

**FACULTAD REGIONAL SANTA FE – UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
ARGENTINA**

Clasificación según temario: C

COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN UTILIZADOS PARA LA ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA EN MICRO-REDES ELÉCTRICAS	
Autor/es	ARIEL S. LOYARTE ¹ (ING. ELECTRICISTA), LUIS A. CLEMENTI ^{2,3} (DR. EN TEC. QUÍMICA), JORGE R. VEGA ^{2,3} (ING. ELECTRICISTA)
Empresa o entidad	^{1,2} GRUPO DE CONTROL Y SEGURIDAD ELÉCTRICA (CySE, FAC. REG. SANTA FE - UTN) ³ INSTITUTO DE DESARROLLO TECNOLÓGICO PARA LA INDUSTRIA QUÍMICA (INTEC-UNL-CONICET)
Cargo	¹ BECARIO DOCTORAL ^{2,3} DOCENTE-INVESTIGADOR
DATOS DE LA EMPRESA	
Dirección	LAVAISSE 610
Localidad	SANTA FE
País	ARGENTINA
Código Postal	3000
Teléfono	(0342) 460 1579 – (0342) 451 1595
Fax	(342) 460 1579 - (342) 451 1079
E-Mail	ariel.loyarte@gmail.com; laclementi@santafe-conicet.gov.ar; jrvegafsf.utm.edu.ar

RESUMEN

Este trabajo compara dos algoritmos de optimización utilizados para resolver el problema de despacho óptimo de potencia en una micro-red (MR) eléctrica con generación distribuida. La optimización apunta al cálculo de las potencias y tensiones asignadas a los generadores, a los efectos de minimizar costos de generación, contaminación ambiental, y apartamiento de tensiones en barras respecto a sus valores nominales. Los algoritmos estudiados son un método de punto interior (MPI) con gradiente descendente y la optimización por enjambre de partículas (PSO). En los casos de estudio analizados, se compara el desempeño de los algoritmos en términos de la capacidad para alcanzar el óptimo global del problema y el tiempo de convergencia requerido. En particular, se estudia un caso simulado numéricamente consistente en una MR con 14 nodos, los cuales involucran generaciones fotovoltaicas, eólicas, celdas de combustible y generadores diésel; y cargas de tipo residencial e industrial, caracterizadas por curvas de consumo típicas. Los resultados muestran que el desempeño de ambos algoritmos es altamente dependiente de los objetivos a minimizar en el problema de despacho óptimo. Para objetivos simples que involucran un problema de optimización con un mínimo global único (por ejemplo, la minimización de los costos de generación), el MPI es más adecuado debido al menor tiempo requerido para alcanzar la solución. Sin embargo, para casos más complejos que involucran funciones multi-objetivo, y que pueden exhibir mínimos locales múltiples, el algoritmo basado en PSO resulta más eficaz ya que, si bien requiere mayor tiempo de cómputo que el MPI, posee mayor chance de alcanzar una solución próxima al óptimo global del problema, evitando quedar atrapado en algún óptimo local.

Palabras clave: Generación Distribuida; Micro-Redes Eléctricas; Energías Renovables; Optimización

FACULTAD REGIONAL SANTA FE – UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL ARGENTINA

Clasificación según temario: C

1. INTRODUCCIÓN

A diferencia de la generación centralizada, en la cual unos pocos generadores de gran potencia suministran energía a centros de consumo localizados a grandes distancias, los sistemas de generación distribuida utilizan numerosos generadores de mediana o baja potencia ubicados en zonas próximas a los puntos de demanda. La generación distribuida presenta numerosas ventajas [1-3], tales como: i) menores pérdidas por transmisión debido a las menores distancias entre los centros de generación y los de consumo; ii) mayor penetración de generadores basados en energías renovables; iii) menores costos de generación por unidad de energía generada; iv) mayor confiabilidad y calidad de energía; y v) alta flexibilidad ante fallos en generadores o líneas de transmisión.

Una micro-red (MR) es una red eléctrica de baja potencia diseñada para generar, distribuir y suministrar potencia eléctrica a pueblos, barrios, fábricas, parques industriales, etc. Las MRs están diseñadas para conectar numerosas unidades de generación, dispositivos de almacenamiento y cargas. En principio, una MR podría incluir generadores eléctricos muy diversos, tales como generadores diésel, turbinas eólicas, paneles fotovoltaicos, turbinas de gas, y celdas de combustible. Desde el punto de vista operativo, una MR puede funcionar en forma aislada o interconectada a una red externa de potencia, como la red de distribución nacional, para importar o exportar energía [2].

En los últimos años, se han desarrollado diversas estrategias para la gestión óptima de sistemas de generación distribuida y MRs. En particular, el problema de despacho óptimo de potencia de una MR consiste en escoger voltajes y potencias asignables a todos los nodos de generación, con el objetivo de minimizar una dada función que puede incluir factores económicos, medioambientales, de calidad de suministro, etc. Muchos autores han abordado el problema de despacho óptimo en MRs considerando diferentes funciones objetivos y estrategias de optimización [4-10]. Por ejemplo, en [4] y [5] se desarrolló un algoritmo genético y un algoritmo de búsqueda directa, respectivamente, para resolver computacionalmente el despacho óptimo en una MR para la minimización de los costos de generación y las emisiones de gases contaminantes. Similarmente, se han estudiado algoritmos para la optimización por enjambre de abejas [7] y de partículas [8], con el objeto de minimizar el costo operativo. En forma más general, en [9] se utilizó una optimización por enjambre de partículas para resolver el despacho óptimo, minimizando costos de generación, emisiones contaminantes y desvío de tensión en nodos de carga respecto de sus valores nominales.

