

ORIGINAL

Simulated Annealing-Based Optimization of IEEE-33 Radial Distribution Networks with Integrated Auxiliary PV Sources Using PyPower

Optimización de Redes Radiales IEEE-33 Integrando Fuentes PV Auxiliares Mediante Recocido Simulado en PyPower

Francisco Roberto Naranjo Cobo¹  , Julio Esteban Guerra Masson¹  , Daisy Imbaquingo Esparza¹  

¹Universidad Técnica del Norte, Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas. Ibarra, Ecuador.

Citar como: Naranjo Cobo FR, Guerra Masson JE, Imbaquingo Esparza D. Simulated Annealing-Based Optimization of IEEE-33 Radial Distribution Networks with Integrated Auxiliary PV Sources Using PyPower. Data and Metadata. 2025; 4:821. <https://doi.org/10.56294/dm2025821>

Enviado: 08-07-2025

Revisado: 05-09-2025

Aceptado: 03-12-2025

Publicado: 04-12-2025

Editor: Dr. Adrián Alejandro Vitón Castillo 

Autor para la correspondencia: Francisco Roberto Naranjo Cobo 

ABSTRACT

The integration of distributed photovoltaic (PV) generation in radial distribution networks has been consolidated as a key strategy to reduce technical losses and improve voltage profiles. However, the optimal placement and sizing of these sources remain a challenge due to the nonlinear and multimodal nature of the problem. In this work, an approach based on simulated annealing with adaptive restarts, implemented in PyPower, is proposed to determine the optimal location of PV units in the IEEE 33-bus test system. The methodology considers the minimization of active power losses as the objective function, subject to operational constraints and voltage limits. The results show that the proposed strategy achieves a reduction in losses of up to 52 % compared to the base scenario, in addition to improving minimum voltage profiles to values close to 0,98 pu. The comparison with non-optimized scenarios highlights the effectiveness of the method in balancing energy efficiency and quality of service. This study contributes to the literature by demonstrating the applicability of lightweight metaheuristics in distribution network planning problems and lays the groundwork for future research integrating storage and dynamic load and generation scenarios.

Keywords: Transformer Optimization; Simulated Annealing; Distribution Networks; IEEE 33-Bus; Power Losses; Voltage Regulation.

RESUMEN

La integración de generación fotovoltaica distribuida (PV) en redes de distribución radiales se ha consolidado como una estrategia clave para reducir pérdidas técnicas y mejorar los perfiles de tensión. Sin embargo, la ubicación y dimensionamiento óptimos de estas fuentes continúan siendo un desafío debido a la naturaleza no lineal y multimodal del problema. En este trabajo se propone un enfoque basado en recocido simulado con reinicios adaptativos, implementado en PyPower, para determinar la ubicación óptima de unidades PV en el sistema de prueba IEEE 33-barras. La metodología considera como función objetivo la minimización de pérdidas activas, sujeta a restricciones de operación y límites de tensión. Los resultados muestran que la estrategia propuesta logra una reducción de pérdidas de hasta un 52 % respecto al escenario base, además de mejorar los perfiles de tensión mínimos hasta valores cercanos a 0,98 pu. La comparación con escenarios sin optimización evidencia la efectividad del método para balancear eficiencia energética y calidad de servicio. Este estudio contribuye a la literatura al demostrar la aplicabilidad de metaheurísticas ligeras en problemas de planificación de redes de distribución, y sienta las bases para futuras investigaciones que integren almacenamiento y escenarios dinámicos de carga y generación.

Palabras clave: Optimización de Redes de Distribución; Generación Fotovoltaica Distribuida; Recocido Simulado; PyPower; IEEE 33-Barras.

INTRODUCCIÓN

La creciente penetración de recursos energéticos distribuidos (DERs), en particular la generación fotovoltaica (PV), está transformando la operación de las redes de distribución. Estos sistemas, tradicionalmente diseñados para un flujo unidireccional de energía, enfrentan ahora retos asociados a la variabilidad de la generación renovable, la gestión de pérdidas técnicas y el mantenimiento de perfiles de tensión adecuados.^(1,2,3)

Diversos estudios han demostrado que la ubicación y dimensionamiento óptimos de unidades PV pueden reducir significativamente las pérdidas y mejorar la estabilidad de tensión.^(3,4) Sin embargo, este problema es de naturaleza NP-difícil, lo que ha motivado el uso de técnicas metaheurísticas como algoritmos genéticos (AG), optimización por enjambre de partículas (PSO), differential evolution (DE) y variantes híbridas.^(5,6,7)

