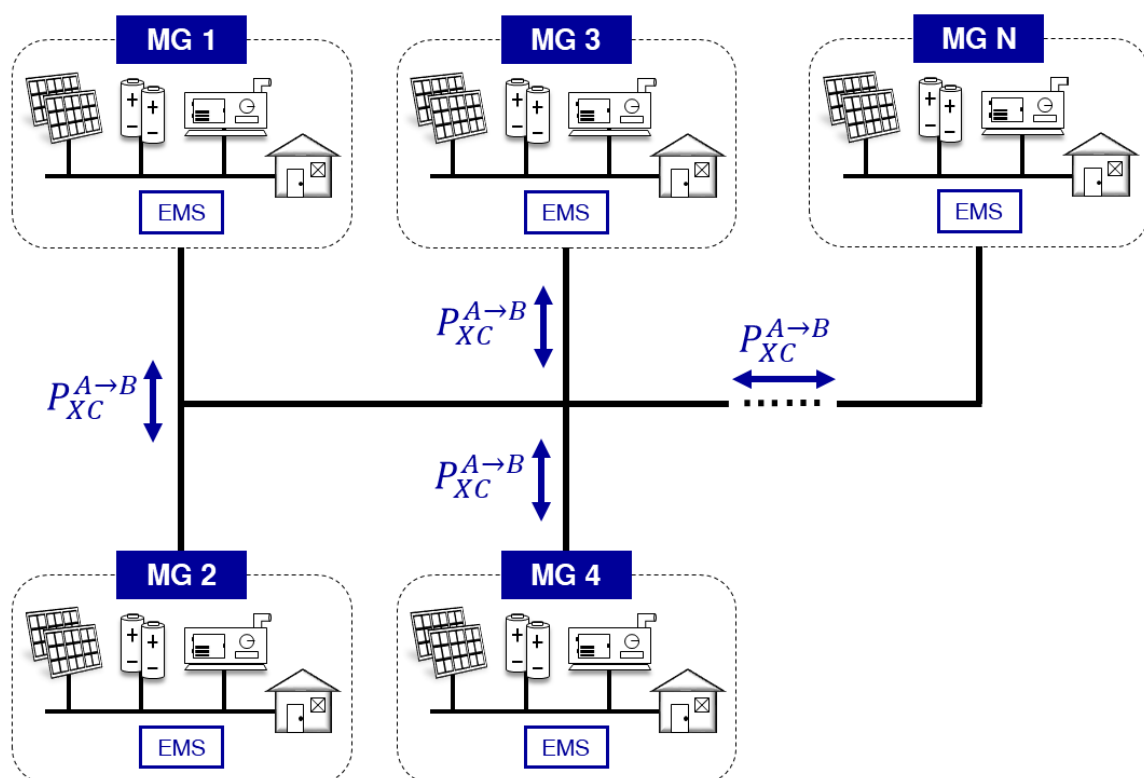
Dimensionamiento de las cuatro microrredes para el sistema IMMIG

MG	P_{LOAD_MAX} [kW]	P_{DLG_MAX} [kW]	PD_{MIN} [kW]	C_{BAT} [kWh]	P_{PV_MAX} [kW]
MG1	4.59	5	0.5	15.36	7.32
MG2	3.45	3.3	0.33	15.36	7.93
MG3	5.5	6	0.6	15.36	7.62
MG4	5.1	6	0.6	25.60	8.54

Como el sistema propuesto está enfocado en múltiples microrredes interconectadas, la Figura 19 muestra un esquema general de la arquitectura propuesta para el intercambio de potencia (P_{XC}) entre N microrredes aisladas. Los flujos de interconexión son bidireccionales y todas la MG están conectadas entre sí. De esta manera, durante un período de muestreo T_s , cualquier MG con exceso de potencia (microrred A) puede intercambiar su excedente a cualquier otra MG con déficit de potencia (microrred B).

Figura 19

Arquitectura del sistema IMM



Al considerar que cada microrred está dentro de la ubicación de la zona de estudio, se asume que los valores de irradiancia que inciden en cada sistema fotovoltaico son aproximadamente iguales. En base a esto, los datos de predicción de generación y carga se obtienen mediante el mismo procedimiento que en los EMS propuestos anteriormente, al

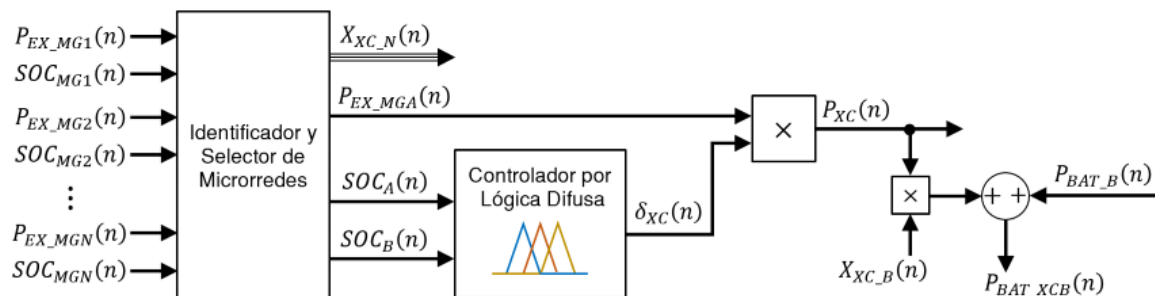
considerar las cargas de cada MG que se observan en la Figura 18, y los valores correspondientes a los dimensionamientos de cada MG de la Tabla 5.

Descripción del Sistema de Gestión de Energía para el Intercambio de Potencia en sistemas IMMIG

El EMS_IMMIG propuesto para el intercambio de potencia entre varias microrredes, se basa en los trabajos realizados en (Arciniega et al., 2021; Diego Arcos-Aviles et al., 2020), pero modificados para funcionar en microrredes aisladas y en base al funcionamiento y arquitectura de las microrredes bajo estudio. En este sentido, la Figura 20 muestra el diagrama de bloques propuesto para la estrategia de gestión de energía enfocada al intercambio de potencia en sistema IMMIG aislados. Cada bloque y variable será explicada a continuación.

Figura 20

Diagrama de bloques propuesto para el intercambio de potencia en un sistema IMMIG



El bloque “Identificador y Selector de Microrredes”, detecta el número de microrredes que están disponibles para realizar el intercambio de potencia, y decide la MG “A” que compartirá con la MG “B” durante un período de muestreo T_s . Para ello, se ingresan los valores estimados del SOC en la muestra actual n , de cada una de las microrredes interconectadas (SOC_{MG1} , SOC_{MG2} , ..., SOC_{MGN}). También, se ingresa el valor total de potencia excedente que tiene cada una de las MG en la muestra actual n (P_{EX_MG1} , P_{EX_MG2} , ..., P_{EX_MGN}), con la potencia excedente calculada de la siguiente manera:

$$P_{EX_MGN}(n) = PV_{LOSS_MGN}(n) + DLG_{LOSS_MGN}(n) \quad (68)$$

donde MGN representa la microrred N del sistema interconectado, y P_{EX} representa el total de potencia que no ha sido posible almacenarla y fue generada por el sistema fotovoltaico y/o por el generador a diesel en cada microrred N .

Con los datos de entrada, inicialmente se identifica cuántas microrredes disponibles para la interconexión existen, y se comprueba si estas entradas tienen un valor diferente de cero y no son nulas. Esto proporciona seguridad en el intercambio de potencia ya que no va a ser posible realizar un intercambio, mientras los valores de entrada no sean coherentes, no existan o tengan valores erróneos por alguna mala conexión o pérdida de información entre las microrredes y el EMS_IMMIG propuesto. Una vez identificado el número de MG que están disponibles para la interconexión, se calculan los valores normalizados de todas las entradas al utilizar las ecuaciones (69) y (70), y considerar que el rango de variación de la entrada SOC_{MGN} es de 0 a 100, y de la entrada P_{EX_MGN} es desde 0 hasta un valor máximo $P_{EX_MAX_MGN}$ que se lo encuentra luego de analizar la potencia total de pérdidas de las unidades de generación de cada microrred durante todo el año entero de estudio.

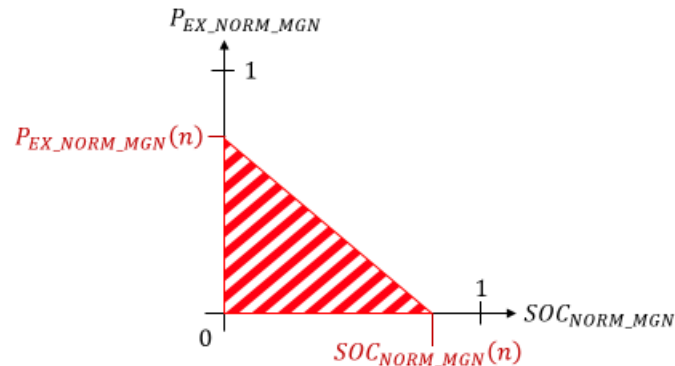
$$P_{EX_NORM_MGN}(n) = \frac{P_{EX_MGN}(n)}{P_{EX_MAX_MGN}(n)} \quad (69)$$

$$SOC_{NORM_MGN}(n) = \frac{SOC_{MGN}(n)}{100} \quad (70)$$

Estos datos permiten formar un área de decisión como se muestra en la Figura 21. A partir de esta área, se determina la MG "A" que intercambiará potencia con la MG "B".

Figura 21

Criterios de selección para identificar las microrredes que realizarán el intercambio de potencia en cada período de muestreo



Al formarse un triángulo rectángulo, el área subrayada de la figura viene dada por:

$$Area_{MGN}(n) = \frac{1}{2} \cdot P_{EX_NORM_MGN}(n) \cdot SOC_{NORM_MGN}(n) \quad (71)$$

Una vez encontrado el valor del área para cada una de las microrredes, se identifica la de mayor y menor valor, quienes serán la microrred "A" que comparta potencia y la microrred B que reciba, respectivamente. Esto significa que, en la muestra actual n , se identifica a la microrred que posee la mayor cantidad de energía almacenada en su sistema de baterías y que mayor potencia desperdiciada tenga en ese momento, para que comparta con la microrred que tenga el valor más bajo del estado de carga del sistema de baterías. Cabe recalcar que, si ninguna microrred presenta exceso de potencia, no se realizará ningún intercambio entre ninguna MG.

En base a este análisis, la primera salida del bloque "Identificador y Selector de Microrredes" corresponde a un bus de datos X_{XC_N} , que contiene una señal de referencia para cada una de las microrredes ($X_{XC_1}, X_{XC_2}, \dots, X_{XC_N}$) las cuales tienen un valor de 1 si van a realizar un intercambio de potencia y 0 si no. De esta manera, a las microrredes "A" y "B" les llegará un valor de $X_{XC_A}(n) = 1$ y $X_{XC_B}(n) = 1$, mientras que al resto de microrredes que no van a compartir

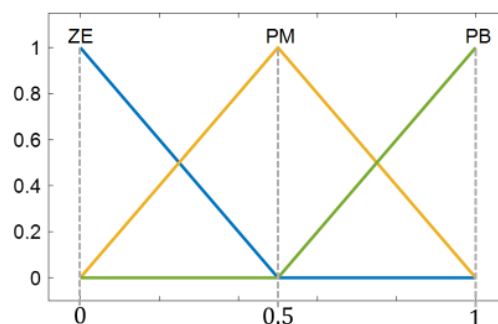
potencia, les llegará un valor de 0 para que no influyan en el intercambio entre A y B. Si no se realiza ningún intercambio, todas las microrredes recibirán $X_{XC_N}(n) = 0$. Adicionalmente, P_{EX_A} contiene el valor actual de potencia excedente de la microrred A, y las entradas al controlador difuso son los valores actuales del SOC de la microrred A y B.

Por su parte, el controlador difuso está diseñado para determinar la cantidad de potencia que se puede intercambiar, en base a los valores del SOC de las microrredes A y B, para evitar que luego de hacer el intercambio, se produzca una sobre carga en el sistema de almacenamiento, especialmente en la microrred B que será la que recibe potencia. Para ello, se diseña un FLC con 2 entradas y 1 salida, como se aprecia en el diagrama de bloques de la Figura 20, cuya salida δ_{XC} es un valor de porcentaje que varía entre 0 y 1, que se multiplica con el valor de exceso que será compartido por la microrred A, y determina la cantidad final de potencia que se compartirá con la microrred B (P_{XC}).

El universo de discurso para las dos primeras entradas son los mismos que se utilizan en todos los EMS propuestos anteriormente, es decir, desde 0 hasta 100%. Mientras que el universo de discurso de la salida δ_{XC} es desde 0 hasta 1 como se lo mencionó anteriormente. En base a los trabajos desarrollados en (Arciniega et al., 2021; Diego Arcos-Aviles et al., 2020), las funciones de membresía de los conjuntos difusos serán del tipo triangular y, en el caso de las entradas, tienen la misma distribución que se muestra en la Figura 16 (b) y cuyas posiciones están delimitadas por las ecuaciones desde la (51) a la (54), mientras que para la salida de este controlador se seleccionan 3 MF, con el fin de tener una acción de control en los límites del universo de discurso y en un valor medio. Además, la nomenclatura de los conjuntos difusos de la salida, sigue de igual manera a lo expuesto en la Tabla 1. La Figura 22 muestra las funciones de membresía de la salida del FLC propuesto para el EMS_IMMIG.

Figura 22

Funciones de membresía de salida del controlador difuso para el EMS_IMMIG



Al igual que varios trabajos encontrados en la literatura, y en base a lo mencionado en el fundamento teórico, se utiliza en este diseño una inferencia del tipo Mamdani con un proceso de Defusificación basado en el centroide (Arciniega et al., 2021; Diego Arcos-Aviles et al., 2017, 2018). Adicionalmente, la base de reglas del FLC se muestra en la Tabla 6, y se construye en base al conocimiento heurístico sobre el intercambio de potencia entre varias MG.

Tabla 6

Base de reglas seleccionada para el controlador difuso del EMS_IMMIG

δ_{xc}	SOC_A				
	ZE	PS	PM	PMM	PB
ZE	PM	PB	PB	PB	PB
PS	ZE	PM	PM	PB	PB
PM	ZE	ZE	PM	PM	PM
PMM	ZE	ZE	ZE	PM	PM
PB	ZE	ZE	ZE	ZE	PM

Así, por ejemplo, la lógica de control menciona que: Si el estado de carga de la batería de la MG “A” tiene un valor superior al valor de referencia ($SOC_A = \text{“PMM”}$), y el estado de carga de

la batería de la MG B tiene un valor menor al valor de referencia ($SOC_B = "PS"$), entonces se comparte fuertemente la potencia excedente de la MG "A" hacia la "B" ($\delta_{XC} = "PB"$).

Finalmente, las últimas conexiones del diagrama de bloques de la Figura 20 demuestran el valor final de potencia que ingresa al sistema de baterías de la microrred "B". Por lo tanto, se cumple la siguiente la expresión:

$$P_{BAT_XCB}(n) = P_{BAT_B}(n) + \left\{ X_{XC_B}(n) \cdot \left[P_{EX_MGA}(n) \cdot \delta_{XC}(n) \right] \right\} \quad (72)$$

donde $P_{BAT_B}(n)$ es el valor de potencia de la batería de la microrred "B" en la muestra actual n sin considerar el sistema de interconexión, es decir, al funcionar de manera autónoma con su EMS interno, mientras que $P_{BAT_XCB}(n)$ es el valor de potencia final que ingresa al sistema de baterías de la microrred "B" luego de realizar el intercambio de potencia con el excedente de la microrred "A".

Simulación y Análisis de Resultados

Las simulaciones y comparaciones de los diferentes EMS propuestos a lo largo de este trabajo de investigación, se realizaron en el software de Matlab R2021a, en una Laptop Core i7 de 9na Generación con una memoria RAM de 16 GB y disco de estado sólido SSD.

