



fecha de presentación: 14/12/2025, fecha de aceptación: 22/01/2026, fecha de publicación: 01/02/2026

Adriano Ramírez-Galeano<sup>1</sup>

**E-mail:** [adriano.ramirez@unach.edu.ec](mailto:adriano.ramirez@unach.edu.ec)

**Orcid:** <https://orcid.org/0009-0000-0328-836X>

Miguel Alfonso Flores-Sánchez<sup>2</sup>

**E-mail:** [miguel.flores@epn.edu.ec](mailto:miguel.flores@epn.edu.ec)

**Orcid:** <https://orcid.org/0000-0002-7742-1247>

<sup>1</sup>Universidad Nacional de Chimborazo. Riobamba, Ecuador

<sup>2</sup>Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador

## Cita sugerida (APA, séptima edición)

Ramírez-Galeano, A. (2026). Optimización de la capacidad de carga en microrredes (Smart Grid) usando programación lineal. *Revista Sociedad & Tecnología*, 9(S1), 98-109, DOI: <https://doi.org/10.51247/st.v9iS1.731>.

==== o =====

## Optimización de la capacidad de carga en microrredes (SmartGrid) usando programación lineal.

### RESUMEN

Este trabajo presenta el diseño, formulación e implementación de un modelo de optimización energética basado en programación lineal mixta entera, aplicado a la operación anual de una microrred residencial con generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y conexión a la red eléctrica. La metodología empleada se fundamentó en la formulación matemática del problema de despacho energético horario, incorporando restricciones técnicas asociadas al balance de energía, la dinámica del estado de carga de la batería, los límites de potencia y la no simultaneidad de carga y descarga. El modelo fue implementado en el entorno de código abierto Pyomo, utilizando Python y un solver lineal de libre acceso, lo que garantiza su reproducibilidad y adaptabilidad a distintos contextos. Para evaluar el desempeño del enfoque propuesto, los resultados obtenidos se compararon con los de una estrategia heurística anual basada en reglas secuenciales de despacho. Los resultados muestran que el modelo de programación matemática permite reducir el costo anual de operación entre un 2 % y un 3 %, incrementar significativamente el aprovechamiento de la energía fotovoltaica y disminuir la energía comprada a la red entre un 30 % y un 40 %, manteniendo en todos los casos una cobertura del 100 % de la demanda. El estudio confirmó la viabilidad y el potencial de las técnicas de optimización matemática como herramientas de apoyo para la gestión eficiente y sostenible de microrredes eléctricas en entornos residenciales.

**Palabras clave:** optimización energética, Pyomo, programación lineal mixta entera, microrredes, energías renovables, almacenamiento en baterías.

==== o =====

## Optimization of load capacity in microgrids (SmartGrid) using linear programming

### ABSTRACT

This work presents the design, formulation, and implementation of an energy optimization model based on mixed-integer linear programming, applied to the annual operation of a residential microgrid with photovoltaic generation, battery energy storage, and grid

connection. The proposed methodology is grounded in the mathematical formulation of an hourly energy dispatch problem, incorporating technical constraints related to energy balance, battery state-of-charge dynamics, power limits, and the non-simultaneity of charging and discharging processes. The model was implemented using the open-source Pyomo environment within Python, together with a freely available linear solver, ensuring reproducibility and adaptability to different contexts. To assess the performance of the proposed approach, the obtained results were compared with those of an annual heuristic strategy based on sequential dispatch rules. The results show that the mathematical programming model achieves an annual operating cost reduction of between 2% and 3%, significantly increases the utilization of photovoltaic energy, and reduces grid energy purchases by 30% to 40%, while maintaining 100% demand coverage in all cases. The study confirms the feasibility and potential of mathematical optimization techniques as decision-support tools for the efficient and sustainable management of residential microgrids.

**Keywords:** energy optimization, Pyomo, mixed-integer linear programming, microgrids, renewable energy, battery storage.

