



Diseño de un sistema de gestión de energía basado en control predictivo por modelo para una microrred aislada localizada en zonas rurales del Ecuador

Salazar Escobar, Iván Antonio

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.

30 de junio de 2022



ASE_Final_DAA_v2_Copyleaks.docx

Scanned on: 21:30 June 22, 2022 UTC



Overall Similarity Score



Results Found



Total Words in Text

| | |
|--------------------------|-----|
| Identical Words | 223 |
| Words with Minor Changes | 18 |
| Paraphrased Words | 405 |
| Omitted Words | 0 |

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

Director



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 control predictivo por modelo para una microrred aislada localizada en zonas rurales del Ecuador**” fue realizado por el señor **Salazar Escobar, Iván Antonio**; 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, 30 de junio 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 **Salazar Escobar, Iván Antonio**, con cédula de ciudadanía n° 0503365587, declaro que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: **Diseño de un sistema de gestión de energía basado en control predictivo por modelo para una microrred aislada localizada en zonas rurales del Ecuador** es de mí 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, 30 de junio de 2022

.....

Salazar Escobar, Iván Antonio

C.C.: 0503365587



Vicerrectorado de Investigación, Innovación y Transferencia de Tecnología

Centro de Posgrados

Autorización de Publicación

Yo **Salazar Escobar, Iván Antonio**, con cédula de ciudadanía n° 0503365587, autorizo a la **Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE** publicar el trabajo de titulación: **Diseño de un sistema de gestión de energía basado en control predictivo por modelo para una microrred aislada localizada en zonas rurales del Ecuador** en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi responsabilidad.

Sangolquí, 30 de junio de 2022

.....

Salazar Escobar, Iván Antonio

C.C.: 0503365587

Dedicatoria

Dedico el presente trabajo a mi familia, quienes han sido el pilar fundamental para alcanzar esta meta, ya que me brindaron su apoyo incondicional a lo largo de mi formación académica. También es dedicado a mis profesores, compañeros y amigos por estar presentes en todos los momentos importantes que conllevaron a obtener este grado académico.

Sangolquí, 30 de junio de 2022

Agradecimiento

En primer lugar, mi sincero agradecimiento a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, y a su centro de estudios de posgrado por otorgarme la beca para financiar mis estudios de cuarto nivel. Asimismo, agradezco al Dr. Diego Arcos, director de este proyecto, quien ha sabido guiarme e inculcarme los conocimientos necesarios para la finalización de esta etapa académica. De igual manera, es necesario agradecer a los demás profesores que forman parte de la Maestría de Investigación en Electrónica, de quienes he logrado adquirir conocimientos invaluable que cimentaron las bases de este trabajo. También, quiero agradecer a mi familia y a mis compañeros, quienes han sido un apoyo constante a lo largo de la maestría. Finalmente, al proyecto MIRA-ESTE: Microgrids for isolated rural areas: environmental, social, technological and economic aspects, bajo el cual se enmarca esta tesis de grado.

Sangolquí, 30 de junio de 2022

Tabla de Contenido

| | |
|--|----|
| Resumen | 14 |
| Abstract..... | 15 |
| Introducción..... | 16 |
| Antecedentes | 16 |
| Estado del Arte..... | 17 |
| Formulación del Problema y Justificación | 22 |
| Hipótesis de la investigación..... | 24 |
| Objetivo general..... | 24 |
| Objetivos específicos | 24 |
| Fundamento Teórico..... | 25 |
| Balance energético del Ecuador | 25 |
| Energía producida en el Ecuador | 25 |
| Acceso a la electricidad..... | 27 |
| Potencial solar del Ecuador..... | 27 |
| Microrred | 28 |
| Generación Distribuida | 29 |
| Sistemas solares fotovoltaicos..... | 29 |
| Generadores diésel | 30 |
| Sistemas de Almacenamiento de Energía..... | 30 |
| Baterías | 31 |
| Volantes de inercia | 31 |
| Hidrógeno | 31 |
| Supercapacitores | 32 |

| | |
|--|----|
| Sistemas de Almacenamiento Térmico..... | 32 |
| Sistemas de almacenamiento de calor sensible | 32 |
| Sistemas de almacenamiento de calor latente..... | 33 |
| Sistemas de almacenamiento termoquímicos..... | 33 |
| Control Jerárquico..... | 34 |
| Sistema de Gestión de Energía | 35 |
| Control Predictivo por Modelos..... | 36 |
| Hardware-in-the-Loop | 37 |
| Beneficios de las pruebas HIL para electrónica de potencia | 38 |
| Metodología..... | 39 |
| Descripción de la Microrred..... | 40 |
| Sistema de Almacenamiento de Energía | 41 |
| Sistema de Almacenamiento Térmico | 45 |
| Generador Fotovoltaico | 46 |
| Generador Diésel | 47 |
| Diseño del Sistema de Gestión de Energía | 48 |
| EMS basado en Control Predictivo por Modelo..... | 48 |
| Problema de Optimización..... | 50 |
| Función de Costo | 50 |
| Restricciones | 52 |
| Sistema de Almacenamiento de Energía. | 52 |
| Sistema de Almacenamiento Térmico. | 53 |
| Generador Diésel. | 53 |
| Balance Energético. | 54 |

| | |
|---|----|
| | 10 |
| Datos Meteorológicos y Perfil de Carga..... | 57 |
| Localización..... | 57 |
| Datos Meteorológicos..... | 57 |
| Perfil de Carga..... | 59 |
| Implementación en Hardware-in-the-Loop..... | 62 |
| Typhoon HIL 402..... | 62 |
| Implementación de la Microrred en Typhoon HIL 402..... | 63 |
| Simulaciones y Resultados..... | 68 |
| Dimensionamiento de la Microrred..... | 68 |
| Análisis de la Integración de las Energías Renovables..... | 69 |
| Análisis del EMS propuesto..... | 70 |
| Efecto del horizonte de Predicción..... | 70 |
| Evaluación del EMS con diferentes escenarios de irradiancia..... | 72 |
| Evaluación del EMS sin considerar ciertos objetivos en la función de costo..... | 78 |
| Comparación con un EMS basado en Unit Commitment standard..... | 81 |
| Validación Experimental..... | 82 |
| Conclusiones..... | 86 |
| Bibliografía..... | 89 |

Índice de Tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1 Métricas mejoradas con la implementación de pruebas Hardware-in the-Loop en la industria de la electrónica de potencia..... | 38 |
| Tabla 2 Parámetros para el modelo de degradación de la batería de ion de litio..... | 43 |
| Tabla 3 Parámetros del tanque de almacenamiento térmico | 45 |
| Tabla 4 Parámetros del panel fotovoltaico bajo condiciones de prueba estándar | 47 |
| Tabla 5 Parámetros de las restricciones de los componentes de la Microrred..... | 55 |
| Tabla 6 Consumo diario de energía en un hogar de la comunidad | 59 |
| Tabla 7 Características generales del Typhoon HIL 402..... | 63 |
| Tabla 8 Herramientas del Typhoon HIL Control Center | 63 |
| Tabla 9 Resultados del análisis de la integración de energías renovables. | 70 |
| Tabla 10 Resultados anuales de los casos de estudio de acuerdo a la función de costo. | 81 |
| Tabla 11 Resultados anuales de los EMS con distinto enfoque de control. | 82 |

Índice de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1 Porcentaje de energía producida por cada tipo de energía en el Ecuador para el año 2020..... | 25 |
| Figura 2 Porcentaje de energía renovable y no renovable producida en el Ecuador para el año 2020.... | 26 |
| Figura 3 Arquitectura general de una Microrred..... | 28 |
| Figura 4 Niveles del control jerárquico de una Microrred..... | 34 |
| Figura 5 Clasificación de sistemas de gestión de energía basados en las estrategias de control empleadas. | 36 |
| Figura 6 Esquema de implementación de Hardware-in-the-Loop para pruebas. | 37 |
| Figura 7 Diagrama de Flujo de la Metodología implementada..... | 40 |
| Figura 8 MG electro-térmica bajo estudio..... | 40 |
| Figura 9 Diagrama de flujo de la estimación del estado de salud de la batería de ion de litio | 44 |
| Figura 10 Esquema de control implementado..... | 49 |
| Figura 11 Diagrama de Flujo del Sistema de Gestión de Energía propuesto..... | 50 |
| Figura 12 Ubicación de la Comunidad Kichwa Añangu..... | 57 |
| Figura 13 Perfil anual de irradiancia en la ubicación bajo estudio | 58 |
| Figura 14 Irradiancia diaria promedio para la ubicación bajo estudio. | 58 |
| Figura 15 Perfil de carga eléctrica estimado para un hogar | 60 |
| Figura 16 Perfil de carga térmica estimado para un hogar..... | 60 |
| Figura 17 Esquema implementado para la validación experimental mediante simulaciones Hardware-in- the-Loop..... | 62 |
| Figura 18 Microrred implementada en Typhoon HIL..... | 64 |
| Figura 19 SCADA diseñado para la interacción con la simulación en tiempo real..... | 65 |
| Figura 20 Diagrama de flujo del control de la Microrred en tiempo real mediante Matlab y HIL SCADA. | 66 |
| Figura 21 Influencia del horizonte de predicción en el rendimiento de la Microrred..... | 71 |

| | |
|---|----|
| Figura 22 Resultados de la planificación del EMS con una irradiancia moderada..... | 73 |
| Figura 23 Resultados del Sistema de Agua Caliente Sanitaria con una irradiancia moderada..... | 74 |
| Figura 24 Resultados de la planificación del EMS con una irradiancia baja. | 75 |
| Figura 25 Resultados del Sistema de Agua Caliente Sanitaria con una irradiancia baja..... | 75 |
| Figura 26 Resultados de la planificación del EMS con una irradiancia alta. | 76 |
| Figura 27 Resultados del Sistema de Agua Caliente Sanitaria con una irradiancia alta. | 77 |
| Figura 28 Comparación de los casos de estudio de acuerdo a la función de costo..... | 79 |
| Figura 29 Comparación de los niveles de SOC de la batería bajo los casos de estudio de acuerdo a la función de costo..... | 80 |
| Figura 30 Comparación de los niveles de SOC de la batería bajo los dos enfoques de control analizado | 82 |
| Figura 31 Resultados de la planificación de la Microrred mediante simulación HIL. | 83 |
| Figura 33 Tiempo de cálculo empleado para la resolución del problema de optimización. | 84 |

Resumen

Actualmente, la demanda de electricidad en el mundo aumenta de manera constante, es así que las investigaciones se han desplegado en el desarrollo de sistemas que permitan suministrar energía a los usuarios de manera segura, confiable, y ecológica. En este contexto, las microrredes se convierten en alternativas potenciales para proveer de electricidad a comunidades aisladas del Ecuador, ya que el acceso a la electricidad tiene una directa relación con el mejoramiento de la calidad de vida de sus habitantes. En este trabajo se desarrolla un algoritmo de gestión de energía de una microrred aislada basado en Control Predictivo por Modelo con el objetivo de minimizar los costos de operación de la microrred, considerar la degradación de la batería, y, además, satisfacer las necesidades de confort de los usuarios de una zona aislada del Ecuador. Se considera una arquitectura de una microrred electrotérmica, que está compuesta por un sistema fotovoltaico, un generador a diésel, un banco de baterías, cargas eléctricas y un sistema de Agua Caliente Sanitaria compuesto por un calentador de agua eléctrico y un tanque de almacenamiento de agua. El análisis del rendimiento del sistema de gestión de la energía se realiza a través de simulaciones numéricas en Matlab y FICO Xpress bajo diferentes escenarios, y es comparado con un enfoque basado en el Compromiso Unitario con Despacho Económico. Finalmente, se realizará una validación experimental con el simulador Typhoon HIL.

Palabras Clave: microrred, sistema de gestión de energía, control predictivo por modelo, energía renovable, hardware-in-the-loop.

Abstract

The demand for electricity in the world is growing, so research has been deployed in developing systems that allow supplying energy to users in a safe, reliable, and eco-friendly way. In this context, microgrids become potential solutions to provide electricity to isolated communities in Ecuador, as access to electricity is directly related to improving the quality of life of its inhabitants. In this study, an energy management algorithm for an isolated microgrid based on model-based predictive control is developed to minimize the microgrid's operating costs, consider the battery's degradation, and satisfy the comfort needs of the users in an isolated area of Ecuador. An electrothermal microgrid architecture is considered, which is composed of a photovoltaic (PV) system, a diesel generator, a battery bank, electrical loads, and a Domestic Hot Water (DHW) system composed of an electric water heater and a hot water storage tank. The energy management system's performance analysis is performed through numerical simulations in Matlab and FICO Xpress by considering different scenarios and comparing with an approach based on Unit Commitment with Economic Dispatch. Finally, an experimental validation will be performed using the Typhoon HIL simulator.

Keywords: microgrid, energy management system, model predictive control, renewable energy, hardware-in-the-loop.

Introducción

Antecedentes

La energía es fundamental para el desarrollo sostenible, puesto que ayuda a mejorar las condiciones humanas, sociales, económicas y ambientales en la sociedad moderna (Boliko & Ialnazov, 2019). El séptimo objetivo de desarrollo sostenible establecido por las Naciones Unidas destaca la importancia de proporcionar acceso a energía fiable, sostenible y asequible para todas las personas (United Nations, 2015). La no electrificación de zonas se convierte en una barrera para el crecimiento económico y el progreso social, pero también puede iniciar muchos problemas y desafíos relacionados con la calidad de vida en las regiones rurales (Almeshqab & Ustun, 2019)

En la actualidad, alrededor de 1.1 billón de personas de la población mundial permanece sin acceso a la electricidad, concentrándose el 87 % en las áreas rurales de los países en desarrollo (Aberilla et al., 2020; International Energy Agency et al., 2018). En Latinoamérica, los países han logrado un aumento significativo en las tasas de electrificación rural debido a los programas nacionales de electrificación rural que se han llevado a cabo por la intervención de los respectivos gobiernos. En el Ecuador se puede observar esta tendencia, donde la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) menciona que la cobertura nacional del servicio eléctrico se ha incrementado en la última década (2008-2018) del 93,80% al 97,05%. Sin embargo, pese a los esfuerzos realizados por el Gobierno, en la región Amazónica se tiene los índices más bajos de acceso a la electricidad con el 92.77% de su población (ARCONEL, 2019). La mayoría de las regiones que aún no cuentan con energía eléctrica se encuentran en las áreas geográficamente más remotas y aisladas, lo que hace que la ampliación de la red central para proveer servicio sea bastante inviable (Almeshqab & Ustun, 2019). En estos casos, los generadores a diésel pueden llegar a ser una potencial solución en estas zonas, sin embargo, los costos operativos, el mantenimiento de los generadores, y sobre todo el impacto negativo que proporciona al

medio ambiente a través de las emisiones de gases de efecto invernadero constituyen una de las barreras que limitan la utilización de esta alternativa (World Bank Group, 2016).

Por lo tanto, la innovación, especialmente de nuevas tecnologías de energía renovable, resulta indispensable para conseguir cerrar la brecha existente respecto al acceso a la electricidad en las zonas aisladas (Banal-Estañol et al., 2017). En este contexto, las Microrredes (MG, del inglés) en áreas remotas se convierten en alternativas económicas y amigables con el ambiente para proveer electricidad, en donde es necesario crear infraestructura energética donde no existía anteriormente (Warneryd et al., 2020).

Debido a los antecedentes presentados en cuanto a la problemática existente en el acceso de electricidad en las distintas comunidades rurales del Ecuador, es necesario plantear posibles soluciones con miras a implementar MGs aisladas que permitan contribuir con soluciones energéticas económicas y amigables con el ambiente. Bajo este argumento, el trabajo propuesto constituye una base fundamental de la MG para gestionar la energía, puesto que permite reducir los costos de operación y las emisiones de CO₂, con el afán de conservar el medio ambiente.

Estado del Arte

El Control Predictivo por Modelo (MPC) es una estrategia de control en tiempo discreto basado en el uso de un modelo dinámico de la planta para predecir la evolución del estado del proceso en instantes de tiempo futuros a lo largo de un horizonte de predicción N. El conjunto de señales de control futuras se calcula mediante la optimización de una función de costo sujeta a las restricciones del sistema, donde sólo la señal de control calculada para el instante k se emplea en el proceso, mientras que las demás se descartan (Velarde et al., 2017).

El Sistema de Gestión de Energía (EMS, por sus siglas en inglés) basado en MPC resuelve un problema de optimización en cada tiempo de muestreo con el objetivo de minimizar el costo de funcionamiento de la MG, mientras satisface la demanda y considera los límites técnicos y físicos de los

componentes. Para conseguir una operación eficiente del EMS, es necesario definir la función de costo y tomar en cuenta las restricciones y no linealidades del sistema de acuerdo con los componentes de la MG y el modo de funcionamiento (Boqtob et al., 2019). Además, el comportamiento futuro de las variables es un factor importante para los sistemas que dependen de la demanda y la generación de energía renovable (Bordons et al., 2015). Por lo tanto, el MPC al ser una estrategia de control basado en las predicciones futuras del comportamiento del sistema, se convierte en una gran alternativa a implementar.

Otras ventajas que ofrece el MPC son la inclusión de múltiples objetivos de forma directa en la función de costo, considerar varias restricciones con rangos bien delimitados, garantizar una solución óptima, y el tener un mecanismo de retroalimentación, lo que permite hacer frente a incertidumbres y perturbaciones. Además, se dispone de Toolboxes especializados que facilitan la resolución de los algoritmos de optimización, como por ejemplo CPLEX y FICO Xpress (Bordons et al., 2015; Hu et al., 2021).

Varios estudios se encuentran en la literatura relacionado a EMS basados en MPC, donde la mayoría son realizados en MGs conectadas a la red, sin embargo, el enfoque en MGs aisladas va en aumento. Por lo tanto, se presenta una revisión de los estudios más relevantes para esta investigación.

En primer lugar, se detallan los trabajos que se han realizado enfocados directamente en minimizar los costos de operación de MGs aisladas. Por ejemplo, en (Sachs & Sawodny, 2016) se presenta una MG usualmente encontrada en comunidades rurales, la cual está compuesta por un generador a Diesel, sistema PV y una batería, los mismos que son contralados por medio de un EMS basado en MPC de dos etapas. En la primera etapa, se calcula el despacho económico óptimo de todo el sistema, mientras que la segunda etapa le proporciona robustez al control mediante la optimización del tiempo de encendido y apagado del generador a diésel. Las simulaciones realizadas muestran una reducción del 7% de los costos en comparación con una estrategia desarrollada mediante Homer. Asimismo, en (Nair & Costa-Castello, 2020) se evalúa la aplicación del MPC para la gestión energética en una MG aislada con

generación PV, generador a diésel y Sistema de Almacenamiento (ESS, por sus siglas en inglés) híbrido. Tiene como objetivo mejorar la utilización de la generación renovable, la eficiencia operativa de la microrred y la reducción de la tasa de degradación de los sistemas de almacenamiento. En los resultados se muestra una reducción del tiempo de permanencia en niveles altos de estado de carga (SOC) de la batería ($> 0,8$) en comparación con un controlador Fuzzy.

Un EMS basado en MPC para la gestión óptima de la energía de una MG aislada se plantea en (Y. Zhang et al., 2017), donde en la primera etapa se tiene como objetivo minimizar el coste de operación al considerar la incertidumbre mediante la optimización lineal robusta. En la segunda etapa, después de obtener los datos meteorológicos actuales se ajusta el costo de operación en tiempo real. Además, concluyen que el ESS juega un papel fundamental en el ahorro de los costos de operación en un MG aislada. En (e Silva et al., 2020) se presenta un EMS a partir de un MPC mediante el uso de predicciones meteorológicas con el objetivo de reducir los costos de operación de MG, la misma que puede operar conectada a la red o aislada. Una de las contribuciones de este trabajo es modelar la MG mediante un sistema dinámico lógico mixto (MLD), mientras que las previsiones de energía fotovoltaica y eólica son obtenidas del modelo de previsión de datos meteorológicos WRF (Weather Research and Forecasting). Un esquema de control de dos etapas es propuesto en (Clarke et al., 2020), en donde tanto el EMS como el control primario utilizan MPC, el cual tiene como objetivo minimizar los costos operativos y las emisiones de CO₂, donde estas emisiones son minimizadas con el afán de menorar el impacto ambiental causado por el uso de combustibles fósiles. Los resultados del estudio muestran una reducción entre un 5 y 10 % en comparación a controladores convencionales basados en reglas.

En (Valencia et al., 2016) se propone un EMS basado en MPC para una MG aislada ubicada en Huatacondo, Chile. En este trabajo primero se realiza una predicción difusa para determinar la incertidumbre establecida para la energía eólica, por el contrario de la solar, debido a que las variaciones diarias de la radiación solar no son significativas. Luego, se realiza el despacho eficiente de los generadores

al mínimo costo operativo, para lo cual se utilizan dos controles MPC para determinar el rango superior e inferior de despacho de las unidades y el resultado final se obtiene mediante una suma de estos rangos con un factor de ponderación definido. Los autores de (Violante et al., 2020) proponen un EMS para una MG aislada, que integra recursos de energía térmica. Este EMS está basado en MPC con el fin de minimizar el costo del combustible, y además satisfacer los requerimientos de confort térmico para el edificio ubicado en el Politécnico di Bari. Este sistema lo comparan con un netamente eléctrico, donde se demuestra los beneficios económicos proporcionados por parte del sistema que incluye energía térmica.

Asimismo, existen otros trabajos en los que el EMS tienen otros objetivos principales. Por ejemplo, en (Cecilia et al., 2020) se presenta una MG con sistema PV, baterías, y un sistema de producción de Hidrógeno (H₂), que sirve para alimentar un vehículo híbrido. En este caso, el EMS basado en MPC toma en cuenta como objetivos la maximización de producción de H₂ y salvaguardar la vida útil de la batería, como resultado de este trabajo se obtiene la estabilización del SOC de la batería, lo cual permite evitar descargas profundas. También se tiene trabajos como (Velarde et al., 2017; Zafra-Cabeza et al., 2020), en los cuales se presenta una MG compuesta por generación PV, banco de baterías, un sistema de almacenamiento de energía basado en hidrógeno y las cargas; en donde los objetivos del EMS son el seguimiento a las referencias recomendables para los almacenadores de energía. Los dos trabajos mencionados se diferencian en que en (Velarde et al., 2017) se realiza comparaciones de tres MPC estocásticos, los cuales permiten tomar en cuenta la incertidumbre en la optimización, mientras que, en (Zafra-Cabeza et al., 2020), primero se realiza un control basado en MPC para gestionar los riesgos potenciales que pueden ocurrir en la MG, y tratar de mitigarlos; para después implementar otro MPC que permita satisfacer la demanda con los valores adecuados en los almacenadores de energía.

