

PLANIFICACIÓN ÓPTIMA DE BATERÍAS PARA LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN UNA MICRORRED ELÉCTRICA

OPTIMAL PLANNING OF STORAGES FOR LOSS-ENERGY MINIMIZATION IN A MICROGRID

Carlos A. Bonetti^a, Gabriel D. Puccini^a y Jorge Vega^{b,c}

^aLaboratorio de Métodos y Simulaciones Computacionales, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Rafaela, 2300 Rafaela, Acuña 49, gabriel.puccini@frra.utn.edu.ar

^bUniversidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe.

^cInstituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química, INTEC (CONICET-UNL).

Palabras clave: Microrredes, Baterías, Generación distribuida, Recocido simulado.

Resumen. El aporte de energía que realizan las fuentes de energía renovables depende críticamente de las fluctuaciones climáticas. Cuando los generadores son instalados en una microrred eléctrica, la inestabilidad de la generación impacta fuertemente en la transmisión de la potencia. El uso de baterías puede atenuar este efecto negativo cuando se gestiona adecuadamente. En este trabajo se estudia la gestión óptima del uso de baterías en una microrred eléctrica. Se consideran fuentes de generación distribuida solares y eólicas, y se analiza el comportamiento de la microrred durante las 24 horas del día a lo largo de un mes, con las variaciones climáticas reales registradas durante el mes de febrero en la ciudad de Santa Fe, Argentina. El objetivo de la optimización consiste en determinar un cronograma horario óptimo de carga y descarga de las baterías que minimice las pérdidas totales de la red. Como caso de estudio se analiza una microrred eléctrica de 6 nodos de la IEEE y se emplea el recocido simulado como algoritmo metaheurístico de optimización.

Keywords: Microgrid, Storages, Distributed generation, Simulated annealing.

Abstract. The energy contribution of renewable energy sources depends critically on climatic fluctuations. When the generators are installed in an electric microgrid, the instability of the generation impacts strongly on the power transmission. The use of storages can mitigate this negative effect when it is properly managed. In this work we study the optimal management of the use of storages in an electric microgrid. Sources of distributed solar and wind generation are considered, and the behavior of the microgrid is analyzed along the 24 hours a day over a month, with the real climatic variations registered during the month of February in the city of Santa Fe, Argentina. The objective of the optimization is to determine an optimal time schedule of charge and discharge of the storages that minimizes the total losses of the network. As a case study, an electrical grid of 6 nodes of the IEEE is analyzed and simulated annealing is used as an optimization metaheuristic algorithm.

1. INTRODUCCIÓN

La toma de conciencia sobre la contaminación ambiental impulsó el desarrollo de nuevas formas de generar energía eléctrica. La generación centralizada de las redes tradicionales requiere transmitir la electricidad por grandes distancias ocasionando pérdidas elevadas. Con la aparición de nuevas fuentes de generación, surgen las microrredes eléctricas que permiten minimizar las pérdidas de transmisión. En estas pequeñas redes, las fuentes de generación pueden ser eólica, solar, diesel, entre otras (Hafez et al., 2012; Atwa y Bhattacharya, 2010), y están dispersas en distintos puntos de la red para inyectar potencia (Hamedani Golshan y Arefifar, 2006; Arefifar et al., 2012). A este tipo de generación se la denomina “generación distribuida” (Celli et al., 2005; Vallem y Mitra, 2005; Mehleri et al., 2013; Palacios García, 2018). Gracias a estas nuevas fuentes de generación de baja potencia, los consumidores pueden generar energía eléctrica en el mismo lugar donde es consumida.