==== o ====

## Otimização da capacidade de carga em microrredes (SmartGrid) usando programação linear

### RESUMO

Este trabalho apresenta o projeto, a formulação e a implementação de um modelo de otimização energética baseado em programação linear inteira mista, aplicado à operação anual de uma microrrede residencial com geração fotovoltaica, armazenamento de energia em baterias e conexão à rede elétrica. A metodologia proposta fundamenta-se na formulação matemática do problema de despacho energético horário, incorporando restrições técnicas relacionadas ao balanço de energia, à dinâmica do estado de carga da bateria, aos limites de potência e à não simultaneidade dos processos de carga e descarga. O modelo foi implementado no ambiente de código aberto Pyomo, utilizando Python e um solver linear de livre acesso, o que garante sua reprodutibilidade e adaptabilidade a diferentes contextos. Para avaliar o desempenho da abordagem proposta, os resultados obtidos foram comparados com os de uma estratégia heurística anual baseada em regras sequenciais de despacho. Os resultados mostram que o modelo de programação matemática permite reduzir o custo anual de operação entre 2% e 3%, aumentar significativamente o aproveitamento da energia fotovoltaica e reduzir a energia adquirida da rede entre 30% e 40%, mantendo, em todos os casos, uma cobertura de 100% da demanda. O estudo confirma a viabilidade e o potencial das técnicas de otimização matemática como ferramentas de apoio à gestão eficiente e sustentável de microrredes elétricas em ambientes residenciais.

**Palavras-chave:** otimização energética, Pyomo, programação linear inteira mista, microrredes, energias renováveis, armazenamento em baterias.

==== o ====

### INTRODUCCIÓN

La literatura científica reciente ha incluido contribuciones investigativas en microrredes eléctricas que emplean programación matemática y metaheurísticas para analizar su planificación y operación. Trabajos como los de Dolara et al. (2017) y Liu et al. (2023) han demostrado la aplicabilidad de modelos de programación matemática para coordinar recursos distribuidos bajo restricciones técnicas y económicas. No obstante, persisten brechas metodológicas en la representación dinámica del almacenamiento, en la gestión horaria de la demanda y en la incorporación de variaciones temporales de precios y radiación solar en horizontes operativos extendidos (González-Niño et al., 2025; Pradhan et al., 2017).

La necesidad de un modelo accesible, reproducible y adaptable a diferentes contextos constituye uno de los motivos de este trabajo. Se propone la implementación de una herramienta de simulación y optimización en Pyomo, entorno de código abierto en Python, que permite analizar la operación anual de microrredes eléctricas con generación fotovoltaica, conexión a red y almacenamiento en baterías. Este enfoque facilita la comparación entre distintas estrategias operativas y la evaluación del impacto del almacenamiento en los costos energéticos y en la cobertura de la demanda (Jokar-Dehoie et al., 2022; Giuseppi et al., 2020).

La transición energética hacia sistemas eléctricos más sostenibles ha impulsado el desarrollo de microrredes como una solución clave para integrar generación distribuida basada en fuentes renovables, almacenamiento de energía y cargas locales. Las microrredes permiten mejorar la eficiencia energética, reducir las pérdidas de transmisión y aumentar la resiliencia del sistema eléctrico frente a fallas o contingencias, especialmente en entornos residenciales y rurales (Bose y Zhang, 2023; Uddin et al., 2023).

En este contexto, la operación óptima de microrredes se ha convertido en un problema de investigación relevante, dado que la variabilidad inherente de las fuentes renovables y la limitada capacidad de almacenamiento plantean desafíos significativos para garantizar el equilibrio entre oferta y demanda. Diversos estudios han demostrado que los modelos de programación matemática, en particular la programación lineal y la programación lineal mixta entera, constituyen herramientas eficaces para coordinar recursos energéticos distribuidos bajo restricciones técnicas y económicas (Dolara et al., 2017; Balderrama et al., 2019).

No obstante, una parte importante de la literatura se centra en horizontes de operación diarios o de corto plazo, o bien en estudios de planificación con simplificaciones significativas de la dinámica del almacenamiento. Persisten brechas metodológicas relacionadas con la representación detallada del estado de carga de las baterías, la incorporación de perfiles horarios anuales realistas y el análisis comparativo frente a estrategias heurísticas comúnmente empleadas en aplicaciones prácticas (Doostizadeh et al., 2019; Liu et al., 2023).

Adicionalmente, el acceso a herramientas de optimización reproducibles y de código abierto sigue siendo un desafío para investigadores y profesionales, especialmente en contextos académicos o de países en desarrollo. Plataformas como Pyomo, integradas en el ecosistema Python, ofrecen una alternativa robusta para la formulación y resolución de problemas de optimización energética, facilitando la transparencia del modelo y su adaptación a diferentes configuraciones de microrredes (Hart et al., 2017).

En este marco, el presente trabajo propone un modelo de optimización anual para la operación de una microrred residencial híbrida, implementado en Pyomo y comparado con una estrategia heurística de despacho. El objetivo es cuantificar los beneficios de la optimización matemática en términos de reducción de costos, incremento del aprovechamiento de la energía fotovoltaica y mejora de la autosuficiencia energética, contribuyendo así a la literatura sobre gestión óptima de microrredes en escenarios realistas de operación.

### **Objetivo general:**

Desarrollar e implementar un modelo de optimización para la operación anual de una microrred híbrida, con el fin de minimizar los costos energéticos y garantizar la continuidad del suministro eléctrico bajo distintas condiciones operativas.

