

Análisis técnico y económico para la implementación de una microrred como solución al abastecimiento eléctrico en una red de distribución rural

Technical and Economic Analysis of a Microgrid as a Solution for Electricity Supply in a Rural Distribution Network

Presentación: 23/10/2025

Ulises Manassero

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Argentina.
umanassero@frsf.utn.edu.ar

Carlos Ignacio Sanseverinatti

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Argentina.
cisanseverinatti@frsf.utn.edu.ar

José Luis Torres

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Argentina.
jltorres@frsf.utn.edu.ar

Diego López

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Argentina.
dclopez@frsf.utn.edu.ar

Nicolás Pochettino

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Argentina.
npochettino@frsf.utn.edu.ar

Irene Steinmann

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de I+D en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), Argentina.
isteinma@frsf.utn.edu.ar

Resumen

La localidad rural de Los Amores (Provincia de Santa Fe) sufre de un abastecimiento eléctrico deficiente debido a su ubicación al final de una extensa red radial, resultando en altas penalizaciones por energía no suministrada. Este trabajo presenta un análisis técnico-económico comparativo para mejorar el servicio. Se evalúa una solución convencional, basada en la construcción de una nueva línea, frente a una propuesta innovadora de una microrred con generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías. La metodología incluye el modelado y simulación de la red para verificar el cumplimiento técnico de ambas alternativas. Los resultados muestran que, si bien las dos opciones resuelven los problemas de tensión y confiabilidad, la obra convencional es económicamente inviable por su alto costo. En contraste, la microrred no solo elimina las penalizaciones, sino que resulta rentable al reducir la compra de energía y vender excedentes, siendo la solución recomendada.

Palabras clave: microrred, energía no suministrada, generación distribuida, indicadores técnico-económicos.

Abstract

The rural town of Los Amores (province of Santa Fe) suffers from a poor electricity supply due to its location at the end of a long radial network, leading to high penalties for non-supplied energy. This paper presents a comparative techno-economic analysis to improve the service. A conventional solution, based on constructing a new power line, is evaluated against an innovative proposal of a microgrid with photovoltaic generation and battery storage. The methodology involves network modeling and simulation to verify the technical compliance of both alternatives. Results show that while both options solve voltage and reliability issues, the conventional project is economically unfeasible due to its high cost. In contrast, the microgrid not only eliminates penalties but is also profitable by reducing energy purchases and selling surplus, making it the recommended solution.

Keywords: microgrid, unserved energy, distributed generation, techno-economic indicators

Introducción

La calidad del acceso a la energía eléctrica está estrechamente vinculada al desarrollo socioeconómico de las comunidades, evidenciándose una correlación positiva con el Índice de Desarrollo Humano (Anggraeni; Kiswanto, 2018). Sin embargo, en redes radiales -especialmente en zonas rurales-, la ubicación de los consumidores puede generar problemas críticos: frecuentes interrupciones y perfiles de tensión inadecuados (Baviskar et al., 2020). Tradicionalmente, se han abordado estas deficiencias mediante soluciones de infraestructura convencional, como repotenciar subestaciones o tender nuevas líneas, buscando minimizar costos (Asensio et al., 2024). En contraste, en la última década han emergido alternativas no convencionales basadas en recursos energéticos distribuidos (DER), particularmente renovables, que reconfiguran las redes locales como microrredes (MR). Estas pueden operar conectadas o en modo isla, mejorando la confiabilidad y, potencialmente, la rentabilidad frente a soluciones tradicionales (Hirsch et al, 2018). Este estudio se centra en la comparación técnico-económica de la solución convencional (refuerzo de red) frente a la MR. El diseño, dimensionamiento y estrategia de operación de la MR propuesta no son arbitrarios, sino que responden a un análisis de optimización previo de los autores (Manassero et al., 2024), donde se utilizó el software HOMER para determinar la configuración óptima de paneles fotovoltaicos y baterías. Dicho trabajo detalla la justificación de la selección tecnológica y los parámetros de entrada utilizados. El presente artículo toma esa configuración optimizada de la MR para modelarla en el software de simulación de flujos de potencia y así compararla, técnica y económicamente, contra la alternativa de refuerzo tradicional.