En el caso de MRs que involucran alta penetración de generadores basados en energías renovables, el despacho óptimo es un problema complejo. Debido a la naturaleza intermitente de los generadores solares y eólicos, se requieren políticas de gestión elaboradas, con el objetivo de minimizar fluctuaciones e intentar asegurar niveles de tensiones estables en los nodos de carga. Por ejemplo, en [10] se estudiaron dos políticas de despacho, las cuales involucran: i) la minimización de costos de generación; y ii) la minimización de costos de generación, emisión de gases contaminantes, y fluctuaciones de potencia en la red. Los resultados mostraron que sólo una política multi-objetivo es capaz de mitigar los efectos de la naturaleza intermitente de la generación renovable.

Como se explicó anteriormente, la solución del problema de despacho óptimo en MRs frecuentemente da lugar a un problema de optimización multi-objetivo [4, 5, 9, 10]. A menudo, tal optimización se resuelve considerando un objetivo único e incluyendo a los objetivos restantes como restricciones. Alternativamente, el problema de optimización puede plantearse como una única función objetivo conformada por una combinación lineal de los múltiples objetivos individuales [4, 5]. Este último enfoque involucra la determinación de múltiples parámetros de normalización para cada término, lo cual es una tarea compleja. En algunos casos, la normalización puede evitarse expresando todos los términos mediante una unidad común; por ejemplo, dos objetivos caracterizados por unidades diferentes pueden expresarse en unidades de costo (ver referencia [4]). Alternativamente, la normalización del j -ésimo término de la función objetivo, O_j , puede llevarse a cabo mediante: $(O_j - O_{j,\min}) / (O_{j,\max} - O_{j,\min})$, donde $O_{j,\max}$ y $O_{j,\min}$ son los valores mínimo y máximo de O_j . Por lo tanto, este último enfoque involucra resolver tantos problemas de optimización como términos existan en la función para determinar los valores $O_{j,\max}$ y $O_{j,\min}$ de cada objetivo.

La elección del algoritmo de optimización es crucial a la hora de implementar una gestión eficiente en una MR. Dado la complejidad de las funciones objetivo involucradas, el algoritmo de optimización debe ser capaz de alcanzar el óptimo global del problema (evitando ser atrapado por un óptimo local) y utilizando el menor tiempo posible, permitiendo un control instantáneo a instantáneo del despacho de potencia. Pocos trabajos han abordado la comparación de métodos de optimización en problemas de despacho óptimo. Por ejemplo, en [4] se comparó un método de

FACULTAD REGIONAL SANTA FE – UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL ARGENTINA

Clasificación según temario: C

optimización por búsqueda directa (OBD) y un algoritmo gradiente descendente de programación cuadrática sucesiva (SQP), para minimizar costos de generación y emisiones contaminantes. Los resultados muestran que el algoritmo OBD obtiene un óptimo mejorado respecto del algoritmo SQP. Desafortunadamente, el trabajo no explica si esta variación de las soluciones obtenidas por ambos métodos se debe a que existen múltiples mínimos locales asociados al problema de optimización y a la imposibilidad del algoritmo SQP para converger al óptimo global.

En este trabajo se compara un método de punto interior (MPI) con gradiente descendente y un algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO). La comparación se realiza sobre la base de una única MR, con interconexión a una red de potencia externa, para diferentes políticas de despacho. El desempeño de cada algoritmo se evalúa en términos de la capacidad para alcanzar el óptimo global y el tiempo de convergencia requerido.

2. MODELADO MATEMÁTICO

2.1. Modelo Matemático de la MR

Considere una MR con N nodos. En el j -ésimo nodo ($j = 1, \dots, N$) el voltaje es V_j , y las potencias aparentes generada y consumida son $S_{g,j}$ y $S_{c,j}$, respectivamente. El j -ésimo y el k -ésimo nodo están conectados mediante una línea de transmisión de admitancia $Y_{j,k}$. En consecuencia, V_j , $S_{g,j}$ y $S_{c,j}$, se relacionan mediante el siguiente modelo matemático [11]:

$$(\mathbf{p} + \mathbf{q} i)^* \times [\text{diag}(\mathbf{v}^*)]^{-1} = \mathbf{Y} \times \mathbf{v} \quad (1)$$

donde el primer miembro de la Ec. (1) es un vector ($N \times 1$) cuyas componentes corresponden a los cocientes $S_j^* / V_j^* = (P_j + Q_j i)^* / V_j^*$, siendo P_j y Q_j las potencias activa y reactiva neta (es decir, la diferencia entre las potencias generadas y consumidas en el j -ésimo nodo), $i^2 = -1$; y el símbolo “*” indica complejo conjugado. Además, el vector \mathbf{v} ($N \times 1$) contiene los voltajes V_j en los nodos; y \mathbf{Y} ($N \times N$) es la matriz de admitancias nodales, donde las N^2 admitancias dependen de la configuración de la red y de las admitancias de cada línea de transmisión.

