

Control Scheme for Energy Management in Microgrids with Storage System. Analysis of a case study

Juan Carlos Quispe¹ 

¹Universidad Tecnológica del Perú, Lima, Perú
C21675@utp.edu.pe

Abstract– The growth of modern clean generation technologies brings with it significant benefits, but it also brings with it certain challenges, such as proper energy management. This has given rise to the emergence of microgrids whose basic design principle is an economical and efficient solution. In this sense, this work develops the model of a microgrid that includes a battery bank system and associated with a dynamic control scheme for proper energy management, this logic scheme is implemented and simulated in the Power Factory software for evaluation. The results obtained show an adequate behavior of the microgrid model for different scenarios of a real case study as an industrial demand located in a rural area, in the district of Navan, Lima, Peru, where a post-harvest processing of fruit trees is performed.

Keywords-- Microgrid, optimal model, power management.

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).
ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).
DO NOT REMOVE

Esquema de Control para la Gestión Energética en Microrredes con Sistema de Almacenamiento. Análisis de un estudio de caso.

Juan Carlos Quispe¹ 

¹Universidad Tecnológica del Perú, Lima, Perú
C21675@utp.edu.pe

Resumen– *El crecimiento de las tecnologías modernas de generación limpia trae consigo importantes beneficios, pero también ciertos desafíos, como la adecuada gestión energética. Esto ha dado lugar a la aparición de microrredes cuyo principio básico de diseño es una solución económica y eficiente. En este sentido, este trabajo desarrolla el modelo de una microrred que incluye un sistema de almacenamiento y asociado a un esquema de control dinámico para una adecuada gestión energética, este esquema lógico es implementado y simulado en el software Power Factory para su evaluación. Los resultados obtenidos muestran un comportamiento adecuado del modelo de microrred para diferentes escenarios de un caso de estudio real como demanda industrial ubicada en una zona rural, en el distrito de Navan, Lima, Perú, donde se realiza un procesamiento poscosecha de frutas.*

Palabras claves-- *Microrred, Modelo óptimo, Gestión Energética.*

I. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, los sistemas de generación eléctrica basados en fuentes de energía renovables (FER) han resaltado como una forma alternativa de solución a los problemas de emisiones del efecto de gas invernadero. En ese sentido, estas nuevas tecnologías representan el futuro de los sistemas eléctricos, no obstante, se requiere de un sistema eficiente que las integre y coordine de forma inteligente. Por lo tanto, surgen cambios de paradigma en el diseño del funcionamiento de una red eléctrica, dando origen a las denominadas redes eléctricas inteligentes. Un modelo representativo de este sistema son las llamadas microrredes eléctricas (MRE) inteligentes. Una MRE se define como el sistema formado por fuentes de generación, equipos de almacenamiento y cargas conectadas eléctricamente, las cuales pueden funcionar, tanto conectado al sistema principal o aislado [1], [2]. Además, se debe tener en cuenta ciertas condiciones de accesibilidad, operatividad, contexto económico y regulatorio, con la finalidad de contar con una microrred inteligente que opere, ya sea, conectada a la red, o de forma aislada [3].

El desarrollo y la implementación las MREs se ha incrementado en los últimos años y gran parte de ello enfocado en su aplicación para las zonas rurales, ya que estos lugares se caracterizan por tener una deficiente conexión al suministro de energía eléctrica o en muchos casos por tratarse de sistemas aislados. No obstante, es importante mencionar que estas zonas poseen alto potencial para la explotación de

recursos naturales renovables, teniendo en cuenta la preservación del medio ambiente [4].

En ese sentido, la implementación de sistemas de MRE inteligentes ha sido investigado para algunas comunidades rurales de Nigeria [5] obteniendo resultados positivos con respecto a la eficiencia en comparación al modelo energético tradicional. De la misma forma, en la Ref. [6] se analizaron 10 localidades en la región de Sudáfrica, donde los autores concluyen que el recurso energético cumple un papel muy importante para la operación óptima de una red conectado al sistema. Otro importante enfoque se muestra en la Ref. [7] quienes realizan un análisis técnico y económico del desarrollo de MRE en la provincia de Beluchistán, Pakistán, mostrando la opción más eficiente mediante el uso de sistemas fotovoltaicos, eólicos y baterías como sistema híbrido de energía renovable, mientras que en [8] analizan la factibilidad de la implementación de un sistema MRE para una escuela en las áreas rurales de Ethiopia, los estudios mostraron que es la mejor opción para las condiciones del lugar. Por otra parte, en [9] analizan el desarrollo de una MRE para el caso interconectado y aislado, ambos ubicados en el sitio piloto de Meltemi, un campamento en Rafina, cerca de la costa de Atenas. Para el sistema interconectado, los autores sugieren la instalación de sistemas fotovoltaicos y aerogeneradores con el fin de optimizar su funcionamiento, mientras que, para sistema aislado, podría ser totalmente independiente con el aumento de más aerogeneradores. En [10] se desarrolla el modelo de una MRE teniendo en cuenta el diseño y manejo óptimo de los recursos renovables considerando como caso de estudio a una región de Nain, ubicado en el centro de Irán. En [11] desarrolla una MRE en la provincia de Hainan, donde el modelo desarrollado permite obtener un alto beneficio económico y ambiental, en comparación con un modelo tradicional. Finalmente, en [12], [13] se evalúa el diseño de las MRE para diferentes zonas remotas del Perú con el objetivo de verificar las zonas con mejor aprovechamiento de los recursos renovables.

