

# Desarrollo Integral del Plan de Expansión de una Red de Distribución. Propuesta de Indicadores Técnicos y Económicos para su Evaluación.

Integral Development of the Expansion Plan for a Distribution Network. Proposal of Technical and Economic Indicators for its Evaluation.

Presentación: 26 y 27 de octubre de 2022

## **Francisco Espíndola**

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)  
[rac\\_espindola@hotmail.com](mailto:rac_espindola@hotmail.com)

## **Ulises Manassero**

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)  
[umanassero@frsf.utn.edu.ar](mailto:umanassero@frsf.utn.edu.ar)

## **Carlos, I. Sanseverinatti**

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)  
CONICET, Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC)  
[cisanseverinatti@frsf.utn.edu.ar](mailto:cisanseverinatti@frsf.utn.edu.ar)

## **Rodrigo Furlani**

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)  
[mfurlani@frsf.utn.edu.ar](mailto:mfurlani@frsf.utn.edu.ar)

## **Pablo Gaspoz**

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe, Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)  
[pgaspoz@gmail.com](mailto:pgaspoz@gmail.com)

## **Resumen**

En la actualidad, las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben ser altamente competitivas y eficientes. Para lograr este propósito, uno de los principales objetivos es reducir las pérdidas de energía y la demanda no abastecida. En este trabajo se propone una metodología para elaborar el plan de expansión y reconfiguración de una red de distribución. El objetivo consiste en determinar la nueva topología de la red que asegure mayor eficiencia y

confiabilidad operativa en la misma. Para lograrlo, se realiza el estudio y simulación de técnicas de expansión y reconfiguración de red focalizadas en minimizar pérdidas de energía y demanda no abastecida, y en mantener condiciones de operación admisibles tanto en situaciones de red normal como ante eventuales contingencias. Los resultados indican que la reconfiguración propuesta de la red alcanza condiciones operativas admisibles en todos los escenarios de demanda.

**Palabras clave:** red de distribución, reconfiguración, pérdidas eléctricas.

## **Abstract**

Currently, electricity distribution companies must be highly competitive and efficient. To achieve this purpose, one of the main objectives is to reduce energy losses and unsupplied demand. In this work, a methodology is proposed to elaborate the plan of expansion and reconfiguration of a distribution network. The objective is to determine the new topology of the network that ensures greater efficiency and operational reliability in the grid. To achieve this, the study and simulation of network expansion and reconfiguration techniques focused on minimizing energy losses and unsupplied demand and on maintaining admissible operating conditions in normal network situations as well as in the event of eventual contingencies are carried out. The results indicate that the proposed reconfiguration of the network reaches admissible operating conditions in all demand scenarios.

**Keywords:** distribution network, reconfiguration, electrical losses

## **Introducción**

Las redes de distribución constituyen una parte fundamental de los sistemas eléctricos de potencia por su función de suministrar energía a los usuarios en su lugar de consumo (Lin et al, 2016: 10–13). Los sistemas de distribución deben ser de alta confiabilidad con el fin de proporcionar un flujo ininterrumpido de energía con estándares de calidad a todos los usuarios dentro de sus áreas de servicio (Fletcher, 2015: 20-25).

Es por estas razones que la planificación a mediano y largo plazo de las redes de distribución se convierte en una estrategia esencial para asegurar que el crecimiento futuro de la demanda de energía eléctrica pueda ser satisfecho mediante instalaciones y equipos técnicamente adecuados, con costos razonables y en el momento apropiado (Hable, 2009: 1-8). Los aspectos involucrados en la planificación incluyen la proyección de la demanda, la expansión de las subestaciones (junto con su potencia nominal y su localización), y la determinación de la traza y características constructivas de distribuidores y alimentadores.

En este contexto, el objetivo de este trabajo consiste en elaborar una metodología para llevar a cabo la planificación integral de una red de distribución con topología mayormente rural y una densidad de demanda media (0,1 a 0,2 MVA/km<sup>2</sup>). Como sistema de estudio se adopta la red de 33 y 13,2 kV que abastece varias localidades urbanas y rurales del centro-este de la provincia de Santa Fe.