Como se puede observar en la literatura presentada, el MPC es un control que muestra grandes beneficios para la gestión de energía en una MG, el cual permite encontrar soluciones óptimas para el despacho de energía y considera las restricciones propias de sus componentes. Asimismo, se dispone de

diversas metodologías implementadas alrededor del mundo, en donde la mayoría de EMS en MG aisladas se focalizan en minimizar los costos de operación y las emisiones de CO₂. En este trabajo, es importante considerar estos objetivos a minimizar en la función de costo del controlador, debido a que el EMS propuesto será implementado en una MG aislada localizada en las zonas rurales del Ecuador, lugares donde el factor económico se podría convertir en una barrera potencial que evite futuras implementaciones. De esta manera, al considerar solamente la energía PV como RES en la MG propuesta no es necesario considerar la incertidumbre, ya que las variaciones diarias de la radiación solar no son significativas como lo detallan en (Valencia et al., 2016).

Además, en la literatura se dispone de estudios que son analizados y llevados a cabo con diferentes arquitecturas de MGs y datos meteorológicos de varios países alrededor del mundo, sin embargo, en Ecuador aún no se reporta el desarrollo de EMSs. En este contexto, un análisis puntual en el país es de vital importancia, puesto que el diseño óptimo de las MGs varía mucho según la ubicación geográfica y los datos de carga utilizados, lo cual afecta directamente en los valores de diseño como costo total, impacto ambiental, incorporación de tecnologías de energía renovable, etc. (Zachar & Daoutidis, 2015). Por lo tanto, la realización de este trabajo establece un punto de partida con miras a dotar de acceso a electricidad a comunidades aisladas, y contribuir con el mejoramiento de la calidad de vida de sus habitantes. En los trabajos futuros, sería importante considerar la incertidumbre con el fin de desarrollar controladores más robustos, y analizar como incide en la operación eficiente de la MG. Las contribuciones de este trabajo son las siguientes:

- Un EMS basado en MPC para minimizar los costos de operación en conjunto con las emisiones de CO₂ de una MG electrotérmica aislada localizada en Ecuador.
- Evaluación del sistema propuesto en una zona rural de Ecuador bajo diferentes escenarios mediante simulaciones en Matlab y FICO Xpress.

- Validación experimental del sistema desarrollado en Hardwarer-in-the-Loop (HIL) mediante la implementación en el dispositivo Typhoon HIL.

Formulación del Problema y Justificación

La energía es fundamental para el desarrollo sostenible, puesto que ayuda a mejorar las condiciones humanas, sociales, económicas y ambientales en la sociedad moderna (Boliko & Ilnazov, 2019). El séptimo objetivo de desarrollo sostenible establecido por las Naciones Unidas destaca la importancia de proporcionar acceso a energía fiable, sostenible y asequible para todas las personas (United Nations, 2015). La no electrificación de zonas se convierte en una barrera para el crecimiento económico y el progreso social, pero también puede iniciar muchos problemas y desafíos relacionados con la calidad de vida en las regiones rurales (Almeshqab & Ustun, 2019).

En la actualidad, alrededor de 1.1 billón de personas de la población mundial permanece sin acceso a la electricidad, concentrándose el 87 % en las áreas rurales de los países en desarrollo (Aberilla et al., 2020; International Energy Agency et al., 2018). En Latinoamérica, los países han logrado un aumento significativo en las tasas de electrificación rural debido a los programas nacionales de electrificación rural que se han llevado a cabo por la intervención de los respectivos gobiernos. En el Ecuador se puede observar esta tendencia, donde la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) menciona que la cobertura nacional del servicio eléctrico se ha incrementado en la última década (2008-2018) del 93,80% al 97,05%. Sin embargo, pese a los esfuerzos realizados por el Gobierno, en la región Amazónica se tiene los índices más bajos de acceso a la electricidad con el 92.77% de su población (ARCONEL, 2019). La mayoría de las regiones que aún no cuentan con energía eléctrica se encuentran en las áreas geográficamente más remotas y aisladas, lo que hace que la ampliación de la red central para proveer servicio sea bastante inviable (Almeshqab & Ustun, 2019). En estos casos, los generadores a diésel pueden llegar a ser una potencial solución en estas zonas, sin embargo, los costos operativos, el mantenimiento de los generadores, y sobre todo el impacto negativo que proporciona al

medio ambiente a través de las emisiones de gases de efecto invernadero constituyen una de las barreras que limitan la utilización de esta alternativa (World Bank Group, 2016).

Por lo tanto, la innovación, especialmente de nuevas tecnologías de energía renovable, resulta indispensable para conseguir cerrar la brecha existente respecto al acceso a la electricidad en las zonas aisladas (Banal-Estañol et al., 2017). En este contexto, las MG en áreas remotas se convierten en alternativas económicas y amigables con el ambiente para proveer electricidad, en donde es necesario crear infraestructura energética donde no existía anteriormente (Warneryd et al., 2020).

Debido a los antecedentes presentados en cuanto a la problemática existente en el acceso de electricidad en las distintas comunidades rurales del Ecuador, es necesario plantear posibles soluciones con miras a implementar MGs aisladas que permitan contribuir con soluciones energéticas económicas y amigables con el ambiente. En este contexto, el trabajo propuesto constituye una base fundamental de la MG para gestionar la energía, mediante la minimización de los costos de operación y la reducción de las emisiones de CO₂ con el afán de conservar el medio ambiente.

Como se puede observar en el estado del arte, existen diferentes EMS desarrollados en la literatura basados en MPC, en donde es importante destacar que estos trabajos son llevados a cabo con arquitecturas variadas de MG y son analizados con datos meteorológicos de países como Alemania, España, Grecia, China, Bélgica, Italia, Reino Unido, Japón, etc. Sin embargo, en Ecuador existe solamente un trabajo en la literatura donde se ha informado sobre el uso y la implementación de las fuentes de energía renovable, incluidas las soluciones de microrredes (Rodríguez et al., 2020), pero no se reportan trabajos realizados sobre EMS en el Ecuador. Por tal razón, es importante realizar este análisis focalizado en el Ecuador con el propósito de obtener un mejor diseño de la MG, ya que esto depende directamente de la arquitectura implementada y de los datos meteorológicos utilizados en el estudio.

Hipótesis de la investigación

La implementación de un sistema de gestión de energía basado en Control Predictivo por Modelo (MPC) ayudará a reducir los costos de operación de microrredes aisladas en zonas rurales del Ecuador, en comparación con controladores basados en un enfoque de Unit Commitment standard.

Objetivo general

Diseñar un sistema de gestión de energía basado en Control Predictivo por Modelo (MPC) para microrredes aisladas localizadas en zonas rurales del Ecuador

Objetivos específicos

- Recopilar los datos meteorológicos de la comunidad rural bajo estudio para estimar el potencial de generación eléctrica a partir de energías renovables.
- Estimar el consumo eléctrico de una vivienda de la comunidad aislada bajo estudio para la generación del perfil de carga.
- Diseñar un controlador basado en MPC para gestionar la energía de una microrred electotérmica al considerar las restricciones físicas y técnicas del sistema.
- Validar experimentalmente el comportamiento de la MG con el EMS propuesto sometido a distintos escenarios y casos de estudio mediante simulaciones en tiempo real.

Fundamento Teórico

Este capítulo consta de la base teórica empleada para la investigación, donde se presenta el balance energético del Ecuador, los principales conceptos acerca de las MG en conjunto con las principales unidades de generación distribuido y los tipos de almacenamiento de energía, el control de las MG enfocándose en el EMS, y finalmente se presenta una reseña sobre la tecnología Hardware-in-the-Loop.

Balance energético del Ecuador

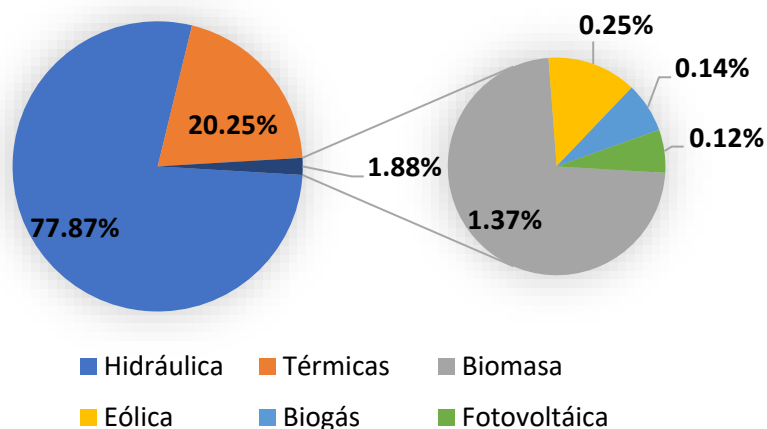
Como preámbulo de esta investigación, es necesario analizar la situación energética actual del Ecuador. En este contexto, el organismo encargado de proporcionar información relacionada es la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, el mismo que proporciona una estadística anual sobre el estado del sector eléctrico ecuatoriano (ARCERNNR).

Energía producida en el Ecuador

Para el 2020, en el Ecuador se generó un total de 31248 GWh de energía bruta, lo cual corresponde un incremento del 52.10 % con respecto al 2011. En este contexto, la Figura 1 presenta la distribución de la energía producida por las distintas fuentes de generación, donde es notorio el gran aporte que realiza la energía hidráulica en la electrificación del país con un 77.87% de participación, mientras otros recursos energéticos como la energía basada en recursos renovables no convencionales como la biomasa, eólica, fotovoltaica, y biogás tienen una participación de apenas el 1.88 %. Es importante señalar que las energías térmicas se componen de centrales basadas en Motores de Combustión Interna (MCI), turbo gas y turbo vapor, las cuales representan el 20.25 % de la producción de energía (ARCERNNR, 2021).

Figura 1

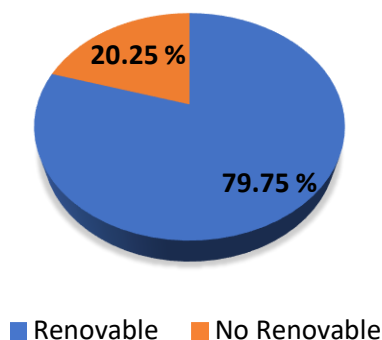
Porcentaje de energía producida por cada tipo de energía en el Ecuador para el año 2020.



Además, la Figura 2 permite establecer una comparación entre el porcentaje de las energías renovables y no renovables que se emplearon para el 2020 en el Ecuador, donde debido al incremento de centrales hidráulicas se ha logrado alcanzar un 79.75 % de generación de energía por parte de las energías renovables. Mientras que las energías no renovables están compuestas por las energías térmicas en su totalidad (ARCERNNR, 2021).

Figura 2

Porcentaje de energía renovable y no renovable producida en el Ecuador para el año 2020.



Es importante resaltar que, en la última década, el consumo de combustibles empleados en la generación de energía ha disminuido considerablemente, por ejemplo, el consumo de diésel disminuyó de 172.27. a 120.58 millones de galones, lo cual implica una reducción del 30 %.

Acceso a la electricidad

El acceso a la electricidad es un aspecto importante en la realización de esta investigación, según (Instituto de Investigación Geológico y Energético - IIGE, 2021), para el 2019 se tiene una cobertura del 97.09 %, lo cual indica un aumento del 3.1 % en comparación al 2009. Esto se debe a los esfuerzos que realiza el gobierno por promover el buen vivir, ya que la electricidad en la actualidad es un servicio de gran importancia para el desarrollo de la población. Sin embargo, en la región Amazónica del Ecuador se presentan los índices de cobertura eléctrica más bajos del país, y se llega a cubrir solo el 92.89 % (ARCERNR, 2021; Rodríguez et al., 2020). Los datos presentados respecto al acceso a la electricidad son estimados, a partir del último censo realizado en el país en conjunto con la proyección de la población.

Potencial solar del Ecuador

El Ecuador al estar ubicado sobre la línea ecuatorial, lo cual representa una ventaja, puesto que el recurso solar a lo largo del año es en su mayoría constante. lo cual beneficia de manera directa la utilización de la energía solar en proyectos renovables. Debido a que esta característica propia del Ecuador permite evitar el sobredimensionamiento de los dispositivos de almacenamiento de energía (Ordóñez et al., 2019).

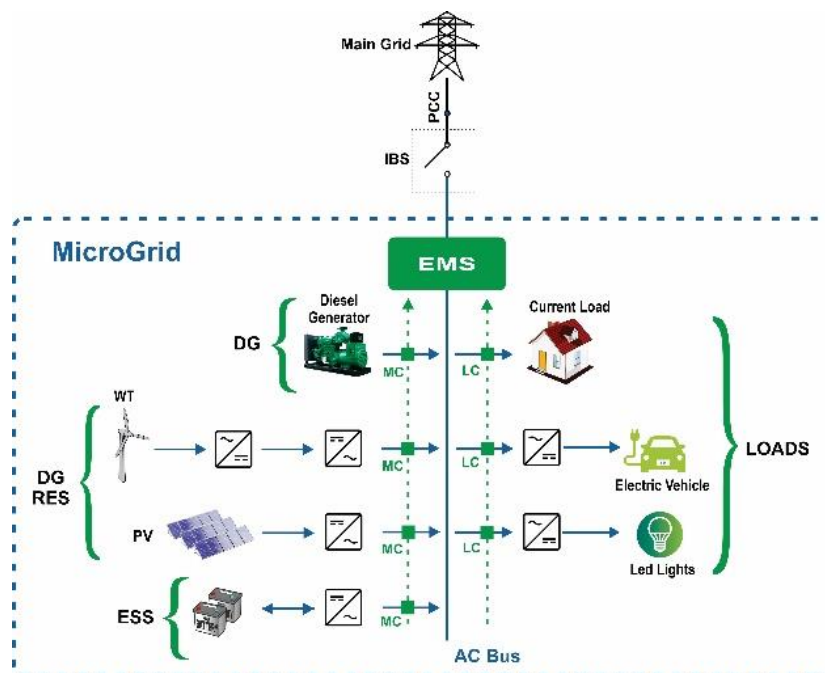
La estimación del potencial de energía solar en el Ecuador realizada en (Caleb Echegaray-Aveiga et al., 2018) muestra un promedio anual de 4,37 kWh/m². Este valor es mayor comparado con el de otros países pioneros en la producción de energía solar, lo cual brinda una mayor ventaja para futuras implementaciones de plantas fotovoltaicas. Además, en comparación con otras tecnologías como la eólica, la energía fotovoltaica sobresale, puesto que en el Ecuador se cuenta con mayores áreas adecuadas para la creación de proyectos solares (Cevallos-Sierra & Ramos-Martin, 2018).

Microrred

Una MG es un sistema compuesto por diferentes unidades de Generación Distribuida (DG, por sus siglas en inglés) y Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS, por sus siglas en inglés), que suministran energía a diferentes cargas variables de manera confiable y segura (Lasseter, 2002; Mariam et al., 2016). La Figura 3 muestra una arquitectura generalizada de una MG, la cual es controlada mediante un Sistema de Gestión de Energía (EMS, por sus siglas en inglés). Además, cada unidad de DG tiene sus Controladores de Micro fuente (MC) y todas las cargas se operan mediante Controladores de Carga (LC, por sus siglas en inglés) (Hirsch et al., 2018).

Figura 3

Arquitectura general de una Microrred.



La MG funciona a media o baja tensión, y tiene dos modos de operación: conectada a la red o aislada. En el modo conectado a la red, la MG es capaz de intercambiar energía con la red principal por medio de un Punto de Acoplamiento Común (PCC) (IEEE, 2018). Por otro lado, la MG funciona en modo aislado cuando existe inestabilidad en la red principal debido a perturbaciones, y opera de manera

autónoma con los recursos energéticos disponibles para garantizar el suministro de energía a las cargas. Asimismo, existen lugares donde no es posible acoplarse a la red principal debido a condiciones geográficas o técnicas, lo cual hace necesario que la MG opere en modo aislado de manera permanente (Guo & Zhao, 2018).

Generación Distribuida

La DG se enfoca en la generación de la energía eléctrica a partir de pequeñas unidades de generación situadas cerca de los consumidores finales, lo que permite mitigar las elevadas pérdidas en la red, aliviar la congestión de la red, y mejorar la fiabilidad (Burger et al., 2019; Pesaran H.A et al., 2017). Las tecnologías de DG que son aplicables en las MGs son varias, y pueden incluir: sistemas solares fotovoltaicos (PV), sistemas eólicos, sistemas hidroeléctricos, generadores impulsados por motores CI, entre otros. Alrededor del mundo las implementaciones de MG, han mostrado la tendencia a la utilización tecnologías fotovoltaicas, eólicas, micro hidráulicas, y generadores diésel. En las siguientes subsecciones, se presenta una descripción de las fuentes de DG más relevantes (Mariam et al., 2016).

Sistemas solares fotovoltaicos

Estos sistemas se basan en el efecto fotovoltaico que demuestran los materiales semiconductores, los cuales al entrar en contacto con la radiación solar producen carga eléctrica. En los últimos años, se ha incrementado la demanda de estos sistemas, ya que los avances tecnológicos han permitido realizar mejoras en la eficiencia de las celdas solares, y reducir los costos de instalación (Bansal, 2017).

Un sistema PV está compuesto por un array de paneles fotovoltaicos conectados en serie y paralelo con el afán de aumentar su voltaje y corriente, y por ende, incrementar la potencia de salida del sistema PV (H. Li et al., 2019). La potencia de salida solar fotovoltaica (P_{PV}) se puede calcular a través del

modelo simplificado de irradiancia y temperatura descrito en (1). Este modelo de estado estacionario se utiliza principalmente para las previsiones de generación fotovoltaica (Liu et al., 2018).

$$P_{PV.o}(k) = P_{STC} \cdot \frac{GHI(k)}{G_{STC}} \cdot \{1 + \gamma \cdot [T_c - T_{c,STC}]\} \quad (1)$$

$$T_c(k) = T_a(k) + \frac{GHI(k)}{800} \cdot (NOCT - 20) \quad (2)$$

donde P_{STC} es la potencia nominal, GHI es la irradiancia horizontal global, G_{STC} es la irradiancia bajo condiciones estándar, γ es el coeficiente de temperatura, $T_{c,STC}$ es la temperatura de la celda bajo condiciones estándar, T_a es la temperatura ambiente y $NOCT$ es la temperatura de operación nominal de la celda.

Generadores diésel

Los generadores diésel han sido ampliamente aceptados alrededor del mundo por las empresas eléctricas como una de las unidades de DG que pueden utilizarse de manera eficiente para conducir a una mayor confiabilidad del sistema (Bansal, 2017). Asimismo, los generadores basados en combustibles fósiles se han convertido en alternativas ampliamente utilizados para el suministro de energía eléctrica en sectores aislados, sin embargo, los elevados costos de operación y el impacto ambiental que producen hace que su uso se vea disminuido (Mohammed et al., 2015).

Sistemas de Almacenamiento de Energía

Los ESS son esenciales para maximizar la utilización de las energías renovable en la MG, puesto que ayuda a garantizar el equilibrio energético de la MG mediante el almacenamiento de energía eléctrica durante las horas de generación, para su futura utilización cuando la MG necesite de energía de soporte para cubrir la demanda (Faisal et al., 2018; C. Zhang et al., 2018). Por lo tanto, la inclusión de los ESS en las MG son un factor importante para garantizar el suministro de las cargas y, además, reducir los costos

de operación. Alrededor del mundo se han desarrollado diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, a continuación, se proporciona una descripción breve de los más relevantes:

Baterías

Un sistema de almacenamiento de energía por batería (BESS) es un almacenador de energía eléctrica que está compuesto por una o más celdas voltaicas (Carlos et al., 2020). Almacenan energía en forma química durante el proceso de carga, mientras que al realizar el proceso de descarga proporciona energía eléctrica a las cargas. Las baterías han sido ampliamente investigadas, y se ha mostrado que tiene un rendimiento mayor en comparación a otras tecnologías (San Martín et al., 2018). Esta tecnología es la más barata y más utilizada en comparación con otras tecnologías de almacenamiento (Mariam et al., 2016).

Volantes de inercia

Los volantes de inercia son sistemas de almacenamiento mecánico de energía, los cuales almacenan energía cinética en una masa giratoria y la liberan para convertir la energía cinética en energía eléctrica, lo que reduce la velocidad de rotación (Faisal et al., 2018; Mariam et al., 2016).

Hidrógeno

El hidrógeno se puede considerar una alternativa interesante para el almacenamiento de energía, ya que este puede ser producido a partir de energías renovables. Un sistema de almacenamiento de hidrógeno completo está compuesto por varios elementos como: un sistema de producción de hidrógeno, un sistema de almacenamiento de hidrógeno, y un sistema que permita transformar el hidrógeno en energía, como por ejemplo una pila de combustible o un motor de hidrógeno. En las MGs la alternativa más prometedora para ser utilizada es la producción de hidrógeno mediante el acoplamiento de electrolizadores a fuentes renovables (Carlos et al., 2020).

Supercapacitores

Son dispositivos de almacenamiento que pueden almacenar energía eléctrica entre dos electrodos conductores, y a diferencia de las baterías no presentan reacciones químicas durante el proceso de utilización. Esta tecnología tiene alta densidad y alto pico de potencia de salida, además puede descargarse y cargarse millones de veces. Sin embargo, los limitantes en la implementación de esta tecnología son los grandes costos requeridos y las limitaciones en su capacidad (Faisal et al., 2018).

Sistemas de Almacenamiento Térmico

Los sistemas de almacenamiento térmico (TSS) proporcionan grandes beneficios ambientales y económicos al reducir la cantidad de combustibles utilizados. Tiene un propósito similar al de la batería, es decir la maximización de los recursos energéticos de la MG mediante el almacenamiento del exceso de calor presente en el sistema, para luego ser consumido si se considera necesario (Alva et al., 2018).

Los TSS se clasifican de acuerdo a la temperatura de funcionamiento en dos grupos: TSS de baja temperatura y TSS de alta temperatura. Los de baja temperatura operan hasta una temperatura máxima de 200 ° C y son aplicados para uso residencia con fines de cocción solar y calentamiento de agua (Faisal et al., 2018). Otra clasificación importante que se presenta para los TSS es de acuerdo al tipo de material que se seleccione para el almacenamiento del calor.

Sistemas de almacenamiento de calor sensible

En este tipo de TSS, la transferencia de calor durante la carga y descarga se desarrolla mediante convección. En la actualidad, la mayoría de TSS instalados en plantas eléctricas solares térmicas almacenan energía mediante calor sensible. Los materiales de almacenamiento de calor sensible almacenan la energía térmica en su capacidad calorífica específica (C_p). La energía térmica almacenada se puede expresar como (Kuravi et al., 2013):

$$Q = m \cdot C_p \Delta T \quad (3)$$

donde Q es la energía almacenada, m es la masa del medio de almacenamiento, y ΔT es la variación de temperatura durante el proceso. Existen diversos materiales con propiedades características de los mismos que pueden ser empleados en este tipo de almacenamientos, entre los cuales se encuentran (Alva et al., 2018):

- Agua
- Aceites térmicos
- Sales fundidas
- Metales Líquidos, etc.

En tal contexto, el agua es el material de almacenamiento más conveniente para aplicaciones residenciales como el suministro de agua caliente y la calefacción de espacios domésticos.

Sistemas de almacenamiento de calor latente

En este sistema, los materiales de almacenamiento acumulan el calor por medio de su calor latente durante un proceso de temperatura constante como el cambio de fase, el cual usualmente es de sólido a líquido. El TSS latente es un sistema de almacenamiento compacto con una temperatura de transición de fase constante, y además exhibe una capacidad de almacenamiento de energía alta. Sin embargo, estos materiales generalmente presentan ciertos inconvenientes como la baja conductividad térmica, el cambio de volumen significativo y la inflamabilidad (G. Li & Zheng, 2016).