Los trabajos de investigación se enfocan a múltiples condiciones de operación, tales como la principal actividad económica, la necesidad de disminuir la contaminación ambiental, mejorar la eficiencia con respecto al sistema tradicional o la necesidad de operación aislada como las principales motivaciones. Por otro lado, se verificó que el comportamiento intermitente de las fuentes de generación trae

consigo diferentes desafíos lo que promueve al desarrollo de diversos esquemas de control. En [14] describen múltiples factores en las funciones objetivas, incluidos los costos operativos diarios, la degradación del almacenamiento de energía, los ingresos a través del comercio con la red u otras partes y las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, en [15] describe las técnicas de gestión de la energía basados en métodos convencionales de optimización como programación lineal, dinámica, programación no lineal entera mixta; métodos basados en inteligencia artificial y métodos de optimización heurística. Cada método presenta ventajas y desventajas de las cuales se destaca el alto costo computacional. Mientras que [16] describe las estrategias de control como: control del flujo de potencia mediante regulación de corriente, mediante regulación de voltaje, basado en agentes, basado en sistemas multi-agente, basado en caída, basado en la función de transferencia, adaptativo de reparto de energía, predictivo del modelo y basado en pasividad. Por otro lado, [17] categoriza los métodos de gestión energética mediante como: esquemas jerárquicos de gestión de energía, esquemas de gestión de energía distribuida y esquemas de gestión de energía descentralizada, los cuales sirven como referencia al momento de desarrollar la estructura del sistema de control. Además, los autores también consideran el comportamiento de demanda como un parámetro muy variable, por lo que consideran el modelo de perfil de demanda en un horizonte de tiempo definido esto conlleva que en muchos de los casos no presentan un adecuado control de la gestión de energía generada lo que provoca que sea desaprovechada.

En el presente artículo se realiza el diseño de una MRE mediante un proceso de optimización, con el objetivo de obtener de forma eficiente la capacidad de sus componentes y se desarrolla el modelo de un esquema de control que permite controlar el flujo de potencia para la adecuada gestión de la energía sin requerir altos recursos computacionales y basado en la conmutación de carga y descarga del sistema de almacenamiento. Como caso de estudio esta orientado a una demanda o carga industrial ubicada en una zona rural del Perú, considerando las características de su consumo, su modo de operación económica, la ubicación geográfica y los recursos energéticos con los que cuenta y las simulaciones fueron desarrolladas en el software Power Factory – DIGSILENT para poder evaluar en diferentes escenarios.

II. DESARROLLO DEL MODELO DE LA MICRORRED ELÉCTRICA

Una MRE puede presentar diferentes topologías conformadas por sistemas fotovoltaicos, eólicos, banco de baterías, pequeñas centrales hidroeléctricas, generación basada en combustibles fósiles, etc. Además, se debe contar con soporte de seguridad durante los períodos de máxima demanda. Por otro lado, se pueden diseñar para operar conectadas a la red o como un sistema aislado y operar de

forma autónoma. En ese sentido, a continuación, se describen los posibles componentes de la MRE.

A. Sistema Fotovoltaico (PV)

Una celda fotovoltaica es un material semiconductor que convierte la energía luminosa en electricidad. La selección del sistema fotovoltaico se basa en la disponibilidad de radiación solar en un sitio en particular, condiciones climáticas, temperatura de la celda, nubes, nieve y efectos de sombra, eficiencia nominal, etc. La energía total generada por el sistema solar fotovoltaico (E_{SPV}) se expresa con la ecuación (1).

$$E_{SPV}(t) = \frac{P_{PV} \cdot G(t) \cdot [1 + K_T(T_C - 25)] \cdot \Delta t}{G_{ref}} \quad (1)$$

Donde P_{PV} es la potencia nominal del sistema PV, $G(t)$ es la irradiancia en W/m², G_{ref} es la irradiancia solar en condiciones de ensayo estándar que toma el valor de 1000 W/m², K_T es el coeficiente de temperatura de los módulos solares, el intervalo de tiempo Δt y T_C es la temperatura de la celda.

B. Turbina Eólica (WT)

Una turbina eólica o turbina de viento es aquella basada por la energía eólica. Se trata de una turbomáquina motora que intercambia cantidad de movimiento con el viento, haciendo girar un rotor. La energía total generada por el sistema de turbinas eólicas (E_{SWT}) se expresa con la ecuación (2).

$$E_{SWT}(t) = 0,5\rho C_p \pi R^2 V(t)^3 \Delta t \quad (2)$$

Donde $V(t)$ es la velocidad media del viento en el intervalo de tiempo Δt , R es el radio de las palas, C_p es el coeficiente de rendimiento de la turbina y la densidad del aire.