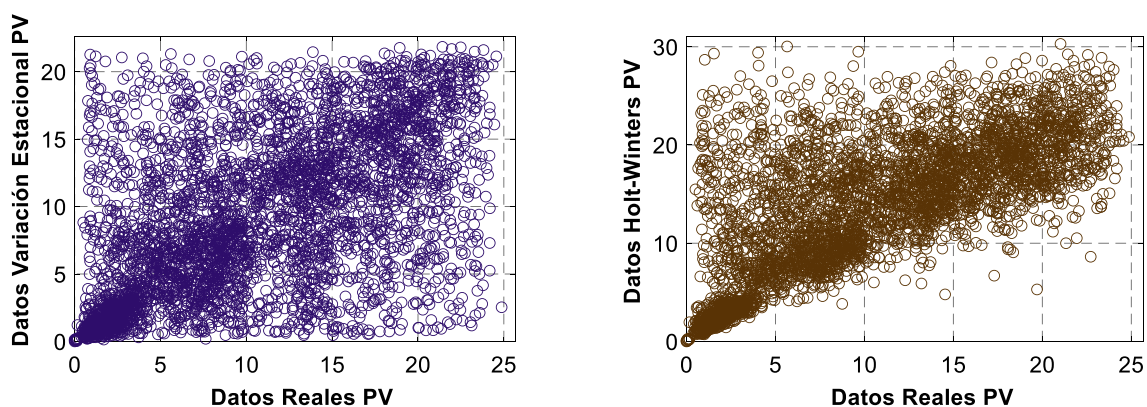
EL EMS_v1 utiliza un período de muestreo de 1 hora ($T_s = 3600 \text{ seg}$), mientras que para el resto de EMS diseñados se utiliza un período de muestreo de 15 minutos ($T_s = 900 \text{ seg}$). Por lo tanto, la cantidad de información durante todo el año de estudio para el EMS_v1 es de 8760 datos (1 dato por hora \times 24 horas \times 365 días), mientras que para el resto de EMS se utilizan 35040 datos (4 datos por hora \times 24 horas \times 365 días).

Comparación entre los datos de predicción de generación fotovoltaica

La Figura 23 muestra una comparativa gráfica de la correlación que existe entre los datos reales de potencia fotovoltaica frente a los datos predichos por las técnicas de Holt-Winters y Variación Estacional. A simple vista, se puede notar que los datos de Variación Estacional están mucho más dispersos que los datos obtenidos por la técnica de Holt-Winters.

Figura 23

Correlación existente entre los datos reales y predichos del perfil de generación fotovoltaica



Adicionalmente, la Tabla 7 muestra los resultados de las medidas de desempeño para estas técnicas de predicción, al aplicar las ecuaciones (42) y (43). A pesar de que la técnica de Variación Estacional tiene un valor RMSE ligeramente inferior al obtenido por Holt-Winters, el valor MRE indica que la predicción por Holt-Winters está más cercana al valor real. Esto último se lo puede corroborar con los resultados obtenidos en la figura anterior, por lo tanto, el método de Holt-Winters presenta un mejor rendimiento y es la técnica utilizada para obtener los resultados de todos los EMS propuestos en adelante.

Tabla 7

Medidas de desempeño para evaluar los algoritmos de predicción de generación fotovoltaica

Medida de desempeño	Holt-Winters	Variación Estacional
MRE [%]	6.4611	6.6735
RMSE [kW]	4.2718	4.2648

Casos de Estudio con el EMS_v1

Para poner a prueba el EMS_v1, se considera en un inicio el planteamiento de 3 escenarios para abastecer a la carga de la MG durante todo el año de estudio. El primer escenario consiste en cubrir la demanda únicamente con el generador a diesel. En el segundo escenario se añade un sistema de generación fotovoltaica. Mientras que, en el tercer escenario, se añade a todo esto un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías, como se muestra en la arquitectura de la Figura 11. Adicionalmente, en este tercer escenario donde entra en funcionamiento el EMS_v1 propuesto, se realiza una comparación con un EMS que no considera la predicción de generación y carga (EMS-NFC).

La Tabla 8 muestra los resultados obtenidos en el trabajo (Rodriguez et al., 2021), al evaluar las métricas de desempeño en función de los escenarios planteados.

Tabla 8

Medidas de desempeño obtenidas para diferentes escenarios de la MG basada en el EMS_v1

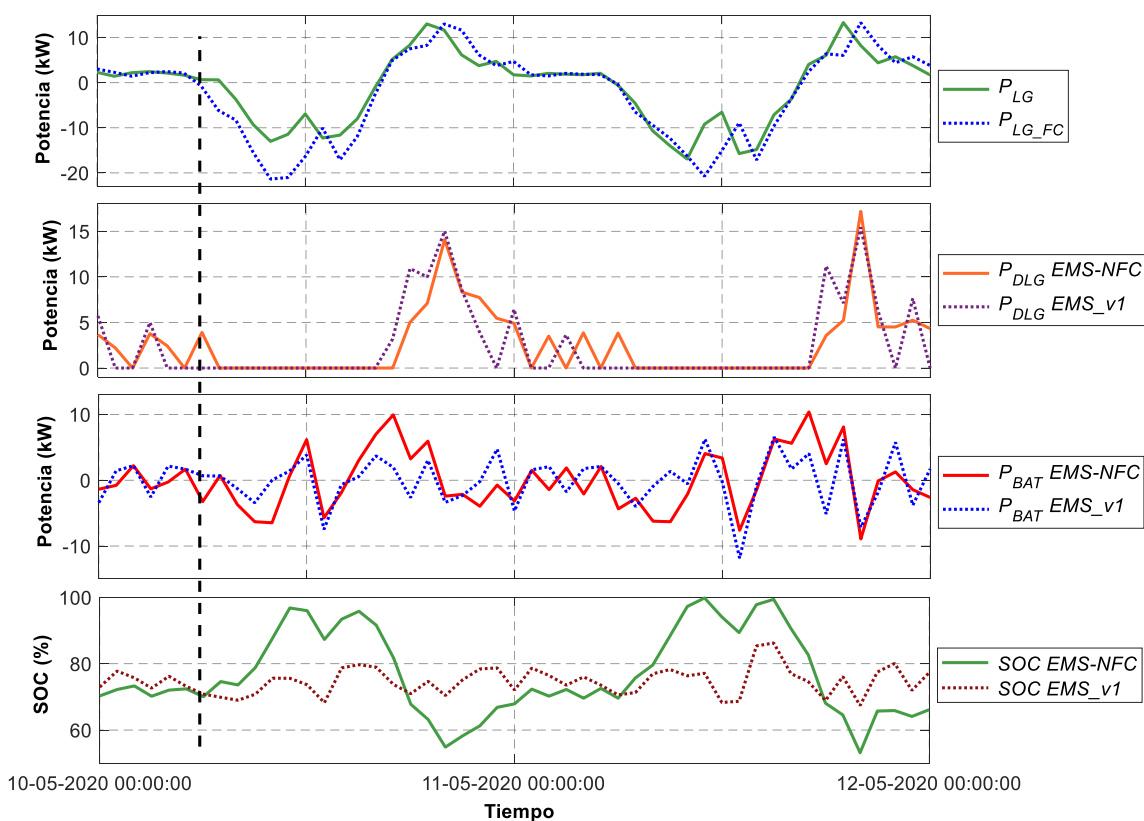
Escenarios	Lim_{MIN} [h]	Lim_{MAX} [h]	$Cost_{DLG}$ [\$]	PV_{LOSS} [kW]
1ro : DLG	-	-	4946.5	-
2do : DLG + PV	-	-	2598.0	29144
3ro : DLG + PV + ESS (EMS-NFC)	53	401	2345.5	10617
3ro : DLG + PV + ESS (EMS_v1)	8	1	2457.4	17752

Como se puede observar en los resultados obtenidos, el hecho de utilizar únicamente la generación a diesel para abastecer a la carga durante todo el año, produce casi el doble de costos en combustibles fósiles, a diferencia de los otros escenarios. Cabe destacar que los paneles fotovoltaicos junto con un generador diesel reducen el precio del consumo del DLG. Sin embargo, se desperdicia una gran cantidad de potencia en el generador fotovoltaico debido a la ausencia de un ESS. Además, en estos 2 primeros escenarios hay que considerar que, al no haber un ESS para almacenar la energía sobrante, va a existir mucha potencia desperdiciada por el generador a diesel, principalmente por las restricciones de encendido que debe sobrepasar el mínimo técnico para entrar en funcionamiento, a pesar de que la demanda sea menor a este valor. Por otro lado, si la potencia fotovoltaica es mayor o igual a la carga, se reduce el consumo del generador a diesel y, en consecuencia, se disminuye la contaminación ambiental. Al analizar el tercer escenario, se puede notar que ambos EMS consumen menos diesel, generan menos potencia fotovoltaica desperdiciada y no producen potencia desperdiciada del generador a diésel. Además, podría parecer que el EMS-NFC tiene un coste más económico que el EMS_v1 propuesto. Sin embargo, cada vez que el EMS-NFC mantiene un valor del SOC en sus límites mínimos y máximos, condiciona el rendimiento del ESS y, por lo tanto, afecta directamente a la vida útil de las baterías. En consecuencia, en una proyección a largo plazo, el sistema EMS_v1 es más eficiente

en el sentido de que contribuye a prolongar la vida útil del sistema de baterías, y genera un coste del precio del diésel inferior al de los dos escenarios anteriores. La Figura 24 muestra una comparación durante dos días consecutivos de los perfiles de potencia obtenidos al aplicar los algoritmos de gestión de energía EMS-FC y el EMS_v1 propuesto.

Figura 24

Resultados obtenidos al comparar el EMS-NFC vs el EMS_v1



Nota. Gráficos de arriba hacia abajo: Potencia neta de la MG vs potencia neta predicha, potencia del generador a diésel del EMS sin predicción vs el EMS_v1, potencia de la batería del EMS sin predicción vs el EMS_v1, SOC de la batería del EMS sin predicción vs el EMS_v1. Adaptado de “Fuzzy-based energy management system for isolated microgrids using generation and demand forecast” (p. 8), por M. Rodríguez, 2021, 23rd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'21 ECCE Europe).

En las siguientes horas, justo después de la línea vertical entrecortada que pasa por todas las gráficas de la Figura 24, se puede observar que la potencia neta tendrá un valor negativo, lo que implica que la generación fotovoltaica tendrá un mayor valor que la demanda necesitada en esa muestra. En este caso, el valor del SOC es el mismo para ambos EMS. Sin embargo, el EMS-NFC utiliza la potencia sobrante de la generación fotovoltaica para cargar el sistema de baterías, lo que produce un aumento en el SOC que casi lo hace alcanzar el límite superior. En cambio, el EMS_v1 predice que habrá este exceso de potencia fotovoltaica, por lo que prefiere desperdiciar esta potencia, con el fin de evitar la sobrecarga del SOC de la batería.

En resumen, el EMS_v1 reduce en un 5.08% el número de horas que el SOC permaneció en sus límites superiores e inferiores, lo que mejora el comportamiento del ESS y alarga la vida útil del sistema de baterías. Además, con los valores de la Tabla 8 se puede evidenciar la mejora del sistema general, al aplicar un escenario donde se considere un ESS, y por ende un EMS. Con esto, al utilizar el EMS_v1 en el tercer escenario, se reduce un 50.32% y un 5.12% el precio del consumo de combustibles fósiles, en comparación con el primer y el segundo escenario, respectivamente. Del mismo modo, la potencia desperdiciada por la generación fotovoltaica se reduce en un 39.09% al utilizar el EMS_v1 en el tercer escenario, en comparación con el segundo escenario sin un ESS.

Comparación entre el EMS_v1 y el EMS_v2

La Tabla 9 muestra los resultados obtenidos del EMS_v2 frente al EMS_v1, en cuanto a las métricas de desempeño del sistema de baterías y del contador de encendido y apagado inmediato ($Cont_{DLG_U/D}$) del generador a diesel. Como se puede observar, el EMS_v2 logró reducir completamente a cero el número de veces que el generador a diesel se encendió inmediatamente después de haberse apagado o viceversa, a diferencia del EMS_v1 donde no se consideró esta restricción. Asimismo, con el EMS_v2 se redujo a cero el número de veces que el SOC permaneció

en su límite superior, y a penas en 1 ocasión permanece en su límite inferior. Estas reducciones conllevan a que se mejore la vida útil del sistema de baterías y así reducir costos operativos a largo plazo. Además, cabe mencionar que ambas estrategias no presentan pérdidas en la potencia del generador a diesel.

Tabla 9

Medidas de desempeño entre el EMS_v1 y el EMS_v2

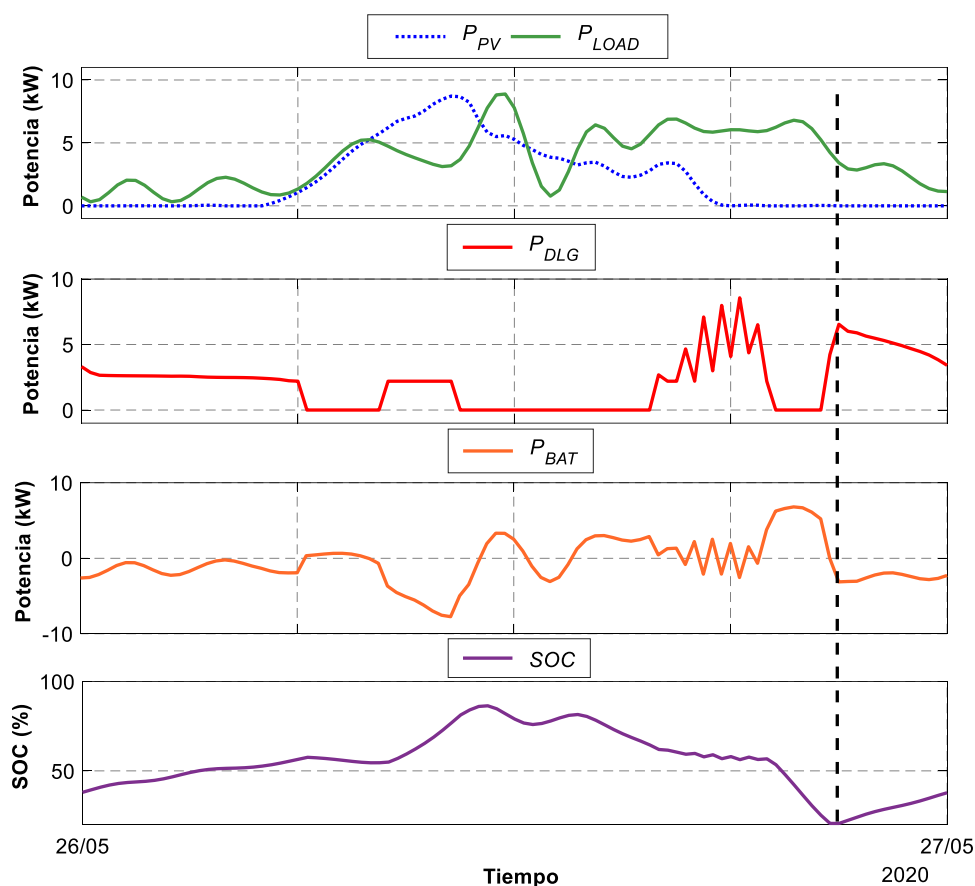
Medida de desempeño	EMS_v1	EMS_v2
$Cont_{DLG_U/D}$ [cuentas]	632	0
Lim_{MAX} [h]	1	0
Lim_{MIN} [h]	8	0.25

La Figura 25 muestra los perfiles de potencia de la generación fotovoltaica, la carga, el generador a diesel, la batería y el valor del SOC resultantes luego de aplicar el EMS_v2. A diferencia de las gráficas de la Figura 24 del EMS_v1, se puede notar que el generador a diesel ya no tiene encendidos y apagados inmediatos, lo que mejora su funcionamiento y alargará su vida útil. Sin embargo, se puede apreciar que existe mucha variación en la toma de decisión del valor de referencia del generador a diesel, especialmente si empieza a disminuir la irradiancia y el sistema ya no puede generar energía fotovoltaica. A su vez, al considerar baterías de ion-litio en el EMS_v2, se mejoraron los ciclos de carga y descarga del SOC, a diferencia del EMS_v1 que consideraba baterías de plomo ácido y su vida útil y eficiencia son menores que una de ion-litio. Con todo esto, se logra demostrar que el EMS_v2 presenta un mejor rendimiento que el EMS_v1. Adicionalmente, la línea vertical que pasa por todas las gráficas de la Figura 25 muestra el único momento en el cual el SOC llega al límite inferior en el EMS_v2. En esta condición, se puede notar que el generador a diesel produce un encendido de emergencia para cargar el sistema de baterías.

Sin embargo, esto todavía puede ser mejorado, y se lo comprueba al ajustar los parámetros de salida del controlador difuso con los algoritmos de optimización CS y PSO.