Con las microrredes eléctricas se busca aprovechar las ventajas de la generación renovable en redes de pequeño tamaño, proporcionando una gestión eficiente y una autonomía que las haga menos vulnerables a fallas en el servicio eléctrico. Los consumidores finales suelen ser quienes gestionan estas generaciones renovables, por lo que tienen una participación activa tanto en el consumo como en la generación. Debido a esto pueden adaptar su comportamiento energético según su propio beneficio, conducta que se denomina “respuesta de la demanda” (Cortés Guzmán y Mojica-Nava, 2017). Conociendo dichas conductas, la microrred se puede gestionar activando ciertos mecanismos que condicionan a los consumidores en sus decisiones mediante un incentivo que puede ser económico, y modifican el consumo energético para lograr el mayor beneficio posible de toda la red (Lizondo et al., 2017).

La instalación de baterías en estas microrredes provee la robustez necesaria puesto que permite el almacenamiento y la utilización de la energía en diferentes momentos que dependen de la demanda energética de cada consumidor. Sin embargo, se desconoce cuál es la programación óptima de los ciclos de almacenamiento y utilización que minimicen las pérdidas totales de la red. En este trabajo se desarrolla un método para optimizar el uso de baterías en una red de referencia que ha sido ampliamente estudiada. Se trata de una microrred eléctrica compuesta por 6 nodos publicada por la IEEE (Narayan S. Rau, 1994; Vallem y Mitra, 2005). La metodología propuesta se basa en el enfoque integrador desarrollado por Mohamed y Koivo (2007) para incorporar baterías a una microrred. Se estudia el comportamiento de la microrred durante las 24 horas del día, considerando fuentes de generación solar y eólica bajo las condiciones climáticas del mes de febrero en la ciudad de Santa Fe, Argentina, según los datos históricos correspondientes al año 2015. Se analiza cuál es la gestión óptima de las baterías bajo las distintas condiciones climáticas que se presentan, asignando una batería a cada nodo de consumo. Además, se efectúa un análisis mensual de todos estos escenarios y un análisis por cada día para entender el funcionamiento de la microrred. La herramienta computacional desarrollada permite determinar un cronograma óptimo para el uso de baterías considerando como objetivo la minimización de las pérdidas de potencia. Así, este planteo se formula como un problema de optimización de un solo objetivo. Debido a la naturaleza combinatoria del problema, la búsqueda de soluciones se realiza mediante el uso del algoritmo de optimización metaheurístico denominado recocido simulado (Kirkpatrick et al., 1983).

2. MÉTODOS

2.1. Formulación del problema

El problema de optimización consiste en determinar un cronograma de funcionamiento de las baterías que minimicen las pérdidas de energía de la red. La formulación matemática del problema se establece por las ecuaciones del problema de flujo de potencia cuya solución consiste en determinar las magnitudes de voltaje y ángulo de fase para cada línea de la red eléctrica en condiciones estacionarias. El sistema de ecuaciones planteado se resuelve comúnmente por el método de Newton-Raphson. En este trabajo se implementó dicho método y, a partir de la solución obtenida, se calculó la función objetivo f del problema de optimización definida por la suma de las pérdidas de todas las líneas durante las 24 horas del día. Formalmente:

$$f = \sum_{h=1}^{24} \sum_{l=1}^n P_{hl} \quad (1)$$

donde n es número de líneas, h denota la hora de día, l denota la línea de la red, de modo que P_{hl} denota la pérdida de energía en la línea l a la hora h . Se considera que cada nodo tiene una demanda neta que resulta de la potencia consumida en cada hora, la potencia generada (en caso de tener fuentes de generación propia) y la energía almacenada o entregada por su batería. Así, el objetivo planteado en este trabajo consiste en minimizar las pérdidas diarias de la red. Note que esto es equivalente a reducir la energía demandada a la subestación, puesto que la demanda de los nodos más las pérdidas de la red es igual a la energía que debe entregar la subestación.