C. Sistema de Banco de Baterías (BBS)

La integración de un sistema de baterías puede ayudar a suavizar el fenómeno de las intermitencias de las energías renovables. Además, generalmente está integrado a una MRE para almacenar energía en periodos de superávit de generación y suministrar energía en periodos de déficit de generación. Hay muchos tipos diferentes de baterías en el mercado para proyectos de energía renovable, pero la selección del mejor sistema de almacenamiento de baterías depende de factores como: Estado de carga de la batería (SOC), eficiencia de carga, eficiencia de descarga, temperatura de operación, autodescarga, costo por kWh, tiempo de carga, etc. La producción de energía y su consumo también dependen del número de baterías y del estado de la batería conectada en cada momento. Así, la disponibilidad de energía en el banco de baterías en un momento determinado se expresa mediante las ecuaciones (3) y (4).

$$SOC(t) = SOC(t - 1) \cdot (1 - \sigma) - \frac{I_{batt} \eta_{ch}^k \Delta t}{C_b} \quad (3)$$

Donde σ es la autodescarga de la batería, η_{ch}^k la eficiencia de carga, Δt es el intervalo de tiempo, C_b es la capacidad nominal de la batería y k toma el valor de 1 cuando se carga y cero cuando se descarga.

$$E_{batt}(t) = V_{batt} C_{batt} (SOC(t) - SOC(t-1)) \quad (4)$$

Donde V_{batt} es la tensión nominal de la batería y C_{batt} la capacidad nominal. En la ecuación (3) I_{batt} es la corriente de carga y descarga y se calcula mediante la ecuación (5).

$$I_{batt} = \frac{P_L}{\eta_{inv} V_{batt}} - I_{generation} \quad (5)$$

Donde P_L es la potencia de demanda de la carga y η_{inv} es la eficiencia del inversor.

D. Convertidor (Conv)

El sistema de convertidores se utiliza para intercambiar energía entre los buses de AC y DC. En ese sentido, los inversores tienen como función principal convertir los tipos de energía en Corriente Continua (generadores solares, eólico y el banco de baterías) a Corriente Alterna (Red Eléctrica y generador Diesel). El tamaño de este convertidor se basa en los niveles de energía mínima o máximo.

E. Generador Diesel (DS)

Un generador Diesel es una máquina que mueve un generador eléctrico a través de un motor de combustión interna. Generalmente son utilizados cuando hay déficit en la generación de energía eléctrica de alguna zona, o cuando son frecuentes los cortes en el suministro eléctrico. Este tipo de generación se usa para una rápida puesta en servicio de demandas importantes. El modelo del generador Diesel viene dado por la ecuación (6).

$$C_{DG} = \alpha P_{DG} + \beta P_{DGrated} \quad (6)$$

Donde C_{DG} es el consumo de combustible (L/h), P_{DG} es la potencia de salida del generador Diesel (W), $P_{DGrated}$ es la potencia nominal del generador Diesel (W) y α y β son los coeficientes de la curva de consumo de combustible (en L/kWh).

F. Optimización de los Componentes

Para determinar el diseño óptimo de los componentes de la MRE es necesario resolver un proceso de optimización basado en el mínimo costo del proyecto. La formulación del problema de optimización consiste en definir la función objetivo y las restricciones. La función objetivo se basa en minimizar el costo total actual neto (NPC) referido en la ecuación (7).

$$TNPC = CC + O\&MC + RC + FC \quad (7)$$

Donde CC es el costo total de capital, O&MC es el costo total de operación y mantenimiento, RC es el costo total de reemplazo y FC es el costo total del combustible. En cada caso, el costo parcial resulta de la suma de costos de cada componente por el número de componentes.

Las restricciones de equilibrio de potencia y de carga de la batería se representa como en la ecuación (8).

$$\sum_{j=1}^N P_{WT} + P_{PV} + P_{diesel} \pm P_{BBS} - P_{load} = 0 \quad (8)$$

Donde P_{WT} es la potencia de la turbina eólica, P_{PV} corresponde al generador fotovoltaico, P_{BBS} es la potencia del sistema de baterías. Si P_{BBS} es positivo, la batería está en modo de descarga y P_{BBS} negativo significa el modo de carga.

Con respecto a la restricción de almacenamiento de batería, la restricción se expresa en los estados de carga como la ecuación (9).

$$P_{BBS,charge} \leq P_{BBS}(t) \leq P_{BBS,discharge} \quad (9)$$

Donde $P_{BBS,charge}$ y $P_{BBS,discharge}$ representa la máxima carga y descarga del sistema de baterías, respectivamente.

La restricción de los límites inferior y superior para los sistemas solar, eólico y de baterías se expresa como la ecuación (10).

$$\begin{aligned} N_{WT} &= Integer, & 0 \leq N_{WT} \leq N_{WT}^{max} \\ N_{PV} &= Integer, & 0 \leq N_{PV} \leq N_{PV}^{max} \\ N_{BBS} &= Integer, & 0 \leq N_{BBS} \leq N_{BBS}^{max} \end{aligned} \quad (10)$$

Donde, N_{WT}^{max} representa el número máximo del componente "X" quien puede ser: aerogeneradores (WT), módulos fotovoltaicos (PV) o baterías (BBS).

Para el desarrollo de las simulaciones relacionadas a la optimización de los recursos renovables de la MRE se utiliza los algoritmos de análisis de optimización y sensibilidad adoptados por HOMER pro el cual simplifican la evaluación de numerosas configuraciones posibles en el sistema de energía. El proceso de optimización utiliza un algoritmo no diferencial el cual proporciona sistemas de energía óptimos considerando restricciones, las cuales se prueban y simulan repetidamente para lograr una estrategia económica óptima y la mejor combinación de recursos.

El funcionamiento de un sistema de MRE se simula mediante estimaciones de balance energético por horas para cada año. Luego se determina la viabilidad económica de la configuración de la MRE considerando los costos de operación del sistema eléctrico durante la vida útil del proyecto. La evaluación se realiza considerando los siguientes factores: costos de operación y mantenimiento, costo de capital, tasa de interés, tasa de inflación, costo de reposición, entre otros. El proceso de simulación se muestra en la Fig. 1.