Sistemas de almacenamiento termoquímicos

Es una tecnología no muy investigada que utiliza reacciones reversibles que involucran la absorción y liberación de calor para el almacenamiento de energía. Este proceso ocurre entre los 2000 °C y 400 °C (Alva et al., 2018). Es considerado más ventajoso que el almacenamiento de calor sensible debido a que los elementos químicos de la reacción de disociación pueden almacenarse de manera indefinida a

temperatura ambiente, lo cual conlleva a la reducción de las pérdidas de energía térmica. Sin embargo, aún se encuentra en fase de desarrollo y no es comercial (Kuravi et al., 2013).

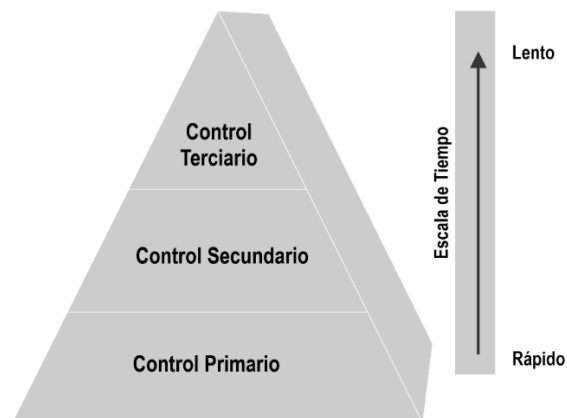
Control Jerárquico

La gestión general de una MG es un sistema de control complejo y multiobjetivo que involucran diversos aspectos, tales como, aspectos técnicos, escalas de tiempo y niveles físicos. Es por aquello, que el control jerárquico se presenta como una alternativa muy aceptada alrededor de la comunidad científica, convirtiéndose en una solución estándar para la correcta gestión de la MG (Meng et al., 2016). En la Figura 4 se presentan los niveles del control jerárquico mediante una pirámide, a continuación, se detalla las actividades principales de cada nivel:

- Nivel primario: realiza el control de la potencia, voltaje y corriente locales.
- Nivel secundario: es el encargado de controlar la calidad de la energía, como la restauración de tensión/frecuencia, así como el desequilibrio de tensión y la compensación de armónicos.
- Nivel terciario: se encarga de la optimización de la operación de la MG, enfocándose en términos de eficiencia y economía (Yazdanian & Mehrizi-Sani, 2014).

Figura 4

Niveles del control jerárquico de una Microrred.



Además, en la parte derecha de la Figura 4 se muestra la escalas de tiempo a la que opera cada nivel, en donde el control primario debe ser realizado a escalas de tiempo por debajo del segundo, mientras que el control terciario es realizado a grandes escalas de tiempo, que puede ser minutos, horas, días, o incluso meses (Carlos et al., 2020).

Sistema de Gestión de Energía

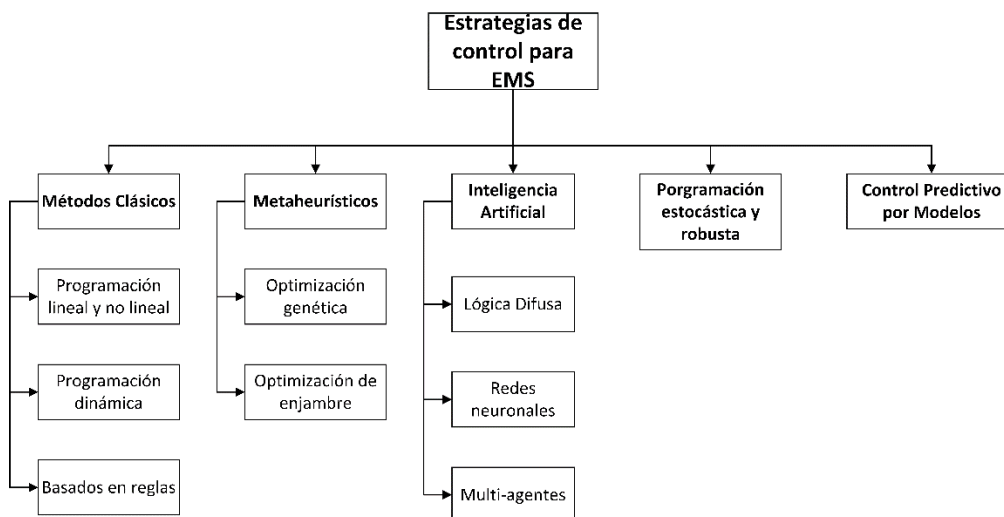
Un EMS es un sistema de información que brinda la funcionalidad necesaria para asegurar que la generación, la transmisión y la distribución suministren energía a un coste mínimo. En las MGs, un EMS también cuenta con estas características, y suele estar compuesto por varios componentes para implementar estrategias de toma de decisiones. Entre estos componentes se encuentran las predicciones de las generaciones a partir de energías renovables y cargas de la MG, las interfaces hombre-máquina (HMI) y el Sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), con el afán de garantizar la correcta operación de la MG a través de una estrategia de control (Zia et al., 2018).

Es decir, los EMS definen la programación óptima de las unidades despachables en una MG mediante el uso de diferentes informaciones, tales como la previsión de la demanda, la generación de energía, el almacenamiento de energía, las previsiones meteorológicas, los precios de la energía, etc. (Espín-Sarzosa et al., 2020).

Además, los EMS conllevan cada vez más complejidad, debido al avance tecnológico que ha permitido la integración de vehículos eléctricos, diferentes fuentes de energía renovable y sistemas de almacenamientos, entre otros factores (Rathor & Saxena, 2020). Un EMS puede tener uno o varios objetivos, entre los principales se tiene: minimizar los costes de operación de la MG; prolongar la vida útil de los ESS; minimizar el impacto medioambiental, y maximizar la utilización de recursos renovables (Vera et al., 2019). En la Figura 5 se puede observar la clasificación de los EMS de acuerdo a los enfoques de solución adoptados para el control de las MGs.

Figura 5

Clasificación de sistemas de gestión de energía basados en las estrategias de control empleadas.



Control Predictivo por Modelos

El MPC ha desplegado un gran impacto en la práctica de control industrial, ya que se encuentra implementado en las salas de control de casi todas las refinerías y plantas petroquímicas. Los primeros algoritmos MPC tenía como objetivo resolver problemas de control multivariable típicos con restricciones. Sin embargo, debido a la falta de métodos sistemáticos para manejar restricciones estrictas, se recurrían a controladores de lazo único aumentados por varios selectores (Lee, 2011).

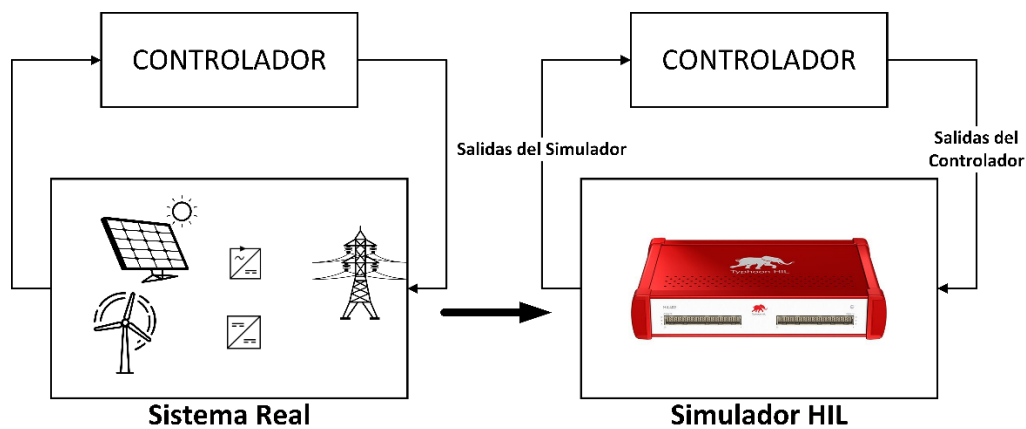
El MPC a lo largo de estos años ha recibido un gran despliegue por parte de los investigadores, haciéndolo un método bien establecido para el control restringido, el cual da una gran flexibilidad para trabajar con restricciones y no linealidades propias de los procesos (Villalón et al., 2020). El MPC es un conjunto de enfoques de control que tratan de aprovechar al máximo el modelo del sistema bajo restricciones determinadas para obtener las señales de control mediante la minimización de una métrica de rendimiento, denominada funciones de costo u objetivo (Hu et al., 2021)

Hardware-in-the-Loop

HIL es una herramienta de pruebas automatizadas de bucle cerrado basada en modelos. En estas pruebas, el controlador que está sometido a validación se conecta directamente a una simulación en tiempo real. Esta simulación suele denominarse simulación de planta, la cual mediante modelos imita el sistema al que se implementará el controlador una vez concluidas las etapas de prueba. Las pruebas HIL permiten determinar el comportamiento del controlador real con el futuro sistema con una fidelidad mucho mayor de la que sería posible en un entorno totalmente simulado (Chris Rommel, 2019). En la Figura 6 se presenta un esquema básico acerca de cómo se realizan las simulaciones HIL, donde el sistema real puede ser reemplazado por un dispositivo HIL, y el controlador es el dispositivo bajo prueba.

Figura 6

Esquema de implementación de Hardware-in-the-Loop para pruebas.



En la actualidad, con el afán de mejorar los procesos productivos, diferentes de industrias utilizan esta metodología para el desarrollo de productos. Las industrias que destacan son: la aeroespacial, automotriz, petrolera, electrónica de potencia, dispositivos médicos, electrodomésticos, entre otras (National Instruments, 2019).

Beneficios de las pruebas HIL para electrónica de potencia

La investigación realizada por (Chris Rommel, 2019) muestra las métricas que permite mejorar las pruebas HIL enfocadas en la Electrónica de Potencia. Este estudio se respalda en la Encuesta Global de Desarrollo de Software y Sistemas de VDC, en conjunto con entrevistas a ingenieros de empresas líderes en la industria de la energía. En la Tabla 1 se resumen las métricas que han permitido mejorar la aplicación de las pruebas HIL en el desarrollo de productos de la industria de la electrónica de potencia, donde los proyectos que utilizan HIL han mostrado un mayor índice de cumplimiento del cronograma establecido. Asimismo, el uso de HIL ha permitido reducir los números de defectos de software en un 38 %. Por otro lado, las horas hombre requeridas para la realización de los proyectos también alcanzan una reducción del 60 % (Chris Rommel, 2019). Estas métricas que se han descrito anteriormente están directamente ligadas al costo de desarrollo de los productos, razón por la cual la utilización de estas tecnologías permite la reducción de costos.

Tabla 1

Métricas mejoradas con la implementación de pruebas Hardware-in the-Loop en la industria de la electrónica de potencia.

| Métrica | Resultados |
|--------------------------------|-------------------|
| Cumplimiento del cronograma | Con HIL: 69.2 % |
| | Sin HIL: 60.3 % |
| Número de defectos de software | Con HIL: 44 |
| | Sin HIL: 71 |
| Horas hombre requeridas | Con HIL: 193 |
| | Sin HIL: 488 |

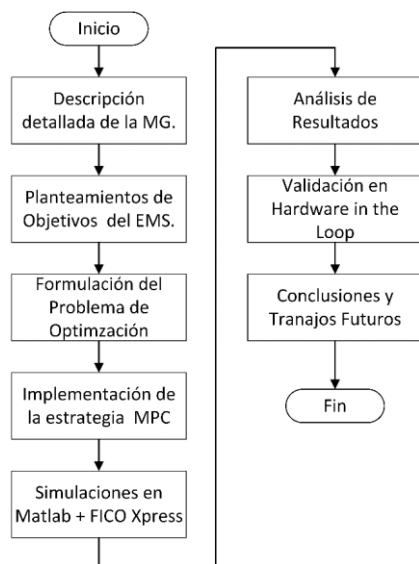
Metodología

El sistema de gestión de energía basado en MPC se desarrolla mediante metodología experimental apoyándose de simulaciones numéricas realizadas en el software Matlab y con la ayuda del optimizador FICO Xpress (FICO Xpress, 2021), para luego implementar simulaciones en tiempo real en una plataforma HIL.

En la Figura 7 se presenta el diagrama de flujo sobre las actividades que se llevan a cabo para realizar este estudio. Primero se realiza una descripción detallada de la MG, donde se establecen los diversos modelos que caracterizan a los componentes de la MG. Luego, se definen los objetivos que se persigue con la implementación del EMS. A continuación, se procede a formular el problema de optimización, el cual consta de una función de costo que está estrechamente relacionada con los objetivos impuestos anteriormente, ya que, de acuerdo a esta métrica de desempeño, se optimizará la salida del controlador con el afán de dar cumplimiento a los objetivos planteados, y además en el problema de optimización se implementan as respectivas restricciones del sistema que vienen dadas por cada uno de los elementos de la MG. Una vez formulado el problema de optimización, se implementa la estrategia basada en MPC. Después, se procede a la búsqueda de los datos meteorológicos para el lugar de estudio a través de bases de datos disponibles a nivel mundial. Entonces, con todos los pasos anteriores concluidos se procede a realizar simulaciones off-line en Matlab y con ayuda del optimizador FICO Xpress, para posteriormente validar el funcionamiento de la estrategia de control mediante simulaciones en tiempo real en la plataforma Typhoon HIL. Finalmente, se realiza el análisis de los resultados obtenidos con el desarrollo del EMS basado en MPC y se establece las conclusiones alcanzadas en este trabajo en conjunto con los trabajos futuros que deberían seguir a esta investigación.

Figura 7

Diagrama de Flujo de la Metodología implementada.

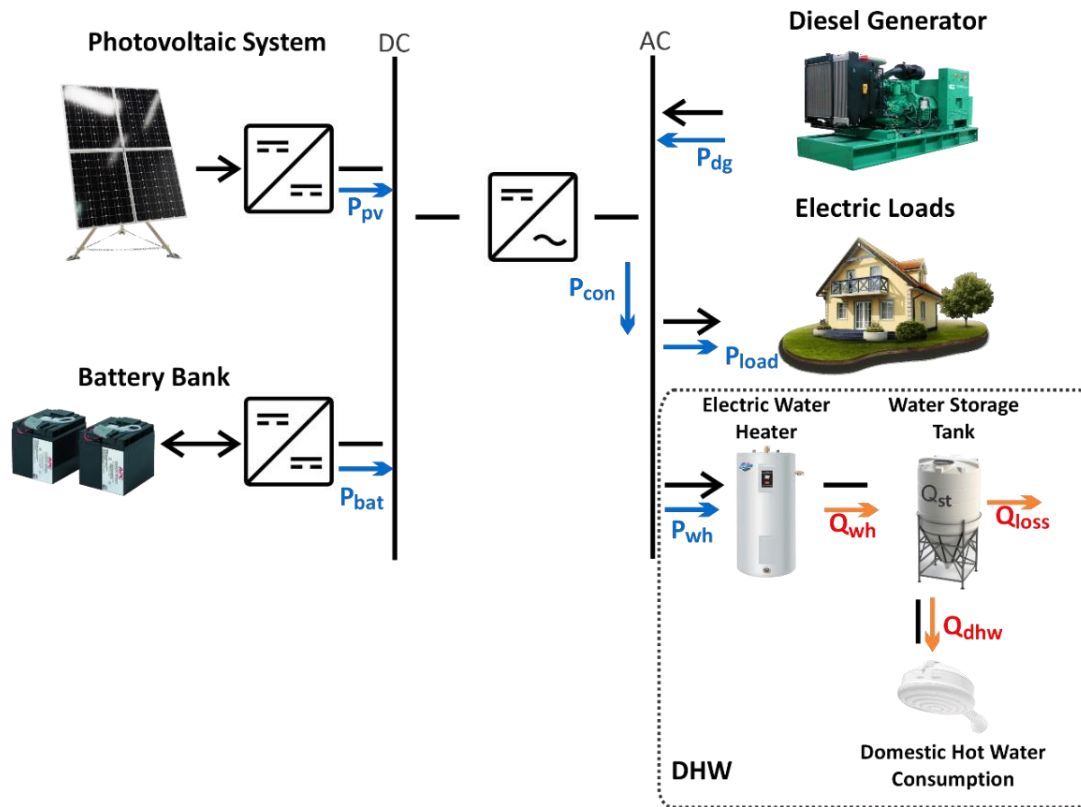


Descripción de la Microrred

Este estudio considera una MG situada en una zona rural de Ecuador que proporciona electricidad a una comunidad aislada. La MG opera en modo aislado permanente, puesto que se encuentra en una ubicación alejada del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y se compone de un sistema de generación fotovoltaica, un generador diésel, un ESS de baterías, cargas eléctricas y un sistema de Agua Caliente Sanitaria (DWH, por sus siglas en ingles), compuesto por un Calentador Eléctrico de Agua (EWH, por sus siglas en ingles) y un tanque de depósito de agua (sistema de almacenamiento térmico). La Figura 8 muestra la arquitectura de la MG descrita.

Figura 8

MG electro-térmica bajo estudio



En la Figura 8 se puede observar que la MG está compuesta por un bus DC, donde se encuentran conectados tanto el generador fotovoltaico como el banco de baterías. Por otra parte, en el bus AC se encuentran el generador diésel, las cargas eléctricas, el EWH, y la potencia obtenida desde el bus DC a través del inversor. Además, es importante señalar que la potencia fluye de manera positiva de acuerdo a la dirección de cada una de las flechas. En este contexto, la potencia eléctrica total consumida (P_{con}) es la suma de la potencia consumida por las cargas eléctricas y la potencia requerida por el EWH puede ser expresada como sigue:

$$P_{con} = P_{load} + P_{wh} \quad (4)$$

Sistema de Almacenamiento de Energía

La batería de plomo-ácido es la más común presente en los sistemas debido a su bajo costo en comparación con otros tipos de baterías. Sin embargo, debido al mejor rendimiento que las baterías de ion de litio exhiben, se ha desplegado un gran desarrollo de esta tecnología, lo que ha permitido la

disminución anual de su precio, y por ende incentivar su utilización (García-Vera et al., 2020). Por tales motivos, el BESS utilizado en trabajo es de ion-litio.

El estado de carga (SOC) del BESS permite modelar la dinámica del proceso, y se puede estimar como sigue (Cecilia et al., 2020):

$$SOC(k+1) = SOC(k) - \frac{\eta \cdot T_s}{C_{\max}} \cdot P_{bat}(k) \quad (5)$$

$$\eta = \begin{cases} \eta_{ch} & \text{if } P_{bat}(k) < 0 \\ 1/\eta_{dch} & \text{otherwise} \end{cases}$$

donde η_{ch} y η_{dch} son las eficiencias para los procesos de carga y descarga respectivamente, C_{\max} es la capacidad nominal de la batería en kWh, y T_s es el periodo de muestreo.

El proceso de uso de las baterías de ion de litio conlleva complejos cambios físicos y químicos, lo cual produce la degradación de las baterías o incluso fallas en el sistema, lo que puede ocasionar serios problemas de seguridad y grandes pérdidas económicas (Qu et al., 2019). Por lo tanto, el Estado de Salud (SOH) de las baterías es un factor importante para predecir la vida útil de la batería. El SOH define el estado de la batería en relación a la degradación de su capacidad (N. Li et al., 2018), como se puede observar en la siguiente ecuación:

$$SOH(k) = \frac{C_{act}}{C_{\max}} \quad (6)$$

donde C_{act} es la máxima capacidad de la batería en el estado actual. El SOH es un parámetro difícil de estimar, puesto que, al ser dispositivos electroquímicos, están expuestas a una degradación continua durante su funcionamiento y almacenamiento (Galeotti et al., 2015).

En este estudio, se utiliza el modelo de envejecimiento de las baterías propuesto en (Berrueta et al., 2018; San Martín et al., 2018) , el cual combina los efectos del envejecimiento por calendario y el

envejecimiento cíclico, con el afán de estimar la disminución de la capacidad de la batería ($\Delta C/C$) y el aumento de su resistencia interna ($\Delta R/R$).

$$\frac{\Delta C}{C} = -(\alpha_C \cdot t + \beta_C \cdot Q) \quad (7)$$

$$\frac{\Delta R}{R} = -(\alpha_R \cdot t + \beta_R \cdot Q) \quad (8)$$

donde t es expresado en años y Q son los ciclos completos equivalentes. Mientras que los parámetros α_i y β_i (en este caso se utiliza el subíndice i para representar C y R) determinan el envejecimiento por calendario y el envejecimiento cíclico, respectivamente (Berrueta et al., 2018). Estos parámetros se modelan mediante las Ecuaciones (9) y (10).

$$\alpha_i = a_{v,i} \cdot (v_{cell} - a_{0,i}) \cdot \exp\left(-\frac{a_{T,i}}{T}\right) \quad (9)$$

$$\beta_i = b_{0,i} + b_{v,i} \cdot (v_{cyc} - b_{v0,i})^2 + b_{DOD,i} \cdot DOD + b_{I,i} \cdot \exp\left(b_{exp} \cdot \frac{|i_{bat}|}{C}\right) \quad (10)$$

Los parámetros utilizados en este estudio están basados en (Berrueta et al., 2018; San Martín et al., 2018) y se detallan en la Tabla 2. Además, el voltaje de la celda es 3.7 V y la corriente de la celda es 40 Ah.

Tabla 2

Parámetros para el modelo de degradación de la batería de ion de litio

| | Parámetro | ΔC | ΔR |
|------------|------------------|------------------------------|------------------------------|
| Calendario | a_v | $2.716 \cdot 10^5$ | $9.486 \cdot 10^3$ |
| | a_0 | 3.1482 V | 3.096 V |
| | a_T | 6976 °K | 5986 °K |

| | | | |
|-------|-----------|-----------------------------|-----------------------|
| Ciclo | b_0 | $2.71 \cdot 10^{-5}$ | $2.28 \cdot 10^{-5}$ |
| | b_v | $3.14 \cdot 10^{-4} V^{-1}$ | $3.208 \cdot 10^{-4}$ |
| | b_{v0} | 3.683 V | 3.741 V |
| | b_{DOD} | $1.61 \cdot 10^{-6}$ | $3.404 \cdot 10^{-6}$ |
| | b_i | $1.56 \cdot 10^{-5}$ | $1.56 \cdot 10^{-5}$ |
| | b_{exp} | 1.8 h | 1.8 h |

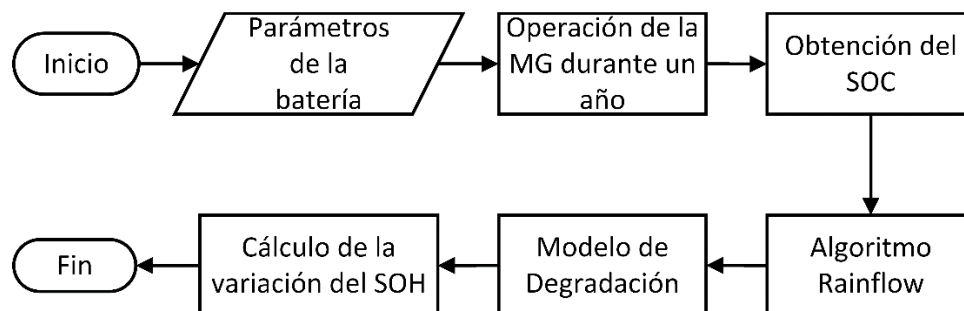
Una vez modelados estos parámetros, la variación del SOH (ΔSOH) se puede estimar con la ecuación (11).

$$\Delta SOH = -\frac{1}{0.2} \cdot \max \left[\left| \frac{\Delta C}{C} \right|, \left| \frac{\Delta R}{R} \right| \right] \quad (11)$$

La Figura 9 muestra el diagrama de flujo que describe el proceso empleado para obtener la degradación del SOH de la batería, donde en primer lugar se obtiene los parámetros característicos de la batería utilizada. Luego, se obtiene el comportamiento del SOC durante un año de operación de la MG y mediante la aplicación del algoritmo Rainflow (Musallam & Johnson, 2012) se calcula los ciclos completos equivalentes. Entonces, se aplica el modelo detallado anteriormente para así obtener la variación del SOH de la batería.