Desarrollo

La metodología empleada se estructura en el diagnóstico del sistema existente, el modelado y simulación, el diseño de las alternativas de mejora y, finalmente, la evaluación comparativa.

Descripción y diagnóstico del sistema eléctrico

La red de estudio abastece a la localidad de Los Amores (203 usuarios en baja tensión), ubicada en el norte de la provincia de Santa Fe. El suministro se realiza a través de una línea aérea de media tensión (LAMT) de 13,2 kV, que parte de la estación de rebaje (ER) de Cañada Ombú. A su vez, esta ER es alimentada en 33 kV desde la ET Reconquista, conformando un extenso corredor radial de aproximadamente 135 km. Esta topología radial y su gran longitud hacen que el sistema sea propenso a interrupciones y a caídas de tensión significativas.

Un análisis de los datos históricos de suministro, contrastados con la normativa del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), evidencia una situación crítica en la calidad del servicio, principalmente asociada a la alta frecuencia de interrupciones, mientras que la duración promedio por evento se encuentra próxima al límite normativo:

- Frecuencia de interrupciones: 12,4 interrupciones/semestre (límite normativo: 4).
- Duración de interrupción: 2,96 horas/interrupción (límite normativo: 3).

Como consecuencia, se estima una Energía No Suministrada (ENS) anual de 29.497 kWh, que representa penalizaciones significativas para la distribuidora y justifica la necesidad de proponer obras de mejora

Modelado y simulación del caso Base

Para analizar el impacto técnico de las propuestas, se modeló la red completa en el software ETAP. El modelo se construyó bajo las siguientes hipótesis:

- Se crearon dos escenarios base a partir de mediciones reales de demanda: Base Pico (máxima demanda) y Base Valle (mínima demanda).
- Los límites de tensión admisibles se fijaron en el rango de 0,93 a 1,07 por unidad (pu) para 33 kV y 13,2 kV, según los Procedimientos de CAMMESA (2021).
- Las cargas se modelaron de forma concentrada por localidad con un factor de potencia de 0,85 inductivo.

Los resultados de la simulación del caso base (ver Figuras 1 y 2) indican que:

- En el escenario Pico, las tensiones en varias barras caen por debajo del límite admisible, llegando hasta un 76% de su valor nominal.
- El transformador de la ER Cañada Ombú presenta una sobrecarga del 8,1%.