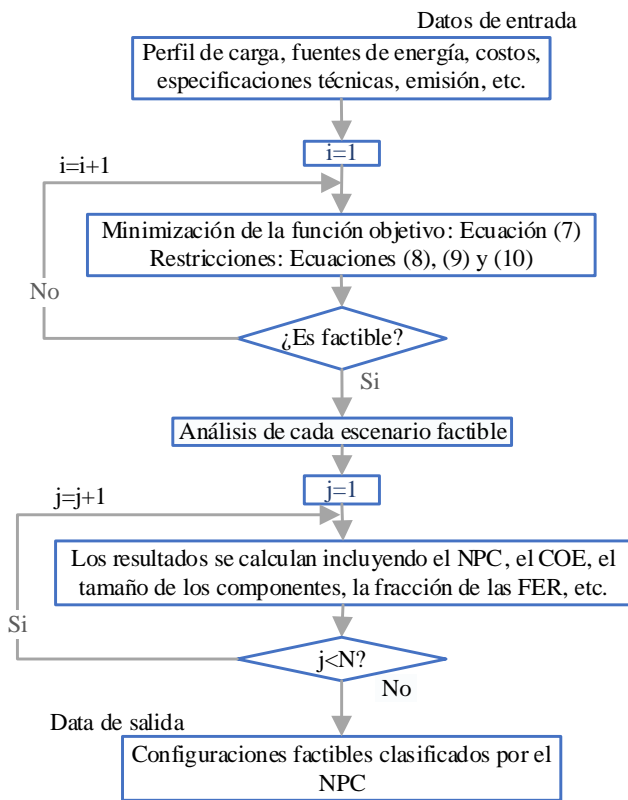


Fig. 1 Proceso de simulación y optimización.

G. Estrategia de Control de La Gestión de Energía

La gestión y el control de la energía se basan en la estrategia de un control dinámico, este proceso inicia con la estimación de la potencia de los componentes de la MRE, la verificación del modo de operación de la MRE (conectado a la red o aislado) y el estado de las baterías (carga o descarga).

El estado de conexión con la red eléctrica, los datos de la demanda, la irradiación solar, la temperatura del ambiente, la capacidad nominal del sistema fotovoltaico, del sistema de baterías y del generador Diesel son medidos en intervalos de tiempo por hora y son las entradas del modelo. El modelo utiliza estas entradas para calcular la potencia horaria generada por el conjunto fotovoltaico, el estado de carga de la batería, la potencia del generador diésel y la potencia enviada hacia la carga. En cada intervalo de tiempo se monitorea el modo de operación de la MRE y se desarrolla el análisis mostrado en la Fig. 2.

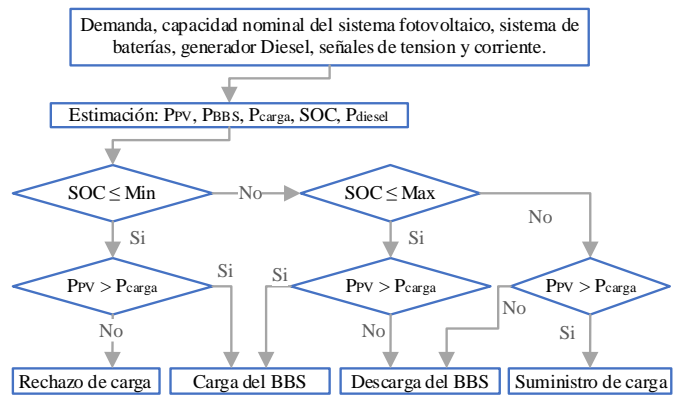


Fig. 2 Modelo del sistema de control de la gestión de la energía.

En ese sentido, un modelo de la MRE se implementó en el software Power Factory de DIGSILENT (Fig.3) mediante los datos obtenidos en el diseño obtenido en el análisis de la sección anterior. El sistema de control del proceso de gestión de energía se desarrolló mediante la herramienta de DIGSILENT Programming Language (DPL). En caso de que la MRE esté desconectada de la de la red, se considera el uso un generador diésel como referencia.

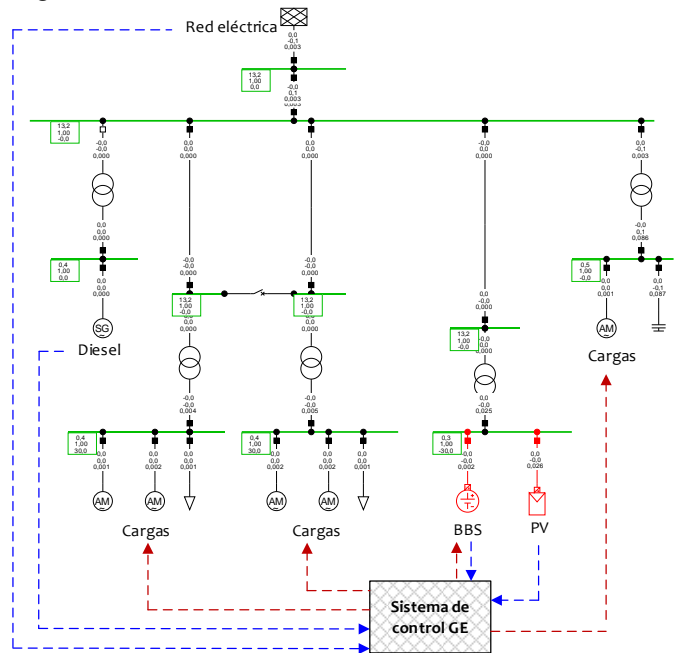


Fig. 3. Sistema de MRE y controlador de la gestión de energía.

III. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE UN CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio pertenece a la asociación de fruticultores "San Miguel Arcangel Huaca Puna" de una población rural ubicada en el distrito de Naván, provincia de Oyón, en Lima. Además, se encuentra a 2350 msnm, y sus coordenadas geoespaciales son -10.8835, -77.0365. Esta región tiene un alto potencial agrícola porque tiene una gran variedad de árboles frutales, como el aguacate, maracuyá,

manzanas, duraznos, entre otros. En ese sentido, las plantas industriales artesanales relacionadas con esta actividad representan su principal actividad económica. Por lo tanto, este caso de estudio consiste en una demanda industrial que realiza el procesamiento pos-cosecha del durazno como se muestra en la Fig. 4. Por otro lado, se caracteriza por presentar una mala calidad del servicio eléctrico, constantes interrupciones de larga duración y altos costos en la factura eléctrica (promedio 0.490 \$/kWh). Sin embargo, presenta recursos energéticos disponibles.



Fig. 4. Ubicación del caso de estudio.

El cuadro de demandas o cargas consiste en maquinarias con motores de sistema trifásico 220/380/440 V. La potencia de los componentes fue extraída de las mismas instalaciones y se muestra en la Tabla I.

TABLA I
POTENCIA DE LA CARGA INDUSTRIAL

Carga	Descripción	Cantidad	Potencia (W)
L1	Lavadora con escobillas	1	700
L2	Clasificador de banda	1	1000
L3	Clasificador de duraznos	1	1000
L4	Faja transportadora	1	1200
L5	Electrobomba	1	700
L6	Servicios generales	1	1000

Por otro lado, se extrajeron los datos del perfil de demanda diaria, esta se conforma de la demanda industrial (predominante) y una demanda residencial como se muestra en la Fig. 5. Este perfil no presenta grandes variaciones a lo largo

del año. Además, la demanda industrial presenta la siguiente característica: Bajos niveles de consumo durante el día y altos niveles de consumo de energía durante la noche típico de esta industria.

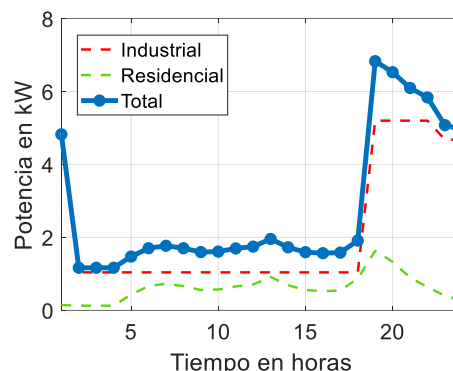
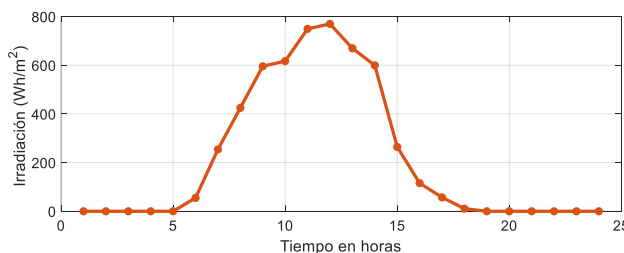
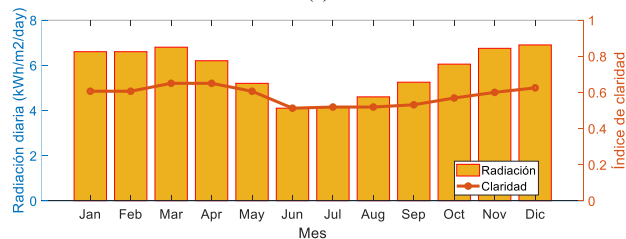


Fig. 5. Perfil de demanda diaria.

La irradiación solar diaria y anual disponible se muestra en la Fig. 6. Esta información se obtiene del banco de datos de la NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER) [17]. Se presenta un valor promedio máximo mensual de 6.73 kWh/m²/day en marzo y un mínimo promedio mensual de 4.09 kWh/m²/day en junio (Fig. 6b). Mientras que en un día aleatorio se observa en la Fig. 6a la característica de la irradiación.



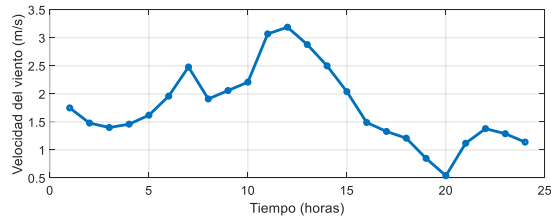
(a)



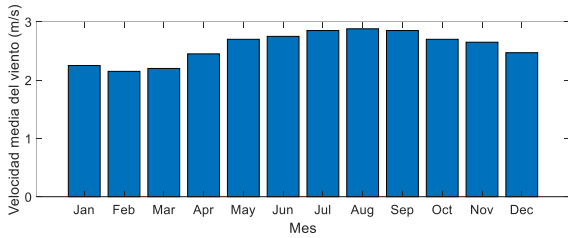
(b)

Fig. 6. Comportamiento del recurso solar (a) Diario (b) Anual.

La velocidad del viento anual escalada se muestra en la Fig. 7. Esta información se obtiene del banco de datos de la NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER) [17]. Este parámetro tiene un valor promedio máximo mensual de 2.9 m/s en agosto y un mínimo promedio mensual de 2.19 m/s en febrero (Fig. 7b). Mientras que el comportamiento diario es muy variable (Fig. 7a).



