

# Estimación de pérdidas técnicas en red de distribución urbana de 33kV utilizando modelo de red y escenarios característicos

Estimation of technical losses in 33kV urban distribution network using network model and typical scenarios

Presentación: 13 y 14 de septiembre de 2023.

## Maximiliano García

FRSN-UTN  
mpgarcia@frsn.utn.edu.ar

## Vanesa Hetze

FRSN-UTN  
vhetze@frsn.utn.edu.ar

## Matías Tielli

FRSN-UTN  
mtielli@frsn.utn.edu.ar

## Pablo Rullo

FRSN-UTN  
prullo@frsn.utn.edu.ar

## Resumen

En este trabajo se presentan los primeros resultados del trabajo de colaboración establecido entre el Grupo de Investigación en Energías Renovables (GIDER) de la Facultad Regional San Nicolás de la UTN y la Cooperativa Eléctrica de Ramallo (COOSPRAL). En particular, se estiman y se analizan las pérdidas técnicas en la red de distribución urbana de 33 kV de COOSPRAL a partir de un modelo de la red y la construcción de escenarios característicos. El modelo de la red se implementó en el software para simulación de sistemas de potencia ETAP. Luego, a partir de mediciones tomadas por la Cooperativa en diversos Centros de Transformación (CTs) en periodos determinados se definen escenarios característicos y se simulan los flujos de carga correspondiente para la estimación de las pérdidas técnicas. Las mismas resultan en el orden del 3%, lo que se corresponde con estimaciones previas realizadas por la Cooperativa por métodos clásicos.

**Palabras Claves:** Modelado, Redes de Distribución, Perdidas técnicas

## Abstract

This paper presents the initial results of the collaborative work established between the Renewable Energy Research Group (GIDER) of the San Nicolás Regional Faculty of the UTN and the Ramallo Electric Cooperative (COOSPRAL). In particular, the technical losses in the 33 kV urban distribution network of COOSPRAL are estimated and analyzed based on a network model and the construction of characteristic scenarios. The network model was implemented in the ETAP power system simulation software. Then, based on measurements taken by the Cooperative in several Transformer Substations (CTs) in specific periods, characteristic scenarios are defined and the corresponding load flows are simulated to estimate the technical losses. These losses are in the order of 3%, which corresponds to previous estimates made by the Cooperative using classical methods.

**Keywords:** Modelling, Distribution Networks, Technical losses

## Introducción

La transición energética hacia fuentes de energía más sostenibles es un tema de gran importancia en la actualidad y presenta un desafío para países en vías de desarrollo (Donato P. G. et al, 2020). Las cooperativas eléctricas juegan un papel crucial en esta transición, ya que son actores clave en la generación y distribución de energía en el ámbito local (Bertinat P. and Chemes J., 2018, Di Fazio A. R. et al, 2022). En este contexto, la Cooperativa Eléctrica de Ramallo (COOSPRAL) y el Grupo de Investigación en Energías Renovables (GIDER) de la FRSN-UTN ha establecido un Convenio de colaboración con el objetivo de explorar diversas problemáticas presentes en el área de influencia de la cooperativa. A su vez, resulta de interés avanzar en el desarrollo de diversas herramientas metodológicas y de software que puedan dar soporte a decisiones técnicas y de gestión.

En particular, en este informe se presentan los primeros resultados y conclusiones de estimación de pérdidas técnicas en la red de distribución urbana de 33 kV de COOSPRAL. Para ello se hará uso del modelo de la red construido en el software para la simulación de sistemas de potencia ETAP (Soni C. et al, 2015). Luego, a partir de mediciones tomadas por la Cooperativa en diversos Centros de Transformación (CTs) en períodos determinados se definen escenarios característicos y se simulan los flujos de carga correspondientes a la estimación de las pérdidas técnicas. Las mismas resultan en el orden del 3%, lo que se corresponde con estimaciones previas realizadas por la Cooperativa por métodos clásicos.