### **Hipótesis:**

La coordinación óptima entre generación fotovoltaica, almacenamiento y compra de energía a red permite reducir los costos totales y mejorar la cobertura de la demanda, superando el desempeño de enfoques heurísticos sin comprometer las restricciones operativas del sistema.

## **MARCO TEÓRICO O REFERENCIAL**

Las microrredes pueden definirse como sistemas eléctricos locales que integran generación distribuida, almacenamiento de energía y cargas, con la capacidad de operar tanto conectadas a la red principal como en modo isla. Su implementación ha sido ampliamente estudiada como una estrategia para aumentar la fiabilidad del suministro eléctrico y facilitar la integración de energías renovables variables (Safder et al., 2023; Uddin et al., 2023).

Desde el punto de vista de la operación, la gestión energética de una microrred implica la coordinación óptima de múltiples recursos con características técnicas y económicas heterogéneas. La programación matemática ha sido utilizada extensamente para abordar este problema, permitiendo formular funciones objetivo orientadas a la minimización de costos, emisiones o pérdidas, sujetas a restricciones de balance de energía y límites operativos (Dolara et al., 2017; Ouramdane et al., 2021).

La programación lineal mixta entera (MILP, por sus siglas en inglés) resulta particularmente adecuada para la modelación de microrredes, ya que permite incorporar decisiones discretas, como el encendido y apagado de equipos o la no simultaneidad de carga y descarga de baterías. Estudios como los de Balderrama et al. (2019) y Lotfi y Khodaei (2017) demuestran que los modelos MILP ofrecen un compromiso adecuado entre precisión y complejidad computacional (Dev et al., 2025).

El modelado del almacenamiento en baterías constituye uno de los elementos más críticos en la optimización de microrredes. La dinámica del estado de carga, las eficiencias de carga y descarga y los límites de operación influyen de manera directa en la capacidad del sistema para desplazar energía en el tiempo y reducir la dependencia de la red eléctrica. Liu et al. (2023) destacan que una representación adecuada del almacenamiento es fundamental para capturar los beneficios reales de la optimización (Rajendran Pillai et al., 2023; Shafiullah et al., 2022).

Finalmente, la comparación entre modelos de optimización y estrategias heurísticas resulta esencial para evaluar el valor agregado de los enfoques matemáticos. Las heurísticas, basadas en reglas simples de despacho, suelen ser fáciles de implementar, pero no garantizan optimalidad global (Joshani, 2025). En contraste, los modelos de optimización permiten explotar de manera sistemática la flexibilidad del sistema, logrando reducciones de costos y mejoras en la autosuficiencia energética, tal como se evidencia en diversos estudios recientes (Moosavi et al., 2025; Nagarajan et al., 2025).

### **Fundamento teórico y técnico del modelo**

En términos generales, el problema se expresa como se observa en el gráfico 1:

## Gráfico 1

*Términos generales*

$$\min Z = \sum_{t=1}^T (C_{red,t} P_{red,t} + C_{FV,t} G_{FV,t} + C_{bat,t} B_{d,t} + C_{loss,t} L_t + C_{curt,t} Curt_t) \quad 1.$$

Sujeto a:

### Balance de energía

$$G_{FV,t} + B_{d,t} + P_{red,t} = D_t - L_t + B_{c,t} \quad 2.$$

### Dinámica del estado de carga (SOC)

$$SOC_t = SOC_{t-1} + \eta_c B_{c,t} - \frac{1}{\eta_d} B_{d,t} \quad 3.$$

### Límites de capacidad y operación de la batería

$$SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max} \quad 4.$$

$$0 \leq B_{c,t} \leq P_c^{max} \quad 5.$$

$$\leq B_{d,t} \leq P_d^{max} \quad 6.$$

### restricción de no simultaneidad de carga y descarga

$$B_{c,t} \leq P_c^{max} \quad 7.$$

$$y_{t,d,t} \leq P_d^{max} (1 - y_t) \quad 8.$$

$$y_t \in \{0,1\} \quad 9.$$

### Límite de generación fotovoltaica y vertido

$$G_{FV,t} + Curt_t \leq G_{FV,t}^{disp} \quad 10.$$

## Metodología

La investigación es de tipo aplicada y cuantitativa, con enfoque analítico y explicativo. El propósito es evaluar la operación anual de una microrred residencial con generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y conexión a la red, utilizando un modelo de programación matemática implementado en Pyomo (Python) y comparándolo con una estrategia heurística basada en reglas de despacho.