Figura 9

Diagrama de flujo de la estimación del estado de salud de la batería de ion de litio



Sistema de Almacenamiento Térmico

En las MG electrotérmicas, el TSS permite tener otro grado de libertad para el control del sistema, puesto que actúa como el al ESS , lo que permite el almacenamiento del exceso de calor presente en el sistema, para luego ser consumido si se considera necesario (Alva et al., 2018; Arcos-Aviles, Guinjoan, et al., 2018). En este sentido, la temperatura del agua dentro del almacenamiento térmico es necesaria para simular el control del EWH. La temperatura del agua se puede calcular como sigue (Arcos-Aviles, Guinjoan, et al., 2018):

$$T_{wd}(k) = T_{wd}(k-1) + \frac{T_s}{\rho_w \cdot C_p \cdot V} \cdot Q_{st}(k) \quad (12)$$

donde ρ_w es la densidad del agua, C_p es la capacidad específica del agua, y V es el volumen del tanque de almacenamiento. Además, la tasa de pérdidas térmicas en el tanque de almacenamiento se define como sigue:

$$Q_{Loss}(k) = \frac{2 \cdot \pi \cdot L \cdot k_T}{\ln(R_1/R_2)} \cdot [T_{wd}(k) - T_{en}(k)] \quad (13)$$

donde L es la longitud del tanque de almacenamiento de agua, k_T es la conductividad térmica del tanque de almacenamiento de agua, R_1 es el radio interior del tanque de almacenamiento, R_2 es el radio exterior del tanque de almacenamiento, y T_{en} es la temperatura ambiente en la ubicación del tanque de almacenamiento. Los parámetros del TSS se detallan en la Tabla 3 y están basados en trabajos anteriores como (Arcos-Aviles, Gordillo, et al., 2018; Salazar et al., 2021).

Tabla 3

Parámetros del tanque de almacenamiento térmico

| Parámetros | Valor |
|--------------------------------|--------------------------|
| Densidad del agua (ρ_w) | 985.65 kg/m ³ |

| | |
|--|-----------------------------|
| Capacidad específica del agua (C_p) | 4.18 kJ/kg·°C |
| Volumen del tanque(V) | 2 m ³ |
| Longitud del tanque (L) | 2.14 m |
| Conductividad térmica del tanque de almacenamiento | $2.4 \cdot 10^{-6}$ kW/m·°C |
| Radio interior del tanque (R_1) | 0.575 m |
| Radio interior del tanque (R_2) | 0.675 m |

Generador Fotovoltaico

Las características de salida de un array fotovoltaico no son lineales y están influenciadas por la irradiancia y la temperatura, lo que produce que el punto de máxima potencia (MPP) de un panel fotovoltaico varíe. Para maximizar la eficiencia del sistema fotovoltaico se ha desarrollado ampliamente la estrategia Maximum Power Point Tracker (MPPT), que tiene como objetivo alcanzar el MPP en todo momento (Mao et al., 2020). Sin embargo, en los sistemas se presentan instantes donde la producción de energía fotovoltaica es mayor a la carga, y el BESS no puede almacenar más energía, es entonces necesario disminuir la energía excedente (P_{cur}). Para llevar a cabo la reducción de energía, el array fotovoltaico no puede funcionar en el punto de máxima potencia. Por lo tanto, el convertidor utiliza un algoritmo modificado del MPPT, denominado Reference Power Point Tracker (RPPT), donde el control trabaja cerca de la referencia de potencia (P_{pv}) dada por el EMS (Cabrera-Tobar et al., 2019). La salida del sistema PV bajo el algoritmo RPPT está dado por:

$$P_{pv}(k) = P_{pv,o}(k) - P_{cur}(k) \quad (14)$$

donde $P_{pv,r}$ es calculado mediante la Ecuación (1) y P_{cur} es calculada por el EMS. Los parámetros del panel fotovoltaico bajo condiciones de prueba estándar (STC) se describen en la Tabla 4.

Tabla 4

Parámetros del panel fotovoltaico bajo condiciones de prueba estándar

| Parámetros | Valor |
|--|-----------------------|
| Potencia nominal (P_{STC}) | 250 W |
| Irradiancia incidente (G_{STC}) | 1000 W/m ² |
| Temperatura ($T_{C, STC}$) | 25 °C |
| Coefficiente de temperatura de la potencia máxima (γ) | -0.45 %/°C |
| Temperatura nominal de funcionamiento de la celda ($NOCT$) | 47 °C |

Generador Diésel

En el caso de un MG aislada, el generador diésel funciona como una fuente de energía de respaldo, es decir cuando el panel fotovoltaico y el banco de baterías no son capaces de abastecer la demanda completa, el generador diésel comenzará a funcionar (Mohammed et al., 2015). La relación entre el consumo de combustible fósil (FC en l/h) y la potencia del generador (P_{dg}) se define como sigue (Abdelaziz et al., 2018):

$$FC = \alpha_{DG} \cdot P_{dg} + \beta_{DG} \cdot P_{dg, \max} \quad (15)$$

donde $P_{dg, \max}$ es la potencia nominal del generador diésel, α_{DG} y β_{DG} son coeficientes de la curva característica de consumo de combustible (L/kWh), en este estudio se asume los valores de $\alpha_{DG} = 0,246$ y $\beta_{DG} = 0,08145$ basados en (Nnaji et al., 2019).

Diseño del Sistema de Gestión de Energía

Una vez descrita la MG analizada en este trabajo, se procede a la realización del EMS que permitirá controlar el flujo de energía presente en el sistema. Para aquello es necesario establecer objetivos claros que se persiguen en el desarrollo de esta estrategia de control. Por lo tanto, los objetivos de control según el orden de importancia que se ha considerado para este estudio son:

- Garantizar el suministro confiable y seguro de las cargas en la MG.
- Minimizar el costo de funcionamiento de la MG.
- Reducir las emisiones de CO₂.
- Prolongar la vida útil del BESS.
- Maximizar la utilización de la energía producida por fuentes renovables.
- Mantener una temperatura adecuada del agua.

EMS basado en Control Predictivo por Modelo

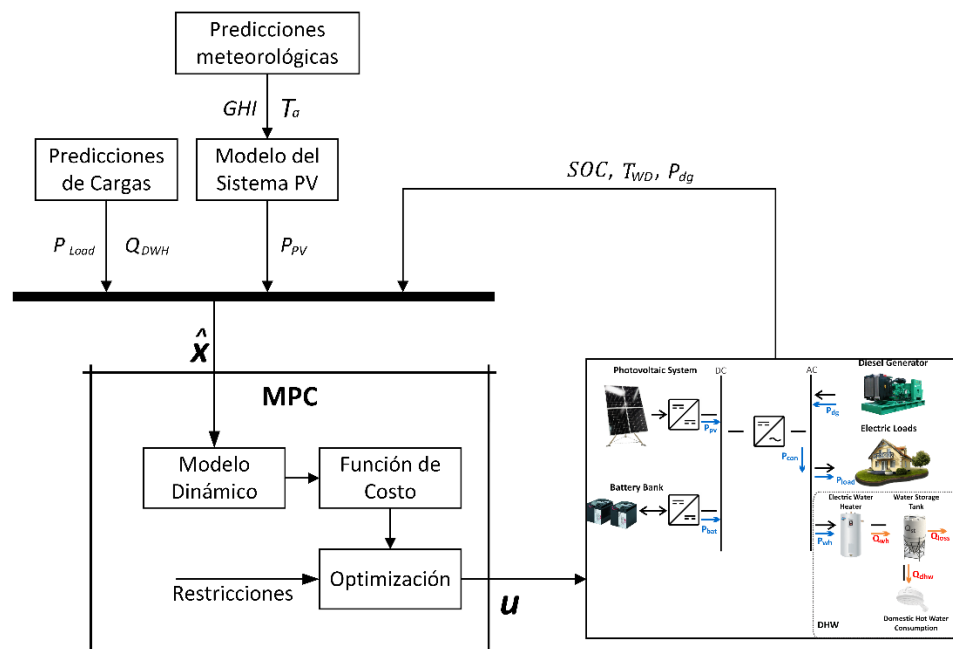
El Control Predictivo por Modelos (MPC) es una estrategia de control de tiempo discreto basada en el uso del modelo dinámico de la planta que permite estimar la evolución del estado del proceso en instantes de tiempo futuros a partir de las predicciones sobre un horizonte de predicción (N_p) (Pippia et al., 2019). Cada muestra de tiempo, se resuelve un problema de control óptimo, donde la optimización del problema se realiza al minimizar una función de costo sujeta al modelo y las restricciones del sistema. La solución del problema genera un vector de control, sin embargo, solo el primer elemento de la secuencia es aplicado al sistema (Oh et al., 2017).

El esquema de control implementado en este estudio se muestra en la Figura 10, donde el modelo dinámico comprende a los modelos matemáticos que describen el comportamiento de los almacenadores de energía, y la optimización se realiza mediante un solucionador especializado. En el EMS considerado en este estudio, las entradas del MPC (\hat{x}) son el SOC de la batería y la temperatura del agua en el instante

k , junto con la predicción de la generación fotovoltaica y la demanda de carga para el horizonte de predicción (N_p). Por otra parte, las salidas del MPC (\mathbf{u}) son los valores de referencia de las potencias del ESS y del generador diésel, en conjunto con el valor de la potencia suministrada por el EWH al TSS, ($\mathbf{u} = [P_{dg}, P_{bat}, P_{cur}, P_{wh}]$). Este estudio supone un conocimiento perfecto de los valores futuros de irradiación, temperatura y demanda de carga, es decir las predicciones empleadas en este trabajo no tienen errores.

Figura 10

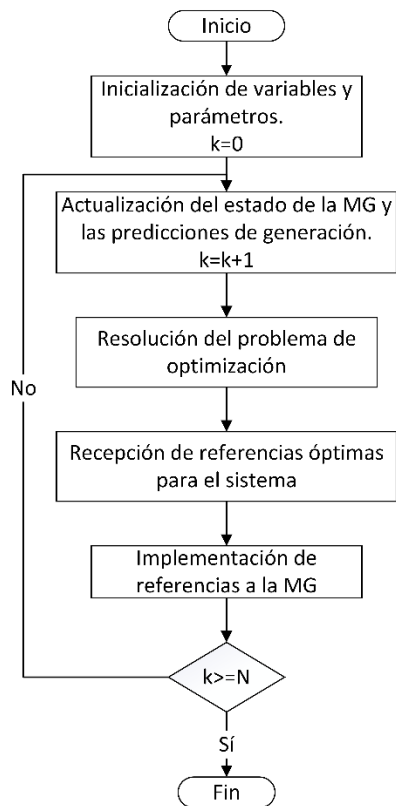
Esquema de control implementado



La Figura 11 muestra el diagrama de flujo que se emplea para la realización del EMS presentado en este trabajo. En primer lugar, se define las condiciones iniciales para las variables y parámetros del sistema. Luego, se realiza la actualización de los estados de la MG, tales como el SOC de la batería, la temperatura del TSS, y la potencia del generador diésel, en conjunto con las predicciones de generación fotovoltaica. Posterior, se resuelve el problema de optimización mediante el solucionador especializado FICO Xpress, para así generar las referencias óptimas del sistema e implementarlas en la MG. Este lazo de control se repite cada 15 minutos, donde N es el número de datos disponibles en la etapa de simulación.

Figura 11

Diagrama de Flujo del Sistema de Gestión de Energía propuesto



Problema de Optimización

Función de Costo

La función de costo del problema de optimización está estrechamente ligada con los objetivos que persigue el EMS. En este contexto, el algoritmo MPC permite minimizar la función de coste con la selección adecuada de la acción de control. Debido a la presencia de varios objetivos de control, la función de costo es de tipo multiobjetivo y se calcula como sigue:

$$J(k) = \sum_{i=k}^{k+N_p-1} [J_{DG}(i) + J_{CUR}(i) + J_{WD}(i) + J_{BAT}(i)] \quad (16)$$

donde J_{DG} , J_{CUR} , J_{WD} y J_{BAT} son los costos relacionados al generador diésel, la potencia reducida del panel fotovoltaico, el seguimiento a la temperatura de referencia del agua en el TSS y la degradación de la batería. Los términos q_1 , q_2 , q_3 , q_4 y q_5 son los pesos de cada penalización en la función de costo.

La Ecuación (17) permite penalizar el uso de utilización del generador diésel en la MG, esto se realiza con el afán de minimizar el costo operativo relacionado al consumo de combustible. Además, está influye directamente en la minimización de las emisiones de gases de invernadero, lo cual es de gran importancia para la comunidad, ya que se requiere que exista el mínimo impacto ambiental para no afectar al ecosistema.

$$J_{DG} = q_1 \cdot P_{dg}(i) \quad (17)$$

La maximización del uso de las energías renovables es otro objetivo de este control, para ello se implementa (18), con lo cual se pretende minimizar la energía reducida por el sistema fotovoltaico.

$$J_{CUR} = q_2 \cdot P_{cur}(i) \quad (18)$$

El control de la temperatura se realiza con el afán de satisfacer el confort de los usuarios del sistema DHW, en este sentido es importante tomar en cuenta la bacteria Legionela, la mismo que prolifera en temperaturas menores a los 60 °C, razón por la cual se impone como temperatura de referencia. Además, esta temperatura ayudará a mantener el TSS con energía almacenada durante la operación de la MG. En este sentido, se implementa la siguiente función de costo:

$$J_{WD} = q_3 \cdot [T_{wd}^{ref} - T_{wd}(i)]^2 \quad (19)$$

La degradación de la batería es uno de los factores de mayor consideración en la MG, donde se debe minimizar tanto como sea posible. Para ello se implementa en la función de costos dos términos presentes en la Ecuación (20). La degradación de la batería por calendario es el resultado del aumento de

los tiempos de permanencia a niveles altos de SOC en la batería (Nair & Costa-Castello, 2020). La penalización del SOC limitará los tiempos de permanencia altos del SOC siempre que sea posible y reducirá el envejecimiento del calendario. Asimismo, es necesario que el SOC se mantenga en un porcentaje adecuado, para evitar que la batería tenga descargas profundas, ante lo cual se impone un seguimiento a la referencia adecuada del SOC. En este estudio se considera una referencia de 0.60.

$$J_{BAT} = q_4 \cdot [SOC(i)]^2 + q_5 \cdot [SOC_{ref} - SOC(i)]^2 \quad (20)$$

Restricciones

La formulación del problema de optimización requiere que el sistema sea modelado como un conjunto de restricciones, las mismas que definen la evolución del sistema, y además garantizan que los elementos de la MG operen entre los límites físicos y técnicos propios de cada uno. En un problema de optimización convencional no se puede utilizar modelos híbridos como el detallado en (5) (Nair & Costa-Castello, 2020), por tal motivo es necesario integrar variables binarias y auxiliares para reescribir el sistema bajo un marco *Mixed Logical Dynamic* (MLD)(Garcia-Torres & Bordons, 2015).

Sistema de Almacenamiento de Energía. La evolución del SOC del ESS en tiempo discreto puede ser estimado mediante (21), donde se puede observar que se implementan las variables auxiliares $P_{bat,ch}$ y $P_{bat,dis}$, las cuales representan la potencia de la batería para el proceso de carga y descarga, respectivamente. Además, (22) y (23) permiten controlar los niveles máximos y mínimos de potencia para los procesos de la batería.

Es importante resaltar la implementación de las variables binarias δ_{ch} y δ_{dis} , las cuales definen el modo de operación de la batería, es decir si está en proceso de carga o descarga, respectivamente. En esta formulación es necesario garantizar que los procesos de carga y descarga no sucedan simultáneamente, por lo cual se implementa (24) (Proano et al., 2016). Asimismo, el SOC debe considerar

los niveles máximos y mínimos a los que puede operar para evitar su deterioro, por lo cual se implementa (25).

$$SOC(k+1) = SOC(k) + \eta_{ch} \cdot T_s \cdot P_{bat, ch}(k) - \frac{\eta \cdot T_s}{C_{max}} \cdot P_{bat, dis}(k) \quad (21)$$

$$0 \leq P_{bat, ch}(k) \leq P_{bat, ch, max}(k) \cdot \delta_{ch} \quad (22)$$

$$0 \leq P_{bat, dis}(k) \leq P_{bat, dis, max}(k) \cdot \delta_{dis} \quad (23)$$

$$\delta_{ch} + \delta_{dis} \leq 1 \quad (24)$$

$$SOC_{min} \leq SOC(k) \leq SOC_{max} \quad (25)$$

Sistema de Almacenamiento Térmico. La variación de temperatura en tiempo discreto está dada por la Ecuación (12), la cual describe la dinámica del almacenador térmico. Además, para ofrecer a los usuarios una temperatura de agua caliente adecuada, es necesario implementar una banda de histéresis para el control de temperatura como se muestra en (26), donde los límites mínimos y máximos son seleccionados a partir del estudio (Alva et al., 2018), el cual muestra que en estos sistemas, la temperatura del agua debe estar entre los 20 °C y 100 °C. Otra de las limitaciones a considerar en el sistema DHW son los límites mínimos y máximos que puede generar el EWH, donde δ_{wh} indica si el EWH está encendido o apagado.

$$T_{wd, min} \leq T_{wd}(k) \leq T_{wd, max} \quad (26)$$

$$P_{wh, min} \cdot \delta_{wh} \leq P_{wh}(k) \leq P_{wh, max} \cdot \delta_{wh} \quad (27)$$

Generador Diésel. Para garantizar la correcta operación del generador a diésel es necesario tomar en cuenta varias restricciones. La Ecuación (28) permite que el generador diésel trabaje bajo el rango de operación indicado por el fabricante, donde δ_{dg} es una variable binaria que establece si el generador diésel

está encendido o apagado (Romero-Quete & Canizares, 2019). Las restricciones (29) y (30) permiten controlar las tasas de aumento y disminución de la potencia producida por el generador diésel, estas restricciones son importantes ya que no permite un cambio brusco en la potencia del generador diésel, lo cual técnicamente no sería posible.

En la Ecuación (31) se introduce las variables binarias Y y Z , las cuales permiten indicar si el generador se enciende o se apaga, respectivamente. Además, para el generador diésel es necesario garantizar el estado de operación del mismo para evitar posible encendidos y apagados simultáneos mediante (32). Finalmente, los tiempos mínimos de encendido y apagado se toman en cuenta mediante las restricciones mediante las Ecuaciones (33) y (34) (Violante et al., 2020), donde G_{on} es el tiempo que está encendido el generador, mientras G_{off} es el tiempo que está apagado.

$$P_{dg,min} \cdot \delta_{dg} \leq P_{dg}(k) \leq P_{dg,max} \cdot \delta_{dg} \quad (28)$$

$$P_{dg}(k+1) - P_{dg}(k) \leq R_{up} \quad (29)$$

$$P_{dg}(k) - P_{dg}(k+1) \leq R_{down} \quad (30)$$

$$Y(k) - Z(k) = \delta_{dg}(k) - \delta_{dg}(k-1) \quad (31)$$

$$Y(k) + Z(k) \leq 1 \quad (32)$$

$$(G_{on}(k-1) - T_{up}) \cdot (\delta_{dg}(k-1) - \delta_{dg}(k)) \geq 0 \quad (33)$$

$$(G_{off}(k-1) - T_{down}) \cdot (\delta_{dg}(k) - \delta_{dg}(k-1)) \geq 0 \quad (34)$$

Balance Energético. Uno de los objetivos del presente estudio es garantizar que las cargas sean alimentadas de manera confiable y segura, por tal motivo es necesario imponer una restricción que asegure el balance energético en la red eléctrica (37) y térmica(36).

$$P_{dg}(k) + P_{pv}(k) + P_{bat}(k) = P_{load}(k) + P_{wh}(k) \quad (35)$$

$$Q_{st}(k) = Q_{wh}(k) - Q_{dhw}(k) - Q_{loss}(k) \quad (36)$$

La Ecuación (37) define la potencia de la batería (P_{bat}), de acuerdo a las potencias de carga y descarga.

$$P_{bat}(k) = P_{bat,dis}(k) + P_{bat,ch}(k) \quad (37)$$

Una vez definido la función de costo y las restricciones, el problema de optimización viene dado por la combinación de ambos como sigue:

$$\min_u J(k) = \sum_{i=k}^{k+N_p-1} [J_{DG}(i) + J_{CUR}(i) + J_{WD}(i) + J_{BAT}(i)] \quad (38)$$

sujeto a restricciones:

$$\begin{aligned} & BESS : (21) - (25) \\ & TSS : (12), (26) - (27) \\ & Diesel : (28) - (34) \\ & Balance : (35) - (37) \end{aligned} \quad (39)$$

Los parámetros que se utilizan en este estudio para las restricciones de los diferentes componentes de la MG se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5

Parámetros de las restricciones de los componentes de la Microrred.

| Parámetros | Valor |
|-------------------------------------|-------|
| Batería | |
| Eficiencia de carga (η_{ch}) | 0.9 |

| | |
|---|-------|
| Eficiencia de descarga (η_{dis}) | 0.9 |
| Potencia máxima de carga ($P_{bat,ch}$) | 25 kW |
| Potencia máxima de descarga ($P_{bat,dis}$) | 25 kW |
| Estado de carga máximo (SOC_{max}) | 1 |
| Estado de carga mínimo (SOC_{min}) | 0.2 |

Sistema de almacenamiento térmico

| | |
|--|-------|
| Temperatura máxima ($T_{wd,max}$) | 80 °C |
| Temperatura mínima ($T_{wd,min}$) | 30 °C |
| Potencia máxima del EWH ($T_{wh,min}$) | 15 kW |
| Potencia mínima del EWH ($T_{wh,min}$) | 1 kW |

Generador Diésel

| | |
|------------------------------------|------------------------|
| Potencia máxima ($P_{dg,max}$) | 30 kW |
| Potencia mínima ($P_{dg,min}$) | $0.1 \cdot P_{dg,min}$ |
| Límite de incremento (R_{up}) | 5 kW |
| Límite de reducción (R_{down}) | 5 kW |
| Tiempo mínimo de encendido | 2 h |
| Tiempo máximo de apagado | 3 h |

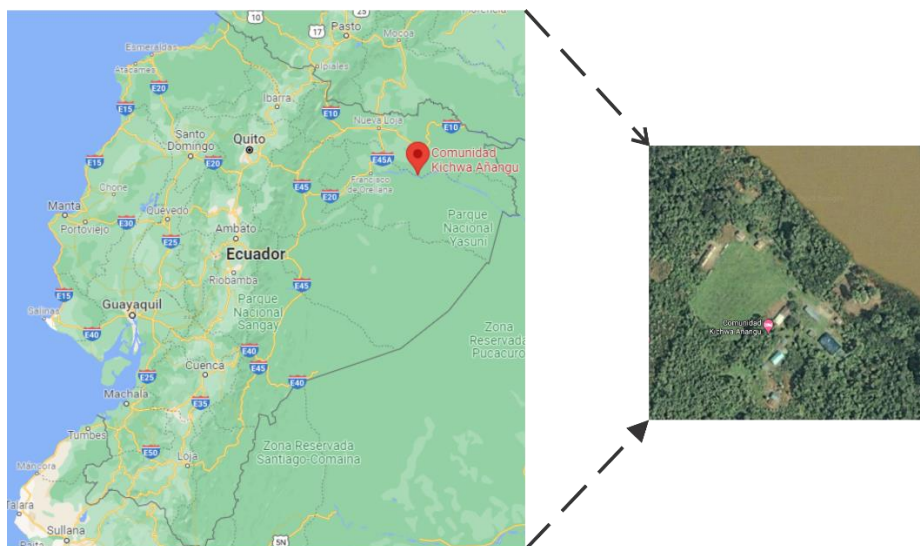
Datos Meteorológicos y Perfil de Carga

Localización

En este trabajo, la MG se encarga de suministrar energía a la Comunidad Kichwa Añangu, la cual está ubicada en la región Amazónica del Ecuador, provincia de Orellana, en las coordenadas $0^{\circ}29'42.4''\text{S}$ $76^{\circ}25'07.6''\text{O}$. La población de esta comunidad para el 2020 es de 180 personas, dividida en 36 hogares. Además, esta comunidad está dentro del Parque Nacional Yasuní, el cual es un área de gran biodiversidad (Salazar et al., 2021). En la Figura 12 se muestra la ubicación exacta de esta comunidad.

