

Simulación y Estudio en Régimen Transitorio de Perturbaciones en la Red Eléctrica de un Parque Industrial

Emmanuel Sangoi, Ulises Manassero, Ariel S. Loyarte, Jorge R. Vega

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE)

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Santa Fe (UTN-FRSF)

Santa Fe, Argentina

esangoi@frsf.utn.edu.ar

Resumen — Este trabajo se enmarca en un proyecto que busca definir, diseñar e implementar tecnologías de respaldo para la calidad de energía eléctrica en redes de distribución. Para ello se comenzó estudiando específicamente redes eléctricas de parques industriales, por ser este tipo de usuarios uno de los más afectados por perturbaciones en la red. En este trabajo se presentan algunos resultados de la primera etapa de este proyecto, en donde se hace foco sobre los huecos de tensión y micro cortes. Para ello se modela la red de 33 kV que abastece al parque industrial Sauce Viejo (Santa Fe, Argentina) a través de dos alimentadores radiales. El modelado de la red se realizó con el software ATP, a partir del cual se simuló fallas monofásicas autoextinguibles que dan origen a perturbaciones en la tensión de todos los usuarios. Luego se propone una metodología para identificar y caracterizar los huecos de tensión y micro cortes ocasionados por las mencionadas fallas. A través de simulaciones iterativas se generó información estadística relacionada a la incidencia de estos eventos para distintos escenarios anuales, considerando aquellos factores que impactan sobre la severidad de la perturbación. Los resultados para cada escenario se cuantificaron mediante indicadores aceptados internacionalmente como el AVSEI, el SARFI y la ubicación de la perturbación en relación a la curva de inmunidad CBEMA.

Palabras clave — *Calidad de Energía; Parque Industrial; Huecos de Tensión; Perturbaciones Transitorias.*

I. INTRODUCTION

Las perturbaciones en la tensión (transitorias o permanentes), como sobretensiones, huecos de tensión (HT), micro cortes (MC), etc., afectan directamente a la calidad de la energía eléctrica entregada a los consumidores [1]. Actualmente, el uso generalizado de equipos electrónicos y fuentes de alimentación de tipo “conmutables”, especialmente en el sector industrial, hace que los usuarios se vuelvan particularmente sensibles a la calidad del suministro de la energía eléctrica. Perturbaciones en el suministro como las antes mencionadas pueden provocar un mal funcionamiento de los equipos o incluso hacer que dejen de funcionar [2]. En este sentido, las estadísticas han demostrado que en algunos sectores industriales y/o comerciales, los HT y los MC constituyen más del 80% de la causa de reclamos por parte de usuarios, y provocan pérdidas económicas significativas [3].

Un HT se puede definir como una reducción del valor eficaz de la tensión, a frecuencia de red, durante un periodo de tiempo que puede variar entre 10 ms y 1 minuto. El HT se caracteriza básicamente por su magnitud (porcentaje de la tensión remanente durante el evento con respecto al valor nominal de la tensión) y por su duración, expresada frecuentemente en unidades temporales o en ciclos [4].

Los HT constituyen una de las perturbaciones más críticas en el suministro a los usuarios; es por esto que el estudio de su severidad ha sido foco de análisis para muchos investigadores en el área [5], [6]. El estudio de la severidad de los HT puede hacerse mediante diversos indicadores. Los mismos permiten cuantificar resultados de forma precisa y evaluar razonablemente alternativas para mejorar la calidad de tensión y la confiabilidad del suministro. Estos indicadores se pueden definir de forma genérica bajo dos puntos de vista: individuales para cada usuario (o nodo en la red) o globales para toda la red.

Desde la perspectiva del usuario (industrial, por ejemplo), los indicadores se enfocan en la sensibilidad de los equipos y/o procesos industriales a las características de la caída de tensión, evaluando su severidad en función de la tensión residual y la duración del HT. A su vez, las características de los HT se pueden comparar con valores de referencia que surgen de estudios estadísticos, y que definen “curvas de inmunidad” internacionalmente aceptadas, tales como la curva CBEMA, ITIC y SEMI F47 [7]. Alternativamente, otros autores también propusieron el “Índice de gravedad de magnitud” (MSI) y el “Índice de gravedad de duración” (DSI) para cuantificar estos efectos [8]. La consideración simultánea de la magnitud y duración del HT en un solo indicador permite cuantificar su severidad en términos del “déficit energético” que éste ocasiona sobre la carga [9]. En este sentido, se puede considerar por ejemplo indicadores tales como el VSEI (*Voltage Sag Energy Index*) y el AVSEI (*Average Voltage Sag Energy Index*).

Desde el punto de vista global para la red, los indicadores estadísticos pueden evaluar la severidad de un conjunto de HT producidos en determinado periodo de tiempo, considerando su magnitud, duración y frecuencia de ocurrencia. En este caso, se usan indicadores tales como el SARFI, SIARFI, SMARFI, STARFI y la tabla de HT de IEC 61000-2-8 [10].