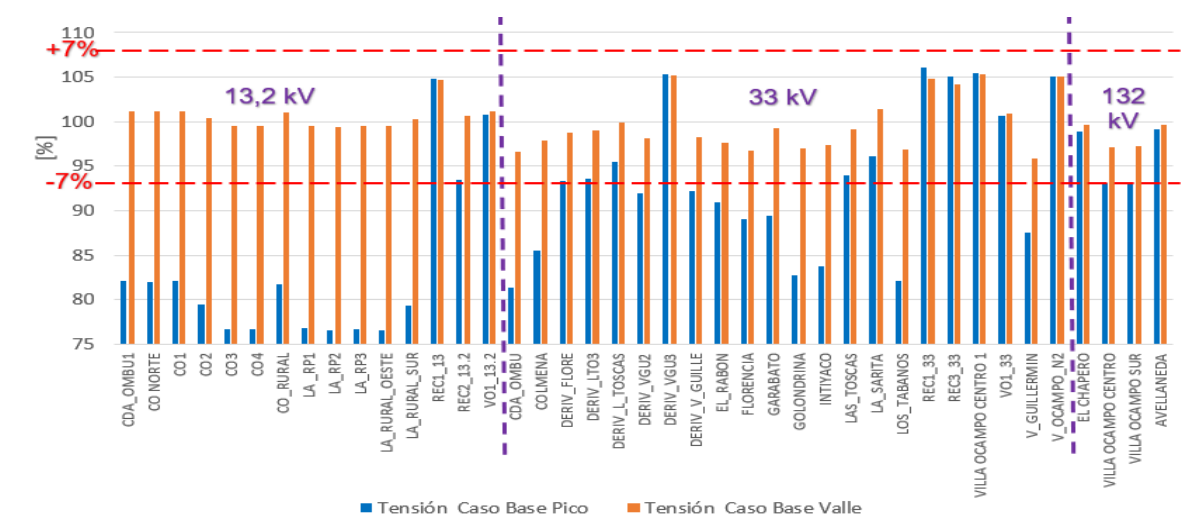


Figura 1. Tensiones porcentuales de las barras de la red en estudio para los escenarios Base de mínima (Valle) y máxima (Pico) demanda.

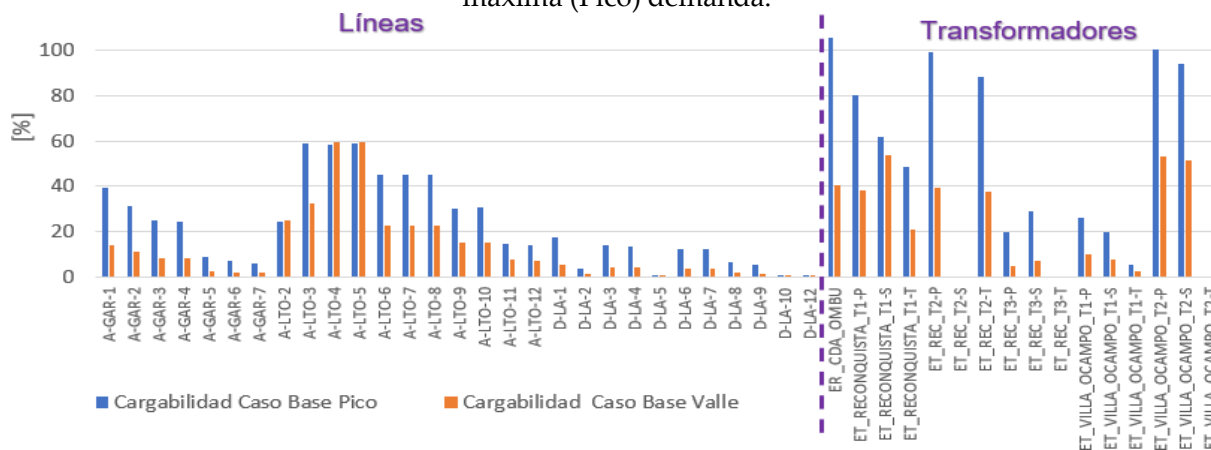


Figura 2. Cargabilidad de las LAMT y transformadores para escenarios Base de Valle y Pico de demanda.

Propuestas de mejora

Se plantearon dos alternativas para solucionar los problemas detectados.

A. Propuesta tradicional de obras

Esta alternativa consiste en un refuerzo convencional de la red, combinando tres acciones principales:

- Construcción de una nueva LAMT de 33 kV y 68,4 km para conectar la ET Villa Ocampo con la ER Cañada Ombú, la cual operaría como respaldo ante fallas en el corredor principal (ver Figura 3a).
- Repotenciación de la ER Cañada Ombú mediante la instalación de un segundo transformador de 0,63 MVA en paralelo (ver Figura 3b).
- Instalación de un regulador de tensión (RAT) en el nodo de 33 kV de Garabato para mejorar el perfil de tensiones del corredor (ver Figura 3a).