Figura 12

Ubicación de la Comunidad Kichwa Añangu

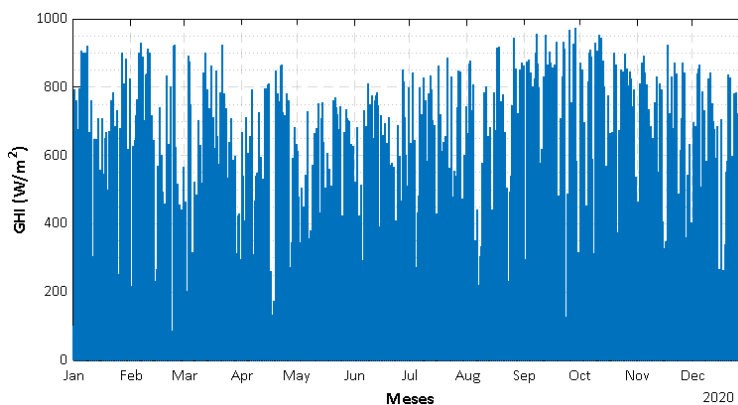


Datos Meteorológicos

Los datos meteorológicos como irradiación solar y temperatura del aire empleados en este estudio son datos reales del año 2020 y se obtienen por medio del aplicativo web SOLCAST (Solcast, 2020). El tiempo de muestro de los datos son de 15 minutos. En la Figura 13 se puede observar el perfil de irradiación que se presentó durante el 2020, la misma que alcanza picos máximos de aproximadamente 900 W/m^2 .

Figura 13

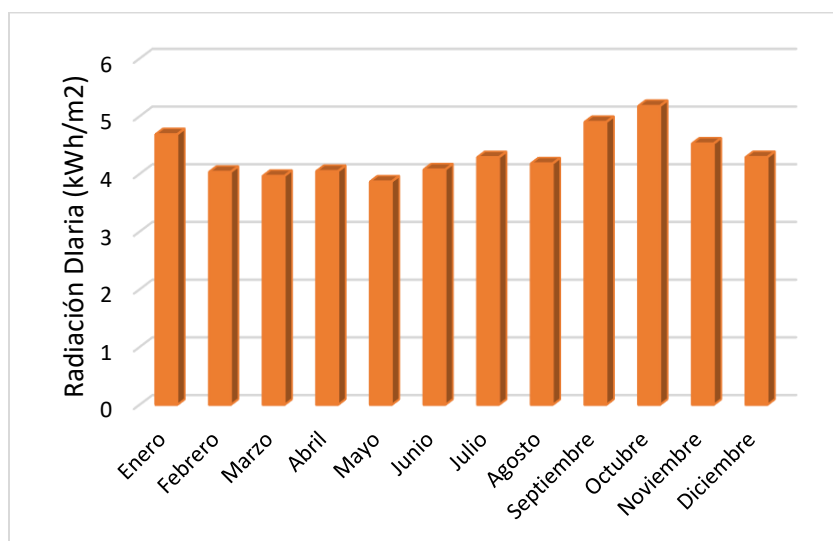
Perfil anual de irradiancia en la ubicación bajo estudio



La Figura 14 muestra la irradiancia diaria que se presentó durante el 2020 en la localización analizada, como se puede observar el mes donde existió mayor irradiancia es el mes de octubre con 5.17 kWh/m² al día, mientras que el mes de mayo fue el de menor irradiancia con 3.86 kWh/m² al día.

Figura 14

Irradiancia diaria promedio para la ubicación bajo estudio.



Perfil de Carga

Existen diversos factores que influyen en la determinación de los perfiles de carga de hogares, tales como el número de personas que habitan en la vivienda, la edad y el estilo de vida que tengan los mismos. Los habitantes de zonas rurales no suelen tener muchos electrodomésticos debido a la falta del despliegue de tecnología y al factor económico en gran medida, por tanto, la carga típica es pequeña (Cust et al., 2016)].

En el presente trabajo, la estimación de la demanda de electricidad de un hogar de la comunidad se realiza al tomar en cuenta el uso diario de los electrodomésticos enumerados en la Tabla 6.

Tabla 6

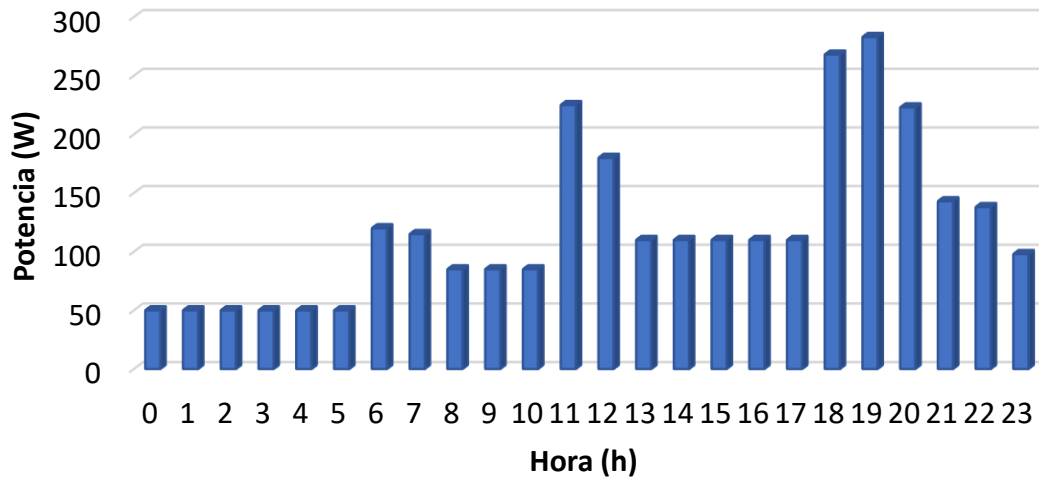
Consumo diario de energía en un hogar de la comunidad

| Electrodomésticos | Cantidad | Potencia Nominal (W) | Horas / día | Potencia Total (W) | Energía promedio / día (Wh/día) |
|-------------------|----------|----------------------|-------------|--------------------|---------------------------------|
| Focos LED | 4 | 12 | 6 | 48 | 288 |
| Radio | 1 | 70 | 4 | 70 | 280 |
| Computadora | 1 | 120 | 5 | 120 | 600 |
| Teléfonos móviles | 3 | 5 | 2 | 15 | 30 |
| TV Led | 1 | 40 | 5 | 40 | 200 |
| Refrigerador | 1 | 50 | 24 | 50 | 1200 |
| Otros | 1 | 100 | 3 | 100 | 300 |
| Total | | | | | 2888 |

La Figura 15 muestra el perfil de carga eléctrica diario de un hogar en la ubicación analizada, como se puede ver tiene el mayor consumo de electricidad entre las 18:00 h. y 20:00 h., con un pico máximo de consumo de 280 W y un consumo promedio al día de 2888 Wh

Figura 15

Perfil de carga eléctrica estimado para un hogar



Para la demanda térmica de un hogar, sólo se considera la actividad de bañarse debido a que, al considerar otras actividades, el requerimiento energético sería muy alto. La energía diaria necesaria para el consumo de DWH, E_{wh} (kWh/día), se calcula de la siguiente manera:

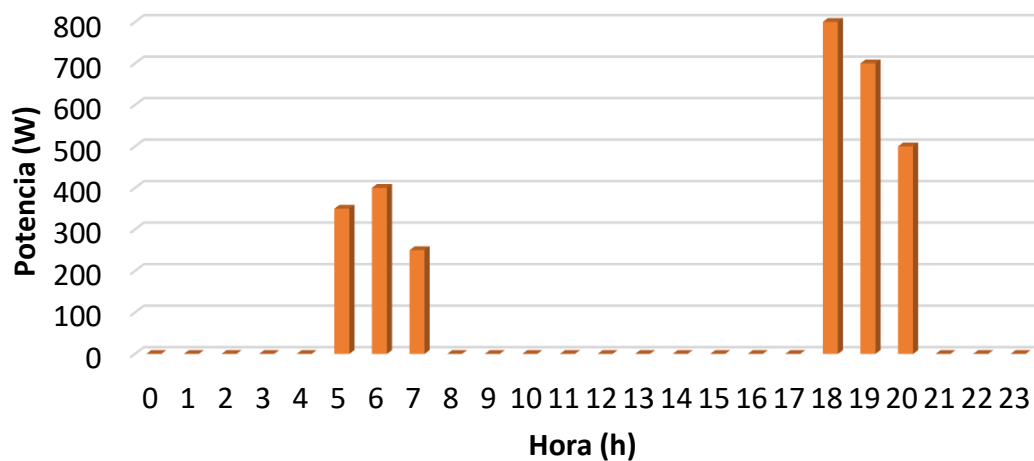
$$E_{wh} = D \cdot C_p \cdot \rho \cdot (T_{wd}^{ref} - T_{in}) \quad (40)$$

donde D es el consumo diario de agua potable de un hogar (10,6 L), y T_{in} es la temperatura de entrada del agua (es decir, $T_{in} = 15$ °C) (Yao & Steemers, 2005).

La Figura 16 muestra el perfil de carga térmica de un hogar de la comunidad, en el mismo es visible que los momentos que se requiere la energía térmica para el consumo es en entre las 05:00 h. y 07:00 h, y entre las 18:00 h. y 20:00 h. Este comportamiento se produce debido a las consideraciones empleadas para estimar la demanda en este estudio. El pico máximo de carga térmica es 800 W, y el consumo promedio es de 3.0 kWh al día.

Figura 16

Perfil de carga térmica estimado para un hogar



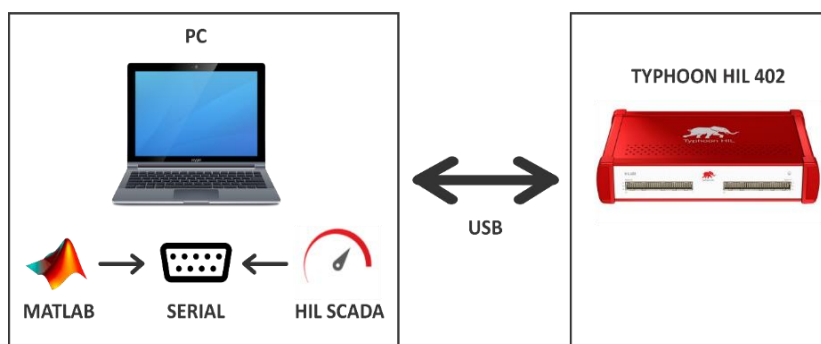
Una vez determinado el perfil diario de consumo eléctrico y térmico, se aplica una variabilidad horaria y diaria del 10% y 20% para obtener el perfil de carga anual. Esta variabilidad es empleada con el afán de obtener una aproximación a los datos que se puede presentar en la vida real. Finalmente, la población total de la Comunidad Kichwa Añangu poseen una demanda eléctrica y térmica diaria de 104,4 kWh y 108 kWh, respectivamente.

Implementación en Hardware-in-the-Loop

Para la validación del EMS propuesto se implementa la MG en el dispositivo Typhoon HIL 402 con el afán de obtener simulaciones en tiempo real. Estas simulaciones, permiten verificar el correcto funcionamiento de la estrategia de control en un entorno más aproximado a la realidad. La Figura 17 muestra el entorno de prueba que se implementa en este estudio, donde la estrategia de control es implementada en Matlab (controlador), y mediante comunicación serial se envía las referencias de control al HIL SCADA, para que este las envíe al modelo implementado en el Typhoon HIL 402. Asimismo, los valores medidos de la MG son enviados desde el Typhoon HIL 402 al HIL SCADA, y para así enviar las variables requeridas por Matlab cada periodo de muestro, es decir cada 15 minutos. El Typhoon HIL 402 está conectado físicamente al PC por medio de la interface USB.

Figura 17

Esquema implementado para la validación experimental mediante simulaciones Hardware-in-the-Loop



Typhoon HIL 402

Typhoon HIL es uno de los líderes en tecnología y mercado en soluciones HIL para diseño, prueba y validación de electrónica de potencia, microrredes, y sistemas de control. Typhoon HIL 402 es un dispositivo compacto, extremadamente potente que proporciona todas las herramientas que se necesita para probar sus controladores electrónicos de potencia en una amplia gama de aplicaciones: generación

de energía solar y eólica, almacenamiento de baterías, calidad de la energía y accionamientos de motor (Typhoon HIL Inc., 2021). En la Tabla 7 se muestra las características principales de este dispositivo.

Tabla 7

Características generales del Typhoon HIL 402

| Características | |
|-----------------------------------|----------------------|
| Procesador | 4 cores (Zynq-7 SoC) |
| Resolución | 16 bits |
| Tiempo de muestreo PWM | 20 ns |
| Paso de simulación en tiempo real | 0.5, 1 or 2 μ s |
| Canales de Osciloscopio | 32 |
| Conectividad | USB |
| | Ethernet |

Implementación de la Microrred en Typhoon HIL 402

Typhoon HIL cuenta con su propio software denominado Typhoon HIL Control Center, que permite modelar los prototipos e interactuar con el dispositivo HIL para las respectivas pruebas en tiempo real. La Tabla 8 muestra las herramientas más importantes que posee el software, y han sido utilizadas en este trabajo (Typhoon HIL Inc., 2021).

Tabla 8

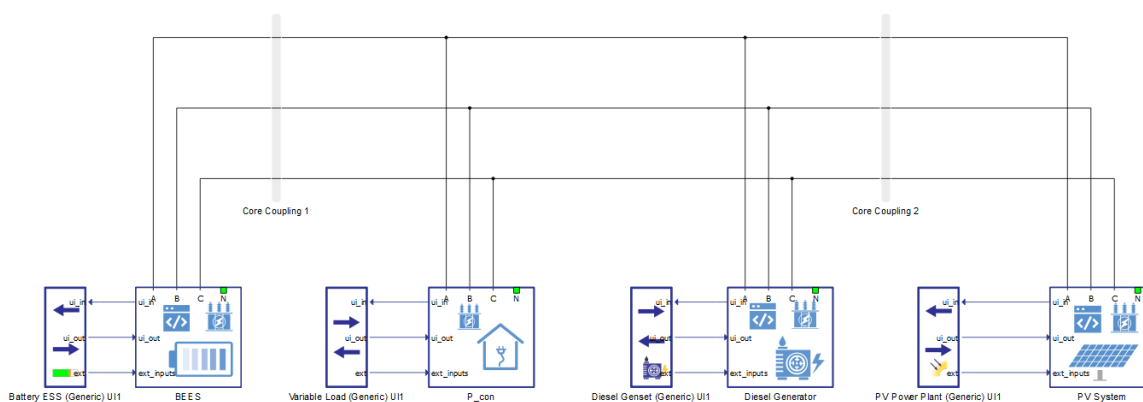
Herramientas del Typhoon HIL Control Center

| Herramienta | Función |
|--------------------|--|
| Schematic Editor | Construcción de modelos de alta fidelidad a partir de una biblioteca especializada de componentes. |
| HIL SCADA | Interacción con la simulación en tiempo real del modelo desarrollado. |

Para implementar la MG presentada en este estudio en el *Schematic Editor*, se utilizó la librería *Microgrid*, la cual está compuesta por un conjunto de componentes y dispositivos de una microrred que se implementan en el HIL. Cada uno de los componentes tienen sus bucles de control implementados con bloques de procesamiento de señales (Typhoon HIL Inc., 2021). Como se puede ver en la Figura 18, los elementos presentes son: un banco de baterías, el generador diésel, el sistema fotovoltaico, y las cargas eléctricas variables, en este caso la referencia de la carga eléctrica está dado por P_{con} , la misma que en capítulos anteriores se define como la suma de las cargas eléctricas con la carga del calentador eléctrico que se encuentra en el sistema DHW.

Figura 18

Microrred implementada en Typhoon HIL



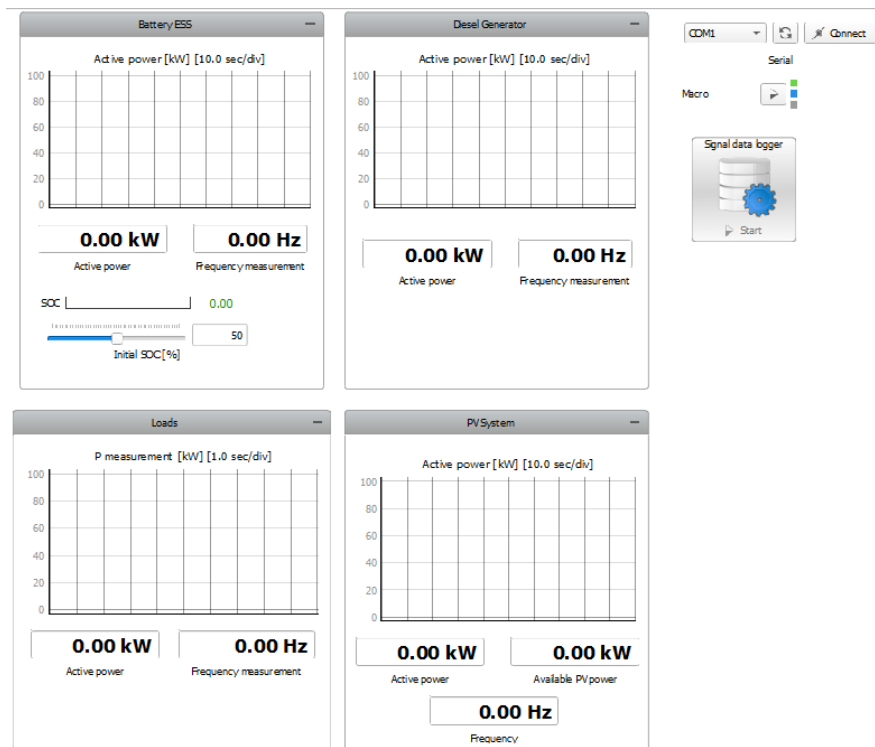
Además, en Figura 18 se puede observar que cada elemento de la MG está acompañado por otro componente auxiliar, el mismo que permite la comunicación entre el HIL SCADA y el dispositivo HIL. Debido a la complejidad del sistema que se requiere modelar, surge la necesidad de implementar los componentes denominados *Core Coupling*, los mismos que permiten utilizar más núcleos de la FPGA para la simulación del modelo. Es así que en esta simulación se utiliza tres núcleos. Además, es importante

mencionar que el modelado del TSS está definido en Matlab, puesto que Typhoon HIL no dispone de librerías que permitan modelar el comportamiento térmico del sistema. El paso de simulación implementado en la validación del sistema es de $2e^{-6}$ s con un método de discretización bilineal, este método se escoge a partir de las indicaciones propuestas por el fabricante para la utilización de los componentes *Core Coupling*.

Una vez implementado el modelo en el *Schematic Editor*, se realiza una interfaz de usuario en la herramienta HIL SCADA como se detalla en la Figura 19.

Figura 19

SCADA diseñado para la interacción con la simulación en tiempo real



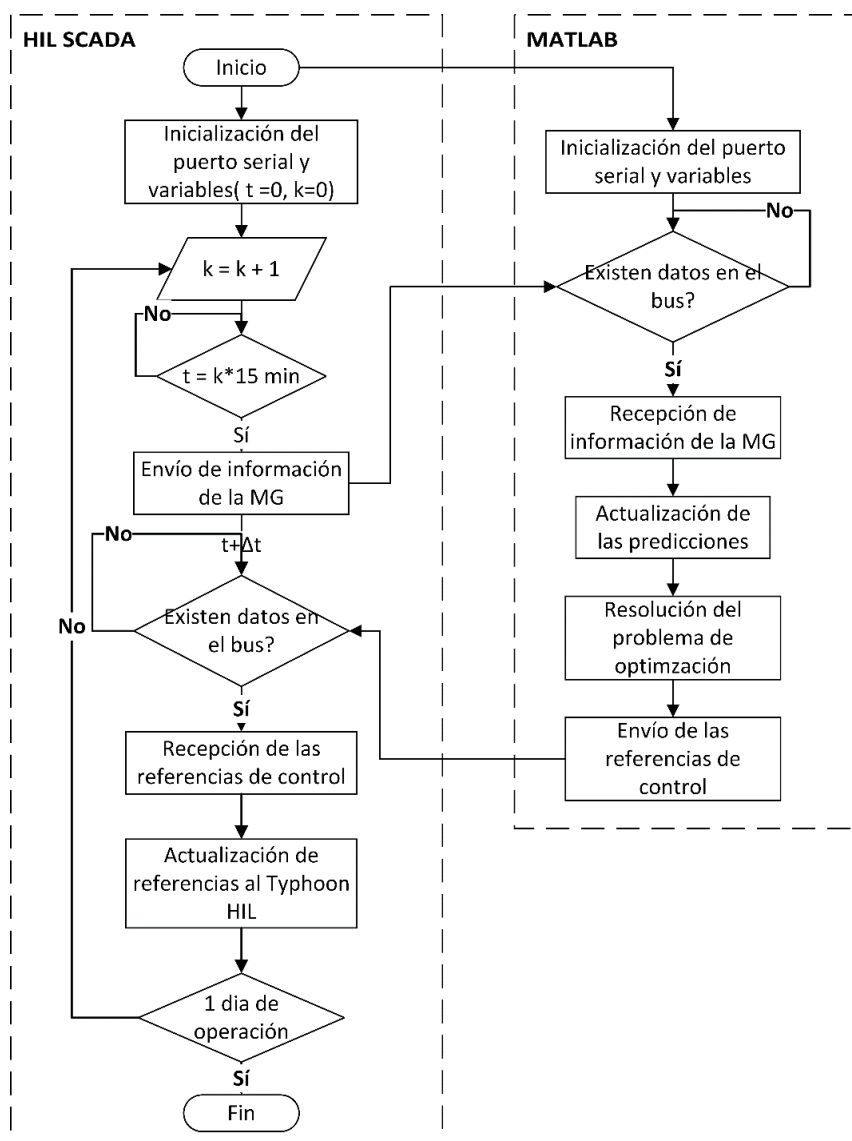
En la interfaz de adquisición de datos desarrollada se puede observar un osciloscopio para visualizar la potencia generada o consumida por cada componente de la MG, en conjunto con indicadores digitales para monitorear las potencias. Además, en el BESS se muestra el SOC de la batería. En el HIL SCADA es posible implementar un elemento *Serial*, el mismo que es usado para establecer la

comunicación con Matlab. El envío y recepción de datos por medio de la comunicación serial se implementa mediante un script en el objeto *Macro*. Finalmente, el componente *Signal data logger* permite almacenar los datos medidos de la MG en intervalos de tiempo de 30 segundos.