2.2. Generación distribuida

Las fuentes de generación consideradas en este trabajo son de naturaleza solar y eólica. Para calcular la potencia que aporta el generador solar k a la hora h (GS_{kh}), se relaciona el valor de irradiancia en cada hora h (IS_h) con la potencia instalada en el generador k (PI_k), y las condiciones estándares de irradiancia 1.000 W/m^2 (IE) de acuerdo a la ecuación

$$GS_{kh} = \frac{IS_h \cdot PI_k}{IE} \quad (2)$$

Para determinar la generación eólica de cada generador en cada hora (GE_{kh}) se empleó el modelo de generación dado por

$$GE_{kh} = \frac{FG_h \cdot PE_k}{100} \quad (3)$$

donde el porcentaje de funcionamiento de los generadores en la hora h (FG_h) depende de la velocidad del viento (Hafez et al., 2012). Además, se multiplica este valor por la capacidad nominal (PE_k) del generador instalado en el nodo k y se divide por 100 para obtener el resultado en unidades de potencia. De este modo, conociendo la energía solar y eólica generada en cada hora, se puede determinar la demanda neta o el excedente de energía que disponible para inyectar a la red.

2.3. Incorporación de baterías

La incorporación de baterías en los puntos de consumo posibilita almacenar y entregar energía en diferentes momentos. Se debe notar que la energía que se almacena puede provenir de la

red eléctrica o de la generación propia, en el caso de que cuente con alguna fuente de generación.

En el presente trabajo se simula el proceso de carga y descarga de las baterías durante las 24 horas del día, permitiendo estados de carga parciales. Inicialmente, las baterías pueden encontrarse en cualquiera de los 5 estados posibles de carga: 0 % (E_0), 25 % (E_1), 50 % (E_2), 75 % (E_3) o 100 % (E_4). En una hora cada batería puede disminuir su carga un 25 % entregando energía a la red, aumentar su carga un 25 % consumiendo energía de la red, o mantener su carga constante, siempre que la carga acumulada no supere la capacidad de la batería E_4 (100 %) ni esté por debajo de E_0 (0 %). El modelo exige que luego de 24 horas las baterías se encuentren en el mismo nivel de carga que al inicio del día. Esto le aporta mayor flexibilidad al modelo, puesto que no se determina a priori si la mejor manera de comenzar el día es con las baterías completamente cargadas (E_4), completamente descargadas (E_0) o con una carga parcial (E_1 , E_2 o E_3). Por otro lado, el requerimiento de finalizar el día con el mismo nivel de carga del comienzo del día se fundamenta en que no se busca reducir las pérdidas a expensas de utilizar toda la energía almacenada al iniciar el día (y finalizar el día con las baterías descargadas), sino que se busca un equilibrio sostenible para un período superior a un día.

Se considera que cada nodo de consumo tiene una batería instalada, y que la unidad de potencia que puede aportar o consumir cada batería por hora es igual al 10 % de la potencia demandada por el nodo. La energía que las baterías aportan (o demandan) a cada nodo se suma a la demanda propia del nodo y a su generación de acuerdo a la ecuación

$$CN_h = S_h + E_h - D_h \pm B_h \quad (4)$$

donde CN_h denota el consumo neto del nodo durante la hora h , S_h denota la energía solar generada por el nodo durante la hora h , E_h denota la energía eólica generada por el nodo durante la hora h , D_h denota la energía demandada por el nodo durante la hora h , y B_h denota la energía que aporta (+) o almacena (-) la batería en la hora h . De este modo, si CN_h es negativo, se demanda una cantidad de energía CN_h a la red; pero si CN_h resulta ser positivo, esa cantidad de energía se inyecta a la red.

2.4. El algoritmo de recocido simulado

La gestión óptima de las baterías se formula como un problema de optimización de un objetivo. La naturaleza combinatoria del problema exige el uso de algún algoritmo de optimización metaheurístico que provea una aproximación al óptimo global. En el presente trabajo se implementa el algoritmo de recocido simulado (Kirkpatrick et al., 1983). Este algoritmo está basado en una generalización de la estrategia del progreso iterativo, la cual comienza con una solución inicial y luego busca, dentro de su entorno, otra solución de menor costo. La generalización introducida por recocido simulado implica aceptar, con una probabilidad distinta de cero, una solución de mayor costo para escapar de mínimos locales, aunque esto no garantiza llegar al mínimo global. El parámetro que permite controlar la aceptación de soluciones de mayor costo se llama temperatura. En este esquema, el recocido simulado comienza con una solución factible U_{cur} a una temperatura inicial T_0 . Luego se genera una nueva solución U_{new} perturbando la solución inicial. Si la nueva solución tiene un costo menor, la solución U_{new} es aceptada como la solución actual. Pero si tiene un costo superior, la nueva solución tiene una probabilidad no nula de ser aceptada de acuerdo a la probabilidad P dada por

