

Distribución Óptima de Bancos de Baterías en Micro Redes Eléctricas con Alta Penetración Fotovoltaica

Ariel Loyarte

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Grupo CySE
Univ. Tecnológica Nac., Fac. Reg. Santa Fe (UTN-FRSF)
Santa Fe, Argentina
aloyarte@frsf.utn.edu.ar

Emmanuel Sangoi^(*), Luis Clementi, Jorge Vega
Dpto. de Ing. Eléctrica, Grupo CySE (UTN-FRSF) - INTEC
UTN-FRSF, CONICET-INTEC
Santa Fe, Argentina
^(*)esangoi@frsf.utn.edu.ar

Resumen—En el presente trabajo se considera el problema de las fluctuaciones de tensión ante disminuciones rápidas de la radiación solar en micro redes eléctricas con alta penetración de generadores fotovoltaicos. Para ello se propone una metodología basada en Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) para decidir sobre las capacidades y localización de los bancos de baterías necesarios a los fines de minimizar la máxima fluctuación de tensión en la red. El algoritmo se aplica, a modo de ejemplo, sobre una micro red de topología radial, de baja tensión y con alta penetración de generación distribuida solar. Los resultados demuestran la utilidad de la metodología como herramienta de análisis aplicable a redes eléctricas existentes, y muestran la viabilidad de la PSO para resolver este tipo de problemas con tiempos de cómputo bajos.

Palabras clave—micro redes; generación fotovoltaica; bancos de baterías; optimización por enjambre de partículas

I. INTRODUCCIÓN

Actualmente, se observa un esfuerzo creciente en el diseño e implementación de sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cada vez más eficientes. En este sentido, el paradigma de generación centralizada está siendo reemplazado por el de generación distribuida (GD). La GD presenta muchas ventajas: menores pérdidas de transporte, facilidad para penetración de generación renovable, mayor confiabilidad y flexibilidad ante eventos de fallas [1,2].

Las micro redes son redes eléctricas de baja o media potencia, diseñadas para suplir de energía a pequeñas localidades, polos industriales, centros comerciales, por citar algunos. Una micro red (MR) está diseñada para interconectar múltiples generadores distribuidos ubicados cerca de los puntos de consumo, dispositivos de almacenamiento, cargas y sistemas de control y gestión remotos. Los tipos de generadores más utilizados en MRs son: las turbinas eólicas, paneles fotovoltaicos, generadores diésel, celdas de combustible, y micro-turbinas hidráulicas y de gas [3].

Para una MR de N nodos, el modelo matemático puede escribirse como [4]:

$$\mathbf{I}_g - \mathbf{I}_d = \mathbf{Y} \times \mathbf{V} \quad (1)$$

donde \mathbf{I}_g y \mathbf{I}_d (de $N \times 1$) son los vectores cuyas componentes $\bar{I}_{g,i}$ y $\bar{I}_{d,i}$ ($i = 1, \dots, N$) son respectivamente la corriente

compleja inyectada y consumida en el i -ésimo nodo; \mathbf{V} ($N \times 1$) contiene las tensiones nodales complejas \bar{V}_i ; y \mathbf{Y} ($N \times N$) es la matriz de admitancias nodales, cuyos componentes complejos $\bar{Y}_{i,j}$ ($i,j = 1, \dots, N$) dependen de la configuración de la MR y de la admitancia de la línea entre los nodo i y j . La Ecuación (1) puede expresarse en forma escalar, como sigue:

$$P_{g,i} - P_{d,i} = \sum_{k=1}^N V_i V_k [G_{i,k} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{i,k} \sin(\delta_i - \delta_k)] \quad (2a)$$

$$Q_{g,i} - Q_{d,i} = \sum_{k=1}^N V_i V_k [G_{i,k} \sin(\delta_i - \delta_k) + B_{i,k} \cos(\delta_i - \delta_k)] \quad (2b)$$

donde $i = 1, \dots, N$; $P_{g,i}$ y $P_{d,i}$ son las potencias activas generada y demandada en el i -ésimo nodo; $Q_{g,i}$ y $Q_{d,i}$ son las potencias reactivas generada y demandada; $G_{i,k}$ y $B_{i,k}$ son las componentes real e imaginaria, respectivamente, de la i,k -ésima componente de la matriz \mathbf{Y} ; mientras que V_i y δ_i son la magnitud y la fase de la tensión compleja \bar{V}_i en el i -ésimo nodo. A partir de (2) pueden calcularse las tensiones \bar{V}_i ($i = 1, \dots, N$) en todos los nodos para valores de $P_{g,i}$, $P_{d,i}$, $Q_{g,i}$ y $Q_{d,i}$ dados; problema denominado como del *flujo de potencia*.