La Figura 20 presenta el diagrama de flujo empleado para el control de la MG, donde se puede ver la interacción entre Matlab y el HIL SCADA durante el día de operación que ha sido sometido.

Figura 20

Diagrama de flujo del control de la Microrred en tiempo real mediante Matlab y HIL SCADA.



Como antecedente a este diagrama de flujo, es necesario la creación de los puertos seriales locales, los mismo que permiten el intercambio de información entre aplicaciones en un computador. El control implementado se realiza cada 15 minutos, momento en el que se envía el estado de la MG (es decir, el SOC de la batería y la potencia del generador diésel en ese instante), al detectar Matlab que existen datos en el bus, procede con la actualización de los estados, para así resolver el respectivo problema de optimización generado, y enviar las referencias del control al HIL SCADA, que de igual manera al detectar datos en el bus, actualiza las referencias del control y envía al dispositivo HIL.

Simulaciones y Resultados

En este capítulo se muestran los principales resultados obtenidos a lo largo de este estudio, dentro del cual también se desarrolló (Salazar et al., 2021), que es el punto de partida para los resultados que se mostrarán adelante. Uno de los puntos que se mejoró en este trabajo, es la reducción del tiempo de muestreo, ya que de una hora se reduce a 15 minutos. La inclusión de más restricciones de operación del generador diésel han permitido obtener un algoritmo que tome en cuenta las capacidades técnicas de este componente, y por lo tanto garantizar la operación de la MG. Finalmente, la batería de plomo ácido es reemplazada por la batería de ion de litio, debido a que en la integración de las energías renovables son cada vez más utilizadas por su mayor rendimiento.

Este trabajo utiliza un procedimiento de prueba y error (Morin et al., 2018) para la selección de los pesos utilizados en el proceso de optimización. Por lo tanto, los valores de los pesos q_1 , q_2 , q_3 , q_4 y q_5 son establecidos en 100, 100, 0.0001, 1, y 0.1

Dimensionamiento de la Microrred

Para el dimensionamiento de la parte eléctrica de la MG se empleó el software Homer Pro, el cual permite optimizar las capacidades de los diferentes recursos energéticos en función del Costo de la Energía (COE). En este contexto, los elementos implementados para la optimización fueron: un banco de baterías de litio, un sistema fotovoltaico, un generador diésel y la carga. Como entradas para el software fueron los perfiles de irradiancia y carga descritos en la sección anterior.

Los resultados obtenidos muestran que con un COE igual a 0.36 y una penetración de las energías renovables del 60 %, la mejor arquitectura de la MG es:

- Banco de Baterías de Litio: 105 kWh
- Paneles Fotovoltaicos: 47.5 kW
- Generador a Diésel: 30 kW

Los componentes térmicos de la MG son seleccionados basados en trabajos desarrollados anteriormente como en (Arcos-Aviles, Guinjoan, et al., 2018; Salazar et al., 2021). Además, se toma en cuenta los requerimientos que impone el manual que rige estos sistemas para el Ecuador para el tamaño del TSS, como es la relación entre el volumen de acumulación de agua y la demanda diaria (Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda, 2020), la cual debe estar en un rango de entre el 0.8 y 1.2.

Análisis de la Integración de las Energías Renovables

En primer lugar, se analiza como la integración de las energías renovables influye en el aspecto económico y en la conservación del medio ambiente en la comunidad bajo estudio. Bajo estas circunstancias, a partir de la MG dimensionada se proponen tres casos de estudios a analizar:

1. Generador diésel
2. Generador diésel + Generador fotovoltaico
3. Generador diésel + Generador fotovoltaico + Sistemas de almacenamiento

La Tabla 9 muestra el desempeño del sistema bajo los tres casos propuestos durante un año de operación, donde el uso solo del generador diésel conlleva a un aumento del costo de operación del 300% con respecto a la alternativa 3. Asimismo, se puede ver que en el caso 2, al no existir un almacenador de energía, la potencia desperdiciada es del 30 % de la generación total por parte del sistema fotovoltaico. Por lo tanto, la alternativa 3 muestra el mejor rendimiento en cuanto a reducción de costos y maximización de la penetración de energías renovables en la MG.

Es importante mencionar que en este análisis no se toma en cuenta los costos de implementación de los sistemas. Sin embargo, como se indica en (Rodríguez et al., 2020), el costo de instalación de estas tecnologías se considera alto al principio, pero a futuro se pueden obtener beneficios tanto económicos como medioambientales.

Tabla 9

Resultados del análisis de la integración de energías renovables.

| Escenarios | P_{PV} (kWh) | P_{DG} (kWh) | Costo operacional (\$) | P_{cur} (kWh) |
|------------|----------------|----------------|------------------------|-----------------|
| DG | 0 | 77440 | 7240.33 | - |
| DG+PV | 61418 | 29079 | 2719.25 | 13028.52 |
| DG+PV+BESS | 61418 | 18943 | 1772.70 | 527.94 |

Análisis del EMS propuesto

Una vez expuesto los beneficios que conlleva el despliegue de los recursos renovables en la comunidad bajo estudio, se procede a analizar el rendimiento del EMS propuesto mediante cuatro enfoques:

1. Efecto del horizonte de predicción
2. Evaluación del EMS bajo diferentes escenarios de irradiancia
3. Evaluación del EMS sin considerar ciertos objetivos en la función de costo.

Efecto del horizonte de Predicción.

En el MPC, una de las consideraciones importantes es el tamaño del horizonte de predicción, donde escoger el adecuado juega un rol fundamental para obtener resultados satisfactorios en el sistema. Por lo tanto, en este trabajo se analiza como influyen tres diferentes horizontes de predicción en el control de la MG durante un año de operación. Los horizontes de predicción son de 8, 12, 16,20 y 24 horas, que en muestras serían 32, 48, 64, 80, y 96, respectivamente.

La Figura 21 a) muestra la influencia del horizonte de predicción en el tiempo promedio de cálculo de cada iteración del EMS, donde se puede constatar que un mayor horizonte de predicción conlleva a un costo computacionalmente alto, debido a que el tamaño del problema de optimización crece acorde al horizonte de predicción. En este caso, el horizonte de predicción de 24 horas tiene un tiempo de cálculo

del 41.87% más en comparación al tiempo requerido por el horizonte de 12 horas. Para analizar la potencia fotovoltaica reducida, se ha establecido como métrica el porcentaje de energía reducida con respecto a la energía total producida por el sistema fotovoltaico.

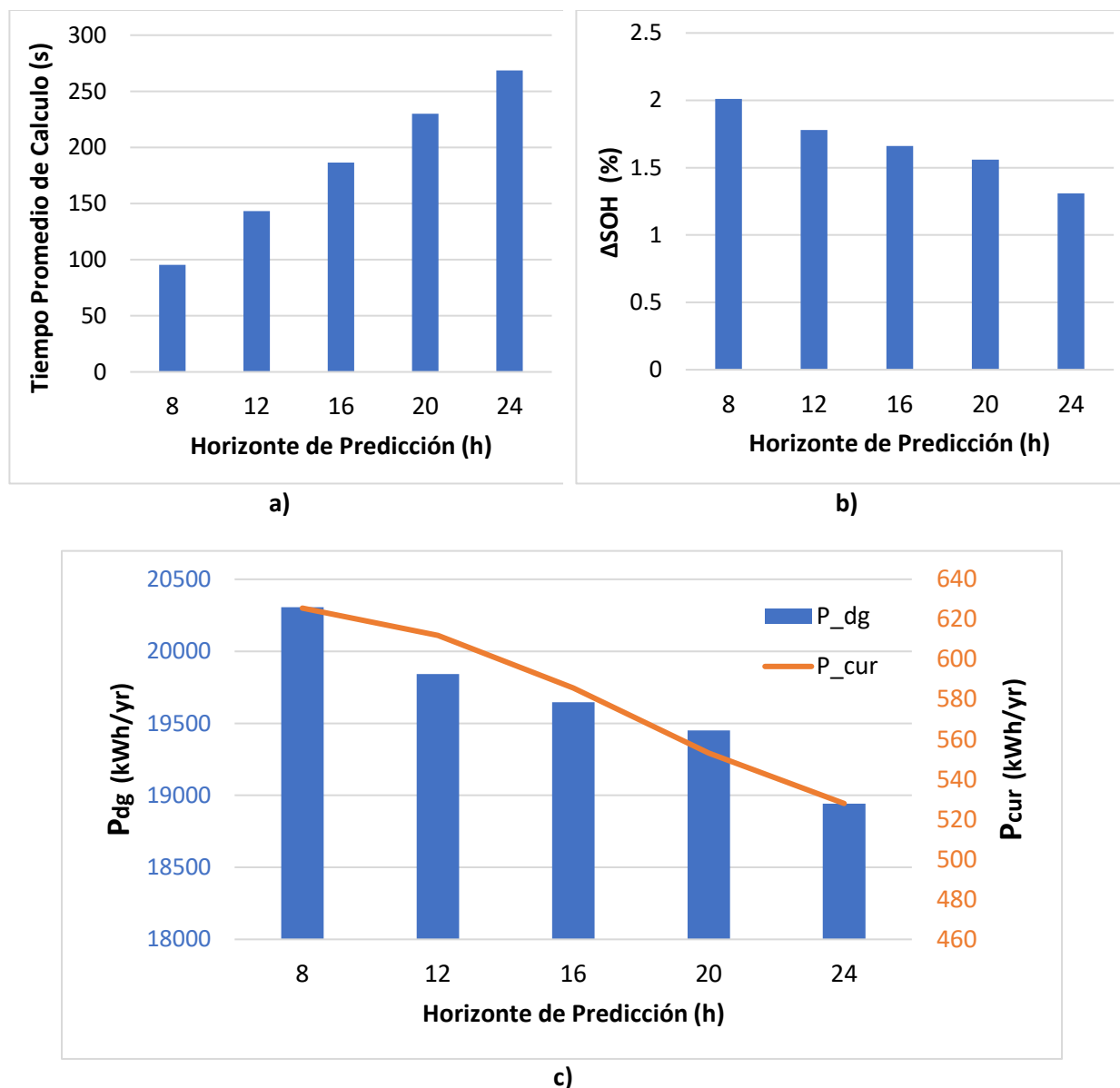
En la Figura 21 b) analiza cómo afecta el horizonte de predicción al SOH de la batería, donde al aumentar el horizonte de predicción, la degradación de la batería es disminuida. En la Figura 21 c) se aprecia que el consumo de la energía producida por el generador diésel disminuye a medida que el horizonte de predicción crece, y, por lo tanto, los costos operativos de la MG también se verán disminuidos. Asimismo, se observa como a medida que el horizonte de predicción aumenta, el porcentaje de la potencia reducida anualmente por el sistema PV disminuye, lo cual implica que los recursos renovables son aprovechados correctamente.

De acuerdo a las métricas expuestas se puede considerar que el horizonte de predicción adecuado para tener un mayor rendimiento de la MG es el de 24 horas, puesto que permite disminuir el consumo del diésel, y por ende el costo de operación, el mismo que se tiene como objetivo principal del EMS propuesto. Además, este horizonte permite disminuir la degradación de la batería, lo cual representa que tiene una mejor planificación del despacho a medida que se toma mayores datos de predicción.

A pesar de que el tiempo de cálculo computacional es mayor en comparación a los demás horizontes, el algoritmo de control no se ve afectado, puesto que el tiempo de muestreo es mucho mayor al tiempo promedio de cómputo. Por lo tanto, en este estudio se selecciona el horizonte de predicción de 24 horas, es decir 96 muestras.

Figura 21

Influencia del horizonte de predicción en el rendimiento de la Microrred



Evaluación del EMS con diferentes escenarios de irradiancia.

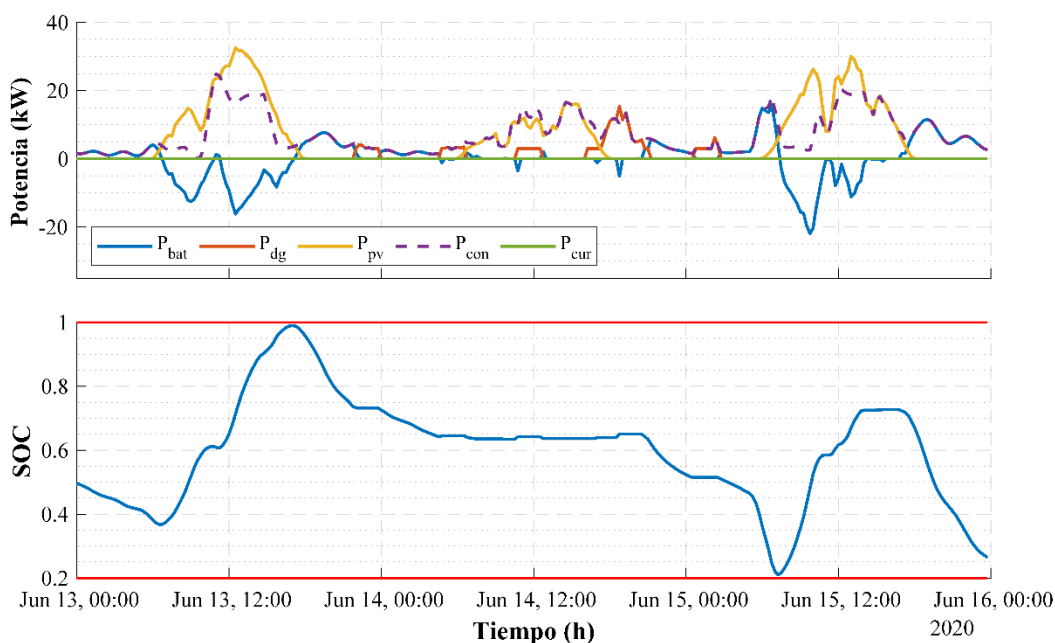
La Figura 22 muestra los resultados obtenidos ante la existencia de una irradiancia moderada, la misma que se presenta entre el 13 y 15 de junio del 2020, ante esta situación el EMS permite la utilización total de los recursos renovables producidos. Como se puede observar en la parte superior de la Figura 22, la energía producida por el sistema fotovoltaico supera a la energía demandada por la comunidad, es por ello que el proceso de carga de la batería se realiza al existir estos excedentes de energía, lo que se da

entre las 09:00 h y las 17:00 h. Por otra parte, el proceso de descarga se realiza en los momentos donde no existe generación de energía renovable, es decir durante la madrugada y la noche.

Además, el comportamiento del generador diésel muestra que sirve de respaldo para garantizar el suministro de energía, y respeta las restricciones propuestas en la formulación del problema de optimización, en este caso operan cuando no existe suficiente energía renovable y la batería no es capaz de suministrar la totalidad de la carga acorde a los objetivos perseguidos por el EMS. Igualmente, en la parte inferior de la Figura 22 se observa el comportamiento del SOC de la batería a lo largo del día, donde oscile entre el 0.2 y 1, lo que muestra el estricto respeto a las restricciones planteadas. Como se puede observar al llegar al pico máximo del SOC durante el primer día, inmediatamente comienza la descarga, y al no existir suficiente recurso solar en el segundo día de operación para cargar la batería nuevamente, el SOC se mantiene en niveles intermedios.

Figura 22

Resultados de la planificación del EMS con una irradiancia moderada.

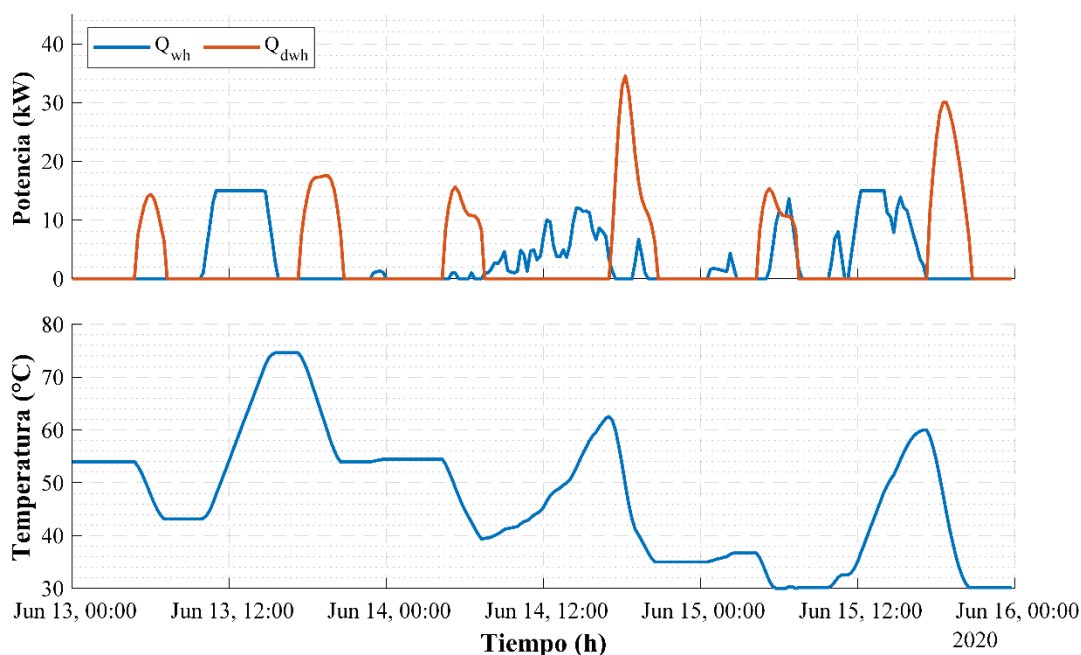


Nota. (Arriba) Despacho de la Microrred. (Abajo) Perfil del SOC de la batería.

La Figura 23 muestra el comportamiento del sistema DHW durante el 13 y 15 de junio del 2020. En la gráfica superior se presenta el perfil de la demanda térmica para la comunidad, en conjunto con la energía suministrada por el EWH, donde se puede observar que el EWH cubre menos de la mitad de la demanda. En estas condiciones, el TSS juega un rol fundamental, ya que permite almacenar el calor en forma de agua caliente, en la parte inferior de la Figura 23 se observa cómo entre las 07:00 h y 16:00 h el sistema eleva la temperatura del TSS preparándose para poder suministrar el pico de energía que demanda la comunidad entre las 18:00 h y 21:00 h.

Figura 23

Resultados del Sistema de Agua Caliente Sanitaria con una irradiancia moderada.



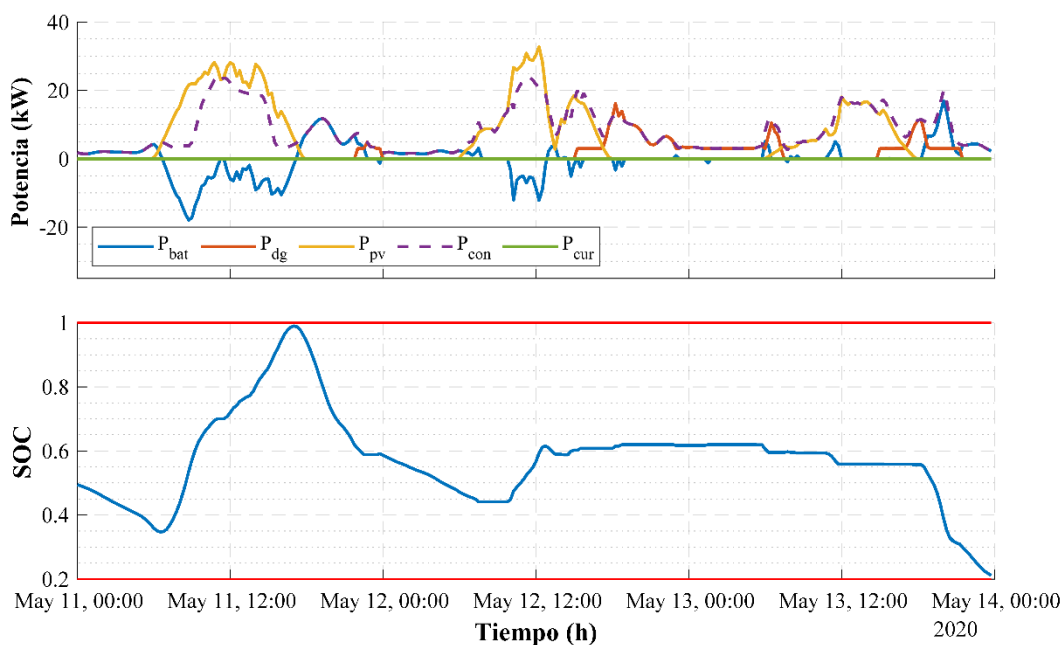
Nota. (Arriba) Potencia térmica. (Abajo) Temperatura del agua en el TSS.

En la Figura 24 se muestra los resultados obtenidos entre el 11 y 13 de mayo del 2020. Como se muestra en la gráfica superior, la energía producida por el sistema fotovoltaico apenas mayor a la energía consumida por la comunidad en el primer y segundo día. Esta característica conlleva a que en los dos últimos días no exista suficiente energía para cargar la batería. Además, en este escenario, la utilización

del generador diésel aumenta considerablemente. Por otra parte, en la gráfica inferior de la Figura 24 se muestra como el SOC de la batería varíe entre aproximadamente 0.35 y 0.7 en gran parte de operación de los dos últimos días, esto se da como consecuencia de que la energía excedente sea baja.

Figura 24

Resultados de la planificación del EMS con una irradiancia baja.

