

Red de distribución y generación distribuida en la cooperativa eléctrica de Ramallo

Se presentan los primeros resultados de la colaboración entre la cooperativa eléctrica de Ramallo (COOSPRAL) y el Grupo de Investigación en Energías Renovables (GIDER) de la FRSN-UTN, con el objetivo de explorar la generación distribuida renovable en su área de influencia.

Pablo Rullo, Santiago Gil et alles
UTN FRSN
COOSPRAL
prullo@frsn.utn.edu.ar

Sobre los autores

El artículo aquí presentado fue elaborado por Mirko Coria, Sebastián Buzzio, Natanael Moreno, Matías Tielli, Vanesa Hetze y Pablo Rullo de la Facultad Regional de San Nicolás (FRSN) de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) y por Santiago Gil y Joaquín Dagoberto de COOSPRAL.

La necesidad de avanzar en una transición energética hacia fuentes de energía más sostenibles se ha convertido en un tema de gran relevancia en la actualidad debido a la crisis socio-ambiental que se ha generado por la sobreexplotación de combustibles fósiles.

La generación distribuida (GD), entendida como la incorporación de sistemas de generación de pequeña y mediana escala situados cercanos a los puntos de demandas y conectados a las redes de media y baja tensión, se presenta como una alternativa a la lógica centralizada de las energías renovables en Argentina, que ha beneficiado principalmente a grandes corporaciones. Esta opción tecnológica puede contribuir a una transición energética justa al consolidar un sistema más descentralizado, desconcentrado y democrático. Las cooperativas juegan un rol fundamental en esta transición, ya que permiten una gestión más participativa y local de la energía. Además, la generación distribuida tiene el potencial de reducir la vulnerabilidad energética de las provincias, potenciar el rol de los actores territoriales y brindar mayor autonomía a los usuarios, al mismo tiempo que potencia dinámicas de desarrollo local [1]. En Argentina, las cooperativas eléctricas tienen una larga trayectoria en el sector y han desempeñado un papel fundamental en garantizar acceso a la energía eléctrica en zonas rurales y periurbanas, como así también en el impulso de la generación renovable [2], [3].

Las cooperativas juegan un rol fundamental en esta transición, ya que permiten una gestión más participativa y local de la energía

La posibilidad de incorporación de generación distribuida en las redes de media y baja tensión facilita la instalación de sistemas basados en energías renovables, principalmente generación fotovoltaica (FV). Los beneficios potenciales derivados de esta transición vienen siendo amplia-



Figura 1. COOSPRAL en 1953 y en la actualidad

mente estudiados, entre los que se destacan: (i) posibilidad de diferimiento de inversiones por adecuaciones de la red de distribución, (ii) potencial disminución de pérdidas por reducción en flujos de potencia, (iii) mejoras en la calidad de energía debido a mejor posibilidad de control de perfiles de tensión, (iv) posibles mejoras en la calidad del servicio, esto es disminución de energía no suministrada al usuario, dado que es factible el diseño de esquemas de funcionamiento en isla frente a fallas en la red principal. Sin embargo, las transformaciones que vienen sufriendo los sistemas eléctricos con respecto al esquema tradicional de generación centralizada-transmisión-distribución traen aparejados nuevos desafíos en su estudio [4]. Un abordaje exitoso requiere la incorporación de herramientas y capacidades nuevas por parte de los responsables de operar el sistema.

En este contexto, la Cooperativa de Provision de Servicios Públicos del Partido de Ramallo Limitada (COOSPRAL) ha establecido una colaboración con el Grupo de Investigación de Energías Renovables (GIDER) de la Facultad Regional San Nicolás de la Universidad Tecnológica Nacional (FRSN-UTN) con el objetivo de explorar la generación distribuida renovable en su área de influencia. En este artículo se presentan los avances preliminares del proceso de cooperación establecido entre ambas instituciones.

COOSPRAL: historia y actualidad

COOSPRAL fue fundada el 1 de marzo de 1953 por un grupo de tesoreros vecinos que comprendieron la imperiosa necesidad que la localidad de Ramallo contara con el importante servicio de energía eléctrica. Inicialmente fue denominada "Cooperativa de Servicios Públicos Limitada de Ramallo". Durante sus 70 años de vida, COOSPRAL ha brindado a su comunidad principalmente los servicios de distribución de energía eléctrica y alumbrado público. En la última década ha ampliado sus servicios en el área social, implementando los servicios solidarios de nichos, cremación, sepelios y banco de elementos ortopédicos y en el área telecomunicaciones el servicio de internet banda ancha.