En este contexto, el recocido simulado (SA) se presenta como una alternativa competitiva por su simplicidad, bajo costo computacional y capacidad de escapar de óptimos locales.^(7,8) Aunque ha sido menos explorado que PSO o DE, investigaciones recientes han mostrado su eficacia en problemas de planificación eléctrica.^(9,10,11)

El presente trabajo propone un enfoque basado en recocido simulado con reinicios adaptativos, implementado en PyPower, para la optimización de la ubicación de unidades PV en el sistema IEEE 33-barras. A diferencia de estudios previos,^(7,9) se enfatiza la reproducibilidad mediante la integración de scripts abiertos y la comparación de múltiples escenarios de penetración PV. Los principales aportes de este estudio son:

1. Una formulación reproducible y transparente del problema de optimización en PyPower.^(1,2)
2. La aplicación de recocido simulado con reinicios adaptativos para mejorar la exploración del espacio de soluciones.^(7,9)
3. La validación de resultados en el sistema IEEE 33-barras, ampliamente utilizado como benchmark internacional.^(3,4)

Con ello, se busca aportar evidencia sólida sobre la aplicabilidad de metaheurísticas ligeras en la planificación de redes de distribución, contribuyendo a la transición hacia sistemas eléctricos más eficientes, resilientes y sostenibles.^(11,12,13)

El resto del manuscrito se organiza de la siguiente manera: en la Sección 2, Métodos, se describe el modelado de la red IEEE-33, la formulación del problema de optimización, el algoritmo de recocido simulado y los aspectos de implementación computacional y validación. La Sección 3, Resultados y discusión, presenta los escenarios evaluados, el análisis de pérdidas, perfiles de tensión, corrientes máximas y robustez, así como la comparación con estudios previos. Finalmente, la Sección 4, Conclusiones, resume los principales hallazgos y plantea posibles extensiones futuras del trabajo.^(14,15)

MÉTODO

Modelado de la Red Radial IEEE-33

El sistema IEEE-33 barras constituye un benchmark ampliamente utilizado para estudios de optimización en redes de distribución radial, debido a su complejidad topológica (33 nodos, 37 ramas, una fuente de alimentación) y a la disponibilidad de parámetros validados en la literatura.⁽¹⁶⁾

El modelo fue implementado en PyPower, replicando la topología radial y permitiendo la inclusión de nodos de conexión para fuentes PV. La carga total y la distribución de consumo (activa y reactiva) se ajustaron a valores estándar, garantizando condiciones realistas y comparables con estudios recientes.⁽¹⁷⁾

Las unidades PV se modelaron como generadores controlables con capacidad de soporte reactivo, respetando límites técnicos de inyección máxima por barra, así como las condiciones de radialidad y corrientes máximas admisibles.⁽¹⁸⁾

Formulación del Problema de Optimización

El objetivo es minimizar las pérdidas activas en la red, respetando restricciones de tensión y operación segura. La función objetivo se expresa como:

$$f(X) = \sum_{l=1}^{N_l} \sum_{\phi \in \{a,b,c\}} R_{l,\phi} |I_{l,\phi}(X)|^2$$

Donde:

N_l : número de líneas.

3 Naranjo Cobo FR, et al

R_l : resistencia de la línea l.

I_l : corriente en la línea l.

X: vector de decisión (ubicación y tamaño de las unidades PV).

Restricciones

Balance nodal de potencia

$$P_i^{\text{gen}} - P_i^{\text{load}} = \sum_{j \in \Omega_i} P_{ij}, \quad \forall i \in N$$

Límites de tensión

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}, \quad \forall i \in N$$

Capacidad máxima de línea

$$|I_{ij}| \leq I_{ij}^{\max}, \quad \forall (i,j) \in \omega$$

Capacidad máxima de generación PV

$$0 \leq P_i^{\text{PV}} \leq P_i^{\text{PV,max}}, \quad \forall i \in N_{\text{PV}}$$

Radialidad: se impide la formación de mallas

Este planteamiento es consistente con la literatura reciente sobre optimización de generación distribuida.^(1,13)

No obstante, esta formulación presenta ciertas limitaciones. En particular, se asume un escenario estático que no refleja la variabilidad horaria de la generación fotovoltaica ni de la demanda, lo cual puede influir en la robustez de las soluciones. Asimismo, no se consideran explícitamente los costos de implementación asociados a la instalación y operación de las unidades PV. En trabajos futuros, estas limitaciones podrían abordarse mediante modelos multi-horarios o estocásticos que incorporen perfiles de irradiancia y demanda, así como mediante la inclusión de términos de costo en la función objetivo o restricciones presupuestarias. De esta manera, se avanzaría hacia una planificación más realista y aplicable en entornos de red inteligentes.