## **Desarrollo**

*Descripción de la red en estudio:*

El sistema en estudio corresponde a la red de distribución en media tensión que abastece los distritos de Gobernador Crespo, Colonia Dolores, La Penca y Caraguatá, La Criolla y Colonia Silva, pertenecientes al departamento San Justo de la Provincia de Santa Fe (ver Figura 1). Esta red es abastecida desde la estación transformadora (ET) de 132/33/13,2 kV Crespo, equipada con un transformador de 15/15/10 MVA. Dicha ET no dispone de playa ni campos de salida en

13,2 kV, mientras que en el nivel de 33 kV posee un esquema de simple barra con una única salida hacia la estación de rebaje (ER) 33/13,2 kV Crespo.

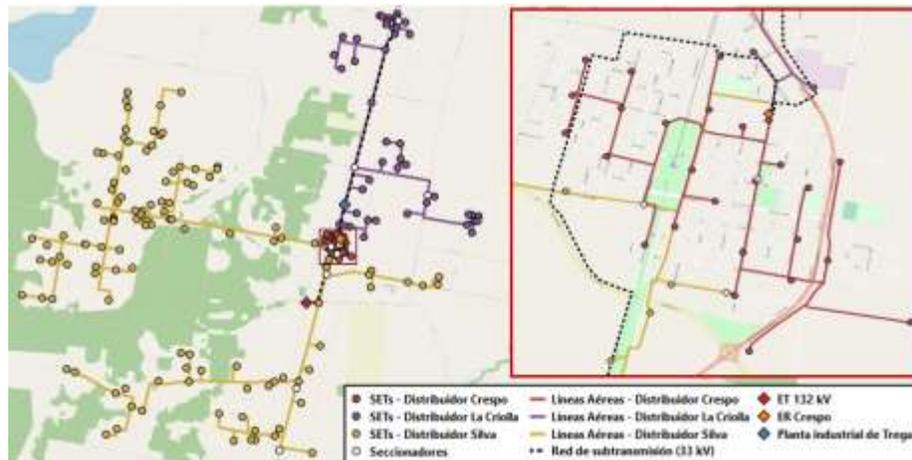


Figura 1: Diagrama georreferenciado de la red de 13,2 kV. Año 2021

La ER Crespo posee dos transformadores de 5 MVA en paralelo y en el nivel de 13,2 kV presenta un esquema de simple barra con tres distribuidores de salida, cada una con un juego de seccionador y reconectador; denominados “Crespo” (de 8,1 km de líneas aéreas y 5.722 subestaciones transformadoras (SETs)), “La Criolla” (de 54.5 km de línea alimentando 3.055 SETs) y “Silva” (de casi 150 km de longitud abasteciendo 2.460 SETs).

*Metodología, criterios y consideraciones técnicas aplicadas en el estudio*

La metodología aplicada para el desarrollo del plan de expansión de la red de estudio se representa en la Figura 2.

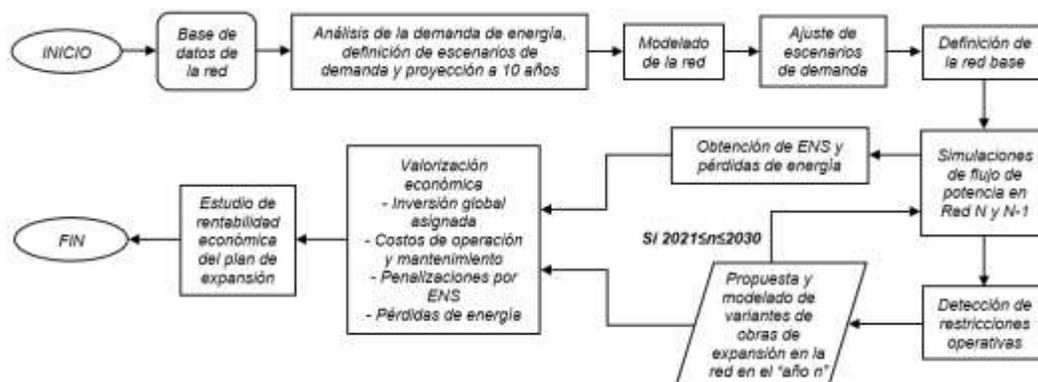


Figura 2: Diagrama de flujo de la metodología propuesta para la definición y evaluación de obras de expansión