$$P = \exp \left[-\frac{f(U_{new}) \cdot f(U_{cur})}{T_i} \right] \quad (5)$$

donde el parámetro temperatura T_i controla la probabilidad de aceptación de soluciones de mayor costo. Luego de un número fijo de iteraciones, la temperatura es gradualmente disminuida por un factor constante $\alpha = 0.9$. La temperatura inicial debe ser suficientemente alta para asegurar un gran número de aceptaciones en la etapa inicial y permitir explorar el espacio solución. El método de perturbación modifica aleatoriamente los horarios de carga y descarga de cada batería de una batería a la vez. De este modo, el algoritmo busca entre las distintas configuraciones de carga y descarga aquellas que proveen menores pérdidas.

2.5. Caso de estudio

La metodología propuesta se aplicó a una red de 6 nodos que tiene una topología mallada como se muestra en la figura 1. Esta red incluye diferentes tipos de nodos, el nodo 1 corresponde a una barra slack, el nodo 5 es un generador de 8 MW de potencia y los restantes nodos demandan energía, con un consumo máximo de potencia activa total de 21,25 MW.

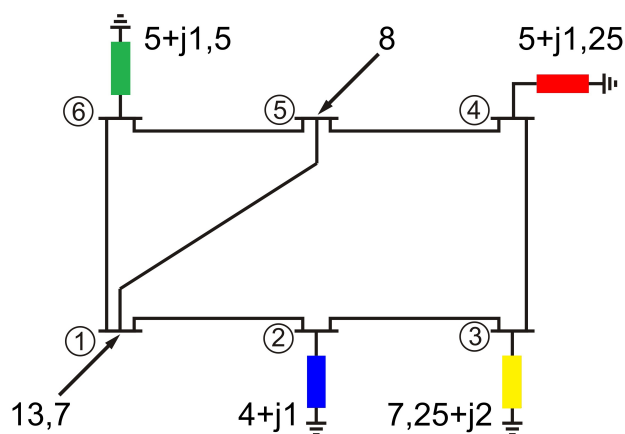


Figura 1: Diagrama topológico de la red estudiada. Cada nodo tiene una demanda y una generación indicadas en tabla 1.

Nodo	Dem. max. [MW]	Gen. Eólica [MW]	Gen. Solar [MW]	Cap. batería [MWh]
1	-	-	-	-
2	$4+j1$	1,2	1,6	1,6
3	$7,25+j2$	0	3,625	2,9
4	$5+j1,25$	2	4	2
5	8	0	0	0
6	$5+j1,5$	2,5	1,25	2

Tabla 1: Potencia demandada máxima, capacidad nominal de generadores solares, capacidad nominal de generadores eólicos y capacidad de almacenamiento de cada nodo.

Para determinar el perfil de consumo promedio por hora de los consumidores se emplearon datos de la compañía administradora del mercado eléctrico CAMMESA. Las fuentes de generación solar y eólica escogidas para este modelo están distribuidas aleatoriamente en algunos nodos de consumo y todos los nodos cuentan con baterías (Ver tabla 1). Los nodos 2, 4, y 6 tienen generación solar y eólica. El nodo 3 solo cuenta con generación solar. Con este modelo

se realizaron simulaciones bajo diferentes condiciones climáticas. Para esto se emplearon datos climatológicos reales correspondientes al mes de febrero del año 2015 de la ciudad de Santa Fe, Argentina.