Figura 25

Perfiles de potencia obtenidos al aplicar los algoritmos de gestión de energía EMS_v2

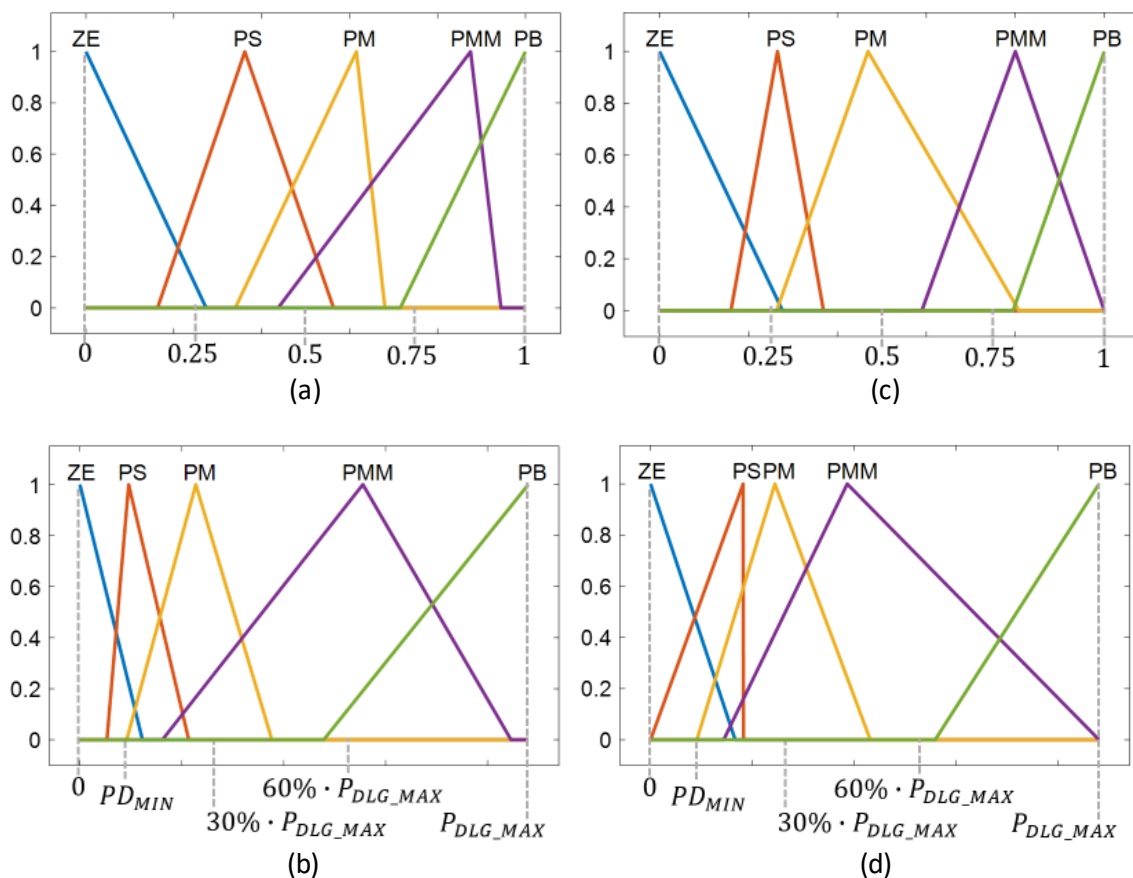


Comparación entre el EMS_v2, el EMS_CS y el EMS_PSO

La Figura 26 muestra las funciones de membresía resultantes de las salidas del FLC luego de aplicar el ajuste de parámetros con los algoritmos de optimización CS y PSO. Como se puede notar, los valores de los parámetros ajustados difieren de un algoritmo de optimización a otro, lo que produce soluciones distintas en la función de costo resultante. Con esto, se comprueba que no es posible determinar un óptimo global que minimice la función de costo planteada mediante la utilización del controlador por lógica difusa.

Figura 26

Funciones de membresía resultantes al aplicar un ajuste con algoritmos de optimización en las salidas del controlador por lógica difusa

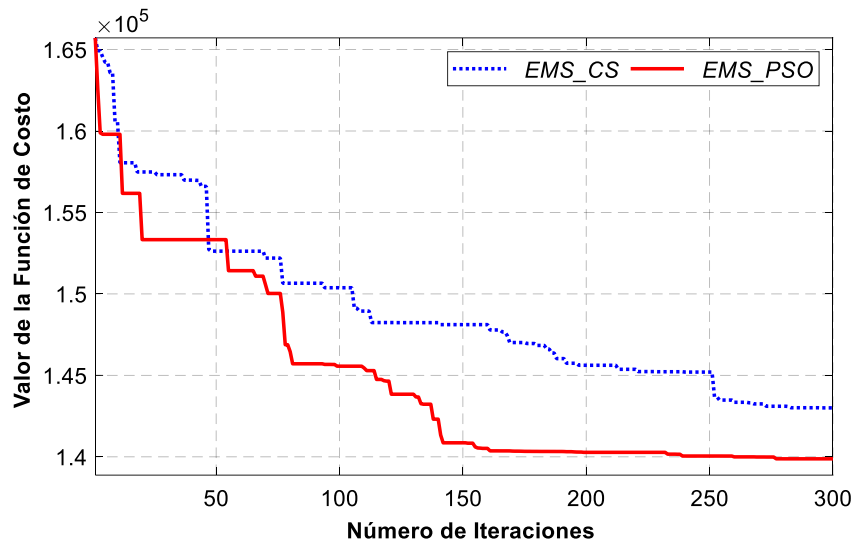


Nota. (a) MF de la salida FL_{PV} ajustado con el algoritmo CS. (b) MF de la salida FL_{DLG} ajustado con el algoritmo CS. (c) MF de la salida FL_{PV} ajustado con el algoritmo PSO. (d) MF de la salida FL_{DLG} ajustado con el algoritmo PSO.

Por su parte, la Figura 27 muestra la convergencia de los algoritmos de optimización al encontrar la mejor solución durante las 300 iteraciones propuestas. Como se puede observar, el algoritmo EMS_PSO presenta una convergencia más rápida que el EMS_CS. Asimismo, el EMS_PSO logró encontrar una mejor solución al tener un valor final menor que el EMS_CS.

Figura 27

Convergencia de los algoritmos de optimización en la búsqueda de la mejor solución de la función de costo



Cabe recalcar que cada vez que se evalúa la función de costo dentro de 1 iteración, los algoritmos de optimización realizan un cálculo de las métricas de desempeño para los 35040 datos disponibles en todo el año, al utilizar un período de muestreo de 15 minutos. Con esta información, sumado a que cada algoritmo dispone de una población de 25 datos, hace que los algoritmos de optimización tengan un tiempo de cálculo considerablemente alto. Como resultado de las 300 iteraciones, el algoritmo CS tardó 4 días 11 horas y 39 minutos en encontrar la solución final. Por su parte, el algoritmo PSO tardó 2 días 6 horas y 28 min. Por lo tanto, el algoritmo PSO no solo encontró una solución mejor, sino que el tiempo empleado para encontrar dicha solución fue prácticamente la mitad del tiempo que se demoró el algoritmo CS.

La Tabla 10 muestra los resultados obtenidos en las métricas de desempeño al evaluar el EMS_v2 y los EMS basados en el ajuste de parámetros del controlador difuso con CS (EMS_CS) y PSO (EMS_PSO). Se puede apreciar que luego del ajuste de los parámetros, se ha logrado

disminuir completamente los 15 minutos que permanecía el SOC en su límite inferior en el EMS_v2. Además, se logró reducir la cantidad de potencia desperdiciada por el panel fotovoltaico, mientras que los valores de la media del SOC están más próximos al valor de referencia. A pesar de que el EMS_CS tiene un valor del SOC_{MEAN} más cercano al 60%, el EMS_PSO muestra un mejor rendimiento en cuanto a la potencia desperdiciada por la generación fotovoltaica. Al considerar esto último, cabe destacar que la potencia desperdiciada por el EMS_PSO representa el 6.19% del total de la potencia generada por el sistema fotovoltaico durante todo el año de estudio (199430 kW). Asimismo, la potencia desperdiciada por el EMS_CS representa el 6.34% del total generado. Adicionalmente, para los 3 casos se obtuvo que $Cont_{DLG_U/D}$, Lim_{MAX} y DLG_{LOSS} tienen un valor de 0.

Tabla 10

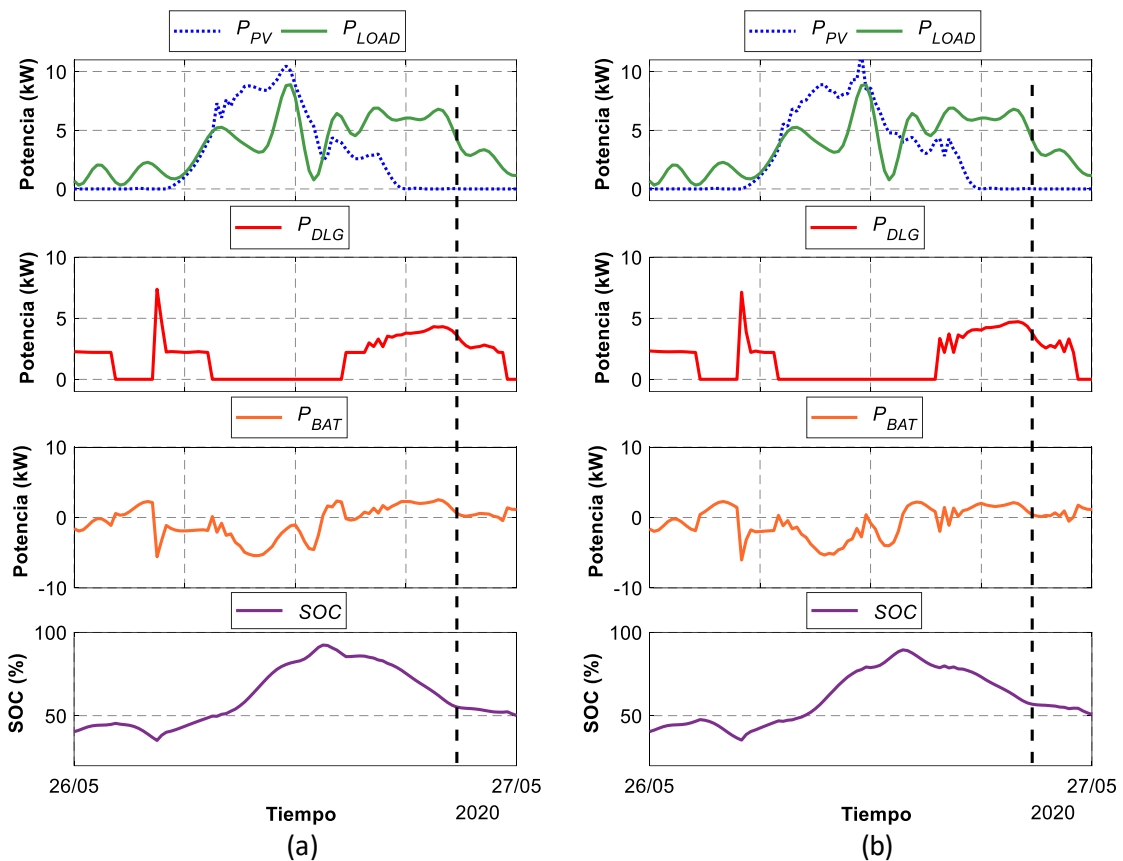
Medidas de desempeño entre el EMS_v2 y los EMS ajustados con algoritmos de optimización

Medida de desempeño	EMS_v2	EMS_CS	EMS_PSO
SOC_{MEAN} [%]	55.73	58.71	57.39
Lim_{MIN} [h]	0.25	0	0
PV_{LOSS} [kW]	14703.20	12651.20	12350.40

La Figura 28 muestra los perfiles de potencia de la generación fotovoltaica, la carga, el generador a diesel, la batería y el valor del SOC resultantes luego de aplicar el EMS_CS y el EMS_PSO, respectivamente, para el mismo día analizado en la Figura 25. Como se puede evidenciar, tanto el EMS_CS como el EMS_PSO generan un nuevo comportamiento del sistema de baterías, y evitan que el SOC llegue a su límite inferior a diferencia del EMS_v2. Con esto, se evita que se produzca un encendido de emergencia del generador a diesel, lo cual, reduce el consumo de combustibles fósiles y mejora la operatividad del generador a diesel.

Figura 28

Perfiles de potencia al aplicar los algoritmos de gestión de energía EMS_CS y EMS_PSO

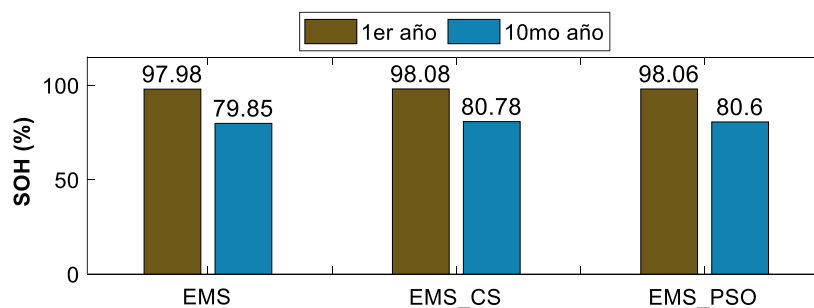


Nota. (a) EMS_CS. (b) EMS_PSO.

Finalmente, se realiza un análisis de la métrica de desempeño sobre el estado de salud del sistema de baterías, al utilizar el EMS_v2, el EMS_CS y el EMS_PSO, como se observa en la Figura 29. Como se puede observar, luego del primer año de estudio, el algoritmo que mejor valor SOH obtuvo fue el EMS_CS y seguido muy de cerca el EMS_PSO. Además, al hacer una proyección lineal de 10 años bajo el mismo uso del sistema de baterías, el SOH se reduce hasta el 80.78% de su valor original con el uso del EMS_CS, mientras que se reduce hasta el 80.60% con el uso del EMS_PSO. Estos indicadores resaltan que al evitar que el SOC llegue a su límite inferior o superior, su vida útil puede ser alargada.