## Red eléctrica de distribución de COOSPRAL

La Cooperativa se encuentra vinculada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de una Estación Transformadora (ET) de 132/33 kV denominada Ramallo Industrial. A su vez, dicha ET es alimentada por una línea de alta tensión de 132 kV que une las ciudades de San Nicolás y San Pedro. Esta ET, que actualmente es compartida por COOSPRAL y la Empresa Bunge Argentina S.A., 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 de 10 MVA cada una. Una de ellas destinada a la empresa Bunge Arg. S.A. y las dos restantes a COOSPRAL.

Para vincular la ET con la Red Troncal (RT) se construyó en el año 2004 una línea troncal de distribución en 33 kV de 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, en la localidad de Ramallo. Además, se tendió una derivación por calle Velázquez con el fin de alimentar a la Planta Industrial de Fiplasto S.A. Un esquema de la RT se muestra en la Figura 1.

Esta obra fue diseñada para permitir que una terna alimente la zona urbana de la ciudad y la otra al 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 RT 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 RT es de 36 MW, mientras que la demanda máxima transportada en la actualidad, sumando COOSPRAL y Fiplasto S.A., es de 14,5 MW, por lo que esta línea dispone de una capacidad remanente superior a la actualmente utilizada.



Figura 1. Red Troncal Urbana/Industrial 33kV.

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 ET San Nicolás 132/33 kV (parte inferior de RT de Figura 2). La misma es utilizada para alimentar la población cuando es necesario interrumpir la conexión principal para realizar tareas por mantenimiento o ante fallas.

## Desarrollo

En este trabajo se realiza el modelado de la RT de distribución de COOSPRAL de 33 kV detallada en la sección anterior. Para ello, se utiliza ETAP, un software de ingeniería eléctrica utilizado para el modelado, análisis y diseño de sistemas de energía eléctrica. Si bien el mismo requiere de la compra de una licencia, la empresa que distribuye el software y la UTN poseen un convenio mediante el cual es posible su utilización.

Un esquema simplificado de la red se presenta en la Fig. 2. Puede observarse que, el bus 1 corresponde a la ET 132/33 kV, mientras que los buses que se encuentran resaltados en color rojo son aquellos donde existe un Centro de Transformación (CTs) de 33/0,4 kV 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. En la Tabla 1, se muestran las potencias nominales de cada transformador. Cabe aclarar que, por razones de visualización, no se incluyó en el modelado la terna correspondiente a la parte industrial, ni las interconexiones (NA) entre buses.

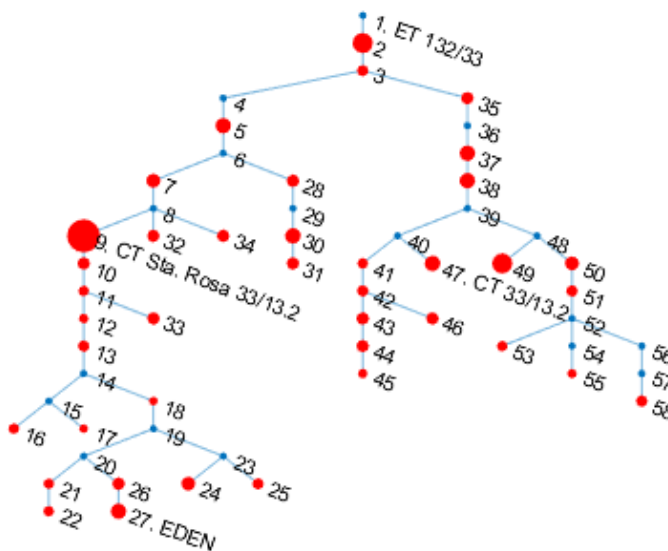


Figura 2. Esquema Red Troncal 33 kV - Centros de Transformación 33/0,4 kV y 33/13,2 kV. (rojo)