3. RESULTADOS

3.1. Análisis mensual

En la figura 2 se muestran los resultados de la simulación para todos los días del mes de febrero. En color anaranjado se indican las pérdidas diarias de la red sin el uso de baterías, y en color verde se indican esas mismas pérdidas con el uso y gestión óptima de baterías. Se observa que el beneficio de utilizar baterías varía de un día a otro dependiendo de las condiciones climáticas, pero siempre se observa una disminución de las pérdidas. La disminución promedio para todo el mes de febrero igual a 3,8 %, teniendo un valor máximo de 6,0 % para el día 14 de febrero.

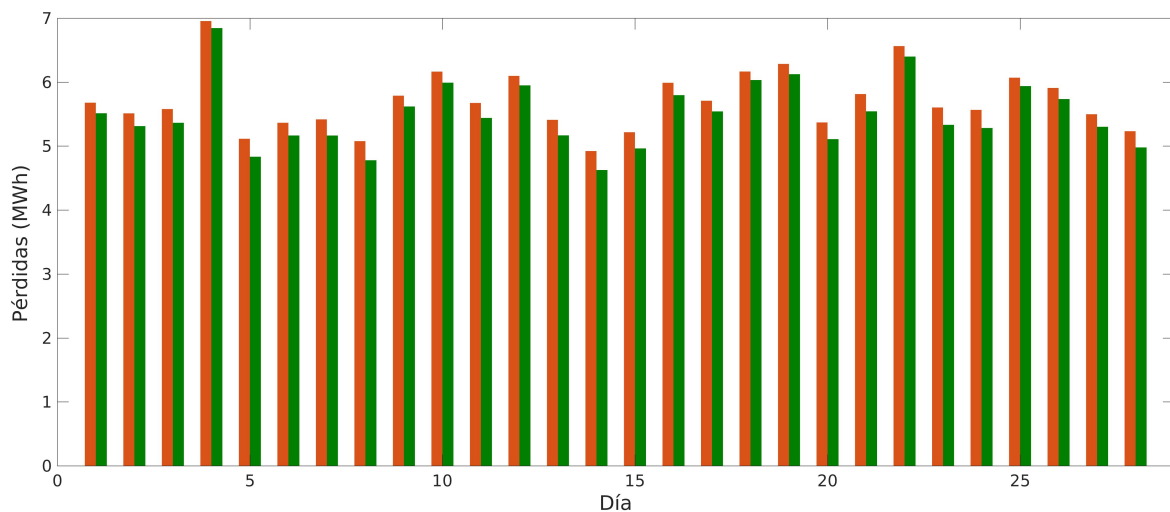


Figura 2: Pérdidas totales para los días del mes de febrero con la gestión óptima de las baterías (verde) y sin considerar el uso de baterías (anaranjado).

En la figura 3 se muestra la energía aportada por la generación solar (amarillo), la energía aportada por la generación eólica (celeste) y la energía aportada por el resto de la red (anaranjado) para cada día del mes. Note que se ha supuesto la misma demanda para todos los días del mes. Debido a esto, la suma de las energías aportadas es la misma para cada día, y alcanza un valor de 418 MWh. También se observa que las generaciones solar y eólica presentan una variabilidad que depende de las condiciones climáticas del día. En esta figura no se consideran las baterías porque a lo largo del día se cargan y descargan terminando en el mismo nivel de carga, por lo que la energía que almacenan diariamente es la misma que la que entregan.

Comparando estos resultados con los que se muestran en la figura 2, los días con menores pérdidas se corresponden con los de mayor generación solar y eólica. En esos días circula menos electricidad por la red ya que parte de la demanda se puede abastecer directamente por su generación propia.