## Datos y parámetros

Los parámetros principales del modelo incluyen:

- Capacidad de la batería (6 kWh en el Caso A y 10 kWh en el Caso B).
- Estado de carga inicial y mínimo (50 % y 40 % de la capacidad, respectivamente).
- Límites de potencia de carga y descarga de la batería.
- Eficiencias de carga y descarga.
- Costos unitarios de la energía comprada a la red, de la energía fotovoltaica utilizada y de la energía descargada de la batería.
- Penalización por energía no servida, suficientemente alta para obtener soluciones sin déficit.

Se analizaron dos configuraciones de diseño:

- Caso A: perfil de demanda base, sistema fotovoltaico nominal y batería de 6 kWh.
- Caso B: demanda incrementada (aproximadamente 40 % superior), sistema fotovoltaico ampliado y batería de 10 kWh.

## Formulación matemática

El modelo de programación matemática minimiza el costo total anual de operación sujeto a:

- Balance de energía horario.
- Límites técnicos de la batería (capacidad, potencia, SOC mínimo y máximo).
- Disponibilidad de generación fotovoltaica.
- Restricción de no simultaneidad carga/descarga mediante variables binarias.
- Condición de SOC final mínimo al cierre del horizonte anual.

Las variables de decisión incluyen la energía comprada a la red, la energía fotovoltaica utilizada, la energía de carga y descarga de la batería, la energía no servida y la variable binaria de operación de la batería. El problema se resuelve con GLPK a partir del modelo generado en Pyomo. En paralelo, se formuló un modelo heurístico de despacho anual que aplica una estrategia secuencial por hora: utilizar primero la energía fotovoltaica disponible, luego la batería (respetando sus límites) y finalmente la red. Esta heurística no garantiza optimalidad global, pero sirve como referencia para cuantificar el beneficio de aplicar un modelo de optimización formal.

## Procedimiento

El procedimiento seguido puede resumirse en las etapas siguientes:

1. Construcción de los perfiles horarios de demanda y generación fotovoltaica y su réplica a lo largo de un año.
2. Implementación del modelo de programación matemática en Pyomo, incluyendo la función objetivo y las restricciones descritas.
3. Simulación de los dos casos de diseño (A y B) con el modelo de programación matemática sobre el horizonte anual.
4. Implementación y ejecución de la heurística anual de despacho para los mismos perfiles y parámetros de cada caso.
5. Cálculo de métricas agregadas: costo total anual, energía comprada a la red, energía fotovoltaica utilizada, energía descargada de la batería, energía no servida y cobertura de demanda.
6. Comparación de los resultados del modelo de programación matemática frente a la heurística para los casos A y B.

Este enfoque permite analizar la interacción entre generación fotovoltaica, batería y red en escenarios anuales y cuantificar de manera objetiva la mejora que aporta la optimización frente a un esquema de control por reglas.

## RESULTADOS Y ANÁLISIS

El modelo de programación matemática logró cubrir el 100 % de la demanda anual en ambos casos de diseño sin incurrir en déficit de energía, es decir, la energía no servida anual es nula en todos los escenarios. A continuación, se resumen los resultados globales de costo y flujos energéticos para el año completo.

### Caso A (demanda base, batería de 6 kWh)

- Modelo de programación matemática:
  - Costo anual: 398,72 USD.
  - Demanda anual: 5785,25 kWh.

- Energía fotovoltaica utilizada: 4562,50 kWh.
- Energía comprada a la red: 1396,83 kWh.
- Energía descargada desde la batería: 1030,42 kWh.
- Cobertura de demanda: 100 %.
- Energía no servida: 0,0 kWh.
- Modelo heurístico:
  - Costo anual: 410,59 USD.
  - Demanda anual: 5785,25 kWh.
  - Energía fotovoltaica utilizada: 3358,00 kWh.
  - Energía comprada a la red: 2426,68 kWh.
  - Energía descargada desde la batería: 0,57 kWh.
  - Cobertura de demanda: 100 %.
  - Energía no servida: 0,0 kWh.

En el Caso A, el modelo de programación matemática reduce el costo anual en aproximadamente 2,9 % con respecto a la heurística y disminuye en torno a 42,4 % la energía comprada a la red. Además, incrementa en aproximadamente 35,9 % la energía fotovoltaica aprovechada y utiliza la batería de manera mucho más intensa que el enfoque heurístico, que prácticamente no explota el almacenamiento.

Si se define la autosuficiencia energética como la fracción de la demanda anual cubierta por recursos locales (generación fotovoltaica y batería), esta se incrementa del orden de 58 % con la heurística a cerca de 76 % con el modelo de programación matemática, lo que refleja una mayor independencia de la red.