En el marco de las MRs, la generación fotovoltaica (GFV) resulta una excelente alternativa para implementar GD, puesto que se basa en una fuente renovable, requiere de mínimo mantenimiento y posee costos operativos despreciables. Sin embargo, debido a la naturaleza intermitente de la luz solar, una MR que funcione con alta penetración de GFV debe diseñarse para implementar los mecanismos necesarios que logren evitar, por ejemplo, fluctuaciones importantes en la red, ante disminuciones rápidas del flujo de energía solar.

Existen numerosos autores que han investigado el diseño óptimo de MRs mediante la optimización de las ubicaciones de las fuentes de GD y dimensionamiento de bancos de baterías [5-9]. Por ejemplo, en [5-7] se implementaron algoritmos de optimización para obtener la ubicación óptima de los GDs con el objetivo de minimizar las pérdidas en la red. Sin embargo, este problema carece de sentido práctico en un

gran número de MRs con alta penetración de GFV, debido principalmente a: i) las MRs se utilizan para suplir energía en áreas de pequeño tamaño y, por lo tanto, las pérdidas suelen ser pequeñas; ii) en el caso particular de la GFV, su utilización por parte de usuarios residenciales es espontánea y, en consecuencia, no es posible decidir sobre su localización. Por el contrario, en [8,9] se han propuesto algoritmos para determinar el tamaño de bancos de baterías en MRs, con el objetivo minimizar el costo total operativo y de mantenimiento, atendiendo a condiciones de estabilidad. En forma similar, en [10] se escoge la capacidad óptima de almacenamiento, incorporando adicionalmente el costo de capital y utilizando un algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO) [11-13]. Mientras que en [14] se resuelve el mismo problema, contemplando la Respuesta Dinámica de la Demanda (DR) y constatando el éxito de la PSO tras compararse con un método de Recocido Simulado.

Otros artículos recientes demuestran la eficacia de la metodología PSO para resolver el problema. Por ejemplo, en [15] se utiliza para minimizar el costo anual de capital y mantenimiento de un sistema híbrido fotovoltaico y eólico, con baterías de almacenamiento. En búsqueda del diseño óptimo, se dimensiona cada componente de la red. En [16] el procedimiento es similar, pero incorporando fuentes de calor, mientras que en [17] se incluyen además reservorios de gas licuado comprimido, minimizando el costo de la tarifa de energía para los consumidores. En [18] se optimiza el costo total de inversión de un sistema de generación combinado eólico-fotovoltaico, aunque sin considerar almacenamiento.

Por otro lado, [19] utiliza un enfoque diferente; si bien la red emplea generación distribuida con diversas fuentes, la PSO minimiza el costo horario de operación mediante las potencias inyectadas por generadores diesel, mientras que las capacidades de las instalaciones son fijas, con generación renovable no gestionable y dependiente del clima. En este caso, el dimensionamiento del almacenamiento se analiza resolviendo el problema para distintas capacidades del mismo.

En este trabajo, se estudia una MR con alta penetración de GFV, distribuida entre un grupo de usuarios residenciales, y considerada no gestionable y de desarrollo espontáneo. En primer lugar, se analiza el impacto de las fluctuaciones de tensión que se manifiestan al disminuir abruptamente la generación fotovoltaica, por ejemplo, debido a un cambio súbito en la magnitud de la irradiancia solar; lo que exige, a diferencia de lo tratado en los trabajos citados, modelar la red y considerar que las fuentes de generación se encuentran distribuidas. Posteriormente, se implementa un algoritmo PSO que permite escoger i) el número de almacenadores a emplear, ii) la capacidad de cada uno y iii) la ubicación (nodo) de cada banco, para que la fluctuación de tensión en nodos de la MR sea la mínima, y bajo limitantes operativas y de capacidad de almacenamiento máximo. A diferencia de los artículos citados, el objetivo no contempla costos de inversión, sino consideraciones de calidad. Los costos pueden incluirse implícitamente limitando las cantidades y capacidades de los bancos disponibles para instalar, a modo de restricciones.

La metodología se aplica ejemplificando sobre una MR radial con alta penetración de GFV, en baja tensión. El

formato es representativo de una red de distribución, en un escenario futuro con mayor participación de la generación renovable por parte del usuario. Las simulaciones muestran que las fluctuaciones pueden ser muy importantes, mientras que el algoritmo logra distribuir adecuadamente acumuladores de energía y disminuir significativamente estos efectos.

II. DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA

La presencia de nubosidades parciales o el advenimiento de frentes de tormenta pueden generar intermitencias en los valores de potencia inyectada por los GFV dispuestos en la red. Estos efectos pueden ser atenuados por dispositivos de almacenamiento que retengan energía en períodos de baja demanda, e inyecten potencia tras la contingencia.