Servicio de energía eléctrica

Este servicio que se presta desde el año 1953 incluye las tareas de distribución de energía eléctrica, operación y mantenimiento de las redes de media y baja tensión, toma estado de medidores, facturación, entrega de facturas a domicilio y cobranza en local propio. Actualmente este servicio cuenta con 7.583 usuarios y la redes para su alimentación están compuestas por 110 km de líneas de media tensión y 120 km de baja tensión. Como dato ilustrativo, la energía distribuida en el año 2021 fue de 56.446.590 kWh.

Este servicio se brinda a través de una concesión otorgada por la Municipalidad de Ramallo en la

cual la entidad tiene la exclusividad para la distribución de energía eléctrica en la ciudad de Ramallo, El Paraíso, Barrio Don Antonio, Barrio Municipal, Barrio Traverso y Barrio Valle de Oro de la localidad de Villa Ramallo, Campo de El Consejo y zona de quintas, abasteciendo un área cuya superficie es de aproximadamente el 35% del partido de Ramallo.

Descripción del sistema de distribución eléctrica troncal

La cooperativa se encuentra vinculada, desde enero de 2005, al Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de una estación transformadora de 132/33 kV denominada "Ramallo Industrial". A su vez, dicha estación se encuentra alimentada por una línea de alta tensión de 132 kV que une las ciudades de San Nicolás y San Pedro. Esta estación transformadora, que actualmente es compartida por COOSPRAL y la empresa Bunge Argentina SA, consta de un transformador de 132/33/13,2 kV. de 30 MVA de potencia, dos campos de entrada y salida de línea, un campo para un transformador y tres celdas de salida cada una de ellas de 10 MVA, una de ellas destinada a la empresa Bunge Arg. SA y las dos restantes a COOSPRAL.

Para vincular la estación transformadora con la red troncal se construyó en el año 2004 una línea doble terna de 5,5 km de longitud que se extiende a la vera del Camino de la Costa hasta la esquina de Av. Savio y Av. San Martín, donde se encuentra el centro de la carga eléctrica. Además, se tendió una derivación por la calle Velázquez con el fin de alimentar la planta industrial de Fiplasto SA. Esta obra fue diseñada para permitir que una terna alimente la zona urbana de la ciudad y la otra, el sector industrial ubicado entre el Camino de la Costa y el río Paraná. Además, el sistema incluye un centro de maniobras que permite anillar la red troncal y abastecer indistintamente el total de la carga con cualquiera de las líneas ante la salida de servicio de una de ellas. La capacidad de transporte de esta troncal es de 36 MW, mientras que la demanda máxima trans-

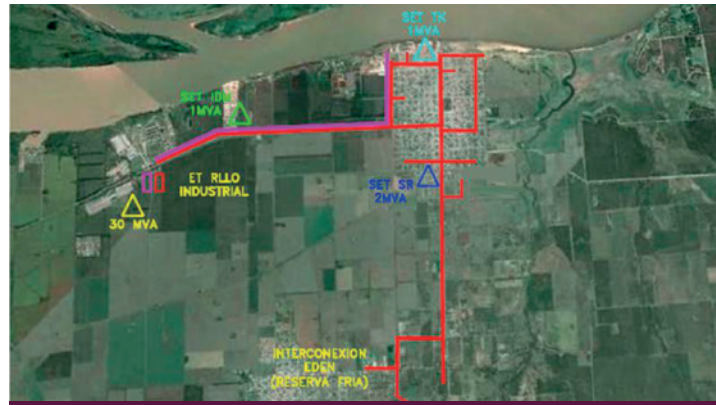


Figura 2. Red troncal urbana-industrial 33 kV

portada en la actualidad, sumando COOSPRAL y Fiplasto SA, es de 14,5 MW, por lo que esta línea dispone de una capacidad remanente superior a la actualmente utilizada.

La red cuenta con una alimentación de respaldo de 3 MW a través de una línea de media tensión de 33 kV conectada a la estación transformadora San Nicolás 132/33 kV. Esta se utiliza a fin de alimentar a la población cuando es necesario interrumpir la conexión principal para realizar tareas por mantenimiento o ante fallas.