Las potencias activas y reactivas en los N_g generadores tienen las siguientes restricciones:

$$P_{g,\min,j} \leq P_{g,j} \leq P_{g,\max,j}; \quad j = 1, \dots, N_g \quad (2.a)$$

$$Q_{g,\min,j} \leq Q_{g,j} \leq Q_{g,\max,j}; \quad j = 1, \dots, N_g \quad (2.b)$$

Adicionalmente, las potencias en todos los nodos de la MR deben cumplir la siguiente restricción:

$$\sum_{j=1}^N (S_{g,j} + S_{a,j} - S_{d,j}) - S_L = 0 \quad (3)$$

donde S_L es la potencia total disipada como pérdidas en las líneas de transmisión de toda la red, y $S_{a,j}$ es la potencia inyectada o demandada por los dispositivos de almacenamiento en el j -ésimo nodo. Notar que $S_{a,j}$ adopta un valor positivo cuando el dispositivo de almacenamiento inyecta potencia a la MR, mientras que es negativo cuando el dispositivo consume potencia desde la MR durante el ciclo de carga. Si la MR no incluye dispositivos de almacenamiento, entonces $S_{a,j} = 0$ para todo j .

A partir de la Ec. (1), el vector \mathbf{v} correspondiente a los voltajes en todos los nodos de la MR puede calcularse conociendo \mathbf{Y} , y las potencias generadas $P_{g,j}$ y las transmitidas por cada línea de la red. Este problema es conocido como cálculo del *flujo de potencias*.

2.2. Modelo Matemático de los Generadores Eléctricos

Generador Diésel (DG)

El costo operativo del DG, $C_{DG}(P_{g,DG})$, al generar una potencia activa $P_{g,DG}$, se calcula mediante la Ec. (4) [12].

FACULTAD REGIONAL SANTA FE – UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL ARGENTINA

Clasificación según temario: C

$$C_{DG}(P_{g,DG}) = C_{Diesel} \times Q_{DG}(P_{g,DG}) = C_{Diesel} \times [\alpha P_{g,DG}^2 + \beta P_{g,DG} + \gamma] \quad (4)$$

donde C_{Diesel} es el costo específico del combustible diésel; $Q_{DG}(P_{g,DG})$ es el flujo volumétrico de combustible consumido por el generador diésel; $P_{g,DG}$ es la potencia activa generada por el DG, y las constantes α , β , γ se obtienen a partir de un ensayo de consumo de combustible practicado sobre el generador en cuestión.

Celda de Combustible (FC)

Para modelar matemáticamente la operación de una celda de combustible se considera al hidrógeno como el principal reactivo. Entonces, el costo operativo de una FC, C_{FC} , incluye: a) el costo invertido para la operación de la FC; y b) el costo para obtener el hidrógeno a partir de un reformado del gas natural mediante vapor. El costo operativo C_{FC} se modela mediante:

$$C_{FC} = (C_{op,GN} + C_{op,v}) \times P_{FC} = \left(\frac{C_{GN} PCI_{GN}}{\xi PCI_{H2}} + \frac{C_{GN}}{\eta} \right) \times P_{FC} \quad (5)$$

donde PCI_{H2} y PCI_{GN} son los poderes caloríficos inferiores del hidrógeno y del gas natural, respectivamente; C_{GN} es el costo por unidad de energía obtenida del gas natural; $\eta = 0.80$ el rendimiento de la caldera utilizada en el proceso de reformado; $\xi = 0.23$ es la relación entre el caudal másico producido de hidrógeno y el caudal másico consumido de gas natural en la entrada del reformador; y $C_{op,GN}$ y $C_{op,v}$ son los costos operativos de gas natural y de vapor, respectivamente. C_{GN} puede obtenerse a partir del costo de venta del gas natural $C_{GN,venta}$ (costo por unidad de masa), según: $C_{GN}(U\$/kWh) = 3600 C_{GN,venta}(U\$/kg) / PCI_{GN}(kJ/kg)$

Panel Fotovoltaico (PV)

Los costos operativos de generación por paneles fotovoltaicos son despreciados, debido a que luego de su instalación no se requieren gastos significativos para su funcionamiento. Los paneles fotovoltaicos generan una potencia activa, $P_{g,PV}$, según el siguiente modelo:

$$P_{g,PV} = N_{PV} P_{peak} \frac{G}{G_{std}} \left[1 + k_p (T - T_r) \right] \eta_{PV} \quad (6)$$

donde N_{PV} es el número de paneles en el parque, P_{peak} es la potencia de pico de cada panel, G (W/m^2) es la irradiancia solar, T ($^{\circ}C$) es la temperatura ambiente, k_p es el coeficiente potencia-temperatura (reportado por el fabricante), $G_{std} = 1000 W/m^2$ es la irradiancia de referencia, $T_r = 25^{\circ}C$ es la temperatura de referencia, y η_{PV} es la eficiencia de la instalación (calculada considerando la eficiencia individual de cada panel en el parque). Más detalles relativos a este procedimiento de cálculo puede encontrarse en [12, 15, 16].