Bus Id	$S_n$ [kVA]	Bus Id	$S_n$ [kVA]	Bus Id	$S_n$ [kVA]	Bus Id	$S_n$ [kVA]
1	0	16	250	31	400	46	400
2	1000	17	100	32	400	47	630
3	315	18	100	33	400	48	0
4	0	19	0	34	400	49	1000
5	630	20	0	35	400	50	500
6	0	21	250	36	0	51	315
7	500	22	250	37	630	52	0
8	0	23	0	38	630	53	250
9	2000	24	500	39	0	54	0
10	400	25	315	40	0	55	160
11	250	26	400	41	250	56	0
12	160	27	630	42	315	57	0
13	315	28	400	43	400	58	315
14	0	29	0	44	400		
15	0	30	630	45	160		

Tabla 1. Potencias nominales de CTs.

Para la estimación de las pérdidas técnicas se analizarán mediciones tomadas en algunos CTs durante un periodo determinado. Personal técnico de COOSPRAL registró mediciones en una serie de CTs durante el verano 2022-2023. En la Fig. 3, se muestra la Potencia Activa total durante 24hrs de cada una de las mediciones. De acuerdo con esto, se definirán escenarios típicos para cada CT en el modelo y se estimarán las pérdidas a partir de la simulación del flujo de carga.

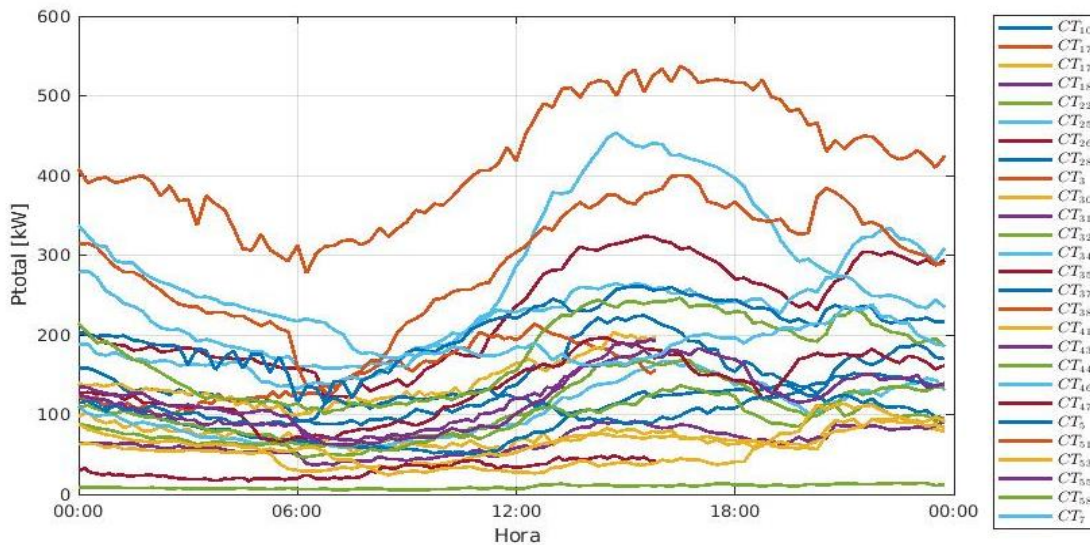


Figura 3. Potencia Activa total durante 24hs. Mediciones en CTs con muestreo cada 15'.