### **Caso B (demanda incrementada y batería de 10 kWh)**

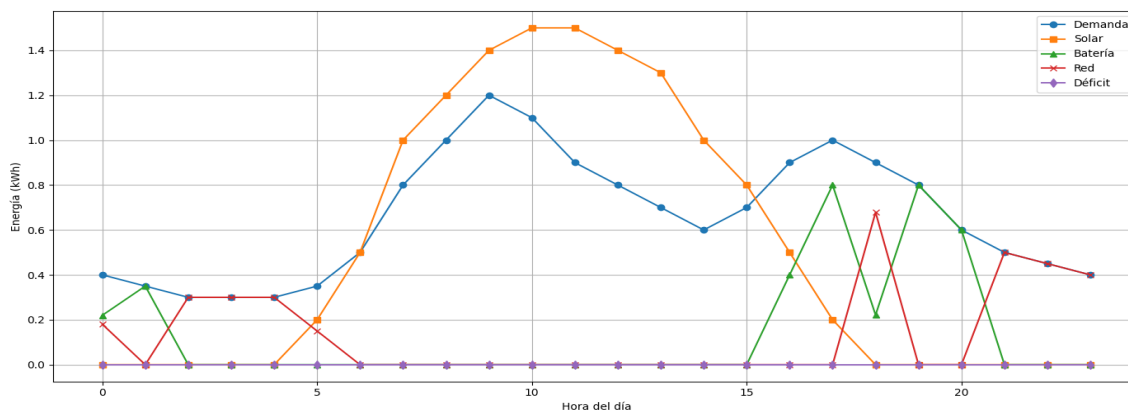
- Modelo de programación matemática:
  - Costo anual: 564,74 USD.
  - Demanda anual: 8099,35 kWh.
  - Energía fotovoltaica utilizada: 5931,25 kWh.
  - Energía comprada a la red: 2352,92 kWh.
  - Energía descargada desde la batería: 1096,33 kWh.
  - Cobertura de demanda: 100 %.
  - Energía no servida: 0,0 kWh.
- Modelo heurístico:
  - Costo anual: 577,36 USD.
  - Demanda anual: 8099,35 kWh.
  - Energía fotovoltaica utilizada: 4650,10 kWh.
  - Energía comprada a la red: 3448,30 kWh.
  - Energía descargada desde la batería: 0,95 kWh.
  - Cobertura de demanda: 100 %.
  - Energía no servida: 0,0 kWh.

En el Caso B, el modelo de programación matemática reduce el costo anual en aproximadamente 2,2 % respecto del enfoque heurístico, disminuye en torno a 31,8 % la energía comprada a la red y aumenta en aproximadamente 27,6 % la energía fotovoltaica utilizada. De nuevo, la batería es explotada de forma significativa por el modelo de optimización, mientras que la heurística apenas utiliza el almacenamiento.

En ambos casos, la autosuficiencia energética anual se sitúa alrededor de 71 % con el modelo de programación matemática, frente a valores del orden de 57 % en la estrategia heurística, lo que confirma el aporte del almacenamiento en términos de reducción de dependencia de la red y mejor aprovechamiento del recurso solar disponible. Estos resultados son consistentes con la literatura, que destaca la capacidad de los modelos de optimización lineal y mixta entera para coordinar múltiples recursos energéticos distribuidos (Balderrama et al., 2019; Liu et al., 2023).

**Figura 2**

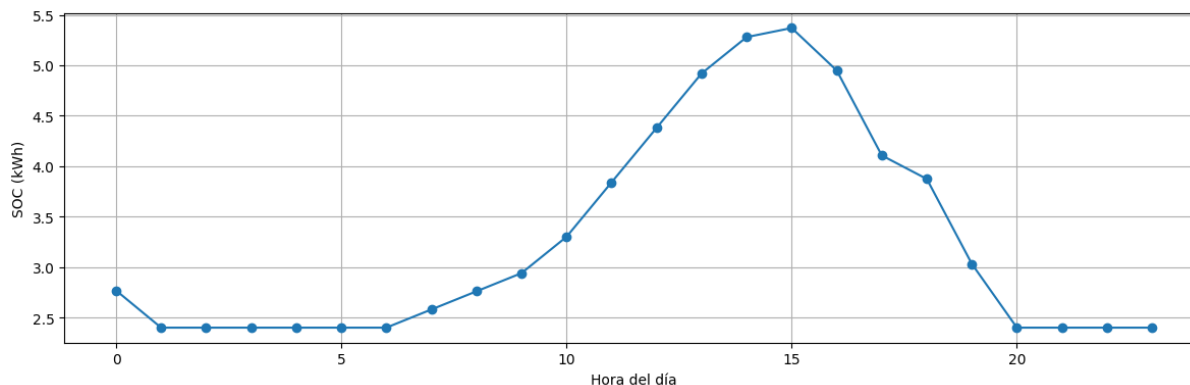
*Flujos horarios de energía del sistema optimizado mediante MILP para un día representativo*



Nota. La figura muestra la demanda eléctrica, la energía fotovoltaica utilizada, la energía suministrada por la batería, la energía comprada a la red y la energía no servida a lo largo de las 24 horas del día. Se observa que la demanda es cubierta completamente en todo el horizonte horario sin incurrir en déficit energético, priorizando el uso de la generación fotovoltaica y el almacenamiento antes de recurrir a la red eléctrica.