Turbina Eólica (WT)

Al igual que en los generadores fotovoltaicos, los costos operativos de los generadores eólicos son despreciados. La potencia activa obtenida con un generador eólico, $P_{g,WT}$, se modela mediante:

$$P_{g,WT} = \frac{1}{2} N_{WT} C_p \rho A v^3 \quad (7)$$

donde N_{WT} es el número de turbinas en la granja eólica, C_p es el coeficiente de potencia de la turbina, A es el área del rotor, ρ es la densidad del aire, y v es la velocidad del viento. En general, C_p varía con la velocidad del viento y es reportado por el fabricante de la turbina.

**FACULTAD REGIONAL SANTA FE – UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
ARGENTINA**

Clasificación según temario: C

Emisiones de Gases Contaminantes

El flujo másico de gases contaminantes transferidos a la atmósfera (particularmente, NO_x, SO₂, y CO₂) puede calcularse sobre la base de las potencias generadas por los DG y las FC [12]. La Tabla 1 muestra los valores de las masas emitidas por unidad de energía generada por dichos generadores. Entonces, los flujos de gases emitidos por un DG ($Q_{ge,DG}$) y por una FC ($Q_{ge,FC}$), pueden calcularse mediante:

$$Q_{ge,DG} \text{ (lb/h)} = \frac{21,8 + 0,454 + 1,432}{1000} P_{DG} \text{ (kW)} \quad (8.a)$$

$$Q_{ge,FC} \text{ (lb/h)} = \frac{0,03 + 0,006 + 1,078}{1000} P_{FC} \text{ (kW)} \quad (8.b)$$

Tabla 1: Masa de gases contaminantes emitidos por unidad de potencia generada por los generadores DG y FC.

	NO _x (lb/MWh)	SO ₂ (lb/MWh)	CO ₂ (lb/MWh)
DG	21,8	0,454	1,432
FC	0,03	0,006	1,078

3. DESPACHO ÓPTIMO DE POTENCIA EN LA MR

Se define el estado de operación de la MR de acuerdo a la valoración de tres (3) indicadores: costo global de generación (C_{global} , indicador económico), caudal de contaminantes emitidos (Q_C , indicador ambiental), y desviación de las tensiones en los nodos de carga respecto a sus valores nominales (D_{desv} , indicador de calidad de servicio). Las expresiones que cuantifican C_{global} y Q_C se derivan de los modelos desarrollados en la sección anterior. Por el contrario, para determinar V_{desv} es preciso definir un funcional que logre valorar eficazmente el efecto de desviación de tensiones. En definitiva, el funcional f a minimizar, que determina el estado de operación de la MR, se expresa según:

$$f = k_1 \frac{[C^* - C_{global}]}{[C_{max} - C_{min}]} + k_2 \frac{[Q^* - Q_C]}{[Q_{max} - Q_{min}]} + k_3 \frac{[D^* - D_{desv}]}{[D_{max} - D_{min}]} \quad (9)$$

donde los factores k_1 , k_2 y k_3 ponderan el peso de cada indicador, los subíndices max y min refieren al máximo y mínimo valor alcanzable por cada indicador, y el supraíndice * indica el mejor valor esperado. De esta forma, el indicador vale cero (0) cuando se alcanza un valor óptimo; mientras que vale uno (1) en la peor condición esperada. Así, el estado óptimo de operación de la MR se obtiene f , de acuerdo a las Ecs. (10).

$$\min_{\mathbf{p}, \mathbf{q}, \mathbf{v}} f(\mathbf{p}, \mathbf{q}, \mathbf{v}) \quad (10.a)$$

sujeto a:

$$P_{g,min,j} \leq P_{g,j} \leq P_{g,max,j}; \quad j = 1, \dots, N_g \quad (10.b)$$

$$Q_{g,min,j} \leq Q_{g,j} \leq Q_{g,max,j}; \quad j = 1, \dots, N_g \quad (10.c)$$

$$V_{min,j} \leq V_j \leq V_{max,j}; \quad j = 1, \dots, N \quad (10.d)$$

$$\sum_{j=1}^J (P_{g,j} - P_{d,j}) - P_L = 0 \quad (10.e)$$

$$\sum_{j=1}^J (Q_{g,j} - Q_{d,j}) - Q_L = 0 \quad (10.f)$$

**FACULTAD REGIONAL SANTA FE – UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
 ARGENTINA**

Clasificación según temario: C

donde \mathbf{p} , \mathbf{q} y \mathbf{v} son los vectores de dimensión $(N \times 1)$ cuyos componentes son las potencias activas y reactivas netas (diferencia entre generación y demanda) inyectadas, y las tensiones V_j en los N nodos de la MR. Las variables a estimar son el vector \mathbf{p}_g de potencias activas generadas, y el vector \mathbf{v}_g de tensiones generadas (módulos). Nótese que no se han considerado dispositivos de almacenamiento.

En cuanto a las capacidades de generación, se consideró una potencia activa máxima ($p_{g,max}$) igual a la nominal de cada instalación; mientras que se considera a $p_{g,min}$ como una proporción de la primera. Para los generadores renovables, $p_{g,max}$ equivale a la capacidad de cada parque de generación; mientras que $p_{g,min}$ es nula. En este caso se destaca que las potencias generadas resultan del aprovechamiento de las condiciones climatológicas del momento [Ecs. (6) y (7)]. Por este motivo, las potencias obtenidas mediante estos medios no se corresponden con variables manipulables y, por lo tanto, no integran el vector \mathbf{p}_g . Por otra parte, debido a que normalmente la generación eólica y fotovoltaica es insuficiente para abastecer el consumo de la MR, las potencias activas desarrolladas por los sistemas de generación renovables se consideran inyectadas completamente a la red.