La planificación de obras de expansión debe contemplar aspectos técnicos de relevancia en relación a la prestación de servicio. En este sentido, para el estudio del plan de expansión de la red, se adoptaron los siguientes supuestos:

- Período de abastecimiento proyectado de la red de 10 años, con tasa de crecimiento interanual estimada de la demanda de 4,66% (obtenida del registro de datos históricos de potencia máxima promedio horaria operada por ET Crespo).
- Cargabilidad de distribuidores: no mayor al 66% en operación normal (Red N) para 100% de demanda máxima, y no mayor al 100% en condiciones de contingencia simple (Red N-1) para el 85% de la demanda máxima (considerando cargas propias más transferidas).

- Nivel de tensión en nodos de suministro: dentro del rango de 92% y 108% de la tensión nominal de red (ENRE, 1996), (ENRE, 2003).
- Factor de potencia de demandas: 0,85 inductivo.
- Cargabilidad admisible de transformadores correspondiente a su capacidad nominal, con reguladores bajo carga configurados para establecer tensión en barras de media tensión de 105% de la nominal.

## Resultados

### *Restricciones operativas de la red:*

A continuación, se listan las restricciones operativas detectadas en lo referido a cada período:

#### Red Base (Año 2021):

- Red N: sobrecarga del 12% en el distribuidor Crespo y subtensiones en los distribuidores La Criolla y Silva, respectivamente con valores mínimos de 91% y 92% de la tensión nominal de red.
- Red N-1: sobrecargas de 45% y del 57% en las salidas Crespo y Silva. En el caso de falla en el distribuidor La Criolla, todos sus usuarios quedan sin servicio al no tener vinculaciones con otros distribuidores.

#### Período 2022/2030:

- Tramos de líneas con niveles de cargabilidad fuera de los límites admisibles en todos los distribuidores.
- En el año 2027, sobrecarga de 3% en el transformador 132/33/13,2 kV de 15/15/10 MVA de la ET Crespo.
- En el año 2029, sobrecarga del 2% en los transformadores de la ER Crespo.

De no ejecutarse obras, se advierten mayores sobrecargas que implican demanda no abastecida. Esto da lugar a un incremento exponencial en la energía no suministrada (ENS), que aumenta año a año hasta alcanzar cerca de los 2500 MWh/año para el 2030.

### *Obras de ampliación y de reconfiguración de la red. Período 2021-2030*

En base a las restricciones operativas que registra la red, se propone la ejecución de las obras detalladas a continuación:

#### Año Base:

- Instalación de 0,18 km de líneas urbanas tipo line-post con conductor 95/15 Al/Ac en el distribuidor Crespo, y recambio de conductores de 25 Al por 50/8 Al/Ac en los distribuidores Crespo y Silva.
- Instalación de dos bancos reguladores de tensión monofásicos 7,62 kV-150 A en las líneas troncales de los distribuidores La Criolla y Silva.
- Construcción de 0,44 km de línea urbana convencional de 50/8 Al/Ac e instalación de un seccionador tripolar a cuernos para la vinculación de los distribuidores La Criolla y Silva.

A raíz de las obras ejecutadas, los niveles máximos de cargabilidad en líneas y transformadores, y los valores mínimos de tensión en nodos de carga se encuentran dentro de los límites admisibles (ver Tabla 1).

Tabla 1: Indicadores técnicos de la red primaria de distribución con obras.

Distribuidor	Tensión mínima %Un	Cargabilidad %	
		Operación normal	Contingencia simple
Crespo	105	55	59 (Falla distribuidor Silva)
La Criolla	97	64	-
Silva	97	38	93 (Falla Salida Crespo) / 65 (Falla Salida La Criolla)

#### Período 2022/2028:

- Construcción de 1,56 km de nuevas líneas urbanas tipo line-post con conductor 95/15 Al/Ac en el distribuidor Silva y recambio de 6,4 km de conductores de 25 Al por conductores de 50/8 Al/Ac en todos los distribuidores.
- En el año 2027 se debe instalar un nuevo transformador de 30/30/30 MVA en la ET Crespo.