Algoritmo de Recocido Simulado (SA)

El recocido simulado (SA) se inspira en la termodinámica del enfriamiento lento de materiales.^(15,16) Su fortaleza radica en la capacidad de escapar de óptimos locales mediante la aceptación probabilística de soluciones subóptimas en etapas tempranas.⁽⁷⁾

Procedimiento adoptado

Inicialización

- Solución inicial aleatoria.
- Temperatura inicial $T_0 = 100$.
- Temperatura final $T_f = 10^{-3}$.
- Factor de enfriamiento $\alpha = 0,95$.
- Iteraciones por temperatura: 100.

Generación de vecinos

Perturbación aleatoria de la ubicación o tamaño de un PV (adición, remoción o ajuste de potencia).

Criterio de aceptación (Metrópolis)

$$p = \exp\left(-\frac{\Delta f}{T}\right)$$

Reinicio adaptativo

Si no hay mejora en 50 iteraciones consecutivas, se reinicia desde una solución aleatoria.

Condición de parada

- Alcanzar T_f .
- O superar 500 iteraciones globales.

Este esquema ha demostrado robustez en problemas de planificación de redes de distribución.^(12,13,8)

Implementación Computacional

- Lenguaje y librerías: Python 3.13.7, con PyPower para flujos de carga, NetworkX para modelado de grafos y Matplotlib para visualización.
- Entorno: Windows 11, CPU Intel i7, 16 GB RAM.
- Reproducibilidad: todos los scripts se documentaron y exportaron en formatos estructurados (CSV, SVG, PNG), siguiendo buenas prácticas de investigación reproducible.⁽¹⁷⁾

Validación

El método se validó en el sistema IEEE 33-barras, comparando cuatro escenarios:

- Red base sin PV.
- Red con 3 PV optimizados mediante SA con reinicios adaptativos.
- Red con 5 PV optimizados mediante SA con reinicios adaptativos.
- Red con 7 PV optimizados mediante SA con reinicios adaptativos.

Las métricas evaluadas incluyeron pérdidas activas, perfiles de tensión, corrientes máximas y robustez frente a distintas semillas de inicialización.^(8,19)

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Escenarios evaluados

Se analizaron cuatro configuraciones sobre el sistema IEEE 33-barras mostradas en la tabla 1:

Tabla 1. Escenarios evaluados sobre IEEE 33-barras	
Escenario	Descripción
E0	Red base sin generación PV
E3	Red con 3 unidades PV optimizadas mediante SA con reinicios
E5	Red con 5 unidades PV optimizadas mediante SA con reinicios
E7	Red con 7 unidades PV optimizadas mediante SA con reinicios

Cada escenario fue simulado en PyPower, evaluando pérdidas activas, perfiles de tensión, corrientes máximas y estabilidad frente a variaciones de inicialización.

Reducción de pérdidas activas

La tabla 2 resume las pérdidas activas totales en cada escenario:

Tabla 2. Pérdidas activas y reducción porcentual		
Escenario	Pérdidas activas (kW)	Reducción respecto a E0 (%)
E0	202,3	-
E3	128,4	36,5
E5	112,8	44,2
E7	96,5	52,3

Figura 1 muestra la evolución de las pérdidas durante el proceso de optimización para E3 figura 1a, figura 1b E5 y figura 1c E7. Se observa que el incremento en el número de unidades PV mejora la eficiencia energética, aunque con rendimientos marginales decrecientes.

Estos resultados son consistentes con lo reportado por Kumar et al.⁽⁷⁾ y Reddy et al.⁽⁹⁾, quienes obtuvieron reducciones del orden del 45-55 % en redes similares mediante metaheurísticas híbridas.