(a)



(b)

Fig. 7. Comportamiento del recurso eólico (a) Diario (b) Anual.

Los elementos mostrados en la Fig. 8 se consideran el punto de partida para la evaluación de la MRE óptima, también el análisis incluye muchas combinaciones de fuentes de energía. Los costos de los equipos se basan en el costo de mercado. Además, el proyecto se evalúa para una vida útil de 25 años.

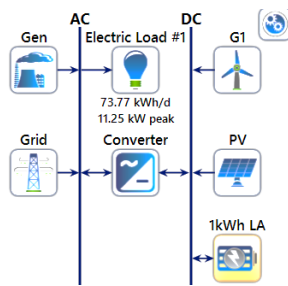


Fig. 8. MRE base para evaluación del diseño

Con base en los resultados del modelo óptimo del diseño de la MRE (Fig. 9.), el uso de generación fotovoltaica, sistemas de baterías y convertidor (PV-BBS-Red-Conv) resultó ser la configuración más eficiente para la condición de MRE conectada a la red. Por otro lado, en la configuración aislada se incluye el uso de un generador Diesel. Los resultados de muestra en la Fig. 9 en orden de mérito de acuerdo con el menor NPC obtenido. Además, se considera un costo de venta de energía a la red de 0\$/kWh.

Architecture										Cost		
	PV (kW)	G1	Gen (kW)	Grid (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	
	14.1			56	999,999	3.12	LF	\$134,105	\$0.365	\$9,091	\$16,579	
	13.8	1		56	999,999	3.11	LF	\$135,643	\$0.370	\$9,165	\$17,157	
	8.40				999,999	3.13	CC	\$137,174	\$0.356	\$10,327	\$3,672	
	8.71	1			999,999	3.09	CC	\$138,714	\$0.361	\$10,383	\$4,493	
	12.5		13.0	46	999,999	3.64	LF	\$138,760	\$0.371	\$9,140	\$20,608	

Fig. 9. Resultado del proceso de optimización de la MRE

Por otro lado, se verifica el comportamiento de los perfiles de demanda de cada componente. La demanda o carga total, la generación fotovoltaica, la generación de la red o Diesel y el sistema de baterías son los componentes mostrados en la Fig. 10. El periodo de tiempo de una semana y se verifica que el balance de energía se complementa con la red eléctrica o con el generador Diesel si se trata de un sistema aislado.

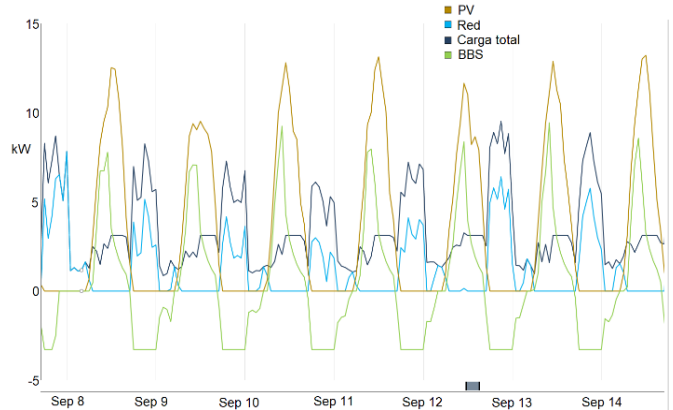
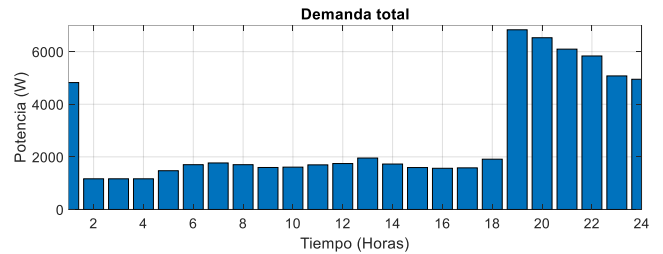
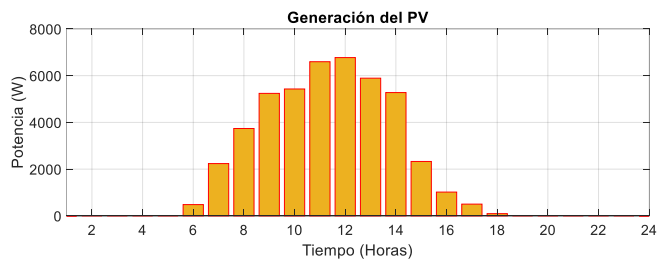


Fig. 10. Comportamiento del perfil de potencias en una semana

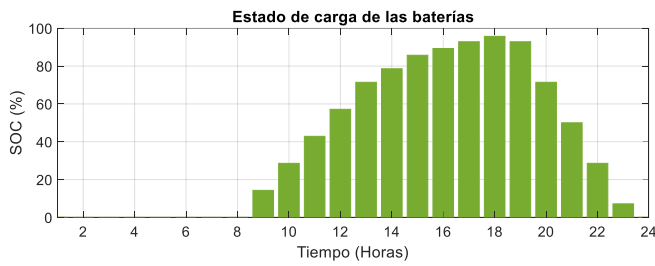
Con respecto al comportamiento del perfil diario (Fig. 11.), la demanda se alimenta de la batería durante cierto tiempo en la noche. Durante el día la batería se carga desde el momento que la potencia del sistema PV es superior a la demanda. Cuando el sistema fotovoltaico no puede cubrir la demanda por sí sola, se descarga la batería y luego se utiliza la red eléctrica o se enciende el diésel para cubrir el resto de la noche.