Cuando la capacidad de almacenamiento a incorporar es reducida, corresponde realizar un análisis minucioso que logre identificar el nodo más adecuado para realizar su conexión. Asimismo, si se disponen de múltiples bancos de almacenamiento, la decisión que logre el mayor aprovechamiento de la inversión es aún más compleja. Además, su instalación en un nodo inadecuado puede generar el problema inverso, incrementando los niveles de tensión en su cercanía, incluso por encima de los valores aceptables.

Cuando los dispositivos de almacenamiento están constituidos por bancos de baterías, existen limitantes para la potencia que pueden entregar. Se caracterizan por su capacidad máxima U_{bat} , en Ampere-hora (Ah), dada para un nivel de tensión continua nominal V_{cc} . Si el estado de carga porcentual es SOC , la máxima potencia (en Watt) que puede entregar el banco durante Δt horas es:

$$P_{bat} = \min\left(k_{lim}, \frac{SOC - SOC_{min}}{100}\right) \cdot \frac{U_{bat} \cdot V_{bat}}{\Delta t} \quad (3)$$

donde k_{lim} es un factor adimensional positivo y menor a la unidad, indicado por el fabricante para limitar la corriente de carga o descarga del banco, a los efectos de no afectar la vida útil del mismo; del mismo modo que SOC_{min} es el estado de carga límite inferior que no debe transgredirse, por motivos de durabilidad. El parámetro V_{bat} es la tensión de operación del banco, en Volt, dependiente del SOC y de la corriente de carga o descarga, pero que en general puede aproximarse a V_{cc} [20].

III. PLANTEO DEL PROBLEMA

Considérese un conjunto ordenado S de D tipos de bancos de baterías con características diferentes, que prevé instalarse en algunos de los nodos preseleccionados del conjunto M .

$$S = \{s_1, s_2, \dots, s_D\} \quad (4)$$

$$M \subseteq \{1, 2, \dots, N\} \quad (5)$$

Sea H_j un conjunto ordenado de números enteros no negativos, indicativos de cantidades de los bancos de baterías contenidos en S que se consideran como posibles a instalar en la red, tal que su k -ésimo elemento $h_{j,k}$ se corresponde con la cantidad de bancos del tipo s_k ($k = 1, 2, \dots, D$). Y sea H el conjunto de todos los factibles H_j .

$$H = \{H_1, H_2, H_3, \dots\} \quad (6)$$

$$H_j = \{h_{j,k}\} \wedge h_{j,k} \in Z_0^+ ; k=1, 2, \dots, D \quad (7)$$

La cantidad máxima posible R de bancos a instalar, de acuerdo con las alternativas que se especifican en H, es:

$$R = \max \left\{ \sum_{k=1}^D h_{1,k}, \sum_{k=1}^D h_{2,k}, \sum_{k=1}^D h_{3,k}, \dots \right\} \quad (8)$$

En función de lo expuesto, pueden definirse los conjuntos X_a y X_b de variables de decisión.

X_a debe conformarse como alguno de los conjuntos H_j de alternativas válidas de selección de bancos de almacenadores. Mientras que X_b representa a un subconjunto ordenado de R elementos de M, que identifica los nodos en los cuales se distribuyen dichos bancos.

De lo anterior surge que la cantidad T de bancos a instalar es la suma de los elementos de X_a , y se convendrá que su disposición se realiza en los primeros T nodos indicados en X_b . Cuanto máximo, T podrá tomar el valor de R.

Así, si $x_{a,1}$ es el primer elemento en X_a , entonces los primeros $x_{a,1}$ elementos de X_b indican los $x_{a,1}$ nodos en los cuales se instalan bancos del tipo s_1 . Si $x_{a,2}$ es el segundo elemento en X_a , los siguientes $x_{a,2}$ elementos de X_b señalan a los nodos que utilizan bancos del tipo s_2 . Y la misma regla debe aplicarse hasta agotar los elementos de X_a .

Luego, si V_i^n es el módulo de la tensión en el i -ésimo nodo para la máxima GFV, y V_i^c es el correspondiente a una caída porcentual ΔP_{FV} (%) de la potencia desarrollada por cada instalación solar, la minimización de la máxima fluctuación de tensión f bajo la instalación de los bancos de baterías en S, y según las posibles combinaciones de cantidades listadas en H, puede plantearse a partir del problema de optimización (9).

$$\min_{X_a; X_b} f = \max \left\{ \left| V_i^n - V_i^c \right| \right\} \quad (9a)$$

s.a.