Modelado de la red y resultados

En este trabajo se realiza el modelado de la red troncal de distribución de COOSPRAL de 33 kV. Para ello se utilizan dos software distintos: ETAP y Matlab. ETAP es un software de ingeniería eléctrica utilizado para el modelado, análisis y diseño de sistemas de energía eléctrica [5], [6]. Si bien requiere la compra de una licencia, la empresa que distribuye el software y la UTN poseen un convenio mediante el cual es posible su utilización.

Por otra parte, para el modelado en Matlab se utiliza la herramienta Matpower, un paquete de código abierto en MATLAB diseñado para el modelado y análisis de sistemas de energía eléctrica. Este paquete proporciona una amplia gama de herramientas para el modelado de redes eléctricas, incluyendo la simulación de flujo de car-

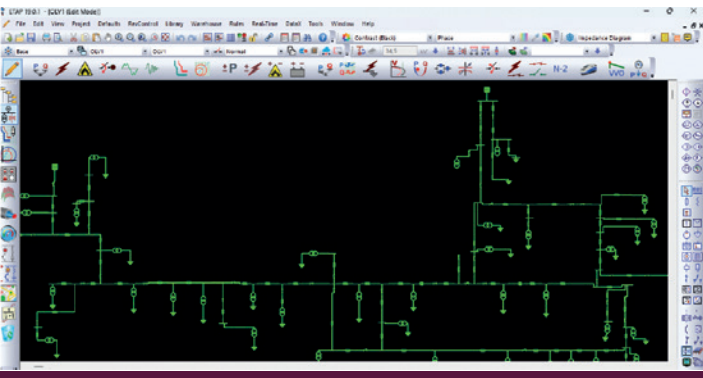


Figura 3. Panel principal de ETAP con modelo de red troncal de 33 kV

ga, el análisis de estabilidad y la optimización de la operación del sistema [7]. Por ello, es utilizado comúnmente en la investigación académica para el desarrollo de nuevos algoritmos y técnicas de optimización para sistemas eléctricos [8].

El bus 1 corresponde a la estación transformadora 132/33 kV, mientras que los demás son aquellos donde existe un transformador de 33/0,4 o 33/13,2 kV. Luego, en cada uno de estos puntos se incorporan cargas tipo PQ constante en función de la potencia nominal del transformador (S_n). En la tabla 1 se muestran las potencias nominales de cada transformador. Cabe aclarar que por razones de visualización no se incluyó en el

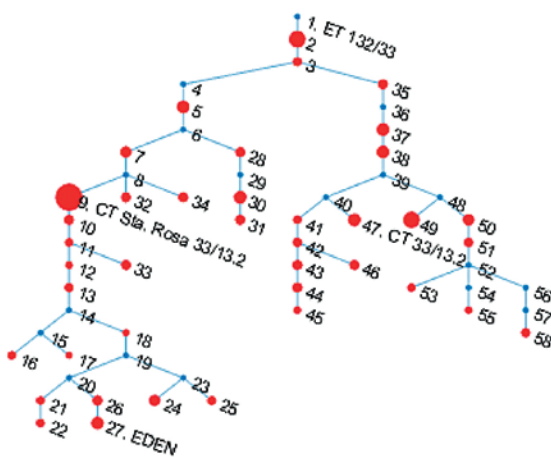


Figura 4. Esquema red troncal 33 kV. En rojo, los centros de transformación 33/0,4 y 33/13,2 kV

modelado la terna correspondiente a la parte industrial, ni las interconexiones (NA) entre buses.

Simulación de diferentes escenarios de carga

En esta sección, se exponen los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas a la red en diferentes escenarios de carga. Se han definido siete escenarios distintos que varían en el estado de carga (EC) de los transformadores y el factor de potencia (FP). Para llevar a cabo estas simulaciones, se utilizó el software Matpower, con el cual se corrieron los flujos de carga correspondientes para analizar los perfiles de tensión y las pérdidas técnicas en cada uno de ellos. En la tabla 2 se describen los escenarios propuestos. Si bien los escenarios 6 y 7 suponen estados de carga por encima de las potencias nominales, esto se hizo a modo ilustrativo para simular futuros en la demanda.