### Año 2029:

- La ER Crespo alcanza su potencia nominal. Se debe ejecutar una transferencia de demanda hacia la ET homónima. Se transfiere carga al distribuidor Silva (2,14 MVA). Como resultado, la cargabilidad de los transformadores de la ER Crespo se reduce en un 24,7%.
- Esta reconfiguración requiere de la ejecución de obras de ampliación en la ET Crespo. Estas incluyen:
  - Construcción de una nueva playa de maniobras en 13,2 kV, más dos campos de salida para los nuevos distribuidores Silva y La Penca, un campo de transformación en 13,2 kV y un reactor de neutro.
  - Construcción de nuevo tramo de línea rural convencional de 50/8 Al/Ac para vincular el nuevo distribuidor La Penca a uno de los campos de salida de la ET Crespo, más otro tramo de línea urbana convencional de 50/8 Al/Ac para vincular la sección sur con la sección oeste del mismo, y de un nuevo seccionador para efectuar transferencias de demanda entre las salidas La Penca y Silva.
- Se deben repotenciar 3 km de la línea troncal del nuevo distribuidor La Penca con conductores de 50/8 Al/Ac, aguas debajo de la ET Crespo e instalar un nuevo banco de reguladores monofásicos en el distribuidor.

### Año 2030

- Se registra una cargabilidad mayor a 66% en operación normal en los primeros tramos de línea aérea del distribuidor Crespo de la ER homónima. Se propone una transferencia de carga de 1,14 MVA hacia el distribuidor Crespo Oeste, lo cual deriva en una variación de cargabilidad de 68% a 52% en el distribuidor Crespo y de 4% a 18% en el distribuidor Crespo Oeste.

Las obras de ampliación y reconfiguración descriptas minimizan la demanda no abastecida tanto en condiciones de operación normal como en caso de contingencia. Se logra diseñar una red con menores pérdidas de energía globales respecto de la red base, lo cual se traduce en menores costos operativos.

Se observa en la Figura 3 la evolución de las pérdidas con y sin las obras propuestas y las pérdidas de energía evitadas, y en la Figura 4 el diagrama georreferenciado de la topología de la red configurada con las obras propuestas.

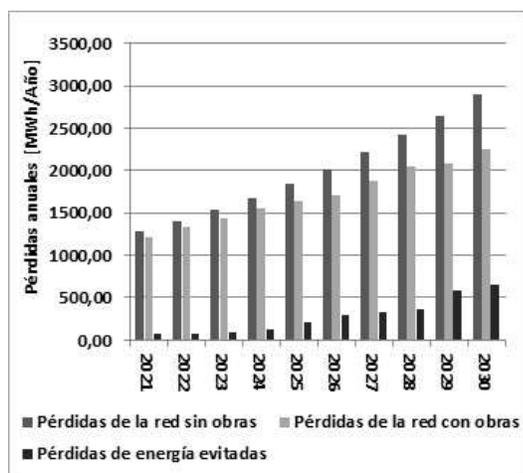


Figura 3: Pérdidas de energía globales evitadas

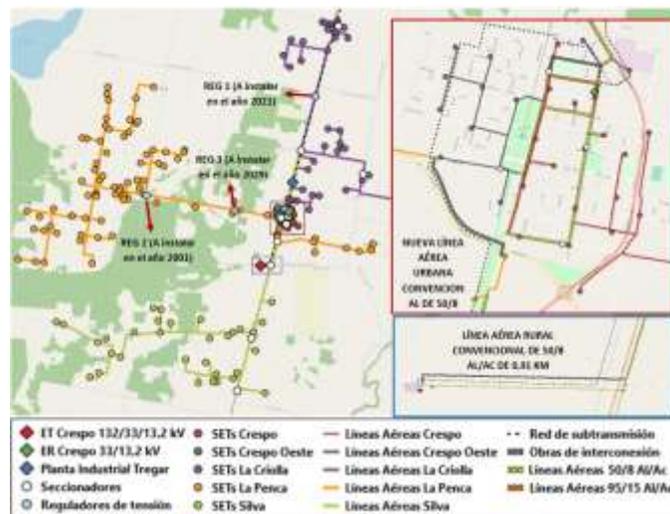


Figura 4: Diagrama georreferenciado de la red de 13,2 kV reconfigurada. Año 2030

### Análisis económico

Se han escogido dos indicadores económicos con el fin de analizar la rentabilidad del plan propuesto: el flujo de caja de inversión (FCI), definido como la variación de capital procedente de la diferencia entre las entradas y salidas de efectivo de un proyecto, y la relación entre el valor actual neto (VAN) y la inversión al valor presente (IVP), que expresa la utilidad neta obtenida en el período de análisis con relación al monto de inversión efectivizado.