CT_Id	Sn_pico	FP_pico	Sn_resto	FP_resto	Sn_valle	FP_valle
CT10	144,55	0,90	124,44	0,87	132,40	0,88
CT17	139,39	0,96	117,52	0,94	111,26	0,95
CT18	91,07	0,64	83,22	0,62	81,45	0,67
CT22	19,94	0,70	13,86	0,70	14,18	0,71
CT25	139,39	0,96	117,52	0,94	111,26	0,95
CT26	219,65	0,96	193,30	0,95	196,07	0,95
CT28	232,26	0,61	157,88	0,58	190,96	0,60
CT3	217,43	0,59	250,99	0,60	179,73	0,62
CT30	243,74	0,59	229,47	0,61	196,62	0,60
CT31	378,24	0,94	335,83	0,94	312,10	0,94
CT32	168,97	0,63	155,22	0,61	136,41	0,63
CT34	314,89	0,94	278,26	0,92	252,23	0,93
CT35	194,13	0,92	182,48	0,91	154,91	0,89
CT37	214,73	0,61	189,40	0,60	160,12	0,61
CT38	345,37	0,93	294,84	0,93	282,84	0,91
CT41	124,46	0,60	97,77	0,56	108,58	0,62
CT43	200,71	0,65	181,33	0,63	171,23	0,63
CT44	213,50	0,61	190,85	0,59	173,51	0,60
CT46	316,95	0,95	330,28	0,96	229,26	0,94
CT47	75,38	0,63	62,76	0,62	48,03	0,61
CT5	320,91	0,62	263,28	0,61	249,88	0,63
CT51	378,24	0,94	335,83	0,94	312,10	0,94
CT53	91,59	0,95	57,69	0,91	79,40	0,95
CT55	187,34	0,92	168,07	0,90	164,78	0,90
CT58	218,37	0,94	185,22	0,92	165,32	0,92
CT7	264,53	0,95	221,48	0,93	200,46	0,93

Tabla 2. Valores medios Pico, Resto y Valle de Potencia aparente (Sn) y Factor de Potencia (FP) para cada CT.

Para la construcción de escenarios típicos, se identificarán para cada una de estas mediciones, valores promedios en las Potencias aparentes (Sn) y Factores de Potencia (FP) para los periodos de Pico (de 18:00 h a 23:00 h), Resto (de 05:00 h a 18:00 h) y Valle (de 23:00 h a 05:00 h). Dichos valores se muestran en la Tabla 2.

La estimación de pérdidas técnicas se realizará a partir de la simulación de los 3 escenarios típicos detallados anteriormente (Pico, Valle y Resto). Cabe aclarar que, el modelo utilizado se circunscribe a la red de distribución urbana de 33 kV. Por lo tanto, no se encuentran incorporadas por el momento la red rural de 13.2 kV y la red de distribución urbana en baja tensión. En este sentido, las pérdidas estimadas deben entenderse como un umbral inferior de las pérdidas técnicas existentes.

Los escenarios de Pico, Valle y Resto se construyeron a partir de los valores detallados en la Tabla 2 para los CT correspondientes. Luego, para aquellos CTs no especificados en dicha tabla se consideró una potencia aparente de carga del 50% de la potencia nominal del transformador, y un FP de 90%. Para cada uno de estos escenarios se realiza la simulación del flujo de carga en ETAP. Los resultados obtenidos se detallan en la Tabla 3.

	<b>Pico</b>	<b>Valle</b>	<b>Resto</b>
Carga [MW]	10,095	9,196	9,486
Carga [MVar]	3,636	3,151	3,366
Generación [MW]	10,45	9,483	9,796
Generación [MVar]	4,098	3,529	3,773
Pérdidas [MW]	0,354	0,287	0,31
Pérdidas [MVar]	0,462	0,378	0,407
<b>% Pérdidas técnicas</b>	<b>3,39%</b>	<b>3,03%</b>	<b>3,16%</b>

Tabla 3. Resumen resultados Flujo de Carga para cada uno de los escenarios.

Como vemos, las pérdidas técnicas estimadas para cada escenario se encuentran por debajo del 3.5%. Como se mencionó anteriormente estos valores resultan umbrales mínimos de pérdidas ya que no se encuentran modeladas aquellas pérdidas que ocurren en la red rural y en la red de baja tensión. En futuros trabajos se incorporarán estimaciones de estas. Se espera que a partir de ello las mismas se acerquen al 5%.