**Figura 3**

*Evolución horaria del estado de carga (SOC) de la batería para un día representativo.*



Nota. La figura presenta la dinámica del estado de carga de la batería a lo largo del día. El SOC se mantiene dentro de los límites técnicos establecidos, incrementándose durante las horas de mayor generación fotovoltaica y disminuyendo en los periodos de menor disponibilidad solar, lo que evidencia un uso eficiente y estable del sistema de almacenamiento.

Las Figuras 2 y 3 permiten analizar el comportamiento horario del sistema energético bajo la estrategia de optimización MILP. En la Figura 2 se aprecia que la generación fotovoltaica cubre una parte significativa de la demanda durante las horas centrales del día, mientras que la

batería actúa como un mecanismo de desplazamiento temporal de energía, almacenando excedentes solares y suministrándolos en periodos de baja o nula generación. La compra de energía a la red se concentra principalmente en las horas nocturnas y de transición, reduciéndose de manera notable respecto a un esquema heurístico. Asimismo, la ausencia de energía no servida confirma que el modelo satisface completamente la demanda en todo el horizonte analizado. Por su parte, la Figura 3 evidencia que el estado de carga de la batería evoluciona de forma suave y controlada, respetando los límites mínimo y máximo definidos y cerrando el ciclo diario en condiciones operativamente viables. Este comportamiento valida la coherencia técnica del modelo y respalda los resultados agregados anuales, donde se observa una reducción del costo total y un incremento de la autosuficiencia energética gracias a la coordinación óptima entre generación fotovoltaica, almacenamiento y red eléctrica.

### **Métricas de desempeño**

A modo de síntesis, las métricas principales obtenidas son:

- Reducción de costos: aproximadamente 2,9 % en el Caso A y 2,2 % en el Caso B al comparar el modelo de programación matemática con la heurística.
- Reducción de energía comprada a la red: cerca de 42,4 % en el Caso A y 31,8 % en el Caso B con el modelo de programación matemática frente al heurístico.
- Incremento del aprovechamiento de energía fotovoltaica: aproximadamente 35,9 % en el Caso A y 27,6 % en el Caso B con el modelo de programación matemática.
- Autosuficiencia energética: alrededor de 76 % (Caso A) y 71 % (Caso B) con el modelo de programación matemática, frente a valores en torno a 58 % y 57 % con la heurística.
- Cumplimiento de restricciones técnicas: 100 % en todos los casos, sin simultaneidad de carga y descarga de la batería y sin violaciones de los límites de SOC.

### **DISCUSIÓN**

Los resultados permiten concluir que el modelo de programación lineal mixta entera constituye una herramienta eficaz para la gestión energética de microrredes híbridas con generación fotovoltaica y almacenamiento. Incluso en un escenario donde la heurística ya garantiza una cobertura del 100 % de la demanda anual, la formulación de programación matemática logra reducir de forma sistemática el costo total y mejorar el aprovechamiento de los recursos locales.

La reducción de costos obtenida, del orden de entre 2 % y 3 % según el caso de estudio, puede considerarse moderada en términos porcentuales, pero se acompaña de disminuciones muy significativas en la energía comprada a la red y de incrementos notables en el uso de la energía fotovoltaica. Desde un punto de vista técnico, la explotación adecuada de la batería permite aplanar los picos de compra a la red y desplazar el consumo hacia horas de menor costo, además de incrementar la autosuficiencia del sistema. Estos hallazgos coinciden con lo reportado por Balderrama et al. (2019) y Liu et al. (2023), quienes destacan el papel de los modelos de optimización en la coordinación de múltiples fuentes distribuidas.

En términos prácticos, el modelo desarrollado puede servir como soporte para la toma de decisiones sobre el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento, así como para el diseño de estrategias tarifarias que incentiven el uso eficiente de la energía. El uso de Pyomo y de solvers de código abierto facilita la transparencia del modelo, su reproducibilidad y su adaptación a otros contextos de microrredes residenciales y comerciales.