(a)



(b)



(c)

Fig. 11. Comportamiento de la potencia de carga y generación y baterías durante un día

En análisis de diferentes escenarios se desarrolla con el fin de verificar el adecuado comportamiento de la gestión de la energía, por lo tanto, se consideran 4 escenarios:

A) Demanda Constante con Potencia Fotovoltaica Constante

Se considera una potencia constante del generador fotovoltaico y de las demandas durante un periodo de tiempo de simulación. Por lo tanto, la estrategia del controlador no realiza ninguna acción. La Fig. 12 muestra las potencias del sistema PV, del sistema de baterías y de las demandas. Además, la generación fotovoltaica es superior a la demanda; por lo tanto, la potencia extra se utiliza para cargar la batería.

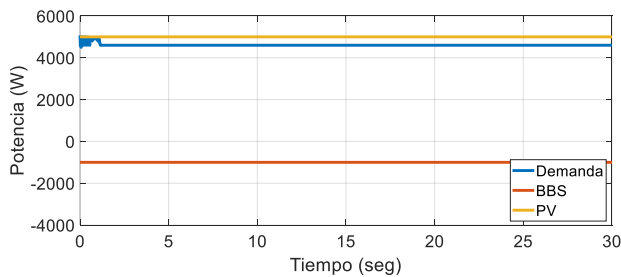


Fig. 12. Demanda constante con potencia fotovoltaica fija

B) Demanda Constante con Potencia Fotovoltaica Variable

Se aplica una rápida reducción de la generación fotovoltaica. El comportamiento de la potencia de cada componente se muestra en la Fig. 13. La reducción de la generación fotovoltaica se compensa con el cambio en el estado de carga de la batería, de esta forma suministra continuamente la demanda.

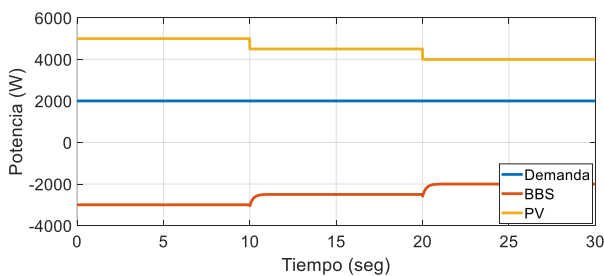


Fig. 13. Demanda constante bajo potencia fotovoltaica variable

C) Demanda Variable con Potencia Fotovoltaica Constante

Se aplica una demanda variable mientras se mantiene un suministro fotovoltaico constante. Este proceso inicia con la generación fotovoltaica mayor a la demanda por lo que la energía fotovoltaica adicional se utiliza para cargar la batería. En el segundo 10, se observa el aumento repentino de la demanda, esta aún es inferior a la generación fotovoltaica; sin embargo, el aumento de esta se satisface con la reducción del sistema de baterías. En el segundo 20, se observa la disminución repentina de la demanda; esta se compensa con el cambio de estado del sistema de baterías como se muestra en la Fig. 14.

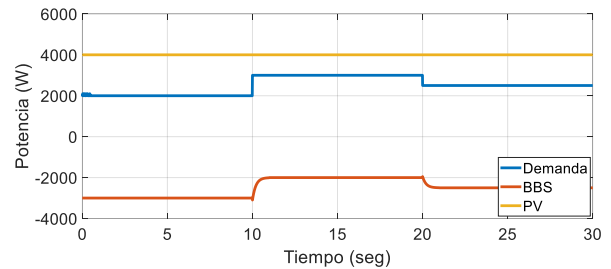


Fig. 14. Demanda variable con potencia fotovoltaica constante

D) Demanda Variable con Potencia Fotovoltaica Variable

El último caso se analiza las variaciones del sistema PV y la demanda. En el segundo 10, se presenta una disminución de la generación PV, en este caso la generación aún no es inferior a la demanda por lo tanto solamente se compensa con la reducción de demanda del sistema de baterías. En el segundo 20, se simula un aumento de la demanda, en este caso se observa que la demanda es superior a la generación del sistema fotovoltaico por lo tanto es indispensable el cambio de esta de carga del sistema de baterías para compensar la potencia como se muestra en la Fig.15.

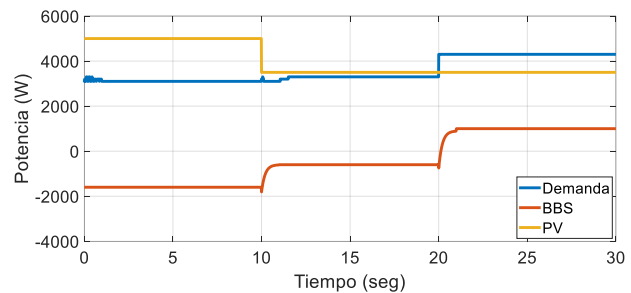


Fig. 15. Demanda variable con potencia fotovoltaica variable

IV. CONCLUSIONES

En este trabajo se determinó la configuración óptima del diseño de una MRE con el mínimo costo de inversión. Las

condiciones meteorológicas de la ubicación del caso de estudio, los costos actuales de los equipos tecnológicos, las características del comportamiento de la demanda son los parámetros que definen la configuración adecuada de la MRE. Como resultado, se obtuvo que la configuración de la MRE está conformada por un sistema fotovoltaico, un convertidor, un sistema de baterías y la red eléctrica para el caso de la MRE conectada. Mientras que para una MRE aislada, se considera el sistema PV, el convertidor, el sistema de baterías y un generador Diesel. A partir de ello, se implementó un esquema de control de gestión de la energía para verificar el comportamiento bajo diferentes escenarios de operación mediante el uso de la conmutación de la carga y descarga del sistema de almacenamiento. Donde se observó el adecuado funcionamiento aprovechando al máximo la generación disponible y evitando las desconexiones innecesarias de demandas; además, este sistema de control puede utilizarse para diversos proyectos sobre MRE. Finalmente, es importante mencionar que la metodología y resultados presentados en este trabajo son factibles para ser implementados en contextos similares a este caso de estudio lo que permite tomar como referencia para futuros proyectos.