$$X_a \in H \quad (9b)$$

$$X_b \subset M \quad (9c)$$

$$P_{g,i}^n - P_{d,i} = \sum_{k=1}^N V_i^n V_k^n [G_{i,k} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{i,k} \sin(\delta_i - \delta_k)] \quad (9d)$$

$$Q_{g,i}^n - Q_{d,i} = \sum_{k=1}^N V_i^n V_k^n [G_{i,k} \sin(\delta_i - \delta_k) + B_{i,k} \cos(\delta_i - \delta_k)] \quad (9e)$$

$$P_{g,i}^c - P_{d,i} = \sum_{k=1}^N V_i^c V_k^c [G_{i,k} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{i,k} \sin(\delta_i - \delta_k)] \quad (9f)$$

$$Q_{g,i}^c - Q_{d,i} = \sum_{k=1}^N V_i^c V_k^c [G_{i,k} \sin(\delta_i - \delta_k) + B_{i,k} \cos(\delta_i - \delta_k)] \quad (9g)$$

$$V_{\inf} \leq V_i^n \leq V_{\sup} \quad (9h)$$

$$V_{\inf} \leq V_i^c \leq V_{\sup} \quad (9i)$$

donde $i = 1, \dots, N$; $P_{g,i}^n$ y $P_{g,i}^c$ son, respectivamente, las potencias activas generadas en cada nodo de la red, antes y después de la caída abrupta de la generación solar. Si $L \subseteq \{1, 2, \dots, N\}$ es el conjunto de nodos que incluyen GFV, las potencias indicadas se relacionan mediante:

$$P_{g,i}^c = \begin{cases} P_{g,i}^n + P_{b,i} & \text{si } i \notin L \\ (1 - \Delta P_{FV}(\%)/100) P_{g,i}^n + P_{b,i} & \text{si } i \in L \end{cases} \quad (10)$$

con $P_{b,i}$ la potencia inyectada por el banco de baterías en el nodo i , de acuerdo con lo especificado en X_a y X_b . Si éstos indican la inexistencia de baterías en el nodo, se toma $P_{b,i}=0$.

Las tensiones V_{\inf} y V_{\sup} , corresponden, respectivamente, a los límites operativos inferior y superior que se consideran aceptables para la calidad pretendida del servicio.

IV. METODOLOGÍA

A. Optimización por Enjambre de Partículas

La optimización por enjambre de partículas (PSO) consiste en un algoritmo estocástico en el cual la búsqueda del óptimo de una función f se implementa por medio de partículas, cada una de las cuales es una potencial solución del problema.

La p -ésima partícula en el enjambre representa un punto de coordenadas \mathbf{X}_m^p en el espacio de solución de f para la m -ésima iteración, y el enjambre se desplaza sobre el mismo hasta alcanzar un estado estable, según:

$$\Delta \mathbf{X}_{m+1}^p = w_m \Delta \mathbf{X}_m^p + c_{1,m} R_{1,m} \{\mathbf{B}^p - \mathbf{X}_m^p\} + c_{2,m} R_{2,m} \{\mathbf{\Gamma} - \mathbf{X}_m^p\} \quad (11a)$$

$$\mathbf{X}_{m+1}^p = \mathbf{X}_m^p + \Delta \mathbf{X}_{m+1}^p \quad (11b)$$

donde $\Delta \mathbf{X}_m^p$ es la velocidad de la partícula p en la m -ésima iteración, y los factores w_m , $c_{1,m}$ y $c_{2,m}$ son, respectivamente, los coeficientes de inercia y las aceleraciones cognitiva y social, y que eventualmente podrán variar durante la ejecución del método. Los factores $R_{1,m}$ y $R_{2,m}$ son dos números obtenidos a cada iteración en forma aleatoria en el rango (0; 1), a partir de una distribución uniforme de probabilidades. Mientras que los vectores \mathbf{B}^p y $\mathbf{\Gamma}$ representan a la mejor posición histórica alcanzada por la partícula p (menor valor de f para problemas de minimización), y la mejor posición global (entre todas las partículas de la población), respectivamente.

Cuando el vector $\mathbf{\Gamma}$ logra estabilizarse, éste representa a la solución, y el óptimo es $f(\mathbf{\Gamma})$.

B. Implementación de la PSO

Siendo \bar{X}_a y \bar{X}_b los vectores de $(D \times 1)$ y $(R \times 1)$ que pueden conformarse respectivamente a partir de los conjuntos X_a y X_b , se define a \mathbf{X} $((D+R) \times 1)$ como el vector posición de una partícula en la PSO, según:

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} \bar{X}_a \\ \bar{X}_b \end{bmatrix} \quad (12)$$

Pero dado que (11) indica la algorítmica específica para un caso irrestricto, debe incorporarse un mecanismo de gestión de restricciones, necesario para resolver el problema (9).