En la figura 5 se muestran los perfiles de tensión obtenidos para cada uno de los escenarios propuestos. Considerando un valor de tensión mínima admisible de 0,95 pu, se ve que la mayoría de los escenarios presentan perfiles de tensión con valores por encima de dicho mínimo. Solo en el escenario 7, donde se supone un incremento en el estado de carga por encima de los valores nominales actuales y un factor de potencia de 80% se ve que los valores de tensión de una cantidad importante de buses se encuentra por debajo de dicho mínimo. A su vez, en la tabla 3 se resumen algunos valores significativos de cada uno de los escenarios. Al igual que se observa una mayor degradación en los perfiles de tensión con el aumento de potencia reactiva en la red, se ve que se produce un aumento en las pérdidas técnicas en estos mismos escenarios. Sin embargo, para todos los escenarios propuestos, las pérdidas técnicas se mantienen por debajo del 5% de la potencia activa suministrada desde la estación transformadora. En este sentido, se ve que las condiciones estructurales de la red responden de manera satisfactoria a las condiciones y requerimientos de carga actuales, garantizando niveles adecuados de tensión en todos sus puntos.

Bus Id	Potencia nominal	Bus Id	Potencia nominal	Bus Id	Potencia nominal	Bus Id	Potencia nominal
1	0 kVA	16	250 kVA	31	400 kVA	46	400 kVA
2	1.000 kVA	17	100 kVA	32	400 kVA	47	630 kVA
3	315 kVA	18	100 kVA	33	400 kVA	48	0 kVA
4	0 kVA	19	0 kVA	34	400 kVA	49	1.000 kVA
5	630 kVA	20	0 kVA	35	400 kVA	50	500 kVA
6	0 kVA	21	250 kVA	36	0 kVA	51	315 kVA
7	500 kVA	22	250 kVA	37	630 kVA	52	0 kVA
8	0 kVA	23	0 kVA	38	630 kVA	53	250 kVA
9	2.000 kVA	24	500 kVA	39	0 kVA	54	0 kVA
10	400 kVA	25	315 kVA	40	0 kVA	55	160 kVA
11	250 kVA	26	400 kVA	41	250 kVA	56	0 kVA
12	160 kVA	27	630 kVA	42	315 kVA	57	0 kVA
13	315 kVA	28	400 kVA	43	400 kVA	58	315 kVA
14	0 kVA	29	0 kVA	44	400 kVA		
15	0 kVA	30	630 kVA	45	160 kVA		

Tabla 1. Potencias nominales de transformadores

Escenario	Estado de carga	Factor de potencia
1	100%	100
2	90%	100
3	90%	80
4	60%	100
5	60%	80
6	110%	100
7	110%	80

Tabla 2. Descripción de escenarios propuestos

Escenario	V _{mín.} (pu)	Pérdidas	P ET	Q ET
1	0,9701	0,4248 MW	18.1748 MW	0,5104 MVA _r
2	0,9732	0,3423 MW	16.3173 MW	0,4113 MVA _r
3	0,9496	0,5577 MW	16.5327 MW	12,6514 MVA _r
4	0,9824	0,1498 MW	10.7998 MW	0,1800 MVA _r
5	0,9669	0,2405 MW	10.8905 MW	8,2764 MVA _r
6	0,9670	0,5167 MW	20.0417 MW	0,6209 MVA _r
7	0,9377	0,8508 MW	20.3758 MW	15,6660 MVA _r