Figura 29

Degradación del sistema de baterías para una proyección lineal de 10 años



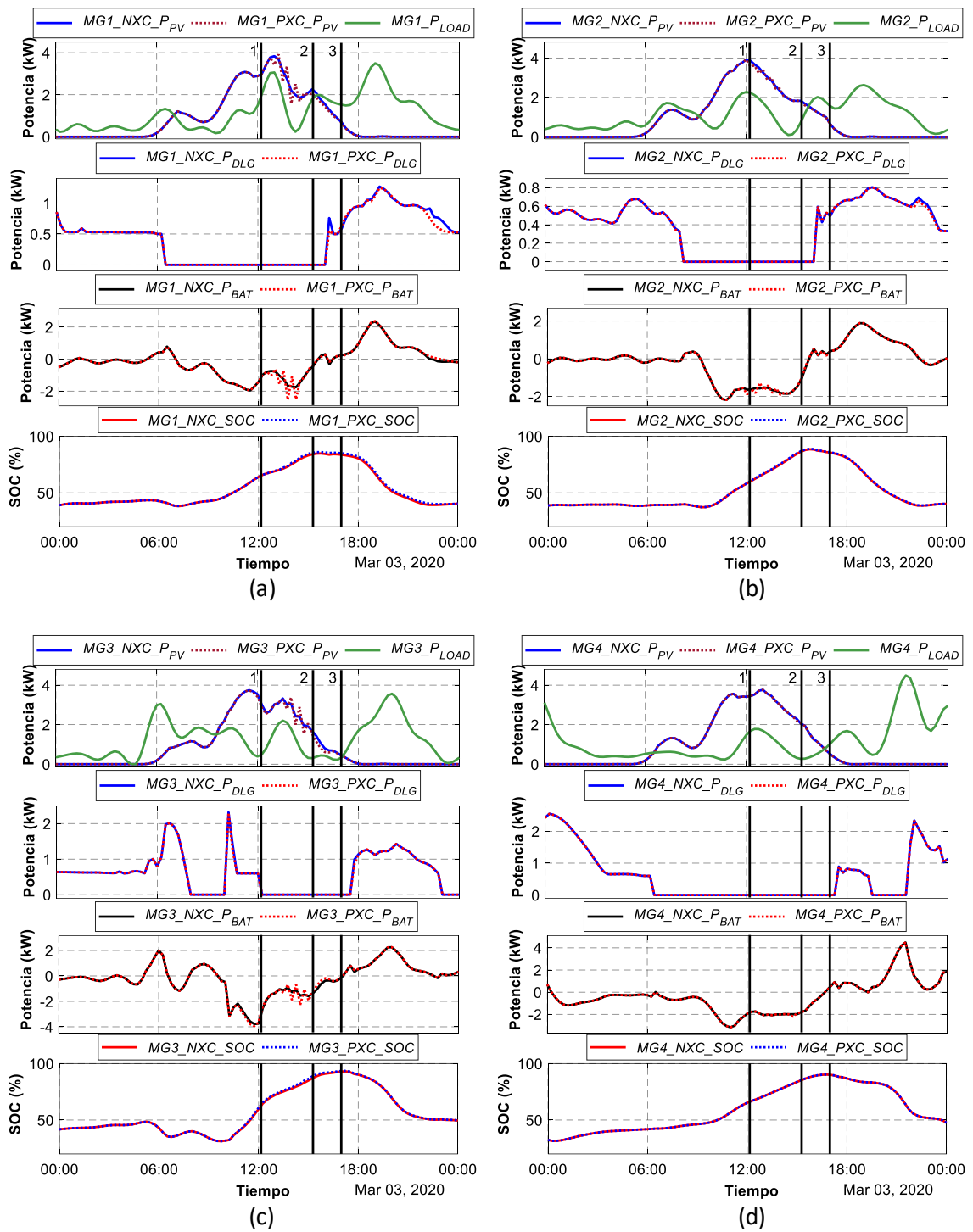
A pesar de que los resultados del SOH muestran una mejora en el sistema de baterías al utilizar el EMS_CS, los resultados de la Tabla 10 resaltan al algoritmo EMS_PSO como la mejor opción entre las 3 últimas propuestas, ya que obtiene un mejor desempeño general en las métricas analizadas. Por lo tanto, y con la finalidad de validar el EMS final propuesto, se selecciona al EMS_PSO como la mejor estrategia de control entre los algoritmos comparados en este trabajo.

Intercambio de Potencia entre Múltiples Microrredes Aisladas Interconectadas

En esta última etapa de simulaciones, se consideran 4 microrredes aisladas (MG1, MG2, MG3 y MG4) basadas en los perfiles de carga presentados en la Figura 18 y sus correspondientes dimensionamientos de la Tabla 5. Caba recalcar que para los sistemas de gestión de energía en cada microrred se utiliza el EMS_PSO, ya que es el que mejor desempeño mostró luego del análisis anteriormente realizado. La Figura 30 muestra los resultados de los perfiles obtenidos en cada microrred, sin realizar un intercambio de potencia (MGN_NXC), y al realizar el intercambio de potencia mediante el EMS_IMMIG propuesto (MGN_PXC). Las gráficas que se encuentran entre los marcadores 1 y 2, corresponden al momento del día en el que se realizó un intercambio de potencia entre todas las MG, en el cual, la MG1 y MG3 fueron las que más participaron tanto en recibir como en entregar potencia. Adicionalmente, las gráficas entre los marcadores 2 y 3, representan el momento en el que la MG3 comparte potencia únicamente con la MG1.

Figura 30

Perfiles obtenidos para las 4 MG con y sin intercambio de potencia en sistemas IMMG



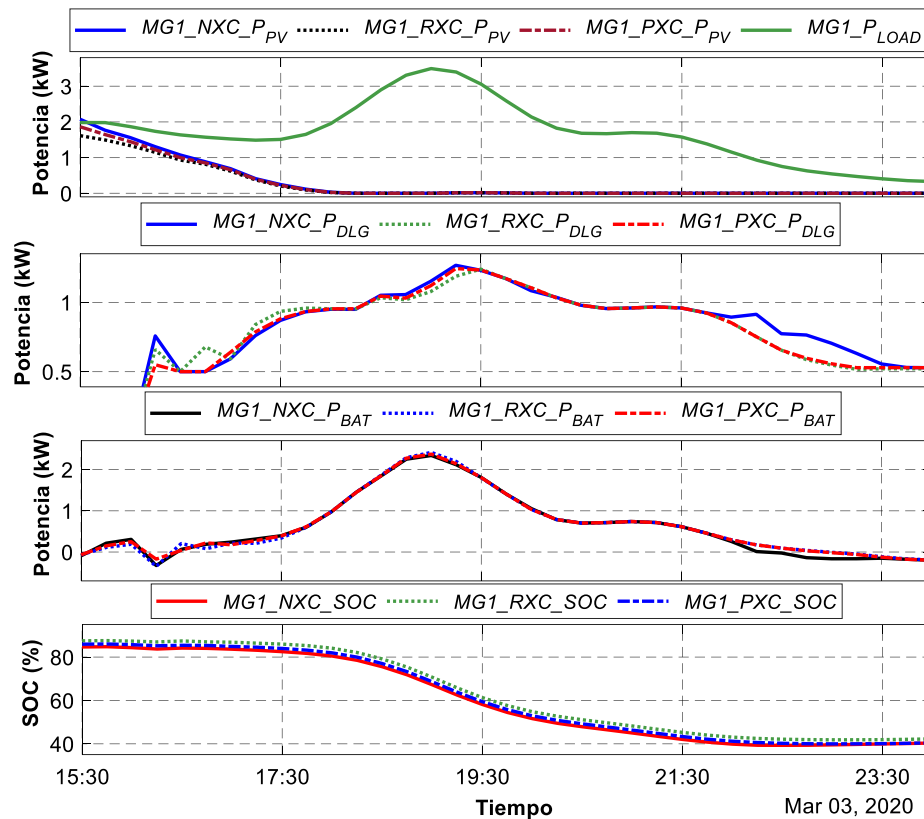
Nota. Sin intercambio (MGN_NXC), con intercambio (MGN_PXC) dentro de los marcadores 1 y 3.

(a) Perfiles para MG1. (b) Perfiles para MG2. (c) Perfiles para MG3. (d) Perfiles para MG4.

Como se puede notar en la figura anterior, los perfiles de generación de potencia fotovoltaica y de potencia de la batería, producen unas oscilaciones mientras se realiza el intercambio de potencia entre varias MG, durante los marcadores 1 y 2. Esto se debe a que, si la MG "A" ingresa potencia al sistema de almacenamiento de baterías de la MG "B", el EMS_PSO interno de la MG "B" considera que tiene un nuevo valor de SOC disponible con mayor capacidad a la que debería tener sin intercambio de potencia, por lo tanto, el EMS_PSO toma una nueva decisión respecto a la utilización del PV para evitar sobrecargar el SOC, lo que produce estas oscilaciones al entregar y recibir potencia entre varias MG. Sin embargo, se puede notar sobre todo en la MG1, que se produce un ligero incremento en el nivel del SOC desde el marcador 2 hasta el final del día. Esto último conlleva a que el perfil de potencia del generador a diesel tenga una pequeña reducción la potencia suministrada al sistema, ya que el EMS_PSO realiza una nueva toma de decisiones con los valores actuales del SOC y la nueva potencia de la batería, lo que genera una reducción en el consumo de combustibles fósiles luego de realizar el intercambio de potencia como se puede observar entre el marcador 2 y 3. La Figura 31 muestra un acercamiento de la Figura 30 de las gráficas entre el marcador 2 y el final del día, de la MG1. Además, en esta última figura se añade una comparación entre el EMS_IMMIG propuesto y un EMS basado únicamente en reglas (MGN_RXC). Como se puede observar en los perfiles de la potencia del generador a diesel, el EMS_IMMIG propuesto logra reducir en mayor cantidad la potencia entregada por el generador a diesel, a diferencia del EMS basado en reglas. Adicionalmente, el valor del SOC en el EMS basado en reglas alcanza valores mayores que el resto de perfiles, lo que produce un ligero cambio en el valor medio resultante del SOC, lo que no ocurre con el EMS_IMMIG propuesto ya que al final del día regresa a la misma posición que sin el intercambio de potencia, lo que demuestra que se trata en lo posible de no afectar el funcionamiento general del sistema.

Figura 31

Comparación de los perfiles de la MG1, sin intercambio (MGN_NXC) y con intercambio en base al EMS_IMMIG propuesto (MGN_PXC) y un EMS basado únicamente en reglas (MGN_RXC)



La Tabla 11 refleja cuantitativamente la reducción de la potencia del generador a diesel mencionada, y todos los resultados obtenidos de las medidas de desempeño en cada microrred. Se puede notar la mejora del EMS_IMMIG propuesto frente al EMS enfocado en el intercambio de potencia basado únicamente en reglas. Cabe recalcar que para todos los casos se obtuvo en las métricas de desempeño del $Cont_{DLG_U/D}$, Lim_{MAX} , Lim_{MIN} y DLG_{LOSS} un valor de 0, lo que comprueba la escalabilidad del EMS_PSO propuesto anteriormente. En base a los datos de la Tabla 11 se puede comprobar que luego de realizar el intercambio de potencia, el EMS_IMMIG logró reducir la potencia desperdiciada del sistema fotovoltaico en un 3.53% en la MG1, un 2.49% en la MG2, un 1.20% en la MG3, y un 2.29% en la MG4. Asimismo, se redujo el costo del consumo de

combustibles fósiles en un 1.75% para la MG1, un 1.13% para la MG2, un 1.70% para la MG3, y un 1.32% para la MG4. A pesar de que estas reducciones no son en gran medida, estos resultados muestran que el intercambio de potencia entre múltiples MG aumenta la eficiencia de cada microrred en comparación con su funcionamiento individual. Además, a pesar de que el EMS basado en reglas tiene valores del SOH ligeramente mayores que el EMS_IMMIG, nuestra propuesta mejora todas las demás medidas de desempeño.

Tabla 11

Medidas de desempeño para cada MG sin y con intercambio de potencia

Medida de desempeño	<i>Sin intercambio de potencia</i>	Con intercambio mediante el EMS basado en reglas	Con intercambio mediante el EMS_IMMIG propuesto
<i>MG1 SOC_{MEAN} [%]</i>	60.16	60.48	60.34
<i>MG1 Cost_{DLG} [\$]</i>	663.32	656.81	651.70
<i>MG1 PV_{LOSS} [kW]</i>	3028.20	2962.20	2921.20
<i>MG1 SOH [%]</i>	98.04	97.95	97.98
<i>MG2 SOC_{MEAN} [%]</i>	57.18	57.51	57.37
<i>MG2 Cost_{DLG} [\$]</i>	519.12	516.74	513.24
<i>MG2 PV_{LOSS} [kW]</i>	3234.40	3200.80	3153.80
<i>MG2 SOH [%]</i>	97.38	97.51	97.58
<i>MG3 SOC_{MEAN} [%]</i>	58.46	58.74	58.62
<i>MG3 Cost_{DLG} [\$]</i>	690.13	684.18	678.37
<i>MG3 PV_{LOSS} [kW]</i>	3176.40	3130.00	3137.80
<i>MG3 SOH [%]</i>	97.75	97.89	97.84
<i>MG4 SOC_{MEAN} [%]</i>	58.76	59.03	58.90
<i>MG4 Cost_{DLG} [\$]</i>	697.82	689.36	688.59
<i>MG4 PV_{LOSS} [kW]</i>	3680.00	3630.00	3595.80
<i>MG4 SOH [%]</i>	97.88	97.99	97.97

Validación en Hardware-in-the-Loop

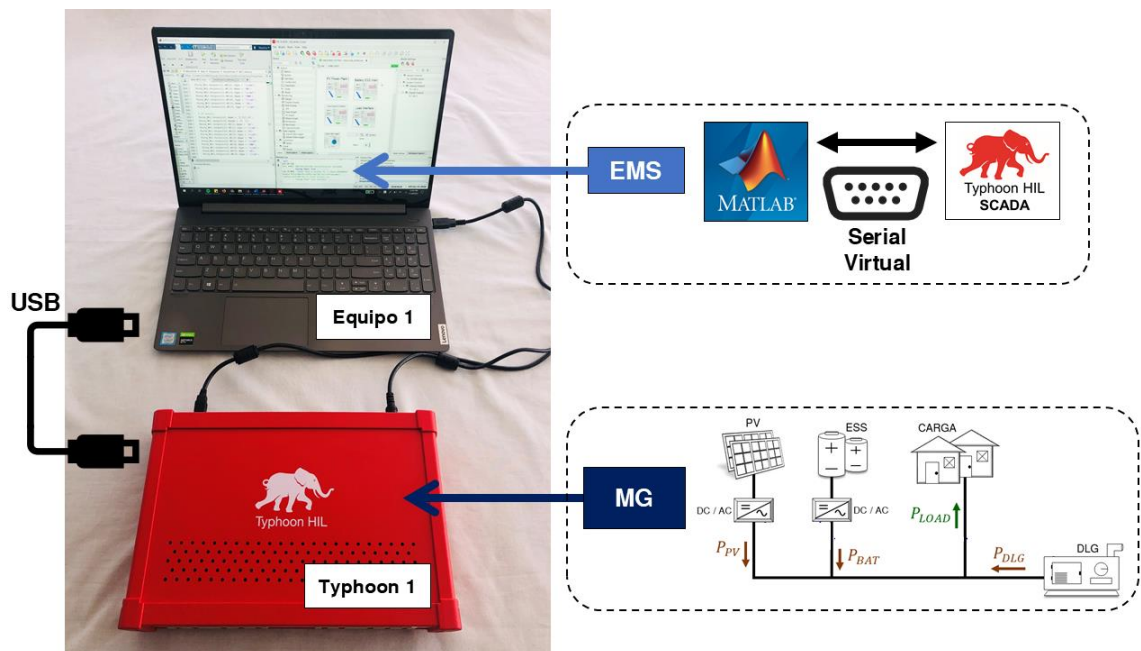
La validación en HIL se realiza a través de los dispositivos Typhoon HIL-402, junto con la plataforma Typhoon HIL Control Center v2021.4, y el software de Matlab instalado en dos Laptops. Las características de la primera Laptop (a quien llamaremos Equipo 1) se detallaron en la sección anterior, mientras que la segunda Laptop, denominada Equipo 2, corresponde a una Core i7 de 7ma Generación con una memoria RAM de 8 GB.

Validación en HIL al considerar el EMS_PSO para una única Microrred

La microrred se diseña e implementa en el dispositivo HIL-402 según el dimensionamiento de la Tabla 4, mientras que el sistema de gestión de energía final propuesto (EMS_PSO) para una única microrred, es desarrollado en Matlab al utilizar el Equipo 1. El diagrama de conexión física entre el Equipo 1 y uno de los dispositivos HIL-402 (Typhoon 1) se muestra en la Figura 32.