Para el caso, en cada iteración y por cada partícula se descompone en primera medida su vector posición en \bar{X}_a y \bar{X}_b . Luego, dado que X_a debe estar contenido en H , se sustituye al primero por el conjunto H_j para el cual se minimiza la distancia cuadrática d_j , computada como:

$$d_j = \sum_{k=1}^D (x_{a,k} - h_{j,k})^2 \quad ; \quad j=1,2,3, \dots \quad (13)$$

Mientras que cada valor en \bar{X}_b se sustituye por el entero más cercano de los incluidos en M .

Luego, se resuelven los problemas de flujo de potencia (9d, 9e) y (9f, 9g), por ej., mediante un método de Newton-Raphson. Sus resultados, antes y después de la contingencia, permiten evaluar el objetivo (máxima fluctuación de tensión). En caso de que alguno de los cálculos indicados no resulte convergente, o para tensiones que no respeten las restricciones (9h, 9i), se aplica una penalización consistente en retornar la partícula a su posición previa y disminuir su velocidad a la mitad, operando en forma similar a un método adaptativo.

V. EJEMPLO DE APLICACIÓN

A. Caso de Estudio

Con el objetivo de probar el algoritmo, se resuelve el problema (9) por medio de la implementación realizada de la PSO sobre una MR de topología radial, de operación en baja tensión (0,4 kV nominales), cuya alimentación principal se realiza por medio de un transformador de 315 kVA en interconexión con una red de distribución primaria en media tensión. Cuenta con 174 usuarios vinculados mediante 4 alimentadores de aleación de aluminio tipo $3 \times 95 + 1 \times 50 + 1 \times 25 \text{ mm}^2$. La impedancia de cada tramo se determinó en función de la separación entre usuarios. A los fines del estudio, y considerando que la mayoría de los usuarios son monofásicos, se agruparon entre 3 y 6 usuarios por nodo, resultando un total de 47 nodos. La Fig. 1 esquematiza la red, sobre la que se han identificado los nodos de alimentación y los extremos de cada alimentador. Se hace énfasis en el hecho de que la red seleccionada sólo pretende estudiar el desempeño en una configuración radial, con consumos y generación similares a los esperados para un barrio residencial. En este caso, los elevados valores de impedancia permiten apreciar de forma clara los problemas asociados a las fluctuaciones de tensión

ante variaciones de carga y generación. Si bien es cierto que pueden emplearse redes de prueba estándares, como la "IEEE 30-bus" u otras, éstas no se adaptan a las topologías, impedancias y potencias que se pretenden estudiar.

Se consideraron 138 usuarios con demandas máximas inferiores a 3 kVA, mientras que se consideró que los restantes no superan los 5 kVA. Las demandas corresponden a datos empíricos de mediciones reales, para usuarios residenciales durante los meses de verano. La capacidad de los generadores fotovoltaicos se eligió en función de la cantidad de usuarios por nodo, y teniendo en cuenta que por cuestiones regulatorias (ejemplificando para Santa Fe, Argentina [21]), la mayoría de los usuarios residenciales instalaría generadores de hasta 1,5 kW. En menor medida, se consideraron generadores de mayor potencia, por ejemplo en usuarios comerciales. Finalmente, las potencias fotovoltaicas consideradas son de 4,5 kW, 10 kW y 15 kW, distribuidas aleatoriamente entre el 75% de los nodos.

Se estudia el caso de demandas registradas a la hora 13 (aproximadamente el mediodía solar), y para el cual es posible considerar las potencias fotovoltaicas inyectadas, como iguales a las correspondientes potencias nominales. En tal caso, la demanda total es de 328,7 kW y 108,4 kVAr, con penetración fotovoltaica del 84%. Además se consideró que, por exigencias habituales de las empresas distribuidoras [22], el factor de potencia de la GFV debe ser igual a 1.

Ante el escenario descrito, se practica una variación $\Delta P_{FV} = 80\%$ sobre la GFV y se registran las fluctuaciones percibidas en las tensiones nodales. Luego, se aplica la PSO para determinar la asignación óptima de bancos de baterías que logre minimizar tales variaciones. Se contemplaron baterías estacionarias de placas tubulares (1 kWh y 2 V), disponibles comercialmente, para la conformación de 4 tipos de bancos de almacenamiento: 1 kWh, 3 kWh, 5 kWh y 10 kWh, todos de 48 V y vinculados a la red mediante un inversor. Se considera para los bancos el modelo (3), para $SOC_{\min} = 20\%$ (típico), pero partiendo de un SOC de al menos 30%. De modo que la limitante para la potencia de descarga está dada por el factor k_{\lim} , tomado en 0,1 (conservador) para todos los bancos. Se supone que el tiempo máximo de descarga a máxima potencia al que deben someterse los acumuladores es $\Delta t = 10$ (min).