Los ingresos abarcan ahorros por ENS evitadas y su adicional de facturación, ahorros por pérdidas de energía evitadas y el valor residual de la nueva infraestructura, mientras que los egresos de dinero involucran la inversión en infraestructura y los costos de operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica nueva y existente. Se presenta en la Figura 5 el FCI acumulado asociado al plan de obras propuesto, y en la Tabla 2, los indicadores económicos obtenidos considerando una tasa de descuento del 12%.

Tabla 2: Indicadores económicos del plan de obras propuesto

VAN	IVP	VAN/IVP
USD 5.033.429	USD 2.083.596	2,42

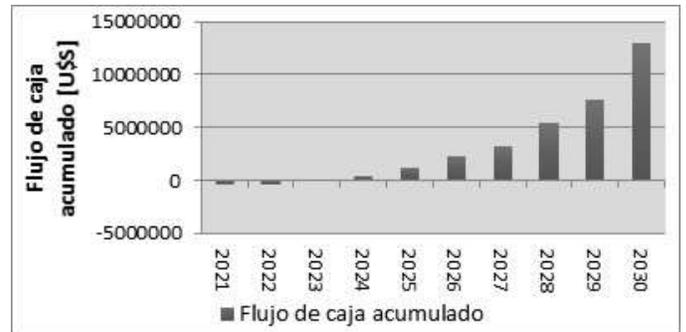


Figura 5: Flujo de caja acumulado. Período 2021/2030

El año base es el único en el cual los egresos por inversión en nueva infraestructura superan a los ahorros en concepto de ENS y pérdidas evitadas. Si se realiza el análisis del FC acumulado, el plan de obras presenta un payback bajo, de tan solo tres años.

El plan de obras de expansión presentado para el período 2021/2030 resulta rentable, constituyendo así una solución técnica y económicamente viable para mejorar la confiabilidad de la red de distribución del distrito de Gobernador Crespo, como así también la calidad del producto y servicio técnico para todos los escenarios de demanda.

## Conclusiones

En este trabajo se propone una metodología para evaluar cuantitativa y cualitativamente el impacto técnico y económico de nuevas obras y reconfiguraciones de red tal que permitan abastecer la demanda de una red estándar de distribución en el corto y mediano plazo. La nueva infraestructura se focaliza en el incremento de la confiabilidad, la eficiencia operativa y la flexibilidad ante contingencias.

En este sentido, los indicadores técnicos de la red analizados (pérdidas técnicas y energía no suministrada) constituyen una herramienta útil para detectar las restricciones operativas que justifiquen la necesidad de ejecutar nuevas obras de expansión para luego poder evaluar su impacto en la red y analizar los beneficios operativos y económicos que estas representan. El análisis económico concluye la viabilidad del plan de expansión propuesto. Se destaca que la metodología propuesta es factible de aplicar en cualquier red de distribución de media tensión, que disponga de la información técnica y económica necesaria para efectuar en el estudio de plan de expansión.

## Referencias

ENRE (2003). Calidad de servicio en la Distribución de Energía Eléctrica.

ENRE (1996). Base Metodológica para el Control del Servicio Técnico. Anexo 1.

Fletcher, J. (2015). "A case study on optimizing an electrical distribution network using a genetic algorithm," IEEE 24th Int. Symp. Ind. Electron., pp. 20–25.

Hable, M. (2009). Distribution Network Planning for High Load Density Areas. CIRED, pp. 1-8.

Lin, K. Jing, X.; Hengjun, Z. and Beibei, W. (2016). "Planning Method for Distribution Networks Based on Load Growth Characteristics of the Industry," no. Ciced, pp. 10–13.