4. EJEMPLO SIMULADO

4.1. Micro-Red de trabajo

Se adopta una MR con $N = 14$ nodos, representada esquemáticamente en la Figura 1. La MR involucra $N_g = 5$ nodos de generación: i) un DG de 850 kW (25% como mínimo y con límites de reactivo -70,8 a 70,8 kVAr); ii) un DG de 114 kW (10% como mínimo y pot. reactiva de -57,0 a 71,25 kVAr); iii) una FC de 70,8 kW (10% como potencia mínima); iv) una granja eólica con 30 generadores de 3 kW cada uno; y v) un parque solar con 500 paneles de 100 W-pico cada uno. La potencia reactiva inyectada por los generadores FC, WT y PV se asume despreciable. Todos los consumos se modelaron cada 1 hora y fueron adaptados de los propuestos en [16]. Mientras que en los nodos 4, 5, 9 y 10, se consideraron cargas de tipo residencial, en los nodos 11 al 14 se consideraron cargas de tipo industrial.

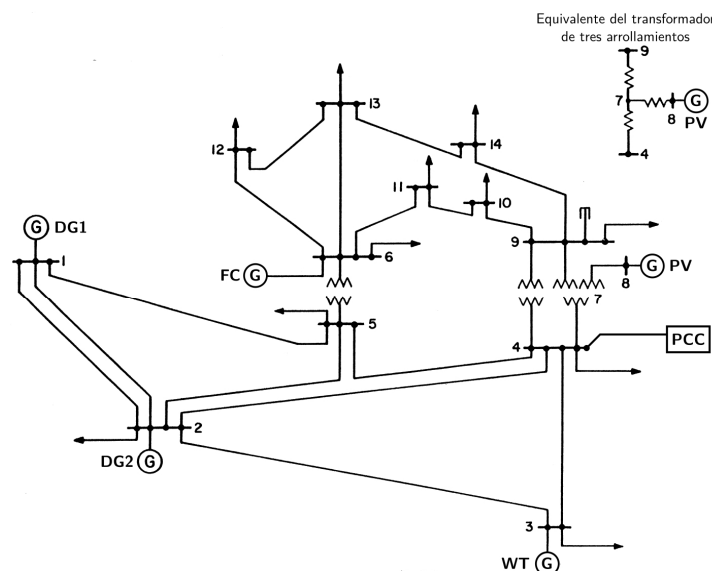


Figura 1. Representación esquemática de la MR simulada (en base a la IEEE 14-bus).

La topología de la MR utilizada se basa en la IEEE 14-bus [15]. Sin embargo, las admitancias, potencias demandadas y capacidades de generación fueron escaladas para representar en forma más adecuada las dimensiones de una MR. Adicionalmente, el nodo 4 se adoptó como un punto de acoplamiento común (PCC) con la red interconectada nacional. Dicha conexión puede ser utilizada por la MR sólo para importar energía con un límite de 100 kW de potencia activa y -20 a 50 kVAr de reactiva. El precio de la energía importada fue definido acorde a los

FACULTAD REGIONAL SANTA FE – UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL ARGENTINA

Clasificación según temario: C

siguientes rangos horarios: 0,35 U\$\$/kWh entre las 6 p.m. y las 11 p.m.; 0,20 U\$\$/kWh entre las 11 p.m. y las 5 a.m.; y 0,285 U\$\$/kWh entre las 5 a.m. y las 6 p.m.

El despacho óptimo de potencia de la MR simulada se llevó a cabo mediante la minimización de objetivos que consideran costos operativos, desviaciones de tensión y un caso multi-objetivo que incluye la emisión de contaminantes [Ec. (9)], utilizando dos algoritmos de optimización alternativos: i) el método de punto interior (MPI) de gradiente descendente descrito en [18]; y ii) una optimización por enjambre de partículas (PSO), descrita en [14].

4.2. Análisis de objetivos económicos y de calidad

El problema del flujo de potencias óptimo se define tradicionalmente a partir de la optimización de costos operativos. Y siendo éstos definidos a partir de una expresión relativamente simple, polinómica en las potencias activas generadas, los métodos de descenso de tipo gradiente suelen ser lo más empleados. Sin embargo, es posible demostrar que en determinadas condiciones dicho problema exhibe múltiples mínimos locales [19], siendo factible que un algoritmo basado en gradientes pueda arribar a una solución que no resulte en un mínimo global, o en la mejor solución desde el punto de vista operativo de la red. En tal caso, interesan fundamentalmente las soluciones para las cuales los niveles de tensión sean lo más próximos a los valores nominales, respetando cotas de límites aceptables.