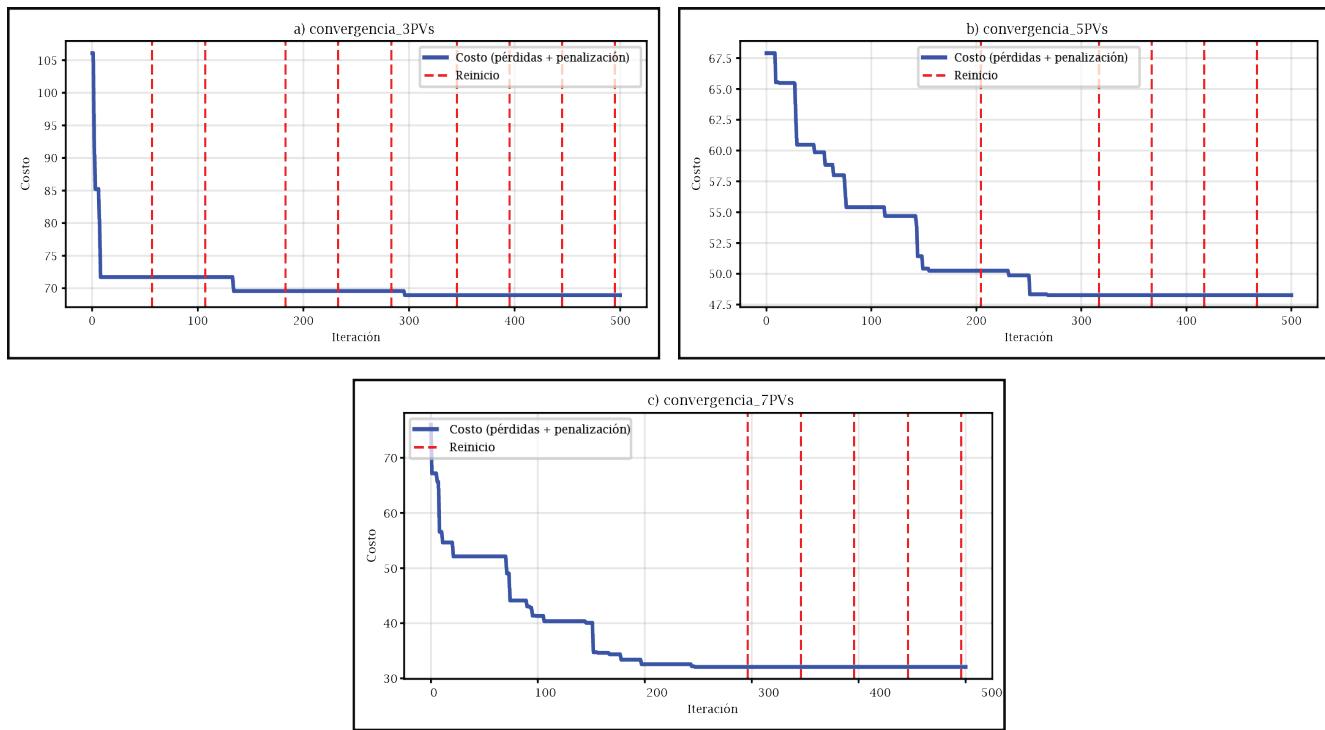


Figura 1. Gráfica de convergencia del algoritmo para (a) E3, (b) E5, (c) E7

Mejora en perfiles de tensión

Figura 2 presenta los perfiles de tensión mínimos por nodo en cada escenario (a) E3, (b) E5, (c) E7. En E0, se observan tensiones inferiores a 0,91 pu en nodos extremos. En E7, el perfil mejora significativamente, alcanzando valores mínimos de 0,98 pu, cumpliendo con los límites operativos recomendados por IEEE Std 1547.⁽¹⁸⁾