Figura 32

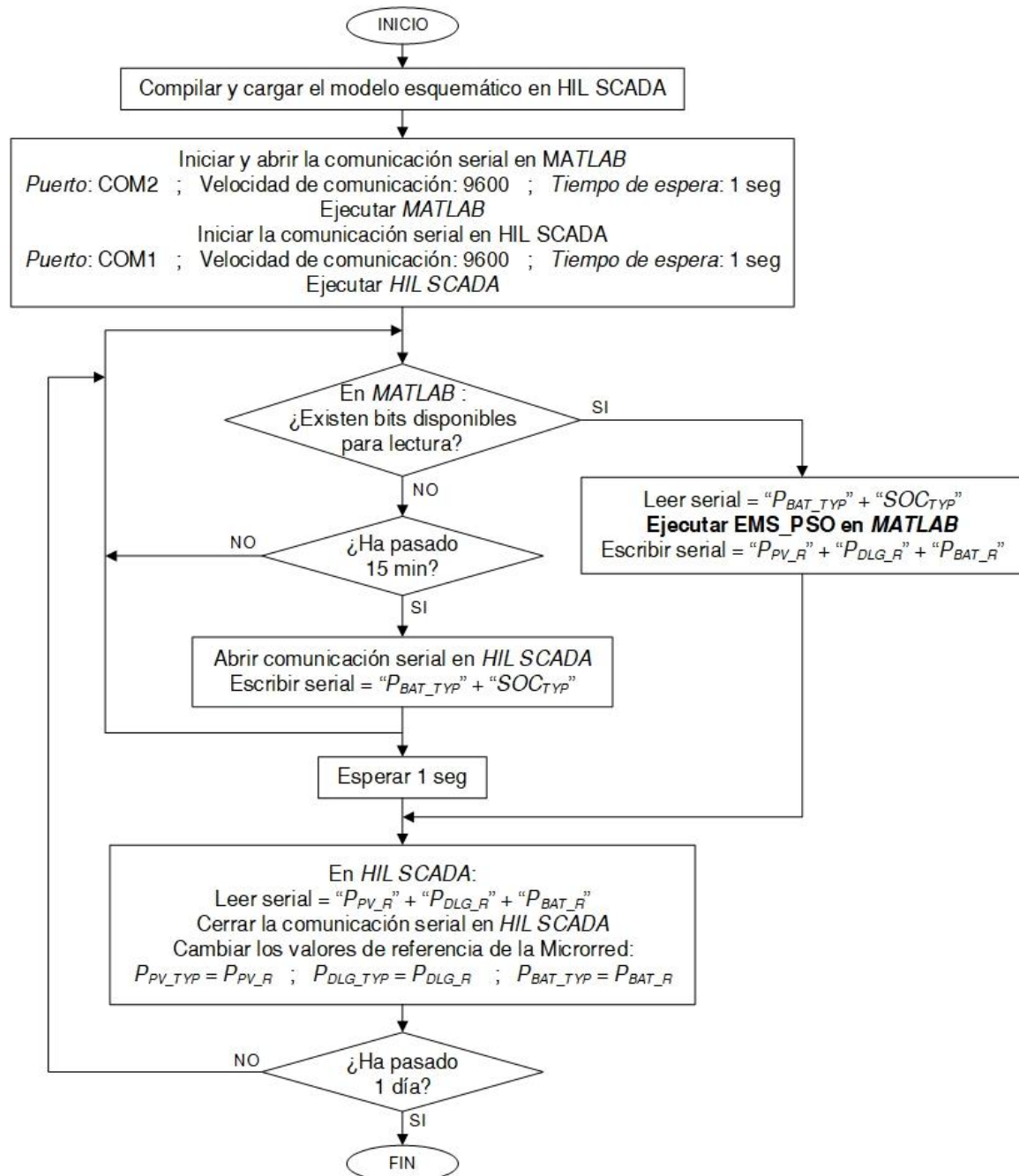
Validación en HIL mediante el uso de un Typhoon HIL-402 para la implementación de una microrred y el software Matlab para el sistema de gestión de la energía propuesto



La Figura 33 muestra un diagrama de flujo de la comunicación realizada entre el HIL SCADA y Matlab, para la interacción entre la microrred y el EMS propuesto en tiempo real.

Figura 33

Diagrama de flujo de la comunicación entre el SCADA y Matlab para la interacción de la microrred con el EMS_PSO

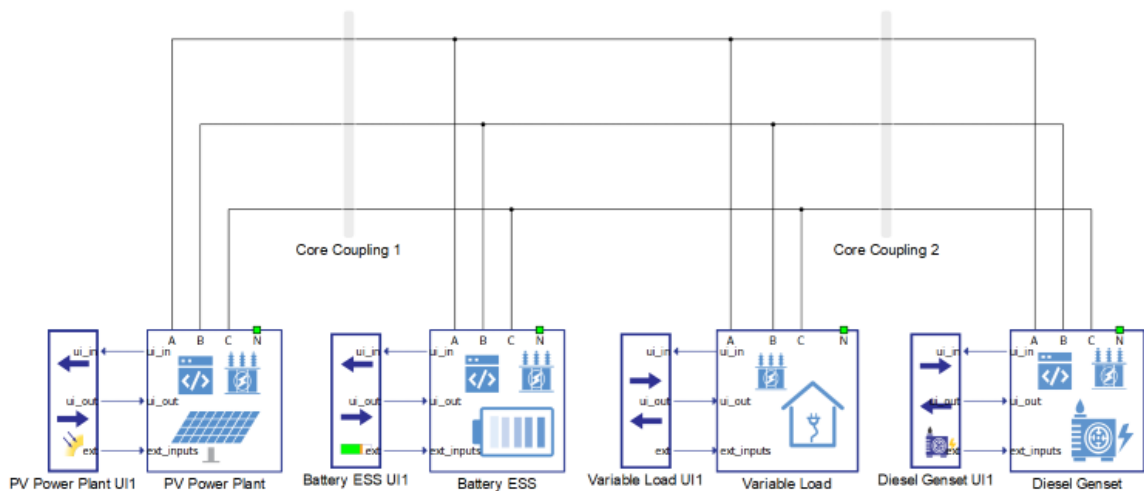


Cada vez que pasan 15 minutos de operación en la microrred, el SCADA habilita a comunicación serial virtual y envía los valores de potencia (P_{BAT_TYP}) y SOC (SOC_{TYP}) encontrados en ese momento en la microrred. Estos valores son leídos en Matlab y se utilizan como entradas para aplicar el sistema de gestión de energía EMS_PSO, junto con el dato de la potencia predicha que es conocido en Matlab. Luego, se obtienen los valores de referencia para la potencia del panel, el generador a diesel y el sistema de baterías, cuyos valores son enviados nuevamente por la comunicación serial, donde el SCADA lee estos datos y aplica el seguimiento a referencia en cada uno de los componentes de la MG. Esta validación se realiza durante 1 día completo y en cada minuto se almacenan los valores de referencia encontrados.

De esta manera, la Figura 34 muestra el esquema implementado en el Typhoon HIL Control Center, basado en la microrred propuesta de la Figura 11 y el dimensionamiento de la Tabla 4.

Figura 34

Esquemático de la microrred implementada en el dispositivo Typhoon HIL-402



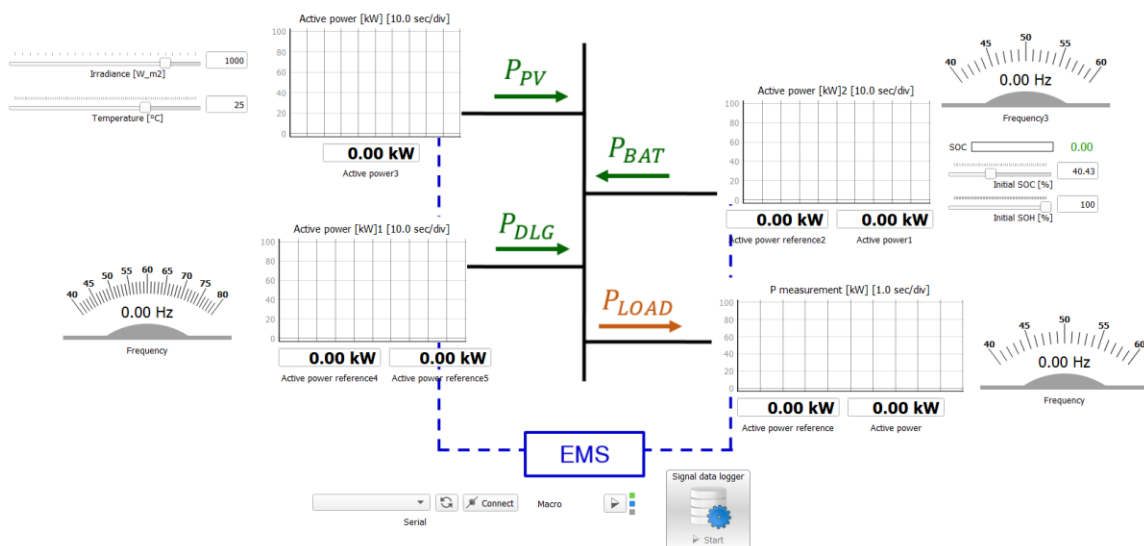
Ya que el propósito de este trabajo radica en el sistema de gestión de energía y no en el diseño de los componentes internos de la microrred, se seleccionan los componentes genéricos

de una central fotovoltaica, un ESS de la batería, un grupo electrógeno diésel y una carga variable, obtenidos de la sección de recursos energéticos distribuidos que se encuentra en la biblioteca propia del Typhoon HIL Control Center. De esta manera, cada componente realizará un seguimiento a la referencia de potencia que será enviada por el sistema de gestión de energía. Cabe destacar que la central fotovoltaica contiene los valores de irradiancia generados en la localización de estudio, mientras que el componente de carga variable contiene la información de la potencia de demanda basada en el perfil de carga propuesto para el EMS_PSO.

Además, La Figura 35 muestra el diseño realizado en el SCADA del Typhoon HIL Control Center, la interacción entre Matlab y la microrred implementada en el dispositivo HIL-402.

Figura 35

Diseño del SCADA para la interacción entre la microrred y el sistema de gestión de energía



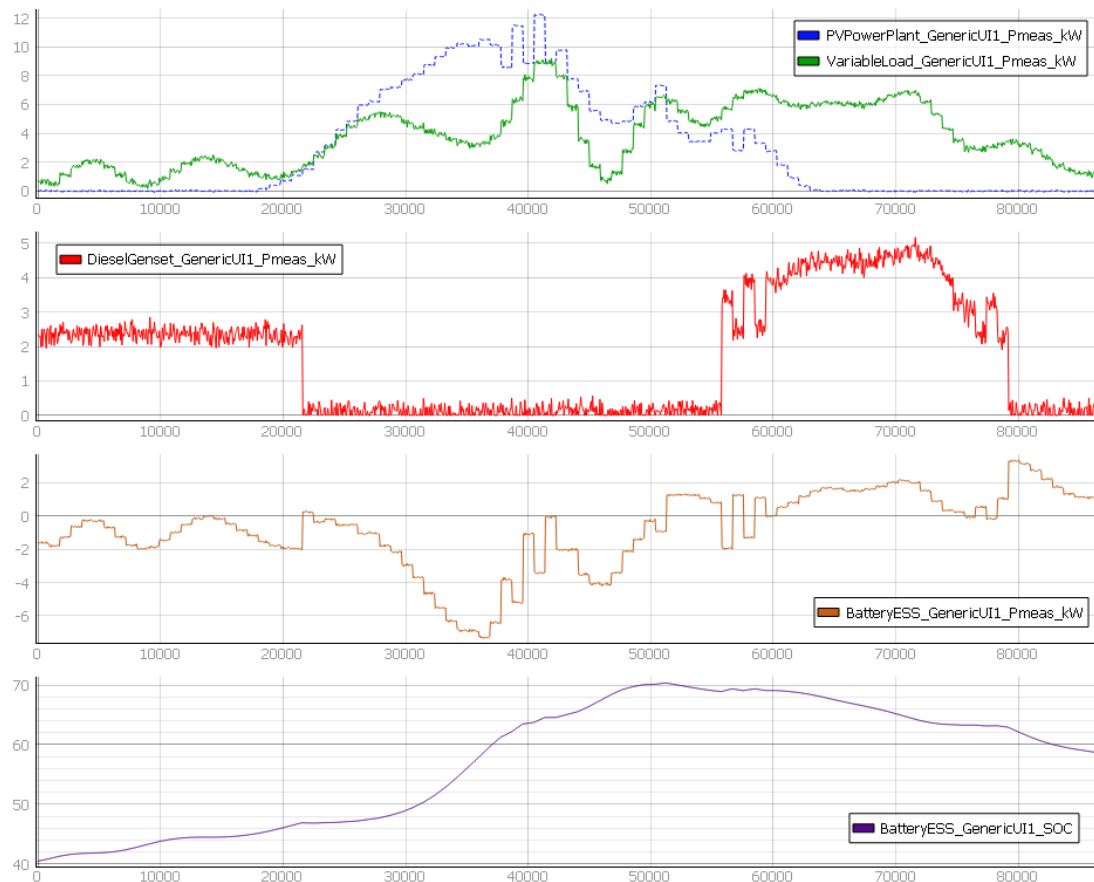
En este diseño del SCADA se utilizan el widget “Serial Connection” para habilitar una comunicación serial, el widget “Signal data logger” para almacenar los datos cada minuto, y el widget “Macro” que permitirá habilitar y deshabilitar la comunicación serial cada vez que pasen 15 minutos.

Resultados de Validación en HIL al utilizar la MG con el EMS_PSO

Luego de realizar la validación, se obtuvo que el algoritmo EMS_PSO genera una respuesta en 5.48 milisegundos de promedio. Esto genera una alta fiabilidad en el sistema de comunicación, ya que se logra una correcta sincronización entre los datos que se envían y se reciben. Asimismo, la Figura 36 muestra los resultados finales obtenidos luego del proceso de validación en tiempo real para el día 26 de mayo del 2020, al utilizar la MG propuesta de la Figura 11, el dimensionamiento de la Tabla 4, y el sistema de gestión de energía EMS_PSO basado en el controlador por lógica difusa.

Figura 36

Resultados de la validación en tiempo real para la microrred bajo estudio generados por el Typhoon HIL-402 al aplicar el EMS propuesto junto con el algoritmo PSO



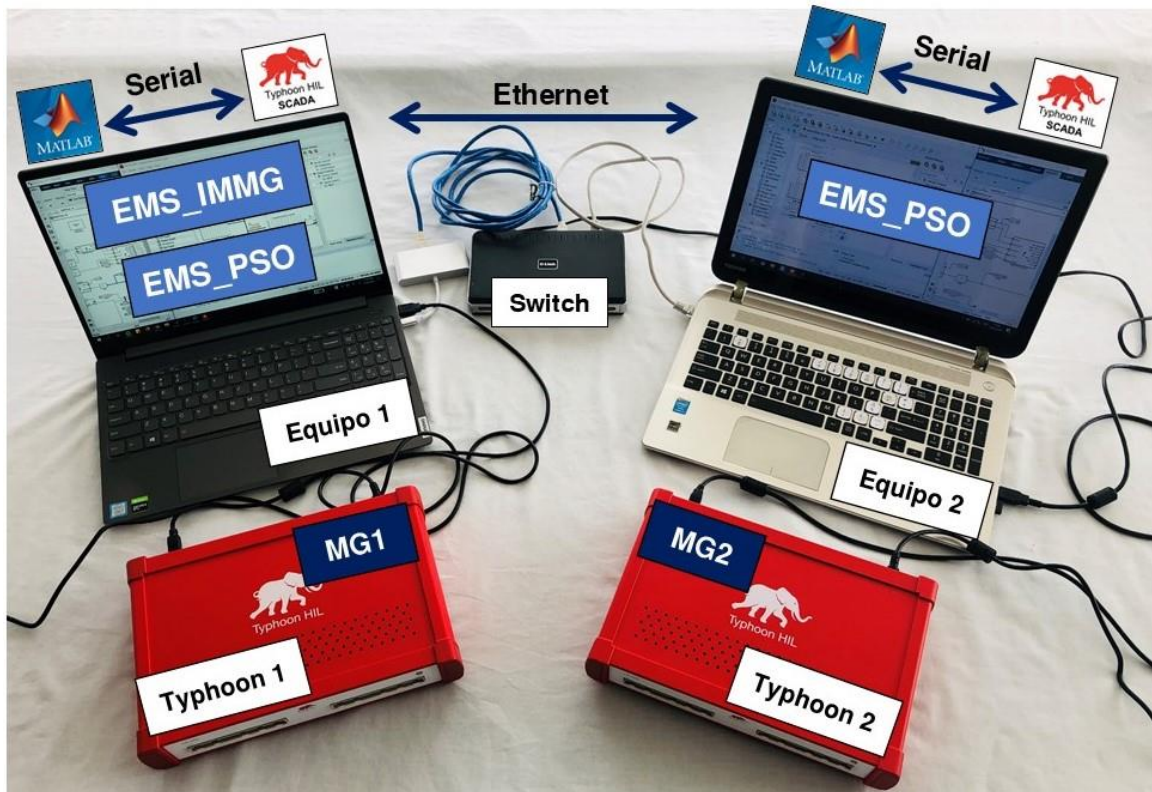
A partir de los resultados obtenidos, se puede comprobar el correcto funcionamiento del sistema puesto que los perfiles de potencia del panel fotovoltaico, del generador a diesel y del sistema de baterías tienen mucha relación a los datos obtenidos en simulación, que se los puede comparar en la Figura 28. Adicionalmente, se comprueba el correcto ciclo de carga y descarga del SOC, al estar dentro de los límites seguros y oscilar alrededor del 60%. Finalmente, se comprueba el correcto comportamiento del sistema en base al conocimiento heurístico de su funcionamiento. Es decir, se puede evidenciar que si existe generación fotovoltaica se aprovecha este recurso solar disponible para cubrir con la demanda actual y almacenar la energía sobrante en el sistema de baterías, mientras que se deja de utilizar el generador a diesel para reducir la contaminación ambiental. Además, si existe un incremento de la demanda en horas de la noche, el EMS_PSO utiliza la potencia de la batería en conjunto con la generación a diesel, para mantener abastecida a la carga y evitar que el SOC baje a su límite inferior.