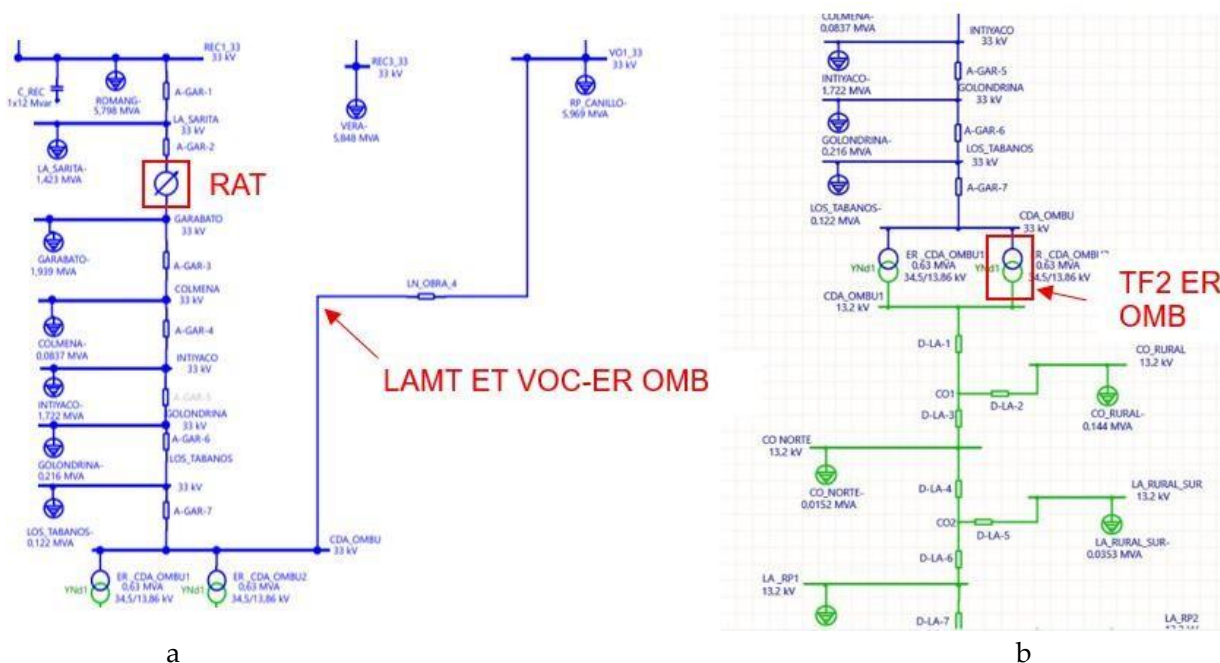


Figura 3. Modelo de la red con agregado de obras tradicionales: a) Nueva LAMT 33 kV ET Villa Ocampo -ER Cañada Ombú e instalación de RAT en Garabato; b) Repotenciación de ER Cañada Ombú.

B. Propuesta de MR con energías renovables

Esta alternativa propone transformar la red de distribución de la localidad de Los Amores en una MR capaz de autoabastecerse. Tras analizar los recursos renovables de la zona (solar, eólico, biomasa), se determinó que la energía solar fotovoltaica (FV) es la más factible debido a los óptimos niveles de irradiancia.

La propuesta incluye:

- Instalación de una planta fotovoltaica de 196 kWp, conformada por paneles monocristalinos conectados a través de inversores con una potencia nominal total de 125 kW.
- Incorporación de un sistema de almacenamiento de energía (BESS, por sus siglas en inglés) de ion-litio con capacidad útil de 524 kWh, destinado a gestionar la intermitencia de la generación solar y asegurar el suministro nocturno o durante contingencias.
- El sistema operará conectado a la red de 13,2 kV mediante un transformador de acople y un regulador automático de tensión (RAT) de 33 kV – 150 A, que permitirá mantener niveles adecuados de tensión local.
- La estrategia de control prioriza el consumo de la energía generada localmente; el excedente se utiliza para cargar las baterías, y solo cuando la demanda supera la generación y el estado de carga del BESS, se adquiere energía desde la red de media tensión.

Estas magnitudes permiten dimensionar la microrred propuesta y sirven de base para el análisis técnico y económico desarrollado en la siguiente sección.