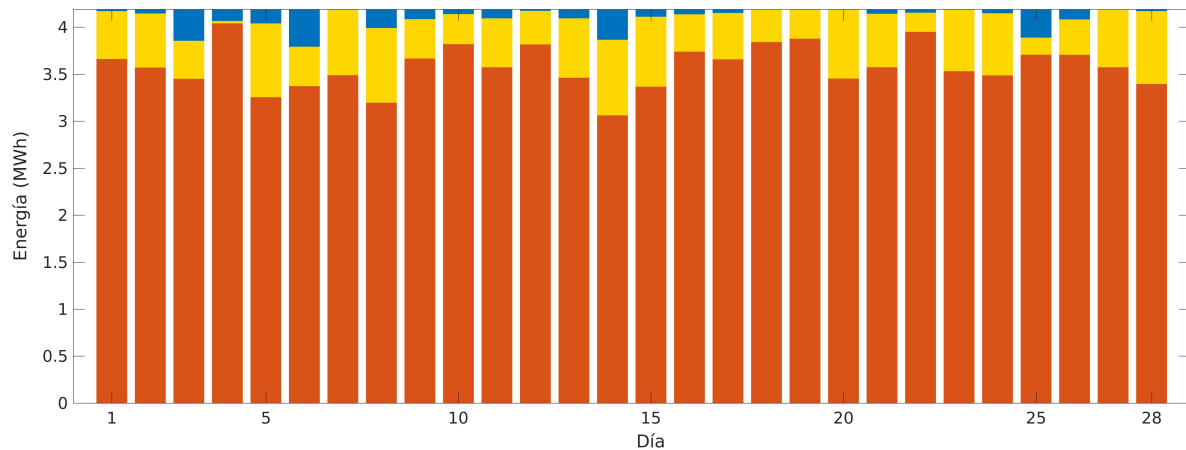


Figura 3: Energía aportada por distintas fuentes para cada día del mes de febrero: solar (amarillo), eólica (celeste), y aportada por la red (anaranjado).

3.2. Análisis diario

Para analizar la interacción que ocurre en un día entre los diferentes componentes en el sistema de potencia, se escoge el día 5 como día representativo. En la figura 4 se muestran los niveles de potencia de la red con y sin baterías.

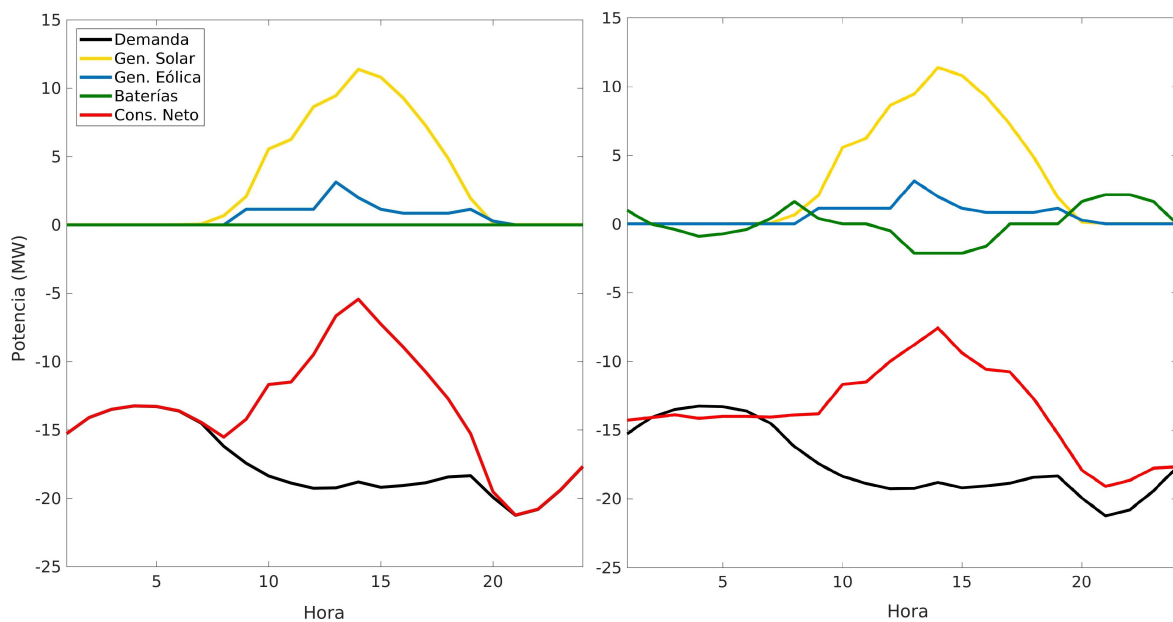


Figura 4: Niveles de potencias de la red para el día 5 de febrero sin considerar el uso de baterías (izquierda) y considerando la implementación de baterías (derecha).