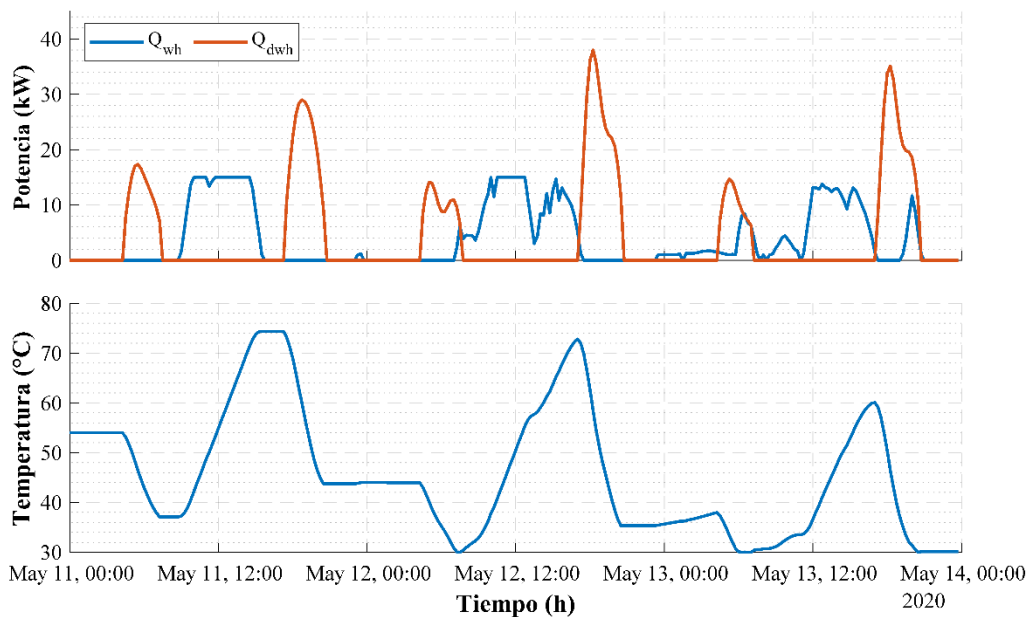


Nota. (Arriba) Despacho de la Microrred. (Abajo) Perfil del SOC de la batería.

Asimismo, la Figura 25 presenta el comportamiento del sistema con una irradiancia baja, donde se puede observar que la dinámica descrita anteriormente se conserva, y respeta los niveles máximos y mínimos de temperatura fijados en 30 °C y 80 °C, respectivamente.

Figura 25

Resultados del Sistema de Agua Caliente Sanitaria con una irradiancia baja.



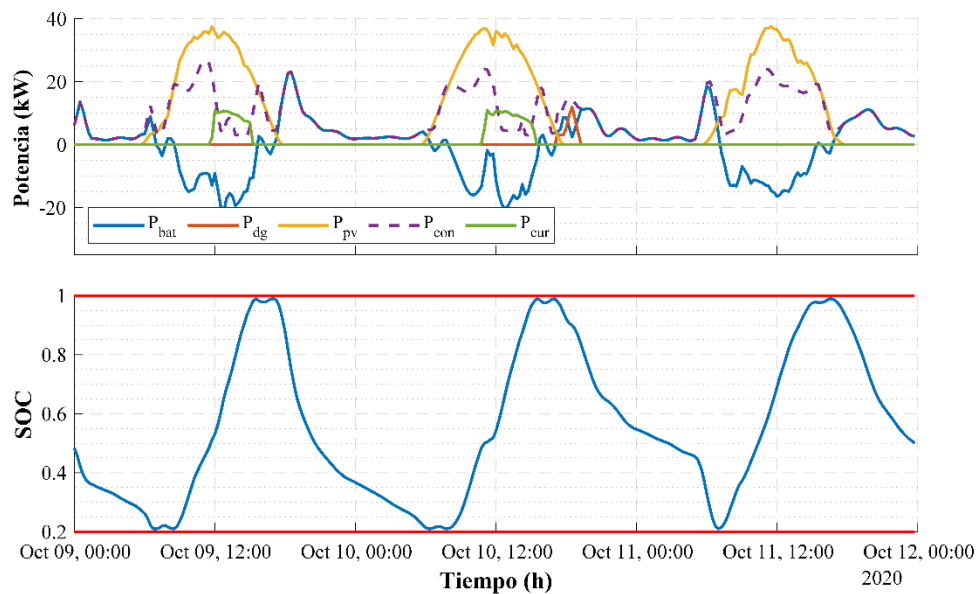
Nota. (Arriba) Potencia térmica. (Abajo) Temperatura del agua en el TSS.

La Figura 26 presenta la planificación de la MG ante un día con una irradiancia alta, la misma que se presenta entre el 09 y 11 de octubre del 2020. En la gráfica superior se puede observar como la generación fotovoltaica supera en gran medida a la energía demanda por la comunidad, lo cual propicia a que exista momentos donde el EMS considera la reducción de la energía fotovoltaica con el afán de prologar la vida útil de la batería.

En la gráfica inferior de la Figura 26 se puede ver más a detalle este comportamiento, ya que entre las 10:00 h y 14:00 h de los primeros dos días de análisis, el sistema fotovoltaico considera una reducción de la energía producida por el mismo, puesto que el EMS considera mejor desperdiciar esa energía para evitar que la batería permanezca en niveles de carga muy altos durante tiempos prologados, para así prevenir el envejecimiento de la misma.

Figura 26

Resultados de la planificación del EMS con una irradiancia alta.

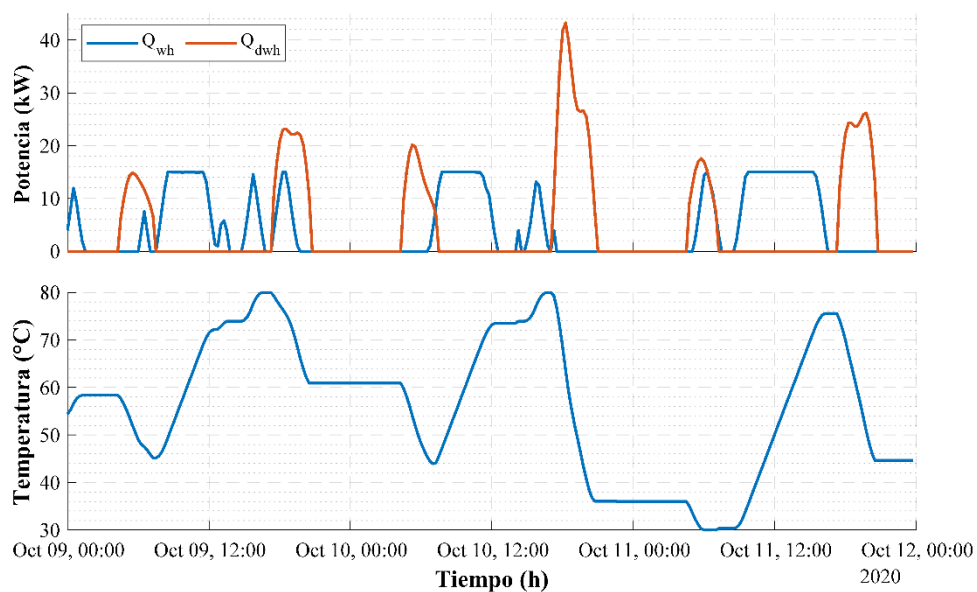


Nota. (Arriba) Despacho de la Microrred. (Abajo) Perfil del SOC de la batería.

Por otra parte, en la Figura 27 se aprecia el comportamiento de la temperatura del TSS, donde se puede observar que mantiene la misma dinámica de los anteriores escenarios

Figura 27

Resultados del Sistema de Agua Caliente Sanitaria con una irradiancia alta.



Nota. (Arriba) Potencia térmica. (Abajo) Temperatura del agua en el TSS.

Evaluación del EMS sin considerar ciertos objetivos en la función de costo

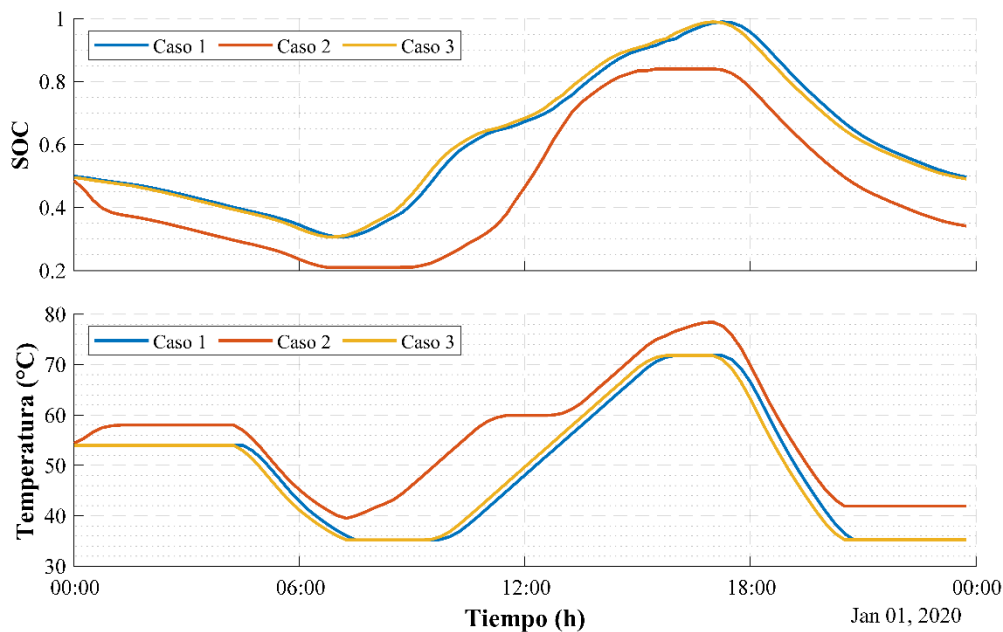
En este estudio también se efectúa un análisis sobre la influencia de los objetivos de la función de costo en los almacenadores de energía, es decir en las baterías y el tanque de almacenamiento. Para esto se presentan tres casos:

1. Función de costo con todos los objetivos.
2. Función de costo sin considerar la degradación de la batería.
3. Función de costo sin considerar el seguimiento a la temperatura de referencia.

En la Figura 28 se muestra la dinámica de los procesos relacionados con los almacenadores de energía al implementar las funciones de costo de acuerdo a los casos de estudio enumerados anteriormente para el 01 de enero del 2020 bajo las mismas condiciones iniciales. En la parte superior de la Figura 28 se presenta el SOC de la batería, donde se puede apreciar que en el *Caso 2*, el mismo que no se considera los términos relacionados a la degradación de la batería, existe un gran tiempo donde el SOC permanece en niveles muy bajos, por lo que no brinda el respaldo suficiente de energía a la MG durante un lapso de tiempo considerable. Por otro lado, el *Caso 1* y el *Caso 3*, donde sí se considera la degradación de la batería, muestran dinámicas parecidas entre los dos, donde se evita mantenerse el SOC en niveles bajos y altos por periodos largos de tiempo, lo que al contrario del *Caso 2*, permite tener energía de respaldo la mayor parte del tiempo, para garantizar el suministro de energía ante cualquier eventualidad. Además, en la parte inferior de la Figura 28 se muestra la variación de temperatura en el TSS, donde en el *Caso 1* y *Caso 3*, al tomar en consideración la degradación de la batería, existe grandes lapsos de tiempo durante los cuales el agua permanece en los niveles límites de temperatura, por lo tanto, implica que al estar en niveles bajos de temperatura no exista energía de respaldo para abastecer a los consumidores en caso de ser requerida ante alguna falla. Este comportamiento se debe a que los pesos de los términos asociados a la degradación de la batería en la función de costo son mayores en comparación a los de temperatura.

Figura 28

Comparación de los casos de estudio de acuerdo a la función de costo.

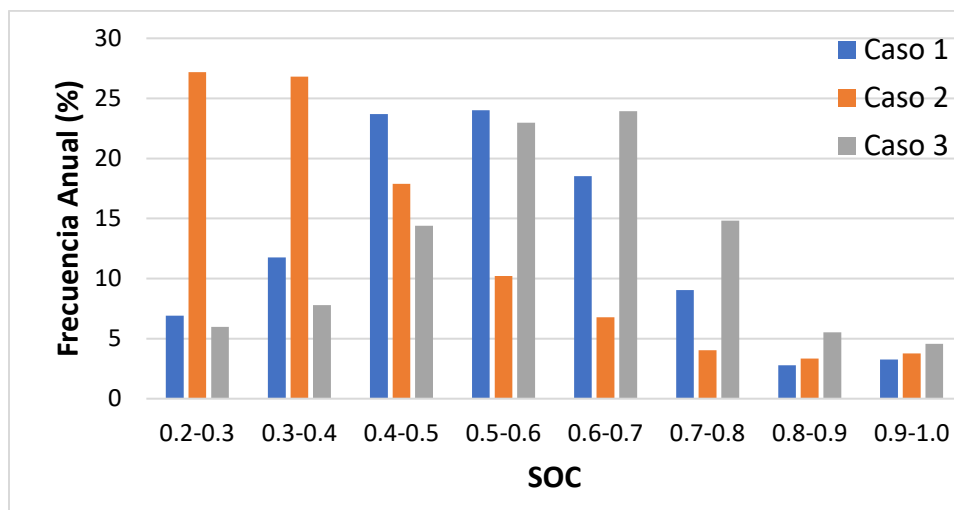


Nota. (Arriba) Perfil del SOC de la batería. (Abajo) Temperatura del agua en el TSS.

Para establecer un análisis más detallado, se realiza la evaluación del EMS basado en MPC durante un año de operación de la MG. En la Figura 29 se presenta los niveles de SOC que alcanza la batería de acuerdo al control realizado bajo los casos de estudio. Como se puede observar, en el *Caso 1*, los niveles del SOC su mayoría entre el 0.4 y 0.6, mientras que en el *Caso 3*, los niveles del SOC se concentran entre 0.5 y 0.7. Este comportamiento se da debido a que al no tomar en cuenta en el *Caso 3* el seguimiento a la temperatura del agua, los términos relacionados con la degradación de la batería toman más peso en la función de costo. Por otra parte, un comportamiento muy desfavorable para las baterías se presenta al implementar el *Caso 3*, puesto que la mayor parte de la operación anual de la MG, el SOC permanece aproximadamente el 54 % de las veces en el nivel más bajo permisible, es decir entre 0.2 y 0.4

Figura 29

Comparación de los niveles de SOC de la batería bajo los casos de estudio de acuerdo a la función de costo.



La Tabla 10 muestra los resultados anuales de la operación de la MG bajo los diferentes casos de estudio propuestos en este apartado. Donde el error cuadrático medio (RMSE) del seguimiento de la temperatura de referencia ($RMSE_{T_{wd}}$) se expone como una métrica de rendimiento de la comodidad del usuario en relación con el servicio de suministro de agua caliente.

Además, el tiempo de cálculo computacional, está dado por el promedio del tiempo de cómputo requerido para hacer cada planificación durante todo el año de operación. En este contexto, como se puede observar, el *Caso 1* presenta el menor consumo de energía producida a partir de los combustibles fósiles, en concreto una disminución del 3.64 % con respecto al *Caso 3*. Asimismo, el *Caso 1* muestra mayor rendimiento en cuanto a la utilización de la energía renovable. Por otra parte, el *Caso 3* muestra una menor degradación en la vida útil de la batería. Sin embargo, el $RMSE_{T_{wd}}$ del *Caso 3* presenta un aumento del 31.22 % con respecto al *Caso 2*. En cuanto al tiempo de cálculo requerido en cada formulación del control, el *Caso 1* presenta mejores prestaciones, puesto que es menor en un 12.51 % comparado con el *Caso 2*.

Tabla 10

Resultados anuales de los casos de estudio de acuerdo a la función de costo.

| | P_{DG} (kWh) | Cost (\$) | P_{cur} (kWh) | $RMSE_{Twd}$ | ΔSOH (%) | Tiempo de cálculo (s) |
|--------|----------------|-----------|-----------------|--------------|------------------|-----------------------|
| Caso 1 | 18943 | 4662.4 | 527.94 | 49.26 | -1.52 | 0.37 |
| Caso 2 | 19894 | 4896.5 | 657.80 | 37.54 | -1.65 | 0.42 |
| Caso 3 | 19658 | 4838.2 | 556.06 | 50.79 | -1.46 | 0.52 |

Por lo tanto, el *Caso 1* prevalece como primera opción para el EMS, esto debido a que supera en las métricas principales al *Caso 2* y *Caso 3*, especialmente al menorar el costo de operación de la MG y aumentar el uso del recurso solar.

Comparación con un EMS basado en Unit Commitment standard

Para analizar como mejora la operación de la MG con el EMS basado en MPC, se procede a implementar un EMS basado en Unit Commitment (UC) standard, el cual permite planificar el despacho del sistema bajo el mismo problema de optimización descrito en este estudio, y bajo los mismos datos de predicción, pero con la diferencia de que este es un controlador off-line, ya que no tiene horizonte móvil. La Tabla 11 muestra los resultados obtenidos durante un año de operación de la MG bajo el enfoque de control propuesto, comparado con el enfoque basado en UC standard. Como se puede observar el algoritmo MPC permite la reducción de los costos de operación en un 5.84 % debido a la menor potencia suministrada por el generador diésel, que a su vez influye directamente en la disminución de las emisiones de CO₂. Además, el $RMSE_{Twd}$ del EMS basado en MPC muestra un gran rendimiento comparado al otro enfoque, puesto que disminuye un 20.59%, lo cual influye en la satisfacción del usuario, ya que se administra de mejor manera el agua caliente en el TSS. Finalmente, una de las métricas más relevantes es el SOH de la batería, el cual al aplicar el modelo de degradación se ve que, con el control propuesto, se prolonga la vida útil de la batería.

Tabla 11

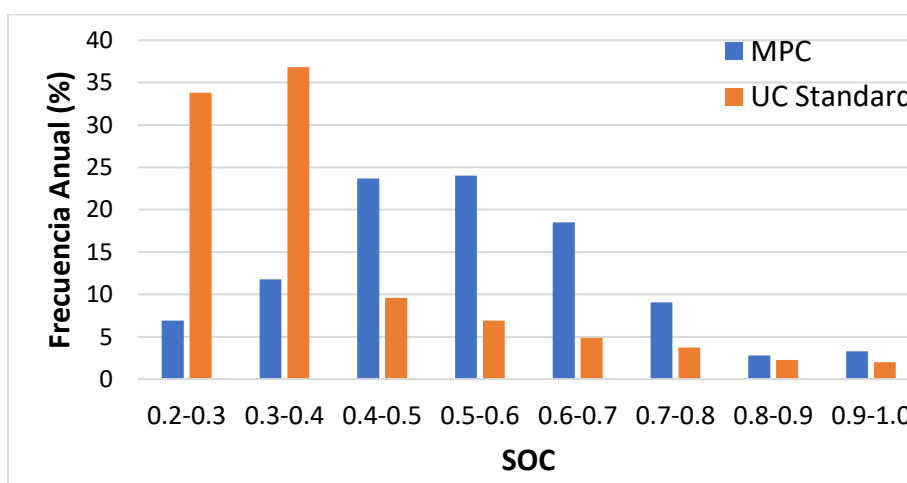
Resultados anuales de los EMS con distinto enfoque de control.

| | P_{DG} (kWh) | Cost (\$) | CO_2 | P_{cur} (kWh) | $RMSE_{Twd}$ | ΔSOH (%) |
|-----|----------------|-----------|--------|-----------------|--------------|------------------|
| MPC | 18943 | 1771.7 | 11190 | 527.9 | 49.26 | -1.32 |
| UC | 20119 | 1881.7 | 11884 | 771.6 | 62.04 | -1.78 |

En la Figura 30 se presenta los niveles de SOC de la batería durante el año de operación, como se puede observar el enfoque basado en UC concentra los niveles del SOC entre el 0.2 y 0.4. El motivo de las causas de este comportamiento se debe a que, al no tener un horizonte móvil, el algoritmo no prevé de manera exitosa que la batería se quedará con poca energía durante la noche. Por otra parte, el MPC acumula el nivel del SOC entre los niveles intermedios, es decir entre 0.4 y 0.6, lo que demuestra una mejor planificación debido a que posee un horizonte móvil, y un mecanismo de retroalimentación.

Figura 30

Comparación de los niveles de SOC de la batería bajo los dos enfoques de control analizado



Validación Experimental

Una vez realizado el análisis del EMS basado en MPC mediante simulaciones en Matlab, se procede a la siguiente fase del trabajo, la cual es validar experimentalmente la estrategia de control. Una

validación totalmente práctica resulta muy costosa, y no está a los alcances de este trabajo, es por ello que se presenta la alternativa de las simulaciones HIL, las cuales permiten obtener un comportamiento más aproximado a la realidad. En la Figura 31 se muestra la planificación de la MG durante el 13 y 14 de junio del 2020, en donde la gráfica superior representa el despacho de la MG obtenidos en la simulación HIL, y la gráfica inferior presenta el perfil del SOC de la batería.

Figura 31

Resultados de la planificación de la Microrred mediante simulación HIL.



Nota. (Arriba) Despacho de la Microrred en la simulación HIL. (Abajo) Perfil de SOC en la simulación HIL.

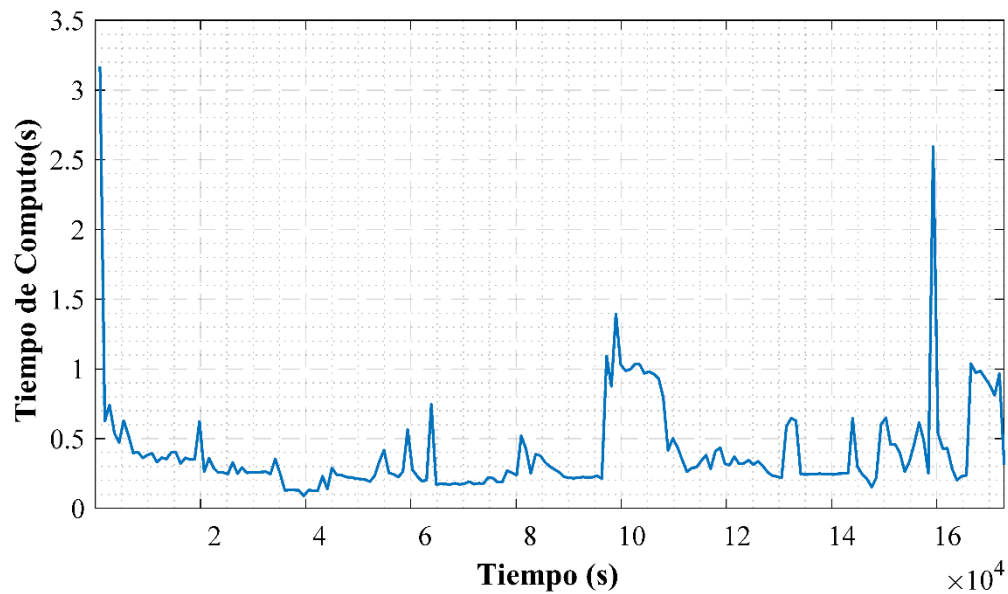
La planificación obtenida mediante simulación HIL muestran significativas similitudes comparadas con las simulaciones obtenidas en Matlab. Asimismo, en el SOC de la batería se pudo constatar una dinámica similar, puesto que, durante la operación de la MG, el SOC llega al 37 % del SOC durante su estado más bajo, y alcanza un máximo SOC del 98.8 % para la simulación HIL y un 99 % para la simulación

en Matlab. Es así, que la diferencia entre el SOC estimado con el SOC experimental llega a ser de solamente del 0.2 %, lo cual permite validar el correcto desempeño del EMS basado en MPC.