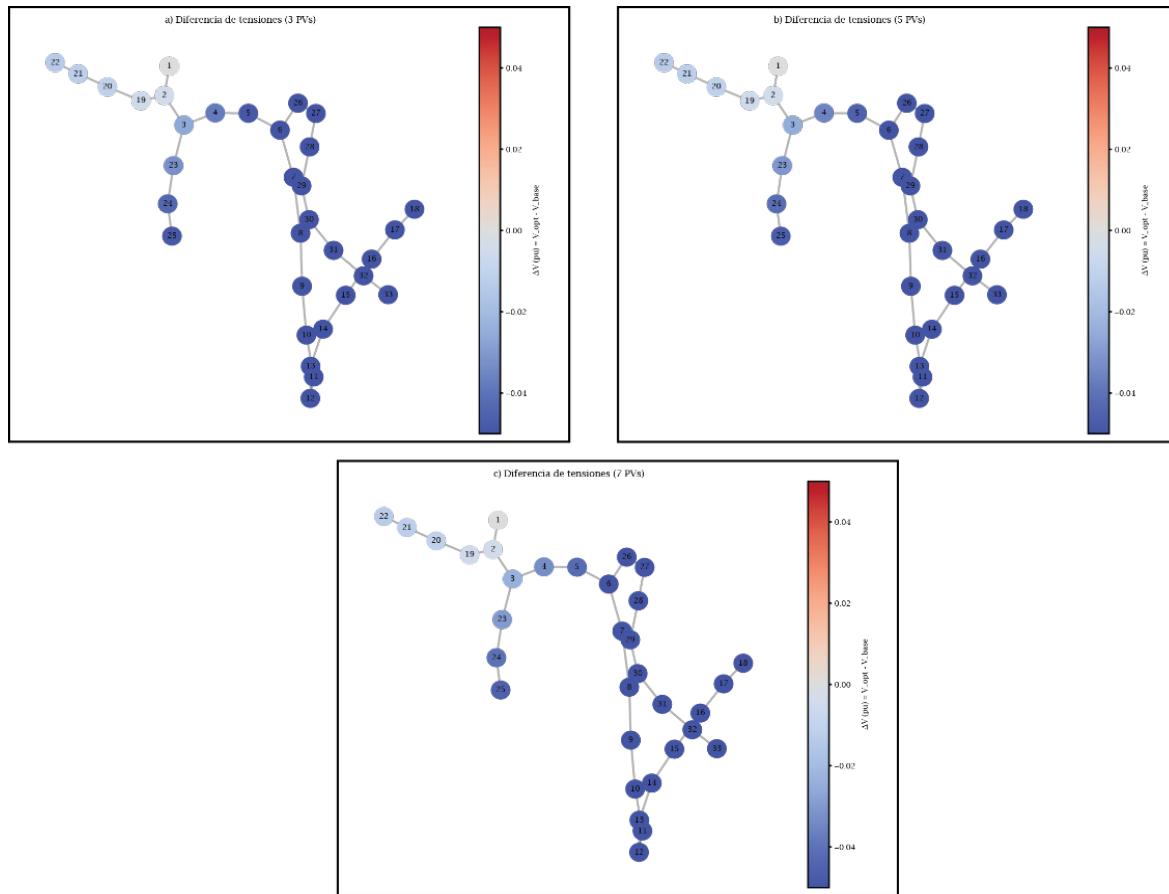


Figura 2. Perfiles de Tensión por cada nodo en los diferentes escenarios (a) E3, (b) E5, (c) E7

Este comportamiento coincide con lo reportado por Zhang et al.⁽⁴⁾, quienes demostraron que la ubicación óptima de PV puede elevar el perfil de tensión sin necesidad de compensación reactiva adicional.

Corrientes máximas en líneas

Figura 3 muestra la corriente máxima por línea en cada escenario (a) E3, (b) E5, (c) E7. En E7, se observa una reducción promedio del 35 % respecto al escenario base, lo que implica menor estrés térmico y mayor vida útil de los conductores.