En color verde se indica la potencia aportada por las baterías B_h en cada hora. Se debe notar que esta potencia puede ser positiva o negativa dependiendo de si la batería se está cargando o descargando. En color negro se indica la demanda D_h de la red en cada hora, en celeste la potencia de la generación eólica E_h y en amarillo la potencia de la generación solar S_h . En rojo se muestra el consumo neto de los nodos CN_h , es decir, la potencia que debe ser suministrada desde la red. Este valor es la suma de las potencias como se indica en la ecuación (4). Se

observa que la gestión óptima de las baterías consiste en almacenar energía en las horas de máxima generación y entregarla en los momentos que no hay generación propia. De este modo se logra suavizar la curva de consumo neto CN_h que es la que determina las pérdidas de la red. Note que el área determinada por el eje de las abscisas (potencia nula) y la curva de consumo neto (rojo) no varía por el uso de baterías, ya que el aporte neto de energía por parte de las baterías al final del día es nulo y las potencias eólicas, solar y demandadas son las mismas.

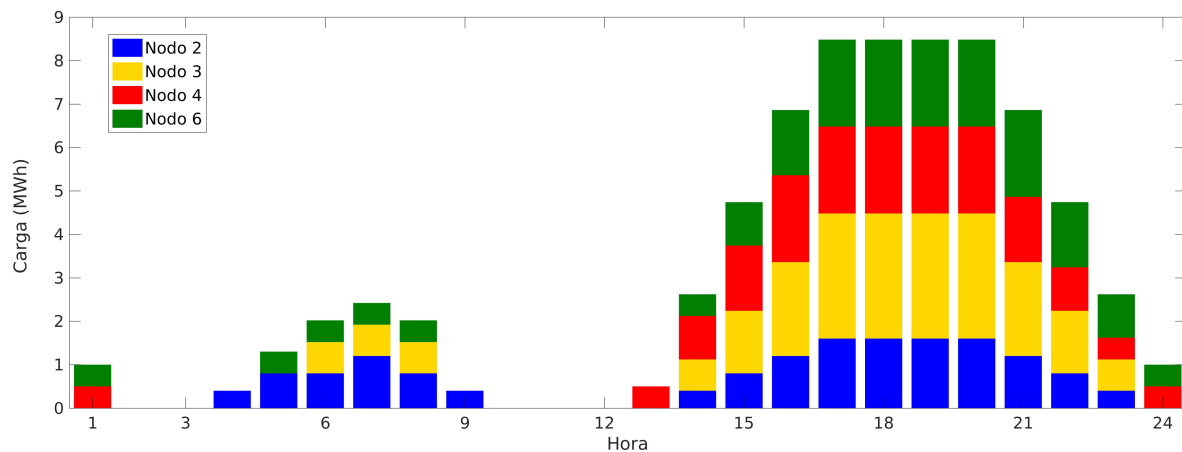


Figura 5: Nivel de carga de las baterías de cada nodo para el día 5 de febrero.

En la figura 5 se muestra el cronograma de carga y descarga de baterías para el día 5, indicando los niveles de carga óptimos en las 24 horas (confrontar con la figura 4). Se detalla la carga de la batería de cada nodo con diferentes colores. Se observa que hay un período de almacenamiento parcial de energía en las baterías instaladas en los nodos 2, 3 y 6 entre las 4 y las 7 horas, y una descarga de esa energía entre las 8 y las 9 horas. Luego, las baterías se comienzan a cargar nuevamente desde las 13 a las 17 horas, almacenando parte de la energía suministrada por los generadores solares y eólicos. Desde las 21 a las 24 horas se descarga la energía almacenada puesto que es necesario abastecer el máximo de consumo en un horario en el que no hay generación de energía aportada por las fuentes renovables. Notese que la carga de las baterías al finalizar el día es la misma que al inicio del día, tal como se estableció en la Sección 2.3.