En una evaluación crítica, el modelo presenta buena eficiencia computacional y claridad metodológica, pero su rendimiento en aplicaciones reales dependerá de la calidad de los datos y de una adecuada parametrización del sistema. En escenarios más complejos, por ejemplo, microrredes interconectadas o con integración de recursos adicionales como generación eólica,

podrían requerirse extensiones del modelo, formulaciones no lineales o técnicas metaheurísticas para capturar con mayor fidelidad las dinámicas del sistema.

## **CONCLUSIONES**

El estudio confirma que los modelos de programación matemática implementados en Pyomo son herramientas eficaces para la gestión energética de microrredes híbridas con generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías. En los dos casos analizados, la coordinación óptima entre generación fotovoltaica, batería y red eléctrica permite reducir el costo anual de operación y, al mismo tiempo, aumentar la autosuficiencia energética del sistema respecto a una solución heurística de despacho.

Las simulaciones muestran que el modelo de programación matemática aprovecha de forma más intensiva la energía fotovoltaica y la capacidad de almacenamiento, reduciendo la energía comprada a la red entre un 30 % y un 40 % según el caso. Aunque la mejora porcentual en costo directo se sitúa en torno a un 2 % o 3 %, la reducción de dependencia de la red y el incremento de la autosuficiencia energética son significativos desde la perspectiva de la resiliencia del sistema y del uso eficiente de los recursos locales.

Desde el punto de vista metodológico, la implementación en Python y Pyomo, apoyada en solvers de código abierto, facilita la reproducibilidad del modelo y su escalabilidad hacia otras topologías y tamaños de microrred. Como líneas de trabajo futuras, se propone extender la formulación para incorporar la degradación de la batería, el tratamiento explícito de la incertidumbre en demanda y generación renovable y criterios ambientales, de modo que el modelo pueda emplearse como herramienta de apoyo en contextos de planificación y operación energética sostenible.

## **LIMITACIONES DEL ESTUDIO**

El presente estudio presenta algunas limitaciones que deben considerarse al interpretar los resultados. En primer lugar, se asume un comportamiento determinista de la demanda y de la generación fotovoltaica, sin incorporar explícitamente la incertidumbre asociada a la variabilidad climática o a cambios en los patrones de consumo. Asimismo, el modelo no considera la degradación de la batería ni costos de inversión y mantenimiento, centrándose únicamente en la operación anual. Estas simplificaciones permiten mantener la formulación lineal y la eficiencia computacional, pero pueden limitar la aplicabilidad directa de los resultados en contextos reales más complejos.

## **ESTUDIOS FUTUROS**

Como líneas de investigación futura, se propone extender el modelo para incorporar la incertidumbre en la demanda y la generación renovable mediante enfoques estocásticos o robustos. Asimismo, resulta de interés incluir modelos de degradación de baterías y criterios ambientales, como la minimización de emisiones de CO<sub>2</sub>, con el fin de evaluar compromisos entre costo, sostenibilidad y vida útil de los equipos. Finalmente, la aplicación del modelo a microrredes con múltiples usuarios o recursos adicionales, como generación eólica y respuesta de la demanda, permitiría ampliar su alcance y relevancia práctica.

## **RECONOCIMIENTO**

Los autores agradecen a la Universidad Nacional de Chimborazo por el apoyo académico brindado para el desarrollo de esta investigación, así como a la comunidad de desarrolladores de Pyomo y de software de código abierto, cuyas herramientas hicieron posible la implementación y validación del modelo propuesto