Alternativamente, puede proponerse minimizar tales desviaciones de tensión y analizar la competencia entre dicho objetivo y el tradicional de minimización de costos. Una forma razonable de representar la alternativa propuesta, es definir una función que mida el promedio de desviaciones de tensión (en valor absoluto) en nodos de carga. No obstante, el uso del valor absoluto implica condiciones particulares de no-derivabilidad que impiden la aplicación de un método de gradiente como el MPI; aunque sí es factible su implementación con un método evolutivo como la PSO. En vistas de evitar dicho inconveniente, se propone minimizar la suma de los cuadrados de las desviaciones en nodos de carga (D_{cuad}). En el caso de la PSO, se considera la mejor solución luego de 12 ejecuciones del algoritmo, para el configurado con 20 partículas. Las tensiones generadas, en todos los casos, varían en el rango de 0,95 a 1,05 “por unidad”, considerado aceptable.

Dado que la generación renovable es dependiente de las condiciones climáticas del momento, se consideran curvas medias de evolución diaria de temperatura, viento y radiación solar para la ciudad de Santa Fe, provistas por el Centro de Información Meteorológica de la Facultad de Ingeniería y Ciencias Hídricas de la Universidad Nacional del Litoral. La Tabla 2 resume los resultados del problema de optimización de costos (C_{global}) para la red presentada y para las horas 3, 17 y 21, y su contraste con la optimización de D_{cuad} , con los algoritmos MPI y PSO.

Los resultados obtenidos por ambos algoritmos son muy similares, pero el MPI alcanza la solución para un tiempo de cómputo considerablemente menor, del orden del segundo; mientras que la PSO requiere de alrededor de 1 minuto.

Tabla 2: Optimización de costos y desviaciones de tensión.

Función objetivo	C_{global} (U\$\$/h)		D_{cuad}	
	PSO	MPI	PSO	MPI
Hora 3	76,262757	76,229834	0,0021058 (costo: 78,684164)	0,0021031 (costo: 78,750217)
Hora 17	85,414599	85,403606	0,0020487 (costo: 88,716960)	0,0020465 (costo: 87,897309)
Hora 21	98,839242	98,827539	0,0020805 (costo: 104,552505)	0,0020717 (costo: 101,476396)

Por otro lado, para el problema de desviaciones de tensión, la Tabla 2 muestra el costo de generación asociado a cada caso. Los resultados de las optimizaciones de C_{global} y D_{cuad} indican que no existe una competencia estricta entre ambos objetivos; pues al optimizar tensiones, los costos se apartan entre 2,7% y 3,2% del costo óptimo. Esto permite concluir en que la optimización de tensiones puede resultar en una buena estrategia en vistas de considerar buenos niveles de calidad de servicio con mínimos apartamientos del costo óptimo.

Otras conclusiones importantes pueden obtenerse si se analizan las variables de decisión que obtienen los mínimos hallados para D_{cuad} . Las tensiones y potencias activas generadas son similares en la comparación entre PSO y MPI. Sin embargo, algunas diferencias importantes pueden detectarse para las potencias reactivas (ver Tabla 3).

**FACULTAD REGIONAL SANTA FE – UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
ARGENTINA**

Clasificación según temario: C

Tabla 3: Potencias reactivas generadas para optimizar D_{cuad} .

Pot. reactiva (kVAr)	Hora 3		Hora 17		Hora 21	
	PSO	MPI	PSO	MPI	PSO	MPI
DG1	-30,8482	70,7995	-13,2499	70,7998	48,2111	70,7998
DG2	71,25	-30,2782	71,25	-12,6738	-57,0	-9,4039
PCC	-20,0	-19,9999	-20,0	-19,9999	50,0	-19,9999

Notar que aún para valores finales de D_{cuad} muy similares, las potencias reactivas sugeridas por ambos algoritmos pueden ser muy diferentes. Incluso se detectan casos en los cuales un método indica que un generador debe inyectar su límite capacitivo de reactivo, mientras que el otro algoritmo decide inyectar el límite inductivo. Dichas diferencias sugieren un mal-condicionamiento del problema.

El problema del flujo de potencia puede resultar mal-condicionado cuando las componentes resistivas de las líneas de la red son elevadas en relación a las componentes inductivas; en tal caso el sistema de la Ec. (1) es mal-condicionado. No obstante, dichas condiciones no se corresponden con la red ejemplificada, de modo que el mal-condicionamiento es atribuible a la optimización de tensiones. Cabe destacar que la PSO permite analizar el dominio en base a una heurística particular que incluye una componente aleatoria, de modo que incrementa las chances de encontrar soluciones alternativas del problema.

Con otro criterio, un indicador de calidad de servicio puede ser definido como la mayor de las desviaciones de tensión (en valor absoluto) en nodos de carga. De modo que puede proponerse minimizar la mayor de tales desviaciones (D_{mayor}). Notar que el funcional D_{mayor} correspondiente no puede ser representado en forma explícita. Esto responde a que no es posible conocer de antemano cuál será el nodo que presente la mayor desviación, motivo de la dependencia con la variación de la carga, con las condiciones ambientales (afecta a la generación renovable), e incluso con las propias variaciones que surgen durante el proceso iterativo de cálculo. En estas condiciones, un método basado en gradientes, como el MPI, no es aplicable. Sin embargo, la PSO admite desacoplar el problema del flujo óptimo, de modo de resolver un flujo de potencia como paso previo a la evaluación de la función objetivo. De esta manera, el valor D_{mayor} puede ser determinado a partir de los resultados del flujo de potencia. La Tabla 4 compara las tensiones finales obtenidas de la optimización de D_{mayor} mediante la PSO, y D_{cuad} mediante el MPI.