Validación en HIL para el Intercambio de Potencia entre Dos Microrredes en Tiempo Real

Para esta última etapa de validación, se hace uso de los dos dispositivos Typhoon HIL-402 disponibles, y se realiza una interconexión entre dos microrredes como se muestra en la Figura 37. En base al dimensionamiento de la Tabla 5, la MG1 se implementa en el Typhoon 1, mientras que la MG2 se implementa en el Typhoon 2, de la misma manera que se realizó en la etapa de validación anterior. Asimismo, los sistemas de gestión de energía EMS_PSO para cada microrred, se implementan en el Equipo 1 y 2, respectivamente. Además, el algoritmo para el intercambio de potencia diseñado en el EMS_IMMIG se implementa en el Equipo 1, el cual será visto como servidor, mientras que el Equipo 2 será considerado como cliente. Cabe destacar que los dos equipos se comunicarán entre sí mediante el uso de un Switch, el cuál servirá para generar una comunicación Ethernet que será administrada desde Matlab.

Figura 37

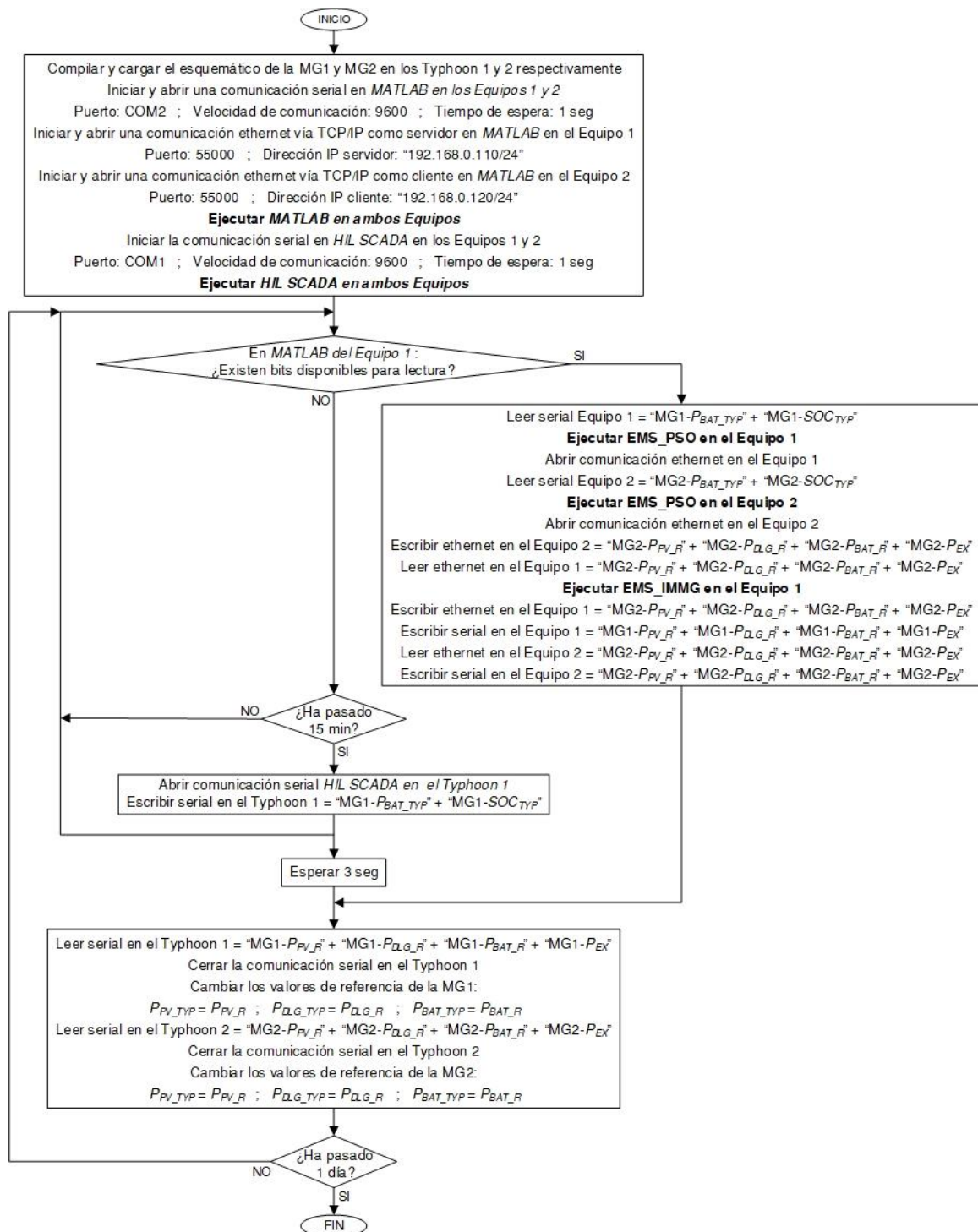
Validación en HIL del intercambio de potencia entre dos microrredes aisladas mediante el uso de dos Typhoon HIL-402 y el software Matlab para los sistemas de gestión de energía implementados en dos equipos



De esta manera, la Figura 38 muestra un diagrama de flujo de la comunicación realizada para la interconexión entre las 2 MG implementadas en los Typhoon HIL, mediante el uso de Matlab donde se generan los valores de referencia de los elementos de cada microrred. Este esquema está basado en el diagrama de la Figura 33, en la que ambas microrredes funcionan al mismo tiempo con una comunicación serial hacia sus respectivos Equipos, y entre los equipos se realiza una comunicación ethernet. Al igual que el diagrama anterior, las comunicaciones seriales de cada microrred hacia sus respectivos Equipos se las realiza cada 15 minutos, debido al tiempo de muestreo de los datos disponibles presentados en las simulaciones.

Figura 38

Diagrama de flujo de la comunicación entre el SCADA y Matlab para generar la interconexión e intercambio de potencia entre dos microrredes en tiempo real



En resumen, si el Equipo 1 recibe la información de la MG2, ejecuta el algoritmo EMS_IMMIG para determinar si existe algún intercambio de potencia entre ambas microrredes, al considerar los valores del exceso de potencia en cada MG. Si no existe ningún intercambio, los valores de referencia son los mismos que luego de aplicar el EMS_PSO en cada microrred. Mientras que, si es que existe algún posible intercambio de potencia, el EMS_IMMIG identifica de qué microrred hacia qué microrred se realizará el intercambio y comunica a ambas microrredes el valor de referencia del excedente de potencia que se va a compartir ($MGN-P_{EX}$). Cabe recalcar que, al no disponer de una conexión física para poder compartir potencia entre ambas MG, la referencia de potencia excedente enviada a cada Typhoon es leído en su correspondiente SCADA, y se añade este valor al valor de referencia del panel fotovoltaico. De esta manera, cada vez que exista un intercambio, ya sea de la MG1 a la MG2 o viceversa, el SCADA de cada Typhoon HIL colocará el valor correspondiente en la referencia de la generación fotovoltaica para que logren inyectar al sistema tanto la potencia requerida por el panel solar en la muestra actual n , así también como la potencia excedente que en teoría viene de la otra microrred. Al igual que la validación anterior, esta validación se realiza durante 1 día completo y en cada minuto se almacenan los valores de referencia determinados.

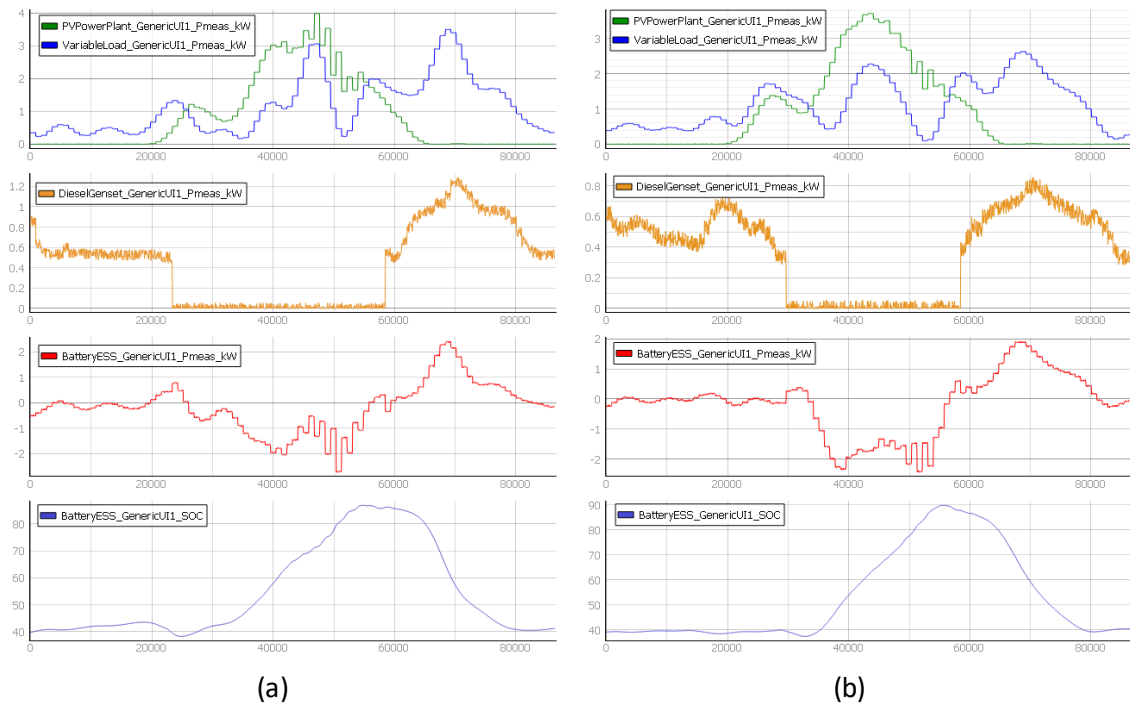
Adicionalmente, cada microrred que se implementa en un Typhoon HIL, utiliza el mismo esquema de la Figura 34, y también el mismo diseño realizado para el SCADA del Typhoon HIL Control Center de la Figura 35.

Resultado del Intercambio de Potencia entre Dos Microrredes

La Figura 39 muestra los resultados finales obtenidos para la MG1 y MG2 luego del proceso de validación en tiempo real para el día 3 de marzo del 2020, al aplicar un intercambio de potencia entre ambas microrredes y utilizar el EMS_IMMIG propuesto.

Figura 39

Resultados de la validación en tiempo real luego del intercambio de potencia entre dos microrredes aisladas al aplicar el EMS_IMMIG propuesto y el EMS_PSO para cada microrred



Nota. (a) Perfiles resultantes para la MG1. (b) Perfiles resultantes para la MG2.

A partir de los resultados obtenidos, se puede comprobar el correcto funcionamiento del sistema de gestión de energía para el intercambio de potencia, puesto que los perfiles de potencia del panel fotovoltaico, del generador a diesel y del sistema de baterías tienen mucha relación a los datos obtenidos en simulación, como se los puede comparar en la Figura 30. Adicionalmente, los valores del SOC están dentro de los límites de seguridad y oscilan alrededor del 60% tal y como se lo esperaba. Finalmente, se puede apreciar que como se demostró en la Figura 31, al realizar el intercambio de potencia mediante el EMS_IMMIG propuesto, se logra disminuir el consumo de combustibles fósiles, ya que presenta un perfil parecido al mostrado en simulación, lo que demuestra que luego de la interconexión se logra una mejor eficiencia del sistema general.

Discusión y Conclusiones

El presente trabajo ha presentado una contribución que brinda soluciones energéticas basadas en microrredes sostenibles para mejorar el acceso a la electricidad en zonas rurales o comunidades aisladas en Ecuador. Para ello, se ha aportado con cuatro sistemas de gestión de energía basados en el controlador por lógica difusa que han mejorado el desempeño general de una o varias microrredes, al minimizar el consumo de combustibles fósiles y mantener el estado de carga del sistema de baterías dentro de niveles adecuados para alargar su vida útil.

En primer lugar, se ha propuesto un sistema de gestión de energía con predicción de generación y carga para una única microrred aislada, basado en un estudio donde la microrred se encontraba conectada a la red eléctrica. Luego de comparar los tres escenarios propuestos, los resultados han demostrado que, aunque todos los escenarios garantizan la demanda y el suministro de electricidad, el tercer escenario ha mejorado el rendimiento al utilizar el sistema de gestión de energía propuesto ya que mantiene el valor medio del estado de carga del sistema de baterías en el 75%, y aumenta de esta manera la vida útil del sistema de almacenamiento de energía. Además, se ha demostrado que el uso de datos de predicción ayuda a que el sistema sea más eficiente al reducir en un 5.08% el número de horas en las que el estado de carga del sistema de baterías se mantiene en sus límites máximos o mínimos, en comparación con un sistema que no utiliza predicción. Además, cabe recalcar que los datos de predicción de generación fotovoltaica han sido comparados entre dos técnicas de predicción, la de Variación Estacional y la Holt-Winters. Los resultados han demostrado que la técnica de Holt-Winters tiene un mejor desempeño frente a la técnica de Variación Estacional, principalmente porque sus datos tienen una mayor relación con los datos reales disponibles de la comunidad bajo estudio. No obstante, el sistema de gestión de energía propuesto es independiente de la técnica de predicción de los datos de generación y carga. Por lo tanto, es posible utilizar técnicas de predicción alternativas

que sean más robustas y generen un mejor rendimiento. Mientras más exacto sea el valor predicho, el sistema de gestión de energía propuesto trabajará de mejor manera.

En segundo lugar, se ha propuesto un nuevo diseño para la estrategia de gestión de energía que mejora el desempeño de la propuesta inicial. Este nuevo diseño ha demostrado su efectividad al considerar restricciones en el encendido y apagado del generador a diesel, ya que aprovecha el recurso solar disponible, y mantiene el valor del estado de carga del sistema de baterías dentro de los límites seguros. Para ello, se ha añadido en la entrada del controlador difuso el valor anterior de la potencia de la batería, mediante el cual, se ha obtenido un conocimiento de la dinámica del comportamiento del sistema, lo que ha provocado una mejor toma de decisiones en el controlador. Los resultados han demostrado que esta nueva propuesta tiene un mejor desempeño frente a la propuesta inicial, específicamente por tres razones. La primera, consiste en que se ha mejorado los ciclos de carga y descarga del sistema de almacenamiento de energía al considerar una batería de ion-litio, en comparación con la de plomo ácido considerada inicialmente. La segunda razón, es porque se ha logrado reducir completamente a cero el número de veces que el generador a diesel se encendió inmediatamente después de haberse apagado o viceversa, a diferencia de la propuesta inicial donde no se consideró esta restricción. Y la tercera razón, es porque se ha reducido a cero el número de horas en que el estado de carga del sistema de baterías permaneció en su límite superior, y se ha reducido a apenas 15 minutos el tiempo en el que el estado de carga del sistema de baterías permaneció en su límite inferior. Estas reducciones han logrado que se mejore la vida útil del sistema de baterías, lo que provoca una reducción en los costos operativos a largo plazo.

En tercer lugar, se ha propuesto realizar un ajuste de los parámetros del controlador difuso de la última propuesta realizada, al aplicar algoritmos de optimización bio-inspirados. Los resultados de las métricas de desempeño para el sistema de gestión de energía cuyos parámetros

de salida del controlador difuso han sido ajustados mediante el algoritmo de enjambre de partículas, ha demostrado tener un mejor rendimiento que el sistema de gestión de energía basado en el algoritmo de optimización de búsqueda de Cuckoo, y también que el sistema de gestión de energía sin ajuste de parámetros. Además, se ha demostrado que al utilizar los algoritmos de optimización es posible alargar la vida útil del sistema de baterías, ya que se ha comprobado que mientras empeoran los ciclos de carga y descarga del sistema de almacenamiento de energía se empeora el estado de salud de las baterías. También, en el proceso de ajuste de parámetros, se ha logrado comprobar la facilidad en el uso de las funciones de membresía del tipo triangular a diferencia de otros tipos de funciones como la gaussiana o la sigmoideal. Esto último se debe a que, con el uso de estas funciones de membresía mencionadas se deberán añadir nuevas restricciones que posiblemente aumenten el tiempo de cómputo en la búsqueda de la solución del algoritmo de optimización, ya que se debe evitar que se generen inconsistencias al momento de encontrar el centroide que da la solución del controlador difuso. Asimismo, se ha demostrado que al utilizar un controlador de lógica difusa no es posible afirmar una solución global única que minimice una función de costo, ya que ambos algoritmos de optimización mostraron resultados diferentes pese a que se sometieron bajo el mismo problema de optimización, el mismo número de población, y el mismo número de iteraciones.