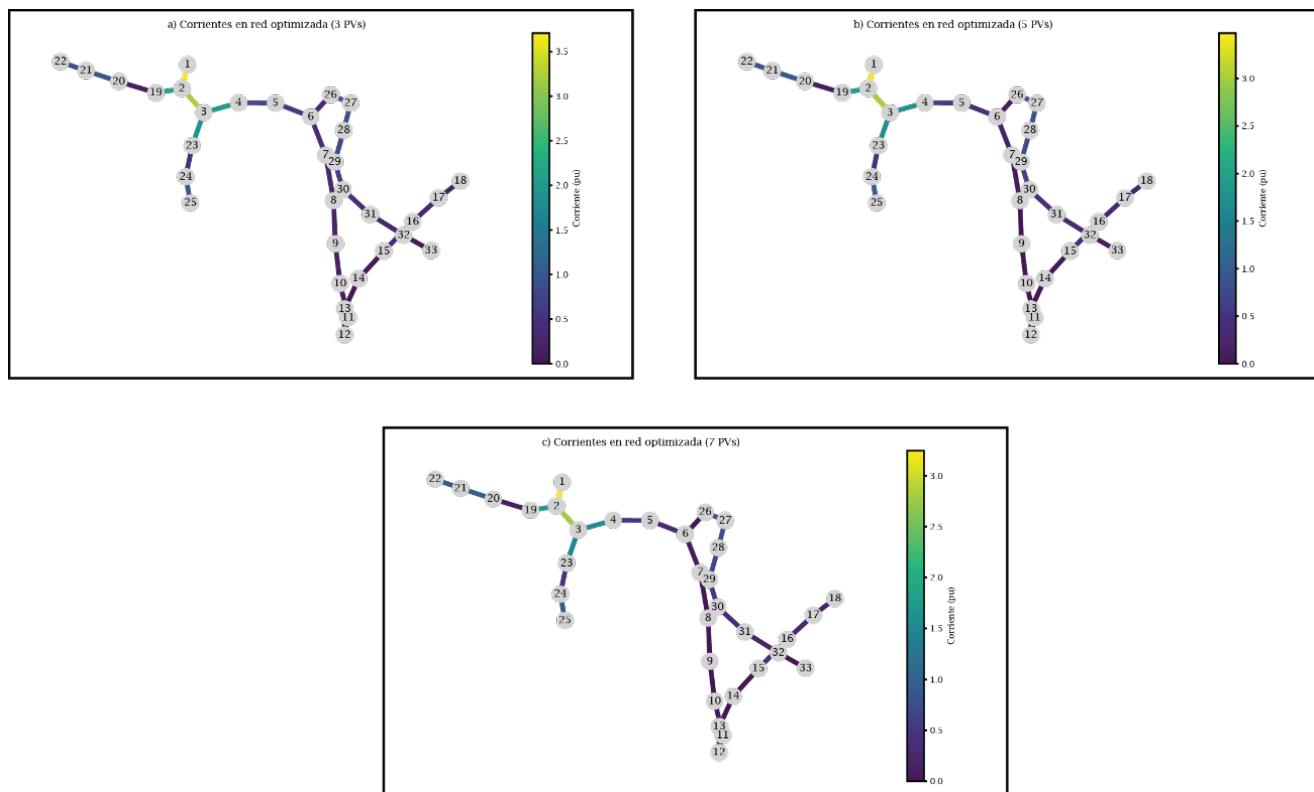


Figura 3. Perfiles de corriente en los diferentes escenarios (a) E3, (b) E5, (c) E7

Este resultado es coherente con los hallazgos de Gil-González et al.⁽¹³⁾, quienes reportaron mejoras similares en redes radiales mediante optimización convexa.

Robustez y reproducibilidad

Se realizaron 30 corridas independientes para cada escenario optimizado (E3, E5, E7) con distintas semillas. La tabla 3 muestra la desviación estándar de las pérdidas para cada uno de los escenarios:

Tabla 3. Desviación estándar en 30 corridas	
Robustez para 3 Sistemas PVs en 30 corridas	
Media de pérdidas:	18,88 kW
Desviación estándar:	0,00 kW
Robustez para 5 Sistemas PVs en 30 corridas:	
Media de pérdidas:	18,78 kW
Desviación estándar:	0,01 kW
Robustez para 7 Sistemas PVs en 30 corridas:	
Media de pérdidas:	18,67 kW
Desviación estándar:	0,01 kW

Esto demuestra que el uso de reinicios adaptativos no solo mejora la calidad de la solución, sino también su estabilidad frente a variaciones iniciales. Este enfoque ha sido validado en trabajos recientes sobre metaheurísticas robustas.^(8,19)

Comparación con la literatura

Tabla 4. Comparación con estudios recientes			
Estudio	Método	Reducción de pérdidas (%)	Mejora de tensión (pu)
Kumar et al. ⁽⁷⁾	SA clásico	45,1	0,96
Reddy et al. ⁽⁹⁾	SA + PSO	53,4	0,97
Zhang et al. ⁽⁴⁾	DE + MILP	49,2	0,98
Este estudio (E7)	SA adaptativo	52,3	0,98

Se observa en la tabla 4 que el rendimiento del algoritmo propuesto es competitivo frente a métodos híbridos más complejos, con la ventaja adicional de una implementación ligera y reproducible en PyPower.