Análisis económico

La comparación económica se realizó para un horizonte de 25 años, utilizando indicadores estándar como VAN y TIR (Brealey et al., 2016). Los parámetros financieros, como la tasa de descuento (8% anual en USD), así como los precios de compra de energía (basados en CAMMESA) y de venta de excedentes, son consistentes con los utilizados en el estudio de optimización base (Manassero et al., 2024).

Los costos de inversión (CAPEX) y O&M de la MR (ver Tabla 3) provienen directamente de dicho dimensionamiento optimizado, el cual se basó en costos de mercado para paneles, inversores y baterías (IRENA, 2024). Los costos de la obra convencional (ver Tabla 2) se estimaron mediante cotizaciones de proveedores de equipamiento de media tensión.

Resultados

A continuación, se presentan los resultados técnicos y económicos obtenidos de la simulación de ambas propuestas.

Evaluación técnica

Ambas alternativas resuelven satisfactoriamente los problemas técnicos identificados en el caso Base. Los perfiles de Tensión tanto la obra convencional como la MR logran mantener la tensión en todas las barras de carga dentro de los límites normativos durante el escenario de máxima demanda (ver Figura 4). Por otra parte, en ambas propuestas, ningún transformador o línea excede su límite térmico de cargabilidad, eliminando la sobrecarga detectada en el transformador de la ER Cañada Ombú (ver Figura 5). Técnicamente, ambas soluciones son viables y garantizan una mejora sustancial en la calidad del producto y del servicio técnico.

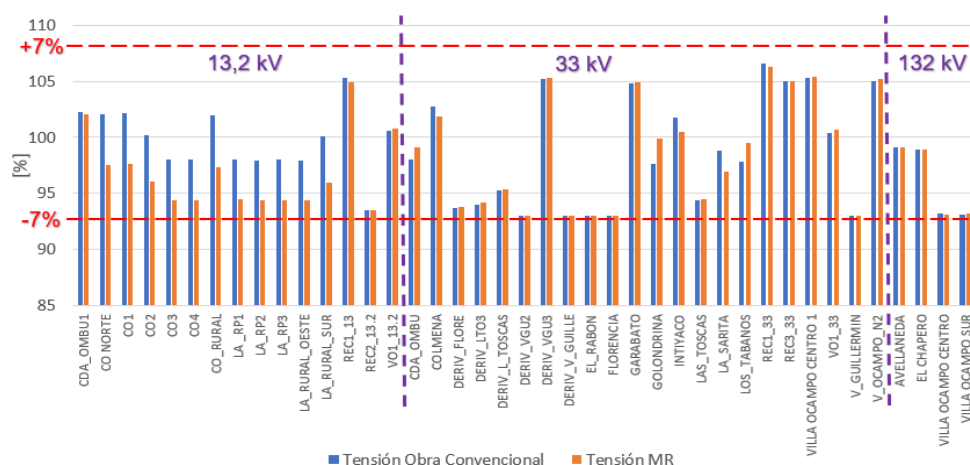


Figura 4. Perfiles de tensión en las barras de la red en estudio para escenario de Pico de demanda. Comparación de alternativa de obras