Y, en cuarto lugar, se ha propuesto un sistema de gestión de energía enfocado en el intercambio de potencia entre múltiples microrredes aisladas interconectadas. Para ello, se ha hecho uso del sistema de gestión de energía propuesto para una única microrred cuyos parámetros del controlador difuso han sido ajustados mediante el algoritmo de enjambre de partículas, ya que este sistema de gestión fue el que mejor rendimiento obtuvo entre todas las anteriores propuestas. Con esto, se ha podido comprobar la escalabilidad del sistema de gestión de energía propuesto para una única microrred puesto que, al cambiar los rangos del universo de

discurso y al mantener la posición original de las funciones de membresía, los resultados obtenidos han sido realmente satisfactorios. Además, con el sistema de gestión de energía enfocado en el intercambio de potencia se ha logrado demostrar una reducción promedio del 2.38% en la potencia desperdiciada por el sistema fotovoltaico, y una reducción promedio del 1.48% en el costo total del consumo de combustibles fósiles del sistema general. Estos resultados han permitido reducir el consumo de potencia proveniente del generador a diesel, así también como mejorar el uso de las fuentes de energía renovable como los sistemas de paneles fotovoltaicos, lo que comprueba que un sistema interconectado es más eficiente que tener varias microrredes por separado.

Por último, las validaciones experimentales realizadas en tiempo real, han demostrado la efectividad de los algoritmos propuestos, donde se han logrado afirmar el correcto comportamiento tanto del sistema de gestión de energía interno de cada microrred, como del sistema de gestión de energía enfocado en el intercambio de potencia.

Finalmente, en la actualidad, se conoce que el precio de los paneles solares es cada vez menor. Gracias a esto, se hace más flexible la utilización de esta energía limpia, sobre todo para contrarrestar las emisiones de CO₂. Esto último se debe tener en consideración ya que, si bien se demuestra en este trabajo la reducción del consumo de combustibles fósiles en la operación de la microrred, en un sistema real cada vez que se instala un elemento en una microrred, se produce consumo de combustibles fósiles en la maquinaria que debe trasladarse hasta el sitio aislado para instalar cada unidad de generación y almacenamiento. Por lo tanto, es indispensable realizar un correcto dimensionamiento del sistema fotovoltaico que apenas posee eficiencias del 15% al 20%, y se debe tratar en lo posible de reducir al máximo el uso del generador a diesel.

Trabajos Futuros

El sistema de gestión de energía propuesto basado en el algoritmo de optimización de enjambre de partículas, posee dos de los tres temas principales dentro de la teoría de control inteligente que son el razonamiento y la optimización. Por lo tanto, se podría realizar un nuevo estudio para combinar al controlador por lógica difusa con una red neuronal, y así convertir al sistema en un control inteligente. Además, también se podrían analizar nuevas técnicas que mejoren el rendimiento del controlador difuso como son el SOFLC y el ANFIS.

En cuanto al sistema de intercambio de potencia entre múltiples microrredes, se podría considerar añadir un precio en la energía eléctrica que se transmite y se recibe entre las microrredes. Esto, junto con un mecanismo de incentivos, podría ayudar a mejorar el consumo de una vivienda al aprovechar al máximo el recurso solar disponible. Es decir, se podría generar ganancias por intercambiar potencia a otras microrredes, o también se podría reducir costos en el uso de la energía eléctrica en horas de la noche, al evitar el consumo del generador a diesel.

Al tener un sistema de comunicación entre las microrredes interconectadas, se puede dar paso a diversos estudios que faciliten la compartición de esta información, como por ejemplo la conexión a internet de los datos de la microrred, el uso del Internet de las Cosas (IoT), el Internet de la Energía (IoE), redes inteligentes, entre otros. Sin embargo, es importante no descuidar la sincronización entre la información que se recibe y se transmite entre cada microrred, para evitar posibles fallos en el intercambio de potencia. Asimismo, es importante considerar que, a mayor potencia para compartir, se generarán mayores pérdidas en las líneas de distribución.

Al considerar una de las ventajas del controlador difuso, se podrían diseñar los sistemas de gestión de energía mediante un "Look-up Table", lo que permitiría implementar este controlador en un microcontrolador, un PLC, e incluso directamente en el Typhoon HIL.

Referencias

- Abdolrasol, M. G. M., Hannan, M. A., Suhail Hussain, S. M., Ustun, T. S., Sarker, M. R., & Ker, P. J. (2021). Energy Management Scheduling for Microgrids in the Virtual Power Plant System Using Artificial Neural Networks. In *Energies 2021, Vol. 14, Page 6507* (Vol. 14, Issue 20, p. 6507). Multidisciplinary Digital Publishing Institute. <https://doi.org/10.3390/EN14206507>
- Aberilla, J. M., Gallego-Schmid, A., Stamford, L., & Azapagic, A. (2020). Design and environmental sustainability assessment of small-scale off-grid energy systems for remote rural communities. In *Applied Energy* (Vol. 258, p. 114004). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114004>
- Acosta, J., Rodriguez, M., Alvarez, C., Arcos-Aviles, D., Herrera, M., Ayala, P., Llanos, J., & Martinez, W. (2021). A hybrid generation system modeling for residential use in isolated areas of Ecuador. *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/IECON48115.2021.9589580>
- Afrakhte, H., & Bayat, P. (2020). A contingency based energy management strategy for multi-microgrids considering battery energy storage systems and electric vehicles. In *Journal of Energy Storage* (Vol. 27, p. 101087). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101087>
- Afrasiabi, M., Mohammadi, M., Rastegar, M., & Kargarian, A. (2019). Multi-agent microgrid energy management based on deep learning forecaster. In *Energy* (Vol. 186, p. 115873). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2019.115873>
- Ahmadi, S. E., & Rezaei, N. (2020). A new isolated renewable based multi microgrid optimal energy management system considering uncertainty and demand response. In *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* (Vol. 118, p. 105760). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105760>

- Alam, M. N., Chakrabarti, S., & Ghosh, A. (2019). Networked Microgrids: State-of-the-Art and Future Perspectives. In *IEEE Transactions on Industrial Informatics* (Vol. 15, Issue 3, pp. 1238–1250). IEEE Computer Society. <https://doi.org/10.1109/TII.2018.2881540>
- Alefy, B., Shayanfar, H. A., Soleymani, S., & Faghihi, F. (2019). Improvement in Two Adjacent Microgrids Frequency Using the AC-to-AC Converter Based on Sugeno Fuzzy Control Scheme. In *International Journal of Fuzzy Systems* (Vol. 21, Issue 3, pp. 782–792). Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/s40815-018-00605-7>
- Alowaifeer, M., & Meliopoulos, A. P. S. (2019, January 2). Centralized Microgrid Energy Management System Based on Successive Linearization. *2018 North American Power Symposium, NAPS 2018*. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2018.8600559>
- Anderson, A. A., & Podmore, R. (2016). Why not connect? Untapped power markets and FACTS for interconnecting islanded microgrids. *GHTC2016 - IEEE Global Humanitarian Technology Conference: Technology for the Benefit of Humanity, Conference Proceedings*, 379–386. <https://doi.org/10.1109/GHTC.2016.7857309>
- Arciniega, P. J., Arcos-Aviles, D., Rodriguez, M., & Martinez, W. (2021). An energy management system for power exchange between multiple residential neighborhood microgrids. *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/IECON48115.2021.9589979>
- ARCONEL. (2019). *Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/>
- Arcos-Aviles, D., Guinjoan, F., Marietta, M. P., Pascual, J., Marroyo, L., & Sanchis, P. (2016). Energy management strategy for a grid-tied residential microgrid based on Fuzzy Logic and power

forecasting. *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, 4103–4108.

<https://doi.org/10.1109/IECON.2016.7793088>

Arcos-Aviles, D., Pascual, J., Marroyo, L., Sanchis, P., Guinjoan, F., & Marietta, M. P. (2015).

Optimal Fuzzy Logic EMS design for residential grid-connected microgrid with hybrid renewable generation and storage. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2015-Septe*, 742–747.

<https://doi.org/10.1109/ISIE.2015.7281561>

Arcos-Aviles, Diego, Garcia-Gutierrez, G., Guinjoan, F., Ayala, P., Ibarra, A., Motoasca, E., Llanos,

J., & Pascual, J. (2020). Fuzzy-based power exchange management between grid-tied interconnected residential microgrids. *2020 IEEE ANDESCON*, 1–7.

<https://doi.org/10.1109/ANDESCON50619.2020.9271992>

Arcos-Aviles, Diego, García-Gutiérrez, G., Guinjoan, F., Carrera, E. V., Pascual, J., Ayala, P.,

Marroyo, L., & Motoasca, E. (2019). Adjustment of the Fuzzy Logic controller parameters of the energy management strategy of a grid-tied domestic electro-thermal microgrid using the

Cuckoo search algorithm. In *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)* (Vols.

2019-October, pp. 279–285). IEEE Computer Society.

<https://doi.org/10.1109/IECON.2019.8927547>

Arcos-Aviles, Diego, Guinjoan, F., Pascual, J., Marroyo, L., Sanchis, P., Gordillo, R., Ayala, P., &

Marietta, M. P. (2019). *A Review of Fuzzy-Based Residential Grid-Connected Microgrid Energy Management Strategies for Grid Power Profile Smoothing* (pp. 165–199). Springer, Singapore.

https://doi.org/10.1007/978-981-13-3284-5_8

Arcos-Aviles, Diego, Pacheco, D., Pereira, D., Garcia-Gutierrez, G., Carrera, E. V., Ibarra, A., Ayala,

P., Martínez, W., & Guinjoan, F. (2021). A Comparison of Fuzzy-Based Energy Management

Systems Adjusted by Nature-Inspired Algorithms. In *Applied Sciences 2021, Vol. 11, Page*

1663 (Vol. 11, Issue 4, p. 1663). Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
<https://doi.org/10.3390/APP11041663>

Arcos-Aviles, Diego, Pascual, J., Guinjoan, F., Marroyo, L., Sanchis, P., & Marietta, M. P. (2017). Low complexity energy management strategy for grid profile smoothing of a residential grid-connected microgrid using generation and demand forecasting. In *Applied Energy* (Vol. 205, pp. 69–84). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.123>

Arcos-Aviles, Diego, Pascual, J., Marroyo, L., Sanchis, P., & Guinjoan, F. (2018). Fuzzy logic-based energy management system design for residential grid-connected microgrids. In *IEEE Transactions on Smart Grid* (Vol. 9, Issue 2, pp. 530–543). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2555245>

Arefifar, S. A., Ordonez, M., & Mohamed, Y. A. R. I. (2017). Energy Management in Multi-Microgrid Systems - Development and Assessment. In *IEEE Transactions on Power Systems* (Vol. 32, Issue 2, pp. 910–922). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2568858>

Aslam, S., Javaid, N., Asif, M., Iqbal, U., Iqbal, Z., & Sarwar, M. A. (2018). A mixed integer linear programming based optimal home energy management scheme considering grid-connected microgrids. *2018 14th International Wireless Communications and Mobile Computing Conference, IWCMC 2018*, 993–998. <https://doi.org/10.1109/IWCMC.2018.8450462>

Ayodele, E., Misra, S., Damasevicius, R., & Maskeliunas, R. (2019). Hybrid microgrid for microfinance institutions in rural areas – A field demonstration in West Africa. In *Sustainable Energy Technologies and Assessments* (Vol. 35, pp. 89–97). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.06.009>

- Bagudai, S. K., Ray, O., & Samantaray, S. R. (2019, December 1). Evaluation of Control Strategies within Hybrid DC/AC Microgrids using Typhoon HIL. *2019 8th International Conference on Power Systems: Transition towards Sustainable, Smart and Flexible Grids, ICPS 2019*. <https://doi.org/10.1109/ICPS48983.2019.9067331>
- Banal-Estañol, A., Calzada, J., & Jordana, J. (2017). How to achieve full electrification: Lessons from Latin America. In *Energy Policy* (Vol. 108, pp. 55–69). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2017.05.036>
- Berrueta, A., Heck, M., Jantsch, M., Ursúa, A., & Sanchis, P. (2018). Combined dynamic programming and region-elimination technique algorithm for optimal sizing and management of lithium-ion batteries for photovoltaic plants. In *Applied Energy* (Vol. 228, pp. 1–11). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2018.06.060>
- Carpintero-Rentería, M., Santos-Martín, D., & Guerrero, J. M. (2019). Microgrids Literature Review through a Layers Structure. *Energies*, *12*(22), 4381. <https://doi.org/10.3390/en12224381>
- Cheng, Y. S., Liu, Y. H., Hesse, H. C., Naumann, M., Truong, C. N., & Jossen, A. (2018). A PSO-Optimized Fuzzy Logic Control-Based Charging Method for Individual Household Battery Storage Systems within a Community. In *Energies 2018, Vol. 11, Page 469* (Vol. 11, Issue 2, p. 469). Multidisciplinary Digital Publishing Institute. <https://doi.org/10.3390/EN11020469>
- Chok, E. T., Lim, Y. S., & Chua, K. H. (2019). Novel fuzzy-based control strategy for standalone power systems for minimum cost of electricity in rural areas. In *Sustainable Energy Technologies and Assessments* (Vol. 31, pp. 199–211). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.12.008>
- Clairand, J. M., Chinchero-Villacis, H., Serrano-Guerrero, X., & Gonzalez-Zumba, A. (2019).

- Microgrids as Electrification Alternatives for the Amazon Region in Ecuador. *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia, ISGT 2019*, 4286–4291. <https://doi.org/10.1109/ISGT-ASIA.2019.8881594>
- Feero, W., Dawson, D., & Stevens, J. (2002). *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions: Protection Issues of The MicroGrid Concept*. <https://certs.lbl.gov/>
- Gaona, E. E., Trujillo, C. L., & Guacaneme, J. A. (2015). Rural microgrids and its potential application in Colombia. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 51, pp. 125–137). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.176>
- Goyal, M., & Ghosh, A. (2016). Microgrids interconnection to support mutually during any contingency. In *Sustainable Energy, Grids and Networks* (Vol. 6, pp. 100–108). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2016.02.006>
- Guo, Y., & Zhao, C. (2018). Islanding-aware robust energy management for microgrids. In *IEEE Transactions on Smart Grid* (Vol. 9, Issue 2, pp. 1301–1309). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2585092>
- Hamad, A. A., Nassar, M. E., El-Saadany, E. F., & Salama, M. M. A. (2019). Optimal Configuration of Isolated Hybrid AC/DC Microgrids. In *IEEE Transactions on Smart Grid* (Vol. 10, Issue 3, pp. 2789–2798). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2810310>
- Han, Y., Zhang, K., Li, H., Coelho, E. A. A., & Guerrero, J. M. (2018). MAS-Based Distributed Coordinated Control and Optimization in Microgrid and Microgrid Clusters: A Comprehensive Overview. In *IEEE Transactions on Power Electronics* (Vol. 33, Issue 8, pp. 6488–6508). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.