Las tensiones límites operativas aceptables V_{\inf} y V_{\sup} son, respectivamente de 0,9 y 1,1 "por unidad" (p.u.) de la tensión nominal; mientras que el nodo de alimentación principal, aguas arriba del transformador, opera a 1,05 (p.u.).



Fig. 1. Esquema simplificado de la MR estudiada.

Se estudian 5 alternativas diferentes utilizadas para definir los conjuntos en H , a partir de limitar la capacidad de almacenamiento total. Se consideraron en estudios independientes las capacidades máximas de 1 kWh, 3 kWh, 5 kWh, 10 kWh y 15 kWh (todas a 48 V). De esta manera, cada

conjunto en H se define a partir de las posibles combinaciones de los citados bancos, sin que se supere la capacidad total.

B. Resultados y Discusión

Cada problema se resolvió mediante 50 iteraciones de una PSO con partículas inicializadas aleatoriamente, tomándose como final al mejor resultado obtenido luego de 15 ejecuciones. Bastaron 5 partículas para el problema con hasta 5 kAh, mientras que fueron requeridas 30 y 50 partículas para los casos de 10 y 15 kAh, respectivamente. Para los factores w_m , $c_{1,m}$ y $c_{2,m}$ se utilizaron los valores iniciales de 1, 2 y 1, respectivamente, pero con un descenso del 1% por iteración.

Los resultados en cuanto a cantidades, tipos de bancos y disposiciones, se resumen en la Tabla I. Se observa clara preferencia por el uso de pequeños bancos distribuidos.

En caso de disponer de 15 kAh, del total de la capacidad incorporada, la PSO sugiere emplear 5 kAh en el nodo 47, de modo que el problema arriba a tres soluciones diferentes con los mismos resultados: i) utilizar sólo bancos de 1 kAh; ii) utilizar en el nodo 47 un banco de 3 kAh y otros 2 de 1 kAh; iii) emplear en el nodo 47 un único banco de 5 kAh. Si los bancos se comercializan en las capacidades indicadas, es posible que resulte más costoso adquirir varios bancos más pequeños, de forma que la solución iii) resultaría en la más asequible. Si embargo, la solución i) presenta mayor flexibilidad, ya que admite una redistribución de los bancos en un escenario futuro, con la GFV distribuida en otra forma.

La Fig. 2 señala la fluctuación máxima porcentual en la MR y su evolución con el correr de las iteraciones. Asimismo, se contrastan los resultados frente a la obtenida en caso de que no se empleen acumuladores. Puede observarse que las fluctuaciones se reducen sensiblemente cuando se incorporan dispositivos de almacenamiento. No obstante, para 15 kAh no se consiguen mejoras apreciables frente al caso de 10 kAh, y pese a que la capacidad total disponible es un 50% superior. Más aún, la solución para el caso de 10 kAh indica incorporar sólo 6 bancos de los más pequeños, es decir, un 60% menos que la solución para capacidad límite de 15 kAh, y con una diferencia mínima en cuanto a la fluctuación máxima.

Notar que el hecho de no utilizar la capacidad total disponible en el caso de los 10 kAh, puede eventualmente deberse a la dificultad del método para arribar al óptimo global. Pues con grandes capacidades y la disponibilidad de bancos pequeños, el número de variables de decisión se torna importante. Lo que puede observarse, a su vez, en la mayor dispersión de las soluciones obtenidas luego de varias ejecuciones del algoritmo. Para los casos de hasta 5 kAh, las características de repetitividad resultaron muy buenas.

Sin embargo, la respuesta para el escenario de 15 kAh sugiere que los eventuales errores de aproximación al óptimo global son muy reducidos. Además, cuando las diferencias en las soluciones finales sean pequeñas, pero se logre reducir el número y/o la capacidad de los bancos utilizados, una solución muy cercana al óptimo puede resultar ser económicamente más conveniente. Por caso, la solución que indica instalar 6 bancos de 1 kAh es técnico-económicamente superior a la que sugiere invertir en 15 kAh.

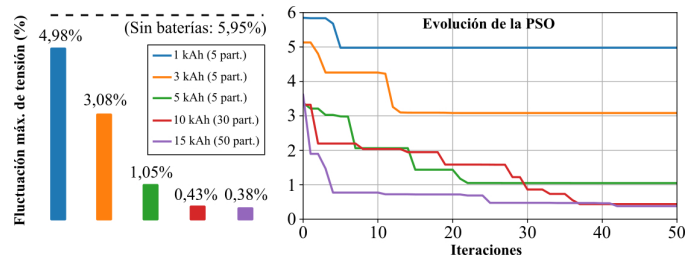


Fig. 2. Fluctuación máxima por alternativa de capacidad de almacenamiento y evolución de la PSO.