Notar que D_{cuad} permite, en general, que las tensiones presenten menores desviaciones que las que obtiene el problema de D_{mayor} . Sin embargo, esta última representa a un caso más conservador, para el cual la mayor de las desviaciones registradas es un mejor valor que el alcanzable por D_{cuad} . Evidentemente la decisión por uno u otro objetivo responde a cuestiones de criterio. Pero es de destacar que sólo la PSO admite evaluar estas posibilidades, mientras que el MPI aventaja ampliamente a la PSO en cuanto a tiempo requerido de cómputo. Por otra parte, la optimización de D_{mayor} puede implicar un costo operativo mayor al exigido por D_{cuad} , y eventualmente podrá considerarse que las mejoras que puede incorporar D_{mayor} (mínimas, de acuerdo a la Tabla 4) no se condicen con el elevado costo que debe pagarse por ello.

Tabla 4: Tensiones en nodos de carga (por unidad). Comparativa entre D_{mayor} y D_{cuad} .

Nodo de carga	Hora 3		Hora 17		Hora 21	
	D_{mayor} (PSO)	D_{cuad} (MPI)	D_{mayor} (PSO)	D_{cuad} (MPI)	D_{mayor} (PSO)	D_{cuad} (MPI)
5	0,97253	0,96068	0,97287	0,96118	0,97268	0,96122
7	1,00624	0,99380	1,00628	0,99401	1,00577	0,99371
9	1,01134	0,99884	1,01123	0,99890	1,01060	0,99849
10	1,01435	1,00184	1,01418	1,00183	1,01358	1,00145
11	1,02140	1,00884	1,02120	1,00881	1,02094	1,00878
12	1,02746	1,01486	1,02713	1,01470	1,02731	1,01512
13	1,02625	1,01366	1,02586	1,01344	1,02604	1,01386
14	1,01782	1,00529	1,01730	1,00493	1,01731	1,00517
Costo (US\$/h)	79,105864	78,750217	95,984629	87,897309	116,969798	101,476396

**FACULTAD REGIONAL SANTA FE – UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
ARGENTINA**

Clasificación según temario: C

4.3. Optimización multi-objetivo

Considerando que las funciones objetivo C_{global} y D_{cuad} no compiten estrictamente, puede proponerse una solución intermedia, conformando un funcional único que pondere ambos afectos. De la misma manera, es posible considerar las emisiones contaminantes que, según se ha discutido en secciones anteriores, dependen directamente de las potencias activas generadas y son ampliamente consideradas en el contexto de las MRs [4, 5]. El esquema propuesto es el discutido en la sección 3, destacándose la necesidad de optimizar independientemente cada indicador para normalizar cada uno de los términos. La Tabla 5 resume los indicadores óptimos (máximo y mínimo) para cada una de las horas analizadas y obtenidos con el MPI.

Tabla 5: Optimización de indicadores de costo, emisiones contaminantes y desviaciones de tensión.

Indicador	Costo (US\$/h)		Emisiones (lb/h)		Desv. de tensiones (D_{cuad})	
	C_{max}	C_{min}	Q_{max}	Q_{min}	$D_{cuad,max}$	$D_{cuad,min}$
Hora 3	85,732721	76,229834	4,598787	2,688457	0,0110432	0,00210317
Hora 17	98,092928	85,403606	5,642222	2,709973	0,0109585	0,00204652
Hora 21	122,54614	98,827539	7,129472	3,240819	0,0108732	0,00207179

La Tabla 6 muestra los resultados para las tres horas estudiadas, ponderando con igual peso a cada uno de los 3 objetivos (se asigna a D_{desv} la expresión de D_{cuad} en la Ec. (9)), utilizando $k_1=k_2=k_3=0,33$. Se observa que el esquema de ponderación y normalización aplicado puede resultar funcional, pero también denota un grado de sensibilidad evidente. Pues el MPI ha logrado valores inferiores para la función objetivo y, sin embargo, la magnitud de cada indicador no varía sustancialmente de acuerdo a lo que obtiene la PSO. La Tabla 7 muestra que el despacho de potencias sugerido por cada método resulta prácticamente el mismo. La generación renovable no actúa aquí como variable de decisión, sino que se obtiene a partir de las condiciones climatológicas del momento.

Tabla 6: Optimización multi-objetivo. Contraste de algoritmos.

Hora	Hora 3		Hora 17		Hora 21	
	PSO	MPI	PSO	MPI	PSO	MPI
Fun. objetivo	0,0250170	0,0143527	0,127454	0,125528	0,201279	0,201236
C_{global} (US\$/h)	76,262829	76,238656	89,798409	89,964296	112,763992	112,763807
Q_C (lb/h)	2,821876	2,767232	2,820084	2,767232	3,321101	3,321080
D_{cuad}	0,00212548	0,00211504	0,00206734	0,00205944	0,00208692	0,00208588

Tabla 7: Optimización multi-objetivo. Despacho de potencias.