4. CONCLUSIONES

Para evaluar correctamente la conveniencia de incorporar baterías a una microrred eléctrica se debe tener en cuenta que la eficiencia en el uso de las mismas depende de las condiciones topológicas y físicas de la red y, principalmente, de las condiciones climáticas. Así, la mera incorporación de baterías no garantiza una mejora en el funcionamiento de la red puesto que depende de la interacción de los diversos elementos que componen el sistema de potencia.

En el presente trabajo se ha mostrado que el aprovechamiento del uso de las baterías depende fundamentalmente de la generación propia. Las mayores reducciones de las pérdidas de energía se obtienen cuando las condiciones climáticas permiten la generación solar o eólica en los nodos, pudiendo almacenar parte de la energía generada para abastecer el consumo en los momentos de baja (o nula) generación. La reducción que se logra por el uso de baterías se fundamenta en el hecho de que almacenar energía en momentos de bajo consumo y entregar energía en momentos de alto consumo evita la doble circulación de corriente en la red. Es decir,

la energía proveniente de fuentes renovables se consume (o almacena) en el mismo nodo que se genera sin necesidad de entregarla a la red. De modo que la energía almacenada está disponible para ser usada en otro momento evitando la demanda de energía a otros nodos con la consecuente circulación de corriente. Por esta razón, para alcanzar reducciones más importantes en las pérdidas de potencia por el uso de baterías se debe aumentar la generación renovable, de modo de lograr un modelo más cercano a una microrred que pueda operar de forma autosuficiente, comúnmente llamado modo isla.

REFERENCIAS

- Arefifar S., Abdel-Rady I. Mohamed Y., y El-Fouly T. Supply-adequacy-based optimal construction of microgrids in smart distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3:1491–1502, 2012.
- Atwa Y. y Bhattacharya K. Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids. *IEEE Transactions on Power System*, 25:360–370, 2010.
- Celli G., Ghiani E., Mocci S., y Pilo F. A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation. *IEEE Transactions on Power System*, 20:750–757, 2005.
- Cortés Guzmán M.A. y Mojica-Nava E. Mechanism design for demand response programs with financial and non-monetary (social) incentives. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2017.
- Hafez O., El-Saadany E., y R. S.M.S. Renewable resources mix for distribution system energy loss minimization. *Renewable Energy*, 45:7–15, 2012.
- Hamedani Golshan M. y Arefifar S. Distributed generation, reactive sources and network-configuration planning for power and energy-loss reduction. *IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib*, 153:127–136, 2006.
- Kirkpatrick S., Gelatt J., y Vecchi M. Optimization by simulated annealing. *Science*, 220:671–680, 1983.
- Lizondo D., Jimenez A., Araujo P., Will A., y Rodriguez S. Smart grid and demand-side management review. *CONAISI*, 2017.
- Mehleri E., Sarimveis H., Markatos N., y Papageorgiou L. Optimal design and operation of distributed energy systems: Application to greek residential sector. *Renewable Energy*, 51:331–342, 2013.
- Mohamed F. y Koivo H. Online management of microgrid with battery storage using multiobjective optimization. *IEEE Powering*, 2007.
- Narayan S. Rau Y.h.W. Optimum location of resources in distributed planning. *IEEE Transactions on Power System*, 9:2014–2020, 1994.
- Palacios García E. Modelado estocástico e integración de recursos energéticos distribuidos en la red eléctrica inteligente. *Tesis Doctoral Universidad de Córdoba, España*, 2018.
- Vallem M. y Mitra J. Siting and sizing of distributed generation for optimal microgrid architecture. *Klipsch School of Electrical and Computer Engineering*, 20:611–616, 2005.