Otro de los aspectos importantes del MPC que se han señalado durante este trabajo, es el tiempo de cálculo necesario para realizar cada planificación de la MG. En este contexto, en la Figura 32 se muestra el tiempo necesario para la resolución del problema de optimización durante cada ejecución del control. Como se puede observar, la primera iteración ha llevado mayor tiempo de cálculo, con 3.17 segundos, seguido por otro pico de 2.59 segundos. Por otra parte, el tiempo mínimo de cómputo requerido para resolver la optimización fue de 0.09 segundos. Finalmente, a lo largo de la operación de la MG, el promedio del tiempo de cálculo requerido para cada planificación es de 0.41 segundos.

Figura 32

Tiempo de cálculo empleado para la resolución del problema de optimización.



Por lo tanto, el tiempo de cálculo obtenido muestra que la implementación del EMS es factible, ya que el tiempo de cálculo es mucho menor comparado con el tiempo de muestreo, el cual en este estudio es considerado de 15 minutos.

Conclusiones

En este estudio se presentó el diseño de un Sistema de Gestión de Energía basado en Control Predictivo por Modelo para microrredes electrotérmicas que se encuentran ubicadas en zonas rurales del Ecuador, donde no tienen acceso al Sistema Nacional Interconectado. Esta aportación contribuye al desarrollo de las energías renovables en el Ecuador, ya que permite tener un punto de partida para futuras implementaciones de MGs, con su respectivo EMS.

Para la obtención de los datos meteorológicos se realizó una búsqueda en diferentes sitios especializados, de los cuales se seleccionó SOLCAST, ya que cuenta con licencia estudiantil y posee datos meteorológicos actualizados para el Ecuador. En este contexto, los datos del año 2020 fueron seleccionados, con un tiempo de muestreo de 15 minutos.

La obtención de la demanda eléctrica diaria se la realizó mediante la estimación de consumo eléctrico por el uso de cada electrodoméstico, mientras que la estimación de la demanda térmica fue desarrollada al considerar únicamente la actividad de ducharse. Los perfiles anuales para las cargas eléctricas y térmicas son estimados con una variabilidad diaria y horaria del 10 % y 20%, con el afán de tener un perfil más aproximada a los datos reales.

El diseño del EMS basado en MPC es desarrollado a partir del primer trabajo desarrollado en (Salazar et al., 2021), el mismo que ha sido mejorado, puesto que se han implementado más términos en la función objetivo con el afán de disminuir la degradación de la batería. Además, en el presente trabajo se toma en cuenta más restricciones operativas del generador diésel, ya que en el anterior no se tenía un comportamiento adecuado en cuanto a los tiempos mínimos de encendido y apagado, y los aumentos y reducciones abruptas de la potencia generada. Las predicciones de generación y carga empleadas en este trabajo se suponen conocidas.

Al analizar el EMS propuesto, es importante recalcar el efecto que tiene el horizonte de predicción en el control de la MG, para lo que se consideran tres horizontes de predicción diferentes: 8, 12, 16 y 24 horas. En este contexto, mediante los resultados establecidos se puede establecer que el horizonte de 24 horas tiene el mejor rendimiento, ya que, comparado al horizonte de 8 horas permite la disminución del 6.71 % y 15.68 % al año en el consumo de energía producida por el generador diésel y la energía fotovoltaica reducida, respectivamente. Aunque el tiempo de cálculo es mayor comparado a los otros, la operación de la MG no se ve afectada, ya que el tiempo de muestreo está en el orden de los minutos.

Otro aspecto importante a analizar es como los objetivos de la función de costo influyen en el rendimiento de la MG, donde se comprueba que al no tener en consideración la degradación de la batería, el SOH se ve afectado directamente, ya que los tiempos de permanencia en niveles bajos de SOC aumenta significativamente, aproximadamente el 54 % de veces la batería está entre el 0.2 y 0.4 de SOC. Por otro lado, al no tener en consideración el seguimiento a la temperatura de referencia, la temperatura en el TSS permanece por grandes lapsos de tiempo en los niveles máximos y mínimos, como producto de esto, el $RMSE_{Twd}$ para este caso aumenta un 31.22 % comparado al principal. Este comportamiento condiciona el uso del sistema DHW, ya que, al estar en el límite inferior de la temperatura, se indica que no existe energía térmica de respaldo.

Además, para analizar la influencia del control en línea proporcionado por el MPC, se plantea un EMS basado en UC standard, el cual tiene el mismo problema de optimización y las mismas predicciones de generación y carga empleadas en este trabajo, pero la planificación se la realiza una sola vez durante todo el día. En este contexto, los costos de operación del EMS basado en MPC reducen un 5.86 %, lo que está dado por la disminución del consumo de energía producida por el generador diésel, que a su vez influyen directamente en la disminución de las emisiones de CO₂. Asimismo, el EMS propuesto permite maximizar la utilización del recurso solar, ya que disminuye la reducción fotovoltaica un 31.57 %. De igual manera la variación del SOH es disminuida en un 0.46 %, ya que los niveles del SOC bajo el enfoque UC

standard, permanecen por lapsos de tiempo en niveles bajos, debido a que, al no tener un horizonte móvil, no prevé la ausencia de energía fotovoltaica en las madrugadas del siguiente día.

Finalmente, con el afán de validar experimentalmente el comportamiento del EMS propuesto se realiza la implementación de la MG en el Typhoon HIL 402. Para el control de la MG se establece una conexión serial para el intercambio de información entre Matlab y el HIL SCADA. La simulación en tiempo real se la realiza durante los días 13 y 14 de junio del 2020. Al comparar la dinámica del sistema obtenida en la simulación HIL con la simulación realizada mediante Matlab, se puede apreciar que son muy parecidas, lo cual muestra que el EMS está trabaja de manera adecuado ante entornos realistas.

A partir de la realización de este trabajo, es necesario proponer diversas temáticas para la continuidad de esta investigación. En primer lugar, la elaboración de un marco metodológico más detallado en cuanto a costos de implementación para el dimensionamiento de una MG para zonas rurales del Ecuador. Otra temática de importancia es el desarrollo de métodos para la predicción de generación fotovoltaica y la predicción de la demanda. Este es un punto de partida interesante, ya que permitiría al sistema tener un control más aproximado a la realidad, puesto que estas predicciones por lo general tienen errores. Finalmente, sería importante analizar la implementación de un MPC estocástico, que brinde mayor robustez al controlador para manejar las incertidumbres propias de las energías renovables.

Bibliografía

- Abdelaziz, M., Ali, M., & Eltamaly, M. (2018). Studies in Systems, Decision and Control 121 Modeling and Simulation of Smart Grid Integrated with Hybrid Renewable Energy Systems. In *Studies in Systems, Decision and Control* (Vol. 121, Issue August). <http://www.springer.com/series/13304>
- 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. *Applied Energy*, 258, 114004. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114004>
- Almeshqab, F., & Ustun, T. S. (2019). Lessons learned from rural electrification initiatives in developing countries: Insights for technical, social, financial and public policy aspects. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 102, pp. 35–53). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.035>
- Alva, G., Lin, Y., & Fang, G. (2018). An overview of thermal energy storage systems. *Energy*, 144, 341–378. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.037>
- ARCERNNR. (2021). *Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2020*.
- ARCONEL. (2019). *Estadísticas Anuales Y Multianual Del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018*. 1–214.
- Arcos-Aviles, D., Gordillo, R., Guinjoan, F., Sanchis, P., Pascual, J., Marietta, M. P., Marroyo, L., & Ibarra, A. (2018). Fuzzy-based energy management of a residential electro-thermal microgrid based on power forecasting. *Proceedings: IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 1, 1824–1829. <https://doi.org/10.1109/IECON.2018.8591575>
- Arcos-Aviles, D., Guinjoan, F., Pascual, J., Marroyo, L., Sanchis, P., Gordillo, R., Ayala, P., & Marietta, M. P. (2018). A Review of Fuzzy-Based Residential Grid-Connected Microgrid Energy Management Strategies for Grid Power Profile Smoothing. In *Energy, Environment, and Sustainability* (pp. 165–199). https://doi.org/10.1007/978-981-13-3284-5_8
- Banal-Estañol, A., Calzada, J., & Jordana, J. (2017). How to achieve full electrification: Lessons from Latin America. *Energy Policy*, 108, 55–69. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.036>

- Bansal, R. (2017). Handbook of Distributed Generation. In *Handbook of Distributed Generation*.
<https://doi.org/10.1007/978-3-319-51343-0>
- 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. *Applied Energy*, 228(June), 1–11.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.060>
- Boliko, C. M., & Ialnazov, D. S. (2019). An assessment of rural electrification projects in Kenya using a sustainability framework. *Energy Policy*, 133(June), 110928.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110928>
- Boqtob, O., El Moussaoui, H., El Markhi, H., & Lamhamdi, T. (2019). Microgrid energy management system: A state-of-the-art review. *Journal of Electrical Systems*, 15(1), 53–67.
- Bordons, C., García-Torres, F., & Valverde, L. (2015). Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable. *RIAI - Revista Iberoamericana de Automatica e Informatica Industrial*, 12(2), 117–132. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2015.03.001>
- Burger, S. P., Jenkins, J. D., Huntington, S. C., & Perez-Arriaga, I. J. (2019). Why distributed?: A critical review of the tradeoffs between centralized and decentralized resources. *IEEE Power and Energy Magazine*, 17(2), 16–24. <https://doi.org/10.1109/MPE.2018.2885203>
- Cabrera-Tobar, A., Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M., & Gomis-Bellmunt, O. (2019). Active and reactive power control of a PV generator for grid code compliance. *Energies*, 12(20).
<https://doi.org/10.3390/en12203872>
- Caleb Echegaray-Aveiga, R., Masabanda, M., Rodríguez, F., Toulkeridis, T., & Mato, F. (2018). Solar Energy Potential in Ecuador. *2018 International Conference on EDemocracy & EGovernment (ICEDEG)*, 46–51.
<https://www-computer-org.bibliotecavirtual.udla.edu.ec/csdl/proceedings/icedeg/2018/2521/00/08372318.pdf>

- Carlos, B., Félix, G.-T., & Miguel, A. R. (2020). Advances in Industrial Control Model Predictive Control of Microgrids. *Springer*, 358. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-24570-2>
- Cecilia, A., Carroquino, J., Roda, V., Costa-Castelló, R., & Barreras, F. (2020). Optimal energy management in a standalone microgrid, with photovoltaic generation, short-term storage, and hydrogen production. *Energies*, 13(6), 1454. <https://doi.org/10.3390/en13061454>
- Cevallos-Sierra, J., & Ramos-Martin, J. (2018). Spatial assessment of the potential of renewable energy: The case of Ecuador. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(July 2016), 1154–1165. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.015>
- Chris Rommel. (2019). *HIL TESTED Powerful Performance, Functionality, and Quality from Model-Based Testing*. <https://info.typhoon-hil.com/lp-white-paper-vdc-research-hil-tested>
- Clarke, W. C., Brear, M. J., & Manzie, C. (2020). Control of an isolated microgrid using hierarchical economic model predictive control. *Applied Energy*, 280, 115960. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115960>
- Cust, J., Singh, A., & Neuhoff, K. (2016). Rural Electrification in India: Economic and Institutional Aspects of Renewables. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.2760810>
- e Silva, D. P., Félix Salles, J. L., Fardin, J. F., & Rocha Pereira, M. M. (2020). Management of an island and grid-connected microgrid using hybrid economic model predictive control with weather data. *Applied Energy*, 278(August), 115581. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115581>
- Espín-Sarzosa, D., Palma-Behnke, R., & Núñez-Mata, O. (2020). Energy management systems for microgrids: Main existing trends in centralized control architectures. *Energies*, 13(3), 1–32. <https://doi.org/10.3390/en13030547>
- Faisal, M., Hannan, M. A., Ker, P. J., Hussain, A., Mansor, M. Bin, & Blaabjerg, F. (2018). Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges. *IEEE Access*, 6(1), 35143–35164. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2841407>

FICO Xpress. (2021). *FICO Xpress*.

Galeotti, M., Cinà, L., Giammanco, C., Cordiner, S., & Di Carlo, A. (2015). Performance analysis and SOH (state of health) evaluation of lithium polymer batteries through electrochemical impedance spectroscopy. *Energy*, *89*, 678–686. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.148>

Garcia-Torres, F., & Bordons, C. (2015). Optimal Economical Schedule of Hydrogen-Based Microgrids With Hybrid Storage Using Model Predictive Control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, *62*(8), 5195–5207. <https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2412524>

García-Vera, Y. E., Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. L. (2020). Optimization of isolated hybrid microgrids with renewable energy based on different battery models and technologies. *Energies*, *13*(3). <https://doi.org/10.3390/en13030581>

Guo, Y., & Zhao, C. (2018). Islanding-aware robust energy management for microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *9*(2), 1301–1309. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2585092>

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

Hu, J., Shan, Y., Guerrero, J. M., Ioinovici, A., Chan, K. W., & Rodriguez, J. (2021). Model predictive control of microgrids – An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *136*(September 2020), 110422. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110422>

IEEE. (2018). IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers. *IEEE Std 2030.7-2017*, 1–43.

Instituto de Investigación Geológico y Energético - IIGE. (2021). *Balance Energético Nacional 2020*.

International Energy Agency, Renewable, International Renewable Energy Agency, United Nations, World Bank Group, & World Health Organization. (2018). *Tracking SDG7: The Energy Progress Report 2018*. www.worldbank.org

Kuravi, S., Trahan, J., Goswami, D. Y., Rahman, M. M., & Stefanakos, E. K. (2013). Thermal energy storage

- technologies and systems for concentrating solar power plants. *Progress in Energy and Combustion Science*, 39(4), 285–319. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2013.02.001>
- Lasseter, R. H. (2002). Microgrids. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 02CH37309)*, 1, 305–308. <https://doi.org/10.1109/PESW.2002.985003>
- Lee, J. H. (2011). Model predictive control: Review of the three decades of development. *International Journal of Control, Automation and Systems*, 9(3), 415–424. <https://doi.org/10.1007/s12555-011-0300-6>
- Li, G., & Zheng, X. (2016). Thermal energy storage system integration forms for a sustainable future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 736–757. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.076>
- Li, H., Yang, D., Su, W., Lu, J., & Yu, X. (2019). An Overall Distribution Particle Swarm Optimization MPPT Algorithm for Photovoltaic System under Partial Shading. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 66(1), 265–275. <https://doi.org/10.1109/TIE.2018.2829668>
- Li, N., Gao, F., Hao, T., Ma, Z., & Zhang, C. (2018). SOH Balancing Control Method for the MMC Battery Energy Storage System. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 65(8), 6581–6591. <https://doi.org/10.1109/TIE.2017.2733462>
- Liu, Y., Lu, Z., & Yang, F. (2018). The investigation of solar PV models. *2018 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 1–5.
- Mao, M., Cui, L., Zhang, Q., Guo, K., Zhou, L., & Huang, H. (2020). Classification and summarization of solar photovoltaic MPPT techniques: A review based on traditional and intelligent control strategies. *Energy Reports*, 6(174), 1312–1327. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.05.013>
- Mariam, L., Basu, M., & Conlon, M. F. (2016). Microgrid: Architecture, policy and future trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64, 477–489. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.037>
- Meng, L., Sanseverino, E. R., Luna, A., Dragicevic, T., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2016). Microgrid

- supervisory controllers and energy management systems: A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *60*, 1263–1273. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.003>
- Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda. (2020). *Norma Ecuatoriana de la Construcción*. <https://www.habitatyvivienda.gob.ec/wp-content/uploads/2020/07/NEC-HS-ER-Energías-Renovables.pdf>
- Mohammed, A., Pasupuleti, J., Khatib, T., & Elmenreich, W. (2015). A review of process and operational system control of hybrid photovoltaic/diesel generator systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *44*, 436–446. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.035>
- Morin, D., Stevenin, Y., Grolleau, C., & Brault, P. (2018). Evaluation of performance improvement by model predictive control in a renewable energy system with hydrogen storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, *43*(45), 21017–21029. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.118>
- Musallam, M., & Johnson, C. M. (2012). An efficient implementation of the rainflow counting algorithm for life consumption estimation. *IEEE Transactions on Reliability*, *61*(4), 978–986. <https://doi.org/10.1109/TR.2012.2221040>
- Nair, U. R., & Costa-Castello, R. (2020). A Model Predictive Control-Based Energy Management Scheme for Hybrid Storage System in Islanded Microgrids. *IEEE Access*, *8*, 97809–97822. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2996434>
- National Instruments. (2019). *HIL Testing : A Methodology That Spans Industries*.
- 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. *Electricity Journal*, *32*(10). <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.106672>
- Oh, S., Chae, S., Neely, J., Baek, J., & Cook, M. (2017). Efficient model predictive control strategies for resource management in an islanded microgrid. *Energies*, *10*(7), 1–16. <https://doi.org/10.3390/en10071008>

- Ordóñez, F., Vaca-Revelo, D., & López-Villada, J. (2019). Assessment of the Solar Resource in Andean Regions by Comparison between Satellite Estimation and Ground Measurements: Study Case of Ecuador. *Journal of Sustainable Development*, 12(4), 62. <https://doi.org/10.5539/jsd.v12n4p62>
- Pesaran H.A, M., Huy, P. D., & Ramachandramurthy, V. K. (2017). A review of the optimal allocation of distributed generation: Objectives, constraints, methods, and algorithms. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75(October), 293–312. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.071>
- Pippia, T., Sijs, J., & De Schutter, B. (2019). A Single-Level Rule-Based Model Predictive Control Approach for Energy Management of Grid-Connected Microgrids. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 1–13. <https://doi.org/10.1109/tcst.2019.2945023>
- Proano, J. L., Villalba, D. O., Saez, D., & Quero, D. O. (2016). Economic dispatch for optimal management of isolated microgrids. *2016 IEEE 36th Central American and Panama Convention, CONCAPAN 2016*, 2–7. <https://doi.org/10.1109/CONCAPAN.2016.7942382>
- Qu, J., Liu, F., Ma, Y., & Fan, J. (2019). A Neural-Network-Based Method for RUL Prediction and SOH Monitoring of Lithium-Ion Battery. *IEEE Access*, 7, 87178–87191. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2925468>
- Rathor, S. K., & Saxena, D. (2020). Energy management system for smart grid: An overview and key issues. *International Journal of Energy Research*, 44(6), 4067–4109. <https://doi.org/10.1002/er.4883>
- 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: Proceedings of the CIT 2020*, 149–163. https://doi.org/10.1007/978-3-030-72208-1_12
- Romero-Quete, D., & Canizares, C. A. (2019). An Affine Arithmetic-Based Energy Management System for Isolated Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(3), 2989–2998. <https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2816403>

- Sachs, J., & Sawodny, O. (2016). A Two-Stage Model Predictive Control Strategy for Economic Diesel-PV-Battery Island Microgrid Operation in Rural Areas. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(3), 903–913. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2509031>
- Salazar, A., Arcos-aviles, D., Llanos, J., Ortiz, D., Rodríguez, M., Vito, E., & Martinez, W. (2021). Model predictive control-based energy management system for isolated electro-thermal microgrids in rural areas of Ecuador. *2021 23rd European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'21 ECCE Europe)*, 1–10.
- 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. *Energy*, 153, 870–881. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.099>
- Solcast. (2020). *Solar Forecasting Data*. <https://solcast.com>
- Typhoon HIL Inc. (2021). *Documentation*. <https://www.typhoon-hil.com/documentation/>
- United Nations. (2015). *Transforming our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development*. [https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/21252030 Agenda for Sustainable Development web.pdf](https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/21252030%20Agenda%20for%20Sustainable%20Development%20web.pdf)
- Valencia, F., Collado, J., Sáez, D., & Marín, L. G. (2016). Robust Energy Management System for a Microgrid Based on a Fuzzy Prediction Interval Model. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(3), 1486–1494. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2463079>
- Velarde, P., Valverde, L., Maestre, J. M., Ocampo-Martinez, C., & Bordons, C. (2017). On the comparison of stochastic model predictive control strategies applied to a hydrogen-based microgrid. *Journal of Power Sources*, 343, 161–173. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2017.01.015>
- Vera, Y. E. G., Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. L. (2019). Energy management in microgrids with renewable energy sources: A literature review. *Applied Sciences (Switzerland)*, 9(18). <https://doi.org/10.3390/app9183854>

- Villalón, A., Rivera, M., Salgueiro, Y., Muñoz, J., Dragičević, T., & Blaabjerg, F. (2020). Predictive control for microgrid applications: A review study. *Energies*, *13*(10), 1–32. <https://doi.org/10.3390/en13102454>
- Violante, W., Cañizares, C. A., Trovato, M. A., & Forte, G. (2020). An Energy Management System for Isolated Microgrids with Thermal Energy Resources. *IEEE Transactions on Smart Grid*, *11*(4), 2880–2891. <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.2973321>
- Warneryd, M., Håkansson, M., & Karltorp, K. (2020). Unpacking the complexity of community microgrids: A review of institutions' roles for development of microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *121*, 109690. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109690>
- World Bank Group. (2016). *Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) annual report 2016 (English)*. <https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/113489-AR-PUBLIC-10-3-2017-15-18-5-FINALESMAPASTAEAnnualReportWebMaropt.pdf>
- Yao, R., & Steemers, K. (2005). A method of formulating energy load profile for domestic buildings in the UK. *Energy and Buildings*, *37*(6), 663–671. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2004.09.007>
- Yazdanian, M., & Mehrizi-Sani, A. (2014). Distributed Control Techniques in Microgrids. *Microgrid: Advanced Control Methods and Renewable Energy System Integration*, 43–62. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-101753-1.00002-4>
- Zachar, M., & Daoutidis, P. (2015). Understanding and predicting the impact of location and load on microgrid design. *Energy*, *90*, 1005–1023. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.08.010>
- Zafra-Cabeza, A., Velarde, P., & Maestre, J. M. (2020). Multicriteria optimal operation of a microgrid considering risk analysis, renewable resources, and model predictive control. *Optimal Control Applications and Methods*, *41*(1), 94–106. <https://doi.org/10.1002/oca.2525>
- Zhang, C., Wei, Y. L., Cao, P. F., & Lin, M. C. (2018). Energy storage system: Current studies on batteries and power condition system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *82*(December 2016), 3091–3106. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.030>

Zhang, Y., Fu, L., Zhu, W., Bao, X., & Liu, C. (2017). Robust model predictive control for energy management of isolated microgrids. *2017 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management (IEEM)*, 2049–2053. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.200>

Zia, M. F., Elbouchikhi, E., & Benbouzid, M. (2018). Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. *Applied Energy*, 222(March), 1033–1055. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.103>