Hora	Hora 3		Hora 17		Hora 21	
	PSO	MPI	PSO	MPI	PSO	MPI
DG1 (kW)	87,307046	85,000000	87,231356	85,000000	108,383807	108,382922
DG2 (kW)	28,500000	28,500000	28,500000	28,500000	28,500000	28,500000
WT (kW)	14,681304	14,681304	12,213778	12,213778	1,1920108	1,1920108
PCC (kW)	14,429335	16,704485	57,674287	59,882584	100,00000	99,999999
FC (kW)	70,800000	70,800000	70,800000	70,799999	70,800000	70,800000
PV (kW)	0,0350864	0,0350864	19,299077	19,299077	0,0353044	0,0353044

5. CONCLUSIONES

El problema del flujo óptimo de potencias puede ser resuelto para una MR optando por optimizar un objetivo basado en costos de generación (lo más habitual) u otros objetivos que, por ejemplo, consideren emisiones contaminantes o algún indicador de calidad del servicio, como la desviación de las tensiones en relación al valor nominal. Este último, implementado como la suma de los cuadrados de tales desviaciones representa un objetivo de calidad que puede ser alcanzado sin comprometer en demasía el costo de generación.

FACULTAD REGIONAL SANTA FE – UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL ARGENTINA

Clasificación según temario: C

Una alternativa válida resulta en ponderar los objetivos considerados en base a un esquema de normalización, a partir de los valores máximo y mínimo posibles de cada indicador. Dicha modalidad permite ajustar el peso de cada uno ellos en base al criterio que se considere aceptable para la gestión de la red.

Para los objetivos presentados, el problema fue resuelto con dos algoritmos diferentes, uno de ellos basado en el cálculo de gradientes (MPI) y otro consistente en un método evolutivo (PSO), que sólo evalúa la función, aunque no la deriva. En general se demuestra similitud en los resultados, siendo el MPI el que presenta una clara ventaja en lo correspondiente a tiempos de cómputo. Sin embargo, la PSO admite mayor versatilidad en el análisis de las alternativas de gestión de la red, pues permite incluso aplicar criterios representados por funciones que no pueden ser consignadas en forma explícita o que no son diferenciables. Tales características la constituyen en una herramienta interesante para el estudio del desempeño de una red; se destaca el análisis de problemas mal-condicionados. Además, considerando que presenta una característica exploratoria del dominio diferente a la utilizada por métodos de gradiente, su aplicación resulta útil para la validación de resultados.

REFERENCIAS

- [1] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Soder, *Electric Power Syst. Res.*, vol. 57, pp. 195-204, 2001.
- [2] G. Pepermans, J. Driesen, X. Haeseldonck, R. Belmans, and W. D'haeseleer, *Energy Policy*, vol. 33, pp. 787-798, 2005.
- [3] S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, and P. Crossley, *The Institution of Engineering and Technology*, 2009.
- [4] A. Faisal and N. Heikki, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 42, pp. 728-735, 2012.
- [5] A. Faisal and N. Heikki, *Energy Conversion and Management*, vol. 64, pp. 562-568, 2012.
- [6] W. Lin, C. Tu, and M. Tsai, *Energies*, vol. 9, pp. 1-16, 2016.
- [7] W. Huang, K. Yao, and C. Wu, *Energies*, vol. 7, pp. 8355-8373, 2014.
- [8] L. Xu, G. Yang, Z. Xu, and Z. Bao, Q. Jiang, Y. Cao, J. Ostegaard, *Transactions of the Institute of Measurement and Control*, vol. 35, pp. 44-55, 2016.
- [9] A. Loyarte, L. Clementi, J. Vega, *IEEE PES Conf. Proc. on Innovative Smart Grid Technologies Latin American (ISGT-LA)*, Montevideo, Uruguay, pp. 726-731, October 2015.
- [10] M. Ross, C. Abbey, F. Bouffard, and G. Joss, *IEEE Trans. on Sust. Energy*, vol. 6, pp. 1306-1314, 2015.
- [11] J. Grainger and W. Stevenson, "Análisis de Sistemas de Potencia", Naucalpan de Juarez: McGraw-Hill, 1996, p. 223.
- [12] F. Mohamed, "Microgrid modelling and online management", Ph.D. Thesis, Helsinki University of Technology, 2008.
- [13] M.I. Sosa, J.L. Silveira and A. Fushimi, *Proceedings of the 5th Latin-America Congress: Electricity Generation and Transmission CLAGTEE*, Paper B-150, pp. 1-10, 2003.
- [14] Y. Shi and R. Eberhart, *Proc. 1998 IEEE Conf. on Evolut. Comput.*, pp. 69-73.
- [15] T. Chen, O. Lavrova, and J. Lehr, *IEEE Green Energy and Systems Conference (IGESC)*, pp. 49-54, 2015.
- [16] J.A. Jardini, C. Tahan, M.R. Gouvea, Se Un Ahn, and F.M. Figueiredo, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 15 (1), pp. 375-380, 2002.
- [17] J.A. Jardini, C. Tahan, M.R. Gouvea, Se Un Ahn, and F.M. Figueiredo, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 15 (1), pp. 375-380, 2002.
- [18] R. D. Zimmerman and C. Murillo-Sánchez. MATPOWER User's Manual, [Online]. Available: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>
- [19] W.A. Bukhsh, A. Grothey, K.I.M. McKinnon and P.A. Trodden, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 28 (4), pp. 4780-4788, 2013.