## REFERENCIAS

- Balderrama, S., Lombardi, F., Riva, F., Canedo, W., Colombo, E., y Quoilin, S. (2019). A two-stage linear programming optimization framework for isolated hybrid microgrids in a rural context: The case study of the "El Espino" community. *Energy*, 188, 116073. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116073>
- Bose, S., & Zhang, Y. (2023). Load restoration in islanded microgrids: Formulation and solution strategies. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, 11(3), 1345-1357.
- Dev, A., Kumar, V., Khare, G., Giri, J., Amir, M., Ahmad, F., ... & Anand, S. (2025). Advancements and Challenges in Microgrid Technology: A Comprehensive Review of Control Strategies, Emerging Technologies, and Future Directions. *Energy Science & Engineering*, 13(4), 2112-2134.
- Dolara, A., Grimaccia, F., Magistrati, G., y Marchegiani, G. (2017). Optimization models for islanded micro-grids: A comparative analysis between linear programming and mixed integer programming. *Energies*, 10(2), 241. <https://doi.org/10.3390/en10020241>
- Doostizadeh, M., Shakarami, M. R., & Bastami, H. (2019). Decentralized energy trading framework for active distribution networks with multiple microgrids under uncertainty. *Scientia Iranica*, 26(Special Issue on machine learning, data analytics, and advanced optimization techniques...), 3606-3621.
- Giuseppi, A., Pietrabissa, A., Liberati, F., & Di Giorgio, A. (2020, September). Controlled Optimal Black Start Procedures in Smart Grids for Service Restoration in Presence of Electrical Storage Systems. In *2020 28th Mediterranean Conference on Control and Automation (MED)* (pp. 746-751). IEEE.
- González-Niño, M. E., Sierra-Herrera, O. H., Pineda-Muñoz, W. A., Muñoz-Galeano, N., & López-Lezama, J. M. (2025). Exploring Technology Trends and Future Directions for Optimized Energy Management in Microgrids. *Information*, 16(3), 183.
- Hart, W. E., Laird, C., Watson, J.-P., Woodruff, D. L., Hackebeil, G. A., Nicholson, B. L., & Sirola, J. D. (2017). *Pyomo – Optimization modeling in Python* (2nd ed.). Springer.
- Jokar-Dehoie, M., Zare, M., Niknam, T., Aghaei, J., Pourbehzadi, M., Javidi, G., & Sheybani, E. (2022). Game theory-based bidding strategy in the three-level optimal operation of an aggregated Microgrid in an oligopoly market. *IEEE Access*, 10, 104719-104736.
- Joshan, A. (2025). Emerging trends and advanced techniques in power system optimization for future smart grids. *Power, Control, and Data Processing Systems*, 2(2), 26-38.
- Li, W., Huang, S., Zhang, T., Wang, R., y Wang, L. (2022). Large-scale matrix optimization-based multi microgrid topology design with a constrained differential evolution algorithm. *arXiv preprint arXiv:2207.08327*
- Liu, G., Ferrari, M. F., y Chen, Y. (2023). A mixed-integer linear programming-based distributed energy management for networked microgrids considering network operational objectives and constraints. *IET Energy Systems Integration*, 5(3), 257-270.
- Lotfi, H., y Khodaei, A. (2017). Co-optimization of generation and distribution planning in microgrids. *arXiv preprint*
- Montazeri, A., Sedighi Anaraki, A., y Aref, S. (2019). Optimal technical and economical operation of microgrids through the implementation of sequential quadratic programming algorithm. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(3), 1351-1360.
- Moosavi, M., Olamaei, J., y Shourkaei, H. M. (2025). Optimizing microgrid performance, A multi-objective strategy for integrated energy management with hybrid sources and demand response. *Scientific Reports*, 15, 17827.
- Moses Babu, K. V. S., Chakraborty, P., y Pal, M. (2025). Demand response optimization MILP framework for microgrids with DERs. *arXiv preprint arXiv:2502.08764*

- Nagarajan, K., Rajagopalan, A., Bajaj, M., Raju, V., Blazek, V., y Prokop, L. (2025). Improved Lyrebird optimization for multi microgrid sectionalizing and cost-efficient scheduling of distributed generation. *Scientific Reports*, 15, Artículo 17345. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-02200-x>
- Ouramdane, O., Elbouchikhi, E., Amirat, Y., & Sedgh Gooya, E. (2021). Optimal sizing and energy management of microgrids with vehicle-to-grid technology: A critical review and future trends. *Energies*, 14(14), 4166.
- Pradhan, S., Mishra, D., & Maharana, M. K. (2017, February). Energy management system for micro grid pertaining to renewable energy sources: A review. In *2017 International conference on innovative mechanisms for industry applications (ICIMIA)* (pp. 18-23). IEEE.
- Rajendran Pillai, V. R., Rajasekharan Nair Valsala, R., Raj, V., Petra, M. I., Krishnan Nair, S. K., & Mathew, S. (2023). Exploring the potential of microgrids in the effective utilisation of renewable energy: a comprehensive analysis of evolving themes and future priorities using main path analysis. *Designs*, 7(3), 58.
- Safder, M. U., Sanjari, M. J., Hamza, A., Garmabdari, R., Hossain, M. A., & Lu, J. (2023). Enhancing microgrid stability and energy management: Techniques, challenges, and future directions. *Energies*, 16(18), 6417.
- Shafiullah, M., Refat, A. M., Haque, M. E., Chowdhury, D. M. H., Hossain, M. S., Alharbi, A. G., ... & Hossain, S. (2022). Review of recent developments in microgrid energy management strategies. *Sustainability*, 14(22), 14794.
- Uddin, M., Mo, H., Dong, D., Elsayah, S., Zhu, J., y Guerrero, J. M. (2023). Microgrids, A review, outstanding issues and future trends. *Energy Strategy Reviews*, 49, 101127