<https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2761438>

Hanna, R., Kleissl, J., Nottrott, A., & Ferry, M. (2014). Energy dispatch schedule optimization for demand charge reduction using a photovoltaic-battery storage system with solar forecasting. In *Solar Energy* (Vol. 103, pp. 269–287). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.020>

Hirsch, A., Parag, Y., & Guerrero, J. (2018). Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 90, pp. 402–411). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040>

HOMER PRO. (2021). *Microgrid Software for Designing Optimized Hybrid Microgrids*. <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>

IEA, IRENA, UNSD, World Bank, & WHO. (2021). *Tracking SDG 7: The Energy Progress Report*. <https://trackingsdg7.esmap.org/>

IEC 61970-1:2005 - Energy management system application program interface, (2005). <https://joinup.ec.europa.eu/collection/ict-standards-procurement/solution/iec-61970-12005-energy-management-system-application-program-interface-ems-api-part-1-guidelines-and>

IEEE. (2018). 2030.7-2017 - 2030.7-2017 - IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers - IEEE Standard. In *IEEE Std 2030.7-2017*. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8295083>

INAMHI. (2021). *Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología – INAMHI*. <https://www.inamhi.gob.ec/>

Jafari, M., Malekjamshidi, Z., Lu, D. D. C., & Zhu, J. (2019). Development of a Fuzzy-Logic-Based

- Energy Management System for a Multiport Multioperation Mode Residential Smart Microgrid. In *IEEE Transactions on Power Electronics* (Vol. 34, Issue 4, pp. 3283–3301). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2018.2850852>
- Jang, J. S. R., & Sun, C. T. (1995). Neuro-Fuzzy Modeling and Control. In *Proceedings of the IEEE* (Vol. 83, Issue 3, pp. 378–406). <https://doi.org/10.1109/5.364486>
- Kanchana, W., & Sirisukprasert, S. (2020, March 1). PV Power Forecasting with Holt-Winters Method. *2020 8th International Electrical Engineering Congress, IEECON 2020*. <https://doi.org/10.1109/IEECON48109.2020.229517>
- Kennedy, J., & Eberhart, R. (1995). Particle swarm optimization. *Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks, 4*, 1942–1948. <https://doi.org/10.1109/ICNN.1995.488968>
- Khavari, F., Badri, A., & Zangeneh, A. (2020). Energy management in multi-microgrids considering point of common coupling constraint. In *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* (Vol. 115, p. 105465). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105465>
- Kichwa Añangu. (2021). *Comunidad Kichwa Añangu – Ancestral Cultura Amazónica*. <https://www.comunidadanangu.org/en/>
- Krishan, O., & Suhag, S. (2019). Techno-economic analysis of a hybrid renewable energy system for an energy poor rural community. In *Journal of Energy Storage* (Vol. 23, pp. 305–319). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.04.002>
- Kumar, B. A., Achar, A., Bharathi, D., & Vanjakshi, L. (2019). A Seasonal Modelling Approach Capturing Spatio-Temporal Correlations for Dynamic Bus Travel Time Prediction *. *2019 IEEE*

Intelligent Transportation Systems Conference, ITSC 2019, 503–508.

<https://doi.org/10.1109/ITSC.2019.8917055>

Kumar, M., Srivastava, S. C., Singh, S. N., & Ramamoorthy, M. (2015). Development of a control strategy for interconnection of islanded direct current microgrids. In *IET Renewable Power Generation* (Vol. 9, Issue 3, pp. 284–296). Institution of Engineering and Technology.

<https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2013.0375>

Laseter, R.H. (2002). MicroGrids. *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*, 1, 305–308.

<https://doi.org/10.1109/PESW.2002.985003>

Laseter, Robert H., & Paigi, P. (2004). Microgrid: A conceptual solution. In *PESC Record - IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference* (Vol. 6, pp. 4285–4290).

<https://doi.org/10.1109/PESC.2004.1354758>

Lee, W., Choi, J., & Won, D. (2017). Coordination Strategy for Optimal Scheduling of Multiple Microgrids Based on Hierarchical System. In *Energies* (Vol. 10, Issue 9, p. 1336). MDPI AG.

<https://doi.org/10.3390/en10091336>

Leonori, S., Paschero, M., Frattale Mascioli, F. M., & Rizzi, A. (2020). Optimization strategies for Microgrid energy management systems by Genetic Algorithms. In *Applied Soft Computing* (Vol. 86, p. 105903). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/J.ASOC.2019.105903>

Li, Bahramirad, S., Paaso, A., Yan, M., & Shahidehpour, M. (2019). Blockchain for decentralized transactive energy management system in networked microgrids. In *Electricity Journal* (Vol. 32, Issue 4, pp. 58–72). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.03.008>

Li, Shahidehpour, M., Aminifar, F., Alabdulwahab, A., & Al-Turki, Y. (2017). Networked Microgrids

- for Enhancing the Power System Resilience. *Proceedings of the IEEE*, 105(7), 1289–1310.
<https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2685558>
- Liu. (2018). *Intelligent Control Design and Matlab Simulation*. In *Springer*. Springer Singapore.
<https://doi.org/10.1007/978-981-10-5263-7>
- Liu, Yu, S., Zhu, Y., Wang, D., & Liu, J. (2018). Modeling, planning, application and management of energy systems for isolated areas: A review. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 82, pp. 460–470). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.09.063>
- Lorenzo, E. (2011). Energy Collected and Delivered by PV Modules. In *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* (pp. 984–1042). <https://doi.org/10.1002/9780470974704.ch22>
- LOSPEE. (2015). *Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica*.
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/ley-organica-de-servicio-publico-de-energia-electrica-da-paso-a-la-creacion-de-la-arconel/>
- Lü, Lu, T., Kibert, C. J., & Viljanen, M. (2014). A novel dynamic modeling approach for predicting building energy performance. In *Applied Energy* (Vol. 114, pp. 91–103). Elsevier.
<https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2013.08.093>
- Mahmud, K., Nizami, M. S. H., Ravishankar, J., Hossain, M. J., & Siano, P. (2020). Multiple Home-to-Home Energy Transactions for Peak Load Shaving. In *IEEE Transactions on Industry Applications* (Vol. 56, Issue 2, pp. 1074–1085). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/TIA.2020.2964593>
- Mariam, L., Basu, M., & Conlon, M. F. (2016). Microgrid: Architecture, policy and future trends. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 64, pp. 477–489). Elsevier Ltd.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.037>

- Marler, R. T., & Arora, J. S. (2009). The weighted sum method for multi-objective optimization: new insights. In *Structural and Multidisciplinary Optimization 2009* 41:6 (Vol. 41, Issue 6, pp. 853–862). Springer. <https://doi.org/10.1007/S00158-009-0460-7>
- Marqusee, J., Ericson, S., & Jenket, D. (2021). Impact of emergency diesel generator reliability on microgrids and building-tied systems. In *Applied Energy* (Vol. 285, p. 116437). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.116437>
- Martin-Martínez, F., Sánchez-Miralles, A., & Rivier, M. (2016). A literature review of Microgrids: A functional layer based classification. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 62, pp. 1133–1153). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.025>
- Mazidi, M., Rezaei, N., Ardakani, F. J., Mohiti, M., & Guerrero, J. M. (2020). A hierarchical energy management system for islanded multi-microgrid clusters considering frequency security constraints. In *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* (Vol. 121, p. 106134). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106134>
- Mehigan, L., Deane, J. P., Gallachóir, B. P. Ó., & Bertsch, V. (2018). A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems. In *Energy* (Vol. 163, pp. 822–836). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2018.08.022>
- Moncecchi, M., Brivio, C., Mandelli, S., & Merlo, M. (2020). Battery Energy Storage Systems in Microgrids: Modeling and Design Criteria. In *Energies 2020, Vol. 13, Page 2006* (Vol. 13, Issue 8, p. 2006). Multidisciplinary Digital Publishing Institute. <https://doi.org/10.3390/EN13082006>
- Monesha, S., Kumar, S. G., & Rivera, M. (2016, December 8). Microgrid energy management and control: Technical review. *2016 IEEE International Conference on Automatica, ICA-ACCA*

2016. <https://doi.org/10.1109/ICA-ACCA.2016.7778452>

Naciones Unidas. (2018). *La Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: una oportunidad para América Latina y el Caribe.*

https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/40155/S1801141_es.pdf

Nnaji, E. C., Adgidzi, D., Dioha, M. O., Ewim, D. R. E., & Huan, Z. (2019). Modelling and management of smart microgrid for rural electrification in sub-saharan Africa: The case of Nigeria. In *Electricity Journal* (Vol. 32, Issue 10, p. 106672). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.106672>

Ould Amrouche, S., Rekioua, D., Rekioua, T., & Bacha, S. (2016). Overview of energy storage in renewable energy systems. In *International Journal of Hydrogen Energy* (Vol. 41, Issue 45, pp. 20914–20927). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2016.06.243>

Palma-Behnke, R., Benavides, C., Lanas, F., Severino, B., Reyes, L., Llanos, J., & Saez, D. (2013). A microgrid energy management system based on the rolling horizon strategy. In *IEEE Transactions on Smart Grid* (Vol. 4, Issue 2, pp. 996–1006). <https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2231440>

Pascual, J., Barricarte, J., Sanchis, P., & Marroyo, L. (2015). Energy management strategy for a renewable-based residential microgrid with generation and demand forecasting. *Applied Energy*, 158, 12–25. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.040>

Passino, K. M., & Yurkovich, S. (1998). *Fuzzy Control*. ADDISON-WESLEY. <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.131.4494&rep=rep1&type=pdf>

Pena-Aguirre, J. C., Barranco-Gutierrez, A. I., Padilla-Medina, J. A., Espinosa-Calderon, A., & Perez-Pinal, F. J. (2020). Fuzzy Logic Power Management Strategy for a Residential DC-Microgrid.

- In *IEEE Access* (Vol. 8, pp. 116733–116743). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3004611>
- Proano, J. L., Villalba, D. O., Saez, D., & Quero, D. O. (2016). Economic dispatch for optimal management of isolated microgrids. In *2016 IEEE 36th Central American and Panama Convention, CONCAPAN 2016*. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/CONCAPAN.2016.7942382>
- Pu, Y., Li, Q., Chen, W., & Liu, H. (2019). Hierarchical energy management control for islanding DC microgrid with electric-hydrogen hybrid storage system. In *International Journal of Hydrogen Energy* (Vol. 44, Issue 11, pp. 5153–5161). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2018.10.043>
- Qiao, H., Chalermyanont, K., & Duangsoithong, R. (2019). Hour-ahead power load demand time series forecasting using four methods in three cases. *Proceedings of the 16th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, ECTI-CON 2019*, 593–596. <https://doi.org/10.1109/ECTI-CON47248.2019.8955222>
- Restrepo, M., Cañizares, C. A., Simpson-Porco, J. W., Su, P., & Taruc, J. (2021). Optimization- and Rule-based Energy Management Systems at the Canadian Renewable Energy Laboratory microgrid facility. In *Applied Energy* (Vol. 290, p. 116760). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.116760>
- Rodriguez, M., Arcos-Aviles, D., Llanos, J., Salazar, A., Guinjoan, F., Motoasca, E., & Martinez, W. (2021). Fuzzy-based energy management system for isolated microgrids using generation and demand forecast. *2021 23rd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'21 ECCE Europe)*, 1–6. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9570529>

- Rodríguez, M., Salazar, A., Arcos-Aviles, D., Llanos, J., Martínez, W., & Motoasca, E. (2020). A Brief Approach of Microgrids Implementation in Ecuador: A Review. *Recent Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, 762 LNEE, 149–163. https://doi.org/10.1007/978-3-030-72208-1_12
- Salazar, A., Arcos-Aviles, D., Llanos, J., Ortiz, D., Rodriguez, M., Motoasca, E., & Martinez, W. (2021). Model predictive control-based energy management system for isolated electro-thermal microgrids in rural areas of Ecuador. *23rd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'21 ECCE Europe)*, 1–6. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9570196>
- San Martín, I., Berrueta, A., Sanchis, P., & Ursúa, A. (2018). Methodology for sizing stand-alone hybrid systems: A case study of a traffic control system. In *Energy* (Vol. 153, pp. 870–881). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2018.04.099>
- Shaterabadi, M., & Jirdehi, M. A. (2020). Multi-objective stochastic programming energy management for integrated INVELOX turbines in microgrids: A new type of turbines. In *Renewable Energy* (Vol. 145, pp. 2754–2769). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2019.08.002>
- Shyu, C. W. (2014). Ensuring access to electricity and minimum basic electricity needs as a goal for the post-MDG development agenda after 2015. In *Energy for Sustainable Development* (Vol. 19, Issue 1, pp. 29–38). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2013.11.005>
- Solcast. (2019). *Solar Irradiance Data*. <https://solcast.com>
- Sood, V. K., & Abdelgawad, H. (2019). Microgrids architectures. In *Distributed Energy Resources in Microgrids: Integration, Challenges and Optimization* (pp. 1–31). Elsevier.

<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817774-7.00001-6>

Tabar, V. S., Jirdehi, M. A., & Hemmati, R. (2017). Energy management in microgrid based on the multi objective stochastic programming incorporating portable renewable energy resource as demand response option. In *Energy* (Vol. 118, pp. 827–839). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2016.10.113>

Tiwari, D., Salunke, M., & Raju, A. B. (2021, April 2). Modelling and Real Time Simulation of Microgrid using Typhoon HIL. *2021 6th International Conference for Convergence in Technology, I2CT 2021*. <https://doi.org/10.1109/I2CT51068.2021.9418178>

Toosi, H. E., Merabet, A., Ghias, A. M. Y. M., & Swingler, A. (2019). Central Power Management System for Hybrid PV/Battery AC-Bus Microgrid Using Typhoon HIL. In *IEEE International Symposium on Industrial Electronics* (Vols. 2019-June, pp. 1053–1058). Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/ISIE.2019.8781277>

Tungadio, Bansal, R. C., & Siti, M. W. (2017). Optimal Control of Active Power of Two Micro-grids Interconnected with Two AC Tie-Lines. In *Electric Power Components and Systems* (Vol. 45, Issue 19, pp. 2188–2199). Taylor and Francis Inc. <https://doi.org/10.1080/15325008.2017.1384940>

Tungadio, Bansal, R. C., Siti, M. W., & Mbungu, N. T. (2018). Predictive Active Power Control of Two Interconnected Microgrids. In *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy* (Vol. 3, Issue 1, pp. 1–15). Springer. <https://doi.org/10.1007/s40866-018-0040-2>

Tungadio, Bansal, & Siti. (2018). Energy flow estimation-control of two interconnected microgrids. In *Journal of Energy in Southern Africa* (Vol. 29, Issue 4, pp. 69–80). University of Cape Town.

<https://doi.org/10.17159/2413-3051/2018/V29I4A2439>

Typhoon HIL. (2021). *HIL402 - Typhoon HIL*. Typhoon HIL. <https://www.typhoon-hil.com/products/hil402/>

VLIR-UOS. (2020). *MIRA-ESTE: Microgrids for isolated rural areas: environmental, social, technological and economic aspects*. <https://www.vliruos.be/en/projects/project/22?pid=4564>

Wang, D., Qiu, J., Reedman, L., Meng, K., & Lai, L. L. (2018). Two-stage energy management for networked microgrids with high renewable penetration. In *Applied Energy* (Vol. 226, pp. 39–48). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.112>

Wang, S., Su, L., & Zhang, J. (2017). MPI based PSO algorithm for the optimization problem in micro-grid energy management system. *Proceedings - 2017 Chinese Automation Congress, CAC 2017, 2017-Janua*, 4479–4483. <https://doi.org/10.1109/CAC.2017.8243569>

Yamashita, D. Y., Vechiu, I., & Gaubert, J. P. (2020). A review of hierarchical control for building microgrids. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 118, p. 109523). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2019.109523>

Yang, X.-S. (2021). Nature-Inspired Optimization Algorithms. In *Elsevier* (Second). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2019-0-03762-4>

Yang, X. S., & Deb, S. (2009). Cuckoo search via Lévy flights. *2009 World Congress on Nature and Biologically Inspired Computing, NABIC 2009 - Proceedings*, 210–214. <https://doi.org/10.1109/NABIC.2009.5393690>

Yoshio, M., Brodd, R. J., & Kozawa, A. (2009). Lithium-ion Batteries: Science and Technologies. In *Springer*. Springer New York. <https://doi.org/10.1007/978-0-387-34445-4>

- Zachar, M., & Daoutidis, P. (2015). Understanding and predicting the impact of location and load on microgrid design. In *Energy* (Vol. 90, pp. 1005–1023). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2015.08.010>
- Zadeh, L. A. (1996). *FUZZY SETS* (pp. 394–432). https://doi.org/10.1142/9789814261302_0021
- Zhuo, W. (2018). Microgrid energy management strategy with battery energy storage system and approximate dynamic programming. *Chinese Control Conference, CCC, 2018-July*, 7581–7587. <https://doi.org/10.23919/CHICC.2018.8482602>
- Zia, M. F., Elbouchikhi, E., & Benbouzid, M. (2018). Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. In *Applied Energy* (Vol. 222, pp. 1033–1055). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.103>