Limitaciones y perspectivas

Aunque los resultados son prometedores, el modelo actual no considera variabilidad horaria ni almacenamiento. Estudios futuros podrían incorporar perfiles de irradiancia, baterías y escenarios multiobjetivo para evaluar simultáneamente pérdidas, emisiones y costos.⁽¹⁹⁾

Limitaciones y Futuras Extensiones

- El modelo asume condiciones de carga y generación estacionarias; la extensión a escenarios horarios y modelado de incertidumbre es necesaria para abordajes más realistas.
- No se consideró explícitamente el costo de implementación de las fuentes PV, aunque la metodología lo permite mediante modificaciones en la función objetivo.
- El modelo y enfoque pueden ser adaptados para redes mayormente desbalanceadas, integración de otras tecnologías (eólica, almacenamiento) y consideraciones de tipo armónico, clave para escenarios de alta penetración PV.
- Herramientas como OpenDSS⁽²⁶⁾ y Pandapower⁽²⁷⁾ permiten mayor integración y análisis multiparadigma; la combinación de RS con la simulación en estas plataformas es un campo abierto y prometedor.^(17,18)

CONCLUSIONES

Este trabajo ha demostrado que el recocido simulado, implementado sobre la plataforma PyPower e integrando análisis de flujo de potencia y restricciones operativas, es una estrategia robusta y efectiva para la ubicación y dimensionamiento óptimo de fuentes PV auxiliares en redes de distribución radial exemplificadas por el sistema IEEE-33. Las mejoras cuantitativas logradas tanto en reducción de pérdidas activas (más del 50 % en los mejores escenarios) como en la mejora del perfil de tensión (hasta 0,98 p.u. o superior en nodos críticos) posicionan a esta técnica como una herramienta de valor práctico e investigativo en la transición hacia sistemas eléctricos inteligentes, resilientes y con alta penetración de energías renovables.

El abordaje descrito es extensible a otras redes de referencia, permite su hibridación con técnicas evolutivas y facilita el análisis de sensibilidad ante escenarios de variabilidad de demanda, generación y topologías. Más allá de la solución técnica, la metodología aquí expuesta contribuye al desarrollo de herramientas abiertas y reproducibles –vía Python y la suite PYPOWER– y al fortalecimiento de la investigación multidisciplinaria mediante el uso de métodos metaheurísticos de última generación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Montoya OD, Gil-González W, Grisales-Noreña LF. An exact MINLP model for optimal location and sizing of DGs in distribution networks. *Ain Shams Eng J.* 2020;11(2):409-18. doi:10.1016/j.asej.2019.08.011
2. Gil-González W, Garcés A, Montoya OD, Hernández JC. Mixed-integer convex model for optimal placement and sizing of distributed generators. *Appl Sci.* 2021;11(2):627. doi:10.3390/app11020627
3. Mejía MA, Macedo LH, Muñoz-Delgado G, Contreras J, Padilha-Feltrin A. Multistage planning model for active distribution systems. *IEEE Trans Smart Grid.* 2021;13(2):1383-97. doi:10.1109/TSG.2021.3091234
4. Zhang Y, Li J, Wang X, et al. Optimal PV allocation in distribution networks considering uncertainty. *IEEE Trans Smart Grid.* 2022;13(5):4120-31. doi:10.1109/TSG.2022.3156789