En la Fig. 4 se observan los perfiles de tensión resultantes para cada uno de los escenarios. Vemos que en todos los casos los valores se encuentran por encima de 0.95 p.u., valor mínimo permitido bajo criterios típicos de calidad de energía (Feroldi D. and Rullo P., 2022).

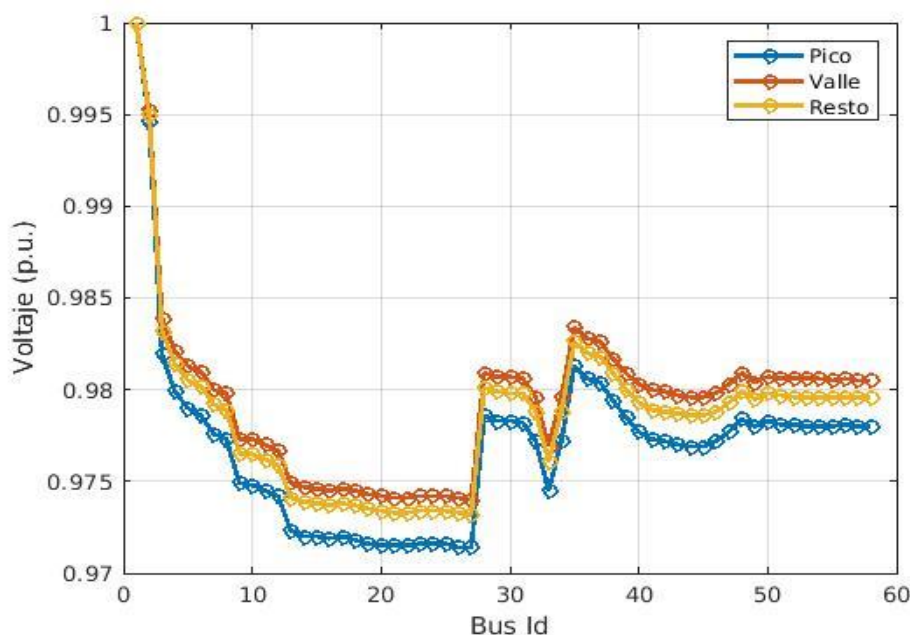


Figura 4. Perfil de tensión para escenario pico, valle y resto.

## Conclusiones

Como podemos observar, el porcentaje de pérdidas técnicas se ubica en el orden del 3%, con muy leves variaciones en función del momento del día. Si bien estos resultados pueden dar una idea orientativa del nivel de pérdidas técnicas del sistema, sería necesario profundizar en el análisis de diversos escenarios y en una estimación de las pérdidas que se producen en la red rural y en la red de baja tensión. A su vez, los valores de tensión cumplen de manera satisfactoria con criterios típicos de calidad de energía. Este primer trabajo producto de la colaboración entre el GIDER (FRSN-UTN) y COOSPRAL sienta las bases para profundizar el trabajo conjunto entre ambas instituciones.

## Referencias

Bertinat, P., y Chemes, J. (2018). "Aportes del sector energético a una transición socioecológica". *V Cumbre Cooperativa de las Américas*.

Donato, P. G., Hadad, M. N., Carugati, I., Funes, M. A., Strack, J. L., y Orallo, C. M. (2020). "Smart grids in developing countries: current status, challenges and upcoming trends". *Advances in Energy Research*. Volume 33. (pp 85-122). Nova Science Publishers.

Di Fazio, A. R., Losi, A., Russo, M., Cacace, F., Conte, F., Iannello, G., Natrella, G., y Saviozzi, M. (2022). "Methods and Tools for the Management of Renewable Energy Communities: the ComER project." 2022 AEIT International Annual Conference (AEIT), Rome, Italy, 2022, (pp. 1-6). IEEE.

Feroldi, D., y Rullo, P. (2022). "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.

Soni, C. J., Gandhi, P. R., y Takalkar, S. M. (2015). "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.