Por otro lado, cabe destacar que la fluctuación máxima de tensión, como simple indicador, no permite observar detalladamente el comportamiento de los perfiles de tensión. Por este motivo, en la Fig. 3 se ha indicado bajo una escala de colores, la fluctuación de tensión por nodo luego de la contingencia, para la red sin almacenamiento, y para la cuarta alternativa de solución (6 bancos de 1 kAh).

En una forma más compacta, los perfiles de las fluctuaciones de tensión para los casos de capacidades disponibles de hasta 10 kAh, y por distribuidor, se muestran en la Fig. 4. Las fluctuaciones se incrementan mayormente al hacia los nodos que son cola de línea; éstos padecen la acumulación de caídas de tensión cuando la red es radial. El incremento de las capacidades de almacenamiento reduce la fluctuación máxima y tiende a uniformizar los perfiles.

TABLA I. CANTIDADES Y UBICACIONES ÓPTIMAS DE BANCOS DE BATERÍAS, POR TIPO

Capacidad disponible	Resultado		
	Cant.	Capacidad del Banco	Ubicación (nodo)
1000 Ah	1	1000 Ah	46
3000 Ah	3	1000 Ah	23, 34, 46
5000 Ah	5	1000 Ah	23, 41, 35, 46, 11
10000 Ah	6	1000 Ah	9, 34, 47, 23, 29, 43
15000 Ah	10	1000 Ah	33, 27, 31, 24, 40, 38, 9, 3, 14, 41
	1	5000 Ah	47

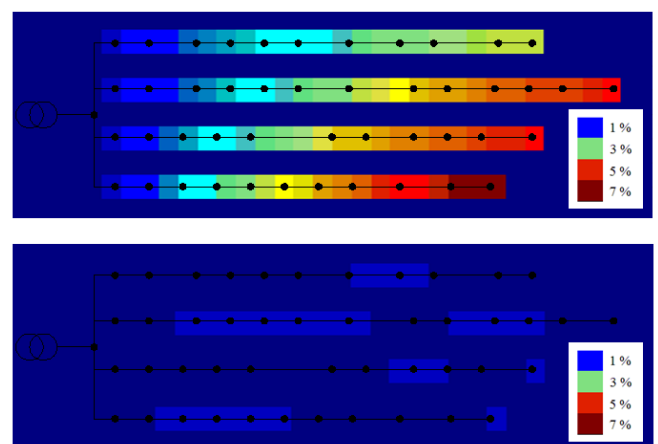


Fig. 3. Perfiles de fluctuaciones de tensión. Sin almacenamiento (arriba), y empleando 6 bancos de 1000 Ah – 48 V (abajo).

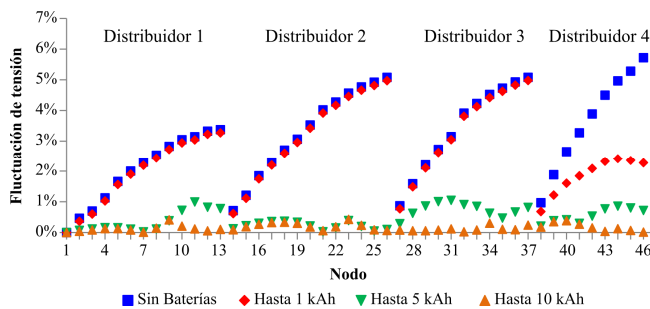


Fig. 4. Perfiles de fluctuaciones de tensión por distribuidor.

VI. CONCLUSIONES

La metodología PSO ha permitido resolver el problema para la red ejemplificada con reducidos tiempos de cómputo (minutos) en una PC moderna de características estándar. El procedimiento permite analizar las consecuencias de la intermitencia del recurso solar, y el desempeño de bancos de baterías ante una estrategia eficiente de distribución.

Para bajas capacidades de almacenamiento, la PSO converge con rapidez, dando muestras de buena solvencia para encontrar el óptimo global. Cuando la capacidad disponible es importante, disponiendo de bancos de pequeño porte, la complejidad del problema crece y es necesario ejecutar repetidas veces el algoritmo e incrementar sensiblemente el número de partículas para lograr la convergencia al óptimo. Sin embargo, aún cuando éste sólo logre alcanzarse por aproximación, la exploración del dominio que realiza la PSO en su ejecución permite identificar soluciones alternativas que pueden resultar económicamente más convenientes. En consecuencia, independientemente de la solución por convergencia, se sugiere revisar el historial de la mejor posición del enjambre.

A futuro se prevé analizar otras topologías de MRs, por ejemplo incluyendo algún grado de mallado, otros puntos de alimentación, interconexiones a una red de mayor potencia y distintos niveles de tensión. También se prevé cuantificar el desempeño del algoritmo comparándolo con otros similares.