Tabla 3. Valores relevantes para cada uno de los escenarios

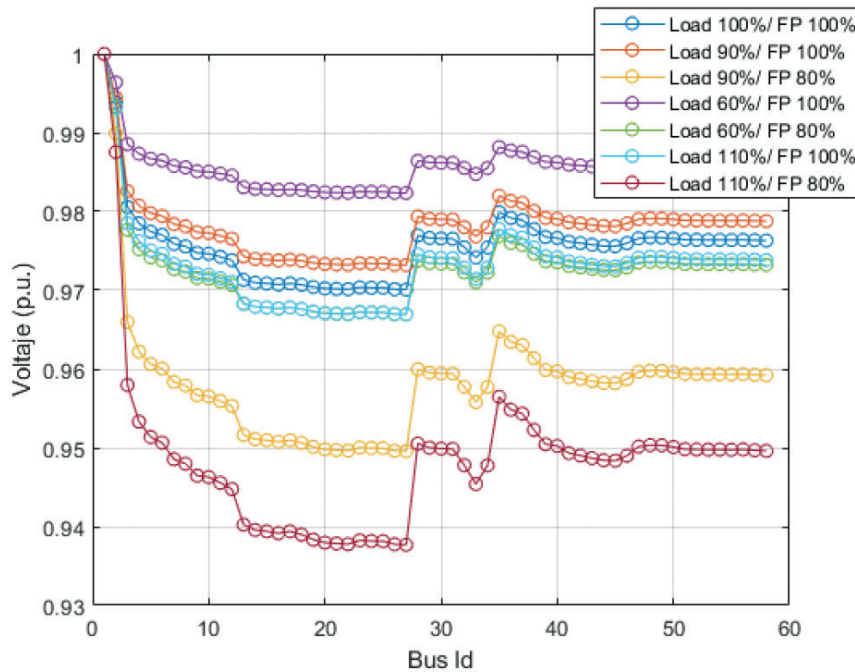


Figura 5. Perfil de tensión para diversos escenarios de estado de carga y factor de potencia

Incorporación de generación distribuida

En esta sección se analizan brevemente las implicancias de la incorporación de generación distribuida en la red. Se elige ubicar un generador, que podría ser una planta fotovoltaica, en el punto de conexión con EDEN (bus 27 en la figura 4). La ubicación de la generación se sustenta en principio a partir de dos razonamientos básicos, se encuentra en el punto de menor valor de tensión en la red, y a su vez están dadas las condiciones estructurales para permitir la inyección de hasta 3 MW ya que actualmente funciona como

reserva fría frente a contingencias o mantenimiento de la estación transformadora.

En la figura 6 se presentan los perfiles de tensión obtenidos cuando se incorpora una generación de 3MW en el bus 27 de la red. Como se puede observar, se obtiene una mejora en cuanto a los niveles de tensión ya que en todos los escenarios planteados los valores se sostienen por encima del límite inferior. A su vez, en la tabla 4 se resumen los principales valores de interés. Es importante destacar que las pérdidas técnicas disminuyen a la mitad en la mayoría de los escenarios al

Escenario	Vmín. (pu)	Pérdidas	PET	QET
1	0,979	0,249 MW	14.369 MW	0,302 MVar
2	0,982	0,201 MW	12.909 MW	0,244 MVar
3	0,965	0,324 MW	13,03 MW	9,924 MVar
6	0,977	0,302 MW	15.834 MW	0,367 MVar
7	0,957	0,491 MW	16.023 MW	12,246 MVar

Tabla 4. Valores relevantes para cada uno de los escenarios. Caso generación distribuida en Bus 27 (EDEN)

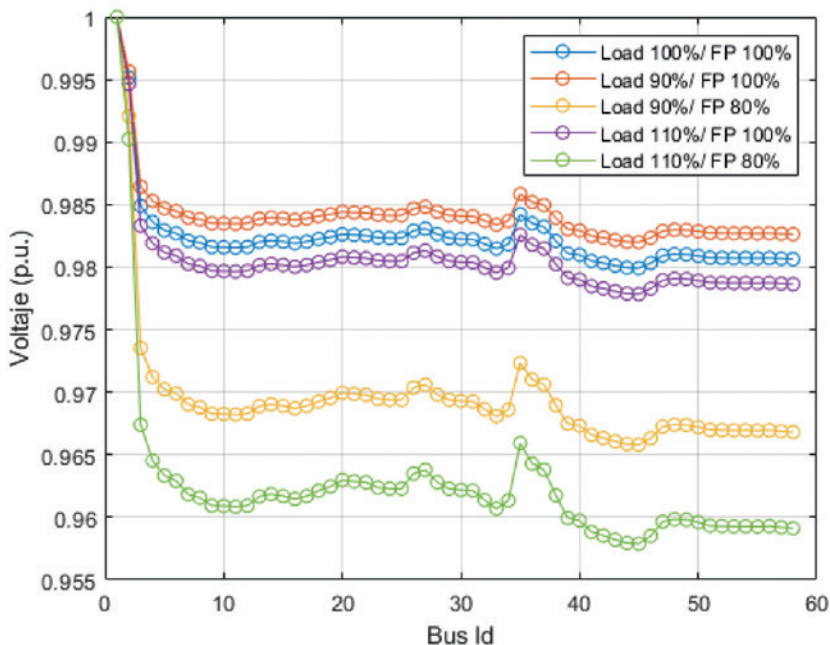


Figura 6. Perfil de tensión para diversos escenarios de estado de carga y factor de potencia con la incorporación de generación distribuida de 3 MW en bus 27 (conexión EDEN).

incorporar la generación distribuida. A su vez, se ve que para el escenario en el caso anterior sería necesario contemplar una repotenciación de la estación transformadora ya que supera el límite de 20 MVA; sin embargo, con la incorporación de la generación distribuida ya no sería necesario ya que las potencias requeridas se mantienen por debajo de las nominales.