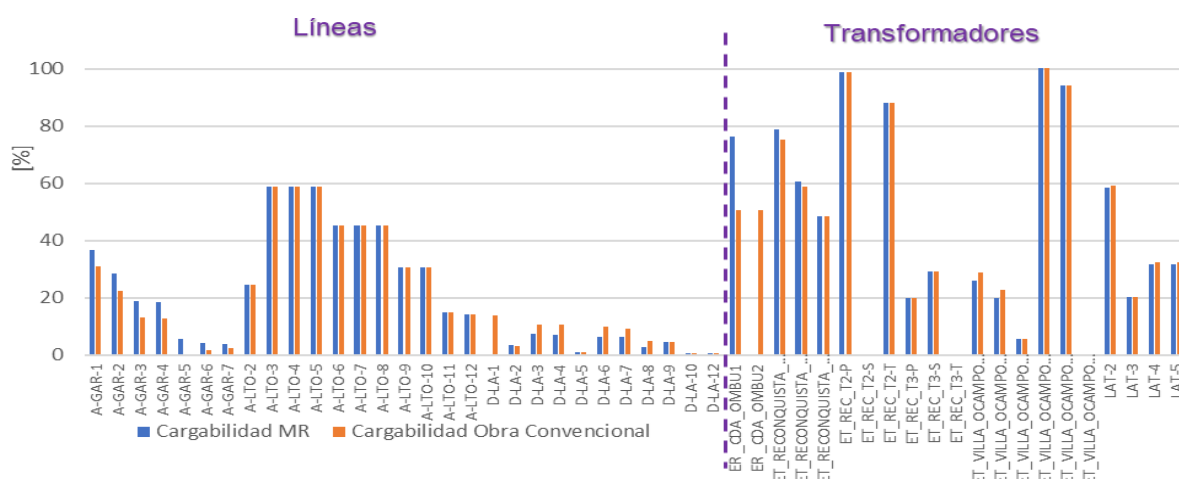


Figura 5. Cargabilidad de las líneas y transformadores para escenarios Base de Valle y Pico demanda.

Evaluación económica

La viabilidad económica de cada alternativa se evaluó comparando sus costos y beneficios frente al caso Base (sin proyecto). Los costos detallados de inversión y operación se resumen en las Tablas 1, 2 y 3.

Tabla 1. Costos caso Base.

Elemento	Precio unitario	Cantidad	Total (USD)	Tipo de costo
Compra energía	0,087 USD/kWh	597.892 kWh	52.017	Costo anual
Costo ENS	1,400 USD/kWh	29.497 kWh	41.296	Costo anual

Tabla 2. Costos obra convencional.

Elemento	Precio unitario	Cantidad	Total (USD)	Tipo de costo
LAMT Rural 33 kV ST 95/15 Al/Ac	40.477 USD/km	68,4 km	2.768.674	Inv. Inicial
Transformador 33/13,2 kV 630 kVA	21.799 USD	2 un.	43.598	Inv. Inicial
RAT 33 kV 150 A	63.057 USD	1 un.	63.057	Inv. Inicial
Campo de línea de 33 kV	192.952 USD	1 un.	192.952	Inv. Inicial
Operación y mantenimiento	2,8 % Capex		86.260	Costo anual
Compra energía	0,087 USD/kWh	597.892 kWh	52.017	Costo anual
Costo de Inversión Total			3.068.281	

Tabla 3. Costos MR.

Elemento	Precio unitario	Cantidad	Total (USD)	Tipo de costo
Paneles	1.000 USD/kWp	196 kWp	196.000	Inv. Inicial
Baterías	790 USD/kWh	524 kWh	413.960	Inv. Inicial
Inversor	500 USD/kW	125 kW	62.500	Inv. Inicial
RAT 33 kV 150 A	63057 USD	1 un.	63.057	Inv. Inicial
Mantenimiento Paneles	6,3 USD/kWp	196 kWp	1.235	Costo anual
Mantenimiento Baterías	8 USD/kWh	524 kWh	4.192	Costo anual
Mantenimiento Inversor	15 USD/kW	125 kW	1.875	Costo anual
Compra energía de red	0,087 USD/kWh	402.596 kWh	35.026	Costo anual
Venta energía a red	0,021 USD/kWh	90.840 kWh	1.908	Ingreso anual
Costo de Inversión Total			735.517	

La alternativa de Obra Convencional presenta un flujo de fondos negativo durante todo el período de análisis. La inversión inicial es muy elevada (superior a los 3 millones de USD) y los costos anuales de O&M son significativos. Por su parte, la alternativa de MR presenta una inversión inicial considerablemente menor y genera ahorros anuales al reducir la compra de energía y eliminar por completo las penalizaciones por ENS. Además, genera ingresos por la venta de excedentes. La comparación final de los indicadores de rentabilidad se presenta en la Tabla 4; los resultados son concluyentes dado que la obra convencional presenta un VAN fuertemente negativo, lo que la hace económicamente inviable. Por el contrario, la MR presenta un VAN positivo y una TIR (3,28%) superior a la tasa efectiva anual asumida (3%), demostrando ser una alternativa rentable.