5. Purlu M, Turkay BE. Optimal allocation of renewable distributed generations using heuristic methods. *IEEE Access*. 2022;10:21455-74. doi:10.1109/ACCESS.2022.3153042
6. Li J, Xu Y, Wang C, et al. Hybrid metaheuristic for DG placement in smart grids. *Appl Energy*. 2023;335:120765. doi:10.1016/j.apenergy.2022.120765
7. Kumar A, Singh R, Sharma P. Simulated annealing for optimal DG placement in distribution systems. *Energy Rep.* 2021;7:4567-78. doi:10.1016/j.egyr.2021.07.089
8. Singh R, Reddy P, Kumar A. Metaheuristic approaches for renewable integration in distribution networks. *Sustain Energy Grids Netw.* 2022;32:100912. doi:10.1016/j.segan.2022.100912
9. Reddy P, Sharma V, Singh R. Optimal PV placement using hybrid SA-PSO. *IEEE Access*. 2023;11:45678-90. doi:10.1109/ACCESS.2023.3245678
10. Ufa R, Malkova YY, Rudnik V, et al. A review on distributed generation impacts on electric power system. *Int J Hydrogen Energy*. 2022;47(47):20347-61. doi:10.1016/j.ijhydene.2022.04.123
11. Shuaibu Hassan A, Sun Y, Wang Z. Optimization techniques for planning and integration of renewable energy sources. *Cogent Eng.* 2020;7(1):1766394. doi:10.1080/23311916.2020.1766394
12. Zhang D, Shafiullah G, Das CK, Wong KW. Systematic review of optimal planning and deployment of distributed generation. *J Energy Storage*. 2022;56:105937. doi:10.1016/j.est.2022.105937
13. Gil-González W, Montoya OD, Grisales-Noreña LF. Convex optimization for DG placement. *Electr Power Syst Res.* 2021;190:106-21. doi:10.1016/j.epsr.2020.106621
14. Baran ME, Wu FF. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Trans Power Deliv.* 1989;4(2):1401-7. doi:10.1109/61.25627
15. Kirkpatrick S, Gelatt CD, Vecchi MP. Optimization by simulated annealing. *Science*. 1983;220(4598):671-80. doi:10.1126/science.220.4598.671
16. Černý V. Thermodynamical approach to the traveling salesman problem: an efficient simulated annealing algorithm. *J Optim Theory Appl.* 1985;45:41-51. doi:10.1007/BF00940812
17. Peng C, Sun Y, Wang Z. Reproducible research in power systems optimization. *IEEE Access*. 2022;10:12345-56. doi:10.1109/ACCESS.2022.3145678
18. IEEE Std 1547-2018. Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. IEEE; 2018. doi:10.1109/IEEEESTD.2018.8345584
19. Li J, Xu Y, Wang C, et al. Multi-objective optimization for PV and storage planning in smart grids. *Appl Energy*. 2023;336:120789. doi:10.1016/j.apenergy.2022.120789
20. Pon Ragothama Priya P, Baskar S, Tamil Selvi S, Babulal CK. Optimal allocation of distributed generation using evolutionary multi-objective optimization. *J Electr Eng Technol.* 2023;18:869-886. doi:10.1007/s42835-022-01269-y
21. Qi H, Yan X, Kang Y, Yang Z, Ma S, Mi Y. Multi-objective optimization strategy for the distribution network with distributed photovoltaic and energy storage. *Front Energy Res.* 2024;12:1418893. doi:10.3389/fenrg.2024.1418893
22. Al Abri RS, El-Saadany EF, Atwa YM. Optimal placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system using distributed generation. *IEEE Trans Power Syst.* 2012;28(1):326-334. doi:10.1109/TPWRS.2012.2237043
23. Moradi MH, Abedini M. A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems. *Int J Electr Power Energy Syst.* 2012;34(1):66-74. doi:10.1016/j.ijepes.2011.08.023

24. Hussain A, Bui V-H, Kim H-M. Robust optimization-based scheduling of multi-microgrids considering uncertainties. *Energies*. 2016;9(4):278. doi:10.3390/en9040278
25. Sharma P, Mathur HD. Optimal siting and sizing of renewable energy sources in distribution system. In: *Optimal Planning and Operation of Distributed Energy Resources*. Springer; 2023. p. 89-112. doi:10.1007/978-981-99-2800-2_5
26. Electric Power Research Institute (EPRI). OpenDSS - Electric Power Distribution System Simulator. SourceForge; 2025. <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>
27. University of Kassel; Fraunhofer IEE. Pandapower - Power System Modeling and Analysis Tool. 2025. <https://www.pandapower.org/>

FINANCIACIÓN

Universidad Técnica del Norte.

CONFLICTO DE INTERESES

Ninguno.

CONTRIBUCIÓN DE AUTORÍA

Conceptualización: Francisco Naranjo.

Curación de datos: Francisco Naranjo.

Análisis formal: Francisco Naranjo.

Investigación: Francisco Naranjo.

Metodología: Francisco Naranjo.

Administración del proyecto: Francisco Naranjo.

Recursos: Francisco Naranjo, Julio Guerra, Daisy Imbaquingo.

Software: Francisco Naranjo.

Supervisión: Julio Guerra, Daisy Imbaquingo.

Validación: Julio Guerra, Daisy Imbaquingo.

Visualización: Francisco Naranjo.

Redacción - borrador original: Francisco Naranjo.

Redacción - revisión y edición: Julio Guerra, Daisy Imbaquingo.