REFERENCES

[1] R. H. Lasseter, "Smart distribution: Coupled microgrids," in *Proceedings of the IEEE*, 2011, vol. 99, no. 6, pp. 1074–1082, doi: 10.1109/JPROC.2011.2114630.

[2] Luis Hernandez, *Microrredes eléctricas: Integración de generación renovable distribuida, almacenamiento distribuido e inteligencia*, vol. 558 pages. 2019.

[3] A. Berizzi, M. Delfanti, D. Falabretti, S. Mandelli, and M. Merlo, "Electrification processes in developing countries: Grid expansion, microgrids, and regulatory framework," *Proc. IEEE*, vol. 107, no. 9, pp. 1981–1994, 2019, doi: 10.1109/JPROC.2019.2934866.

[4] S. K. Jha, P. Stoa, and K. Uhlen, "Green and hybrid microgrid for rural electrification," Apr. 2017, doi: 10.1109/R10-HTC.2016.7906841.

[5] E. C. Nnaji, D. Adgidzi, M. O. Dioha, D. R. E. Ewim, and Z. Huan, "Modelling and management of smart microgrid for rural electrification in sub-saharan Africa: The case of Nigeria," *Electr. J.*, vol. 32, no. 10, Dec. 2019, doi: 10.1016/J.TEJ.2019.106672.

[6] T. Adefarati and G. D. Obikoya, "Techno-economic evaluation of a grid-connected microgrid system," *Int. J. Green Energy*, vol. 16, no. 15, pp. 1497–1517, Dec. 2019, doi: 10.1080/15435075.2019.1671421.

[7] E. A. Al-Ammar *et al.*, "Residential Community Load Management Based on Optimal Design of Standalone HRES with Model Predictive Control," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 12542–12572, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2965250.

[8] Y. B. Aemro, P. Moura, and A. T. De Almeida, "Design and modeling of a standalone Dc-Microgrid for off-grid schools in rural areas of developing countries," *Energies*, vol. 13, no. 23, Dec. 2020, doi: 10.3390/EN13236379.

[9] D. I. Papaioannou, C. N. Papadimitriou, A. L. Dimeas, E. I. Zountouridou, G. C. Kiokas, and N. D. Hatziaargyriou, "Optimization & sensitivity analysis of microgrids using HOMER software - A case study," *IET Conf. Publ.*, vol. 2014, no. CP665, 2014, doi: 10.1049/CP.2014.1668.

[10] H. Shahinzadeh, M. Moazzami, S. H. Fathi, and G. B. Gharehpetian, "Optimal sizing and energy management of a grid-connected microgrid using HOMER software," *2016 Smart Grids Conf. SGC 2016*, pp. 13–18, Mar. 2017, doi: 10.1109/SGC.2016.7882945.

[11] J. Zhao, "Research on Optimized Configuration of Microgrid with

Distributed Energy in Commercial Users in Hainan Province," *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 461, no. 1, Apr. 2020, doi: 10.1088/1755-1315/461/1/012057.

[12] J. C. Quispe, A. E. Obispo, and F. J. Alcantara, "Economic feasibility assessment of microgrids with renewable energy sources in Peruvian rural areas," *Clean Technol. Environ. Policy 2023*, pp. 1–24, Jan. 2023, doi: 10.1007/S10098-023-02463-W.

[13] J. C. Quispe, A. E. Obispo, and F. J. Alcántara, "Sustainability Analysis of the Electrical Microgrids Projects in Peru," in *21st LACCEI International Multi-Conference for Engineering, Education, and Technology*, 2023, p. 7, doi: 10.18687/LACCEI2023.1.1.1141.

[14] M. R. H. Mojumder, M. Hasanuzzaman, and E. Cuce, "Prospects and challenges of renewable energy-based microgrid system in Bangladesh: a comprehensive review," *Clean Technol. Environ. Policy*, Sep. 2022, doi: 10.1007/S10098-022-02301-5.

[15] F. S. Al-Ismaïl, "A Critical Review on DC Microgrids Voltage Control and Power Management," *IEEE Access*, vol. 12, pp. 30345–30361, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3369609.

[16] S. Monisha, S. G. Kumar, and M. Rivera, "Microgrid energy management and control: Technical review," *2016 IEEE Int. Conf. Autom. ICA-ACCA 2016*, Dec. 2016, doi: 10.1109/ICA-ACCA.2016.7778452.

[17] X. Liu, T. Zhao, H. Deng, P. Wang, J. Liu, and F. Blaabjerg, "Microgrid Energy Management with Energy Storage Systems: A Review," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 9, no. 2, pp. 483–504, Mar. 2023, doi: 10.17775/CSEEJPES.2022.04290.