Tabla 4. Indicadores de rentabilidad.

Variable	Obra Convencional	MR
TIR Anual	No Aplicable	3,28 %
VAN	-3.896.217 USD	17.786 USD

Conclusiones

La localidad de Los Amores enfrenta graves deficiencias en su suministro eléctrico por su posición terminal en una línea radial, incumpliendo normativas y generando altas penalizaciones. Se compararon dos soluciones: refuerzo convencional y una MR fotovoltaica con almacenamiento. Técnicamente, ambas corrigen sobrecargas y

subtensiones, mejorando la calidad del servicio. Sin embargo, el análisis económico marca una diferencia decisiva: la solución convencional, aunque funcional, resulta inviable por su elevado costo de inversión y mantenimiento. En cambio, la MR no solo resuelve los problemas técnicos y elimina penalizaciones, sino que genera un VAN positivo y una TIR atractiva, gracias a ahorros en compra de energía e ingresos por venta de excedentes. Por tanto, se concluye que la MR constituye la alternativa técnica y económicamente más favorable para la localidad de Los Amores. Si bien el refuerzo convencional podría reconsiderarse si se evaluara su impacto a escala de corredor, bajo el enfoque local, la MR ofrece una solución eficiente y financieramente viable.

No obstante, la valoración de su sostenibilidad ambiental integral requeriría un análisis complementario que considere el ciclo de vida de los equipos, la circularidad de materiales y la gestión del reemplazo de baterías, las cuales presentan una vida útil estimada de entre 10 y 12 años. En consecuencia, la evaluación ambiental y de sostenibilidad se propone como una línea de trabajo futura, a fin de profundizar el análisis más allá de los aspectos técnicos y financieros tratados en este estudio.

Referencias

Anggraeni, D.; Kiswanto, K. (2018). "The Effects of Village Fund, Electricity Access, and Road Access on Human Development Index in Indonesia". *Jurnal Ekonomi Pembangunan*, 19(2), pp. 113-122.

Asensio, F. J.; López, G.; Olivas, J. A.; Romero-Liebana, L. (2024). "Distribution network expansion planning: An updated review of current methods and new challenges". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 113920.

Baviskar, A.; Das, K.; Hansen, A.D.; Menne, M.; Sørensen, P.E. (2020). "Challenges of Future Distribution Systems with a Large Share of Variable Renewable Energy Sources". *2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, pp. 1-6.

Brealey, R. A.; Myers, S. C.; Allen, F. (2016). "Principios de Finanzas Corporativas". (11ª ed.). McGraw-Hill.

CAMMESA. (2021). "Los procedimientos - Anexo 27: Reglamentación aplicable a la presentación adicional de la función técnica de transporte de la energía eléctrica firme en el mercado eléctrico mayorista". *Recuperado de cammesaweb.cammesa.com*

Hirsch, A.; Parag, Y.; Guerrero, J. (2018). "Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90, pp. 402-411.

IRENA (2024). "Renewable power generation costs in 2023". *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi.

Manassero, U.; Sanseverinatti, C. I.; Banegas, J. M.; Loyarte, A.; Torres, J. L. (2024). "Aplicación de Técnicas de Optimización en el Diseño y Operación de Alternativas para Mejora de Abastecimiento de Energía Eléctrica de la Localidad Los Amores". *7mo Congreso Argentino de Ingeniería (CADI), 13vo Congreso Argentino de Enseñanza de la Ingeniería (CAEDI)*.