AGRADECIMIENTOS

A la UTN, la Facultad Regional Santa Fe de la UTN y al CONICET, por el apoyo financiero recibido.

REFERENCIAS

- [1] S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*, The Institution of Engineering and Technology, London, 2009.
- [2] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Soder, "Distributed generation: a definition", *Electric Power Syst. Res.*, vol. 57, pp. 195-204, 2001.
- [3] G. Pepermans, J. Driesen, X. Haeseldonck, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues", *Energy Policy*, vol. 33, pp. 787-798, 2005.
- [4] J. Grainger and W. Stevenson, "Análisis de Sistemas de Potencia", Naucalpan de Juarez: McGraw-Hill, 1996, p. 223.

- [5] A. Bayat, A. Bagheri, R. Noroozian, "Optimal Siting and Sizing of Distributed Generation Accompanied by a Reconfiguration of Distribution Network for Maximum Loss Reduction by Using a New UVDA-based Heuristic Method", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 77, pp. 360-371, 2016.
- [6] A. Tah, D. Das, "Novel Analytical Method for the Placement and Sizing of Distributed Generation Unit on Distribution Networks With and Without Considering P and PQV buses", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 78, pp. 401-413, 2016.
- [7] P. Kayal, C.K. Chanda, "Placement of Wind and Solar Based DGs in Distribution Systems for Power Loss Minimization and Voltage Stability Improvement", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 53, pp. 795-809, 2013.
- [8] B. Bahmani-Firouzi, R. Azizpanah-Abarghoee, "Optimal Sizing of Battery Energy Storage for Micro-grid Operation Management Using a New Improved Bat Algorithm", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 56, 42-54, 2014.
- [9] H. Alharbi, "Optimal Planning and Scheduling of Battery Energy Storage Systems for Isolated Microgrids", MA Thesis, Ontario University of Waterloo, 2015.
- [10] T. Kerdphol, K. Fuji, Y. Mitani, M. Watanabe and Y. Qudaih, "Optimization of a battery energy storage system using particle swarm optimization for stand-alone microgrids", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 81, pp. 32-39, 2016.
- [11] Y. Shi and R. Eberhart, "A modified particle swarm optimizer", in *Proc. IEEE Conf. on Evolut. Comput.*, pp. 69-73, 1998.
- [12] E.C. Laskari, K.E. Parsopoulos and M.N. Vrahatis, "Particle swarm optimization for integer programming", in *Proc. IEEE Evolutionary Computation Congress*, vol. 2, pp. 1582-1587, 2002.
- [13] M. R. AlRashidi and M. E. El-Hawary, "A Survey of Particle Swarm Optimization Applications in Electric Power Systems", *IEEE Trans. on Evol. Comp.*, vol. 13, pp. 913-918, 2009.
- [14] T. Kerdphol, Y. Qudaih and Y. Mitani, "Optimum battery energy storage system using PSO considering dynamic demand response for microgrids", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 83, pp. 58-66, 2016.
- [15] A. Maleki, M. Ameri and F. Keynia, "Scrutiny of multifarious particle swarm optimization for finding the optimal size of a PV/wind/battery hybrid system", *Renewable Energy*, vol. 80, pp. 552-563, 2015.
- [16] N. Destro, A. Benato, A. Stoppato and A. Mirandola, "Components design and daily operation optimization of a hybrid system with energy storages", *Energy*, vol. 117, pp. 569-577, 2016.
- [17] S.G. Sigarchian, M.S. Orosz, H.F. Hemond and A. Malmquist, "Optimum design of a hybrid PV-CSP-LPG microgrid with Particle Swarm Optimization technique", *Applied Thermal Engineering*, vol. 109, pp. 1031-1036, 2016.
- [18] M.A. Mohamed, A.M. Eltamaly and A.I. Alolah, "Swarm intelligence-based optimization of grid-dependent hybrid renewable energy systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 77, pp. 517-524, 2017.
- [19] C. Shang, D. Srinivasan and T. Reindl, "An improved particle swarm optimisation algorithm applied to battery sizing for stand-alone hybrid power systems", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 74, pp. 104-117, 2016.
- [20] F. Mohamed, "Microgrid modelling and online management", Ph.D. Thesis, Helsinki University of Technology, 2008.
- [21] Subsecretaría de Energías Renovables, Secretaría de Estado de la Energía "Prosumidores Santa Fe – Tarifa promocional para la inyección de generación renovable distribuida en baja tensión", Santa Fe, Argentina, 2016.
- [22] Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF), "Resolución N° 442/13 de la Empresa Provincial de la Energía. Procedimiento para el tratamiento de solicitudes de generación en isla o en paralelo con la red de la EPESF", Santa Fe, Argentina, 2013.