Conclusiones

La necesidad de avanzar en un proceso de transición energética viene siendo un tema de gran interés y debate en el ámbito nacional e internacional. En este sentido, en este trabajo reconocemos que existen múltiples miradas y proyectos de transición que sientan sus bases sobre diferentes concepciones de la energía. Por un lado se reconoce una transición corporativa, donde los principales actores impulsan esencialmente un cambio a nivel meramente tecnológico artefactual, sosteniendo las mismas lógicas de consumo y producción y generando de esta manera un nue-

vo proceso de acumulación. Luego, identificamos una transición energética justa que se construye sobre una idea de la energía como derecho y bien esencial para la reproducción de la vida. Luego, bajo la perspectiva de una transición justa, las cooperativas eléctricas y de servicios cumplen un rol fundamental para su promoción y desarrollo. Su historia, concepción y valores sobre en los que se basa su forma organizativa, como así también el arraigo y compromiso para con el desarrollo de las comunidades donde se asientan, son claves en este sentido.

La transición hacia fuentes de generación renovable, y en particular su incorporación en niveles de tensión de distribución, viene creciendo de manera sostenida. En este marco, es posible pensar en un camino donde las cooperativas eléctricas en el país puedan ser actores claves en el fomento de la generación distribuida renovable. Para ello es necesario potenciar sus capacidades técnicas y tecnológicas para poder abordar los

nuevos desafíos que traen aparejados las transformaciones en las redes eléctricas.

En este trabajo, se muestran los resultados de un trabajo de colaboración concreto entre una cooperativa eléctrica y la universidad. Se simuló diferentes escenarios de carga y se observó que la red de la cooperativa se encuentra actualmente con condiciones estructurales que permiten garantizar una buena calidad de energía en cuanto a niveles de tensión en dichos escenarios. Algunas dificultades podrían surgir frente a un futuro crecimiento de la demanda. Finalmente, se analizó la influencia de la incorporación de generación distribuida en un punto estratégico de la red, y los beneficios que esto podría traer. ■■

Referencias

- [1] Kazimierski, M. A. (2021). Generación distribuida de energía renovable: ¿Una oportunidad para la desconcentración del sistema energético argentino?.
- [2] Clementi, L. V. (2020). Cooperativismo en la transición energética. Experiencias pioneras y nuevos proyectos eólicos en el territorio bonaerense. *Cardinalis*, 8(14), 38–57
- [3] Garrido, S., Lalouf, A., & Moreira, J. (2013). Implementación de energías renovables como estrategia para modificar la matriz energética en Argentina. De las políticas puntuales a las soluciones sistémicas. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente-AVERMA*, 17, 35-41.
- [4] Farrokhabadi, M. et al. (2019). Microgrid stability definitions, analysis, and examples. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(1), 13-29.
- [5] Waqfi, R. R., & Nour, M. (2017, April). Impact of PV and wind penetration into a distribution network using Etap. In 2017 7th International Conference on Modeling, Simulation, and Applied Optimization (ICMSAO) (pp. 1-5). IEEE.
- [6] Soni, C. J., Gandhi, P. R., & Takalkar, S. M. (2015, April). Design and analysis of 11 KV distribution system using ETAP software. In 2015 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC) (pp. 0451-0456). IEEE.
- [7] Zimmerman, R. D., Murillo-Sanchez, C. E., & Gan, D. (1997). Matpower. PSERC.[Online]. Software Available at: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower>.
- [8] Feroldi, D., & Rullo, P. (2022, September). Operación óptima de redes de distribución activas con alta penetración de energías renovables: aplicación a la red IEEE 33. In 2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON) (pp. 1-8). IEEE.

Nota del editor

El artículo aquí publicado es un extracto del trabajo "Modelado de red de distribución y análisis de generación distribuida: resultados preliminares en la cooperativa eléctrica de Ramallo", presentado originalmente por los autores en el Congreso Argentino de Control Automático en el marco de Semana AADECA 2023.