En este trabajo se muestra un estudio de perturbaciones transitorias en la red eléctrica que abastece a un parque industrial de Santa Fe. Dado el contexto antes mencionado, el trabajo se focaliza en el análisis de HT y MC ocasionados por fallas autoextinguibles dentro de la red. Mediante simulaciones que consideran distintos escenarios anuales, se analizó particularmente la sensibilidad de las perturbaciones de tensión producidas en todos los usuarios ante variables tales como la resistencia de la falla (R_f) de los cortocircuitos que ocasionan dichas perturbaciones, el estado de carga de la red, la ubicación de los usuarios y la configuración de la red. Los resultados se analizaron en términos de algunos de los indicadores antes mencionados y permiten concluir sobre variables relevantes en el estudio de transitorios para redes de este tipo.

II. DESARROLLO

A. Descripción de la red bajo estudio

El estudio se realiza sobre la red de distribución primaria de 33 kV que abastece al Parque Industrial (PI) Sauce Viejo, ubicado en la Provincia de Santa Fe. El PI posee una superficie de ~125 hectáreas y es abastecido actualmente por dos alimentadores de 33 kV, denominados “distribuidor Norte” y “distribuidor Sur”, los cuales se vinculan al secundario de un transformador de potencia de 132/33/13,2 kV - 30/30/30 MVA, ubicado en la Estación Transformadora (ET) Brigadier López (en adelante, ET BRI). Cada alimentador posee una longitud troncal de aproximadamente 4 km, y están compuestos por un primer tramo de cable tripolar de 185 mm², con conductor de aluminio y aislación seca en XLPE. Los restantes tramos hasta las diferentes subestaciones transformadoras (SETs) se conforman por tendidos aéreos de conductores de aluminio/acero de 95/15 mm². La red posee en total de 24 SETs con transformadores de 33/0,4 kV; en el conjunto, hay 1 transformador de 160 kVA, 14 de 315 kVA, 8 de 630 kVA, y 1 de 5000 kVA.

Los usuarios de la red son todos del tipo industrial e incluyen diversos rubros del sector. La gran mayoría de ellos se abastecen de energía en baja tensión (BT); solo dos de ellos se abastecen directamente en media tensión (MT). Normalmente, la demanda del PI en el periodo estival suele ser de ~10,5 MVA. La traza de la red se observa en la Fig. 1. Si bien la red presenta una topología radial, la misma conforma un anillo que tiene la posibilidad de vincular ambos distribuidores mediante cuatro seccionadores. En condiciones normales de operación, ambos distribuidores operan en forma radial.



Fig. 1. Imagen satelital de la red bajo estudio.

B. Metodología

Las simulaciones se hicieron con el software ATP (Alternative Transients Program). El modelo de la red se confeccionó con la interfaz ATPDraw, cuyo esquema final se muestra en la Fig. 2. La red del PI está expuesta a un promedio de 10 interrupciones anuales. Estadísticamente, puede considerarse que los HT y MC suelen ser 4,5 veces más frecuentes que las interrupciones de larga duración [6]. En consecuencia, para este trabajo se asumió un escenario anual con una incidencia de 21 fallas transitorias autoextinguibles. De las 21 fallas, se consideró que 10 se producen en el distribuidor Sur, 10 en el distribuidor Norte y 1 en la red de 132 kV que abastece a la ET BRI. Las fallas se distribuyeron de manera uniforme a lo largo de cada distribuidor; la ubicación de las mismas se detalla en la Fig. 2.

Las cargas se modelaron como impedancias constantes. El estado de carga de la red (y eventualmente de cada nodo) se definió en proporción a la potencia instalada (potencia nominal de la SET correspondiente o potencia contratada, según corresponda). Para este estudio se consideraron exclusivamente fallas monofásicas por ser éstas las más frecuentes [6]; la R_f se modificó según el escenario. En la práctica, la R_f es una variable sobre la que no se tiene control, y depende de varios factores relacionados con la causa y condiciones en las que se manifiesta la falla. Valores típicos para R_f pueden estar comprendidos entre 0,5 y 40 Ω [11]. Por tratarse de fallas autoextinguibles, las mismas no implican variaciones de carga o reconfiguraciones en la red asociadas a la apertura de interruptores, reconectores o fusibles. En este sentido, se consideraron duraciones de la falla de 70 ms para todos los eventos.

Los registros de tensión se hicieron en el primario de todas las SETs presentes en la red y en la acometida de los grandes usuarios (GU) que se abastecen en MT. Estos puntos totalizan 25 nodos en la red (ver Fig. 2): 15 están dispuestos en el distribuidor Norte (nodos 2 a 16) y 10 en el distribuidor Sur (nodos 17 a 25). Dado que el estudio se hace exclusivamente sobre la red de 33 kV, estos 25 nodos trifásicos son considerados el total de “usuarios” que posee la red.

Cada escenario incluye 21 simulaciones; en cada una de ellas se modifica solo el punto de falla (ver Fig. 2). En los distintos escenarios se consideraron las mismas fallas (tipo, características y ubicación), de modo que la comparación entre distintos escenarios se hace bajo las mismas condiciones. Los resultados para cada escenario se analizaron usando indicadores que cuantifican el impacto de los HT en cada nodo y en el total de la red. Los mismos se detallan a continuación:

- $AVSEI$: entendido como el déficit energético medio (trifásico) ocasionado por todos los HT ocurridos en un nodo de la red durante el periodo bajo estudio. Para su determinación se empleó la ecuación (1).
- k_{CB} : para cada nodo de la red, representa la cantidad de HT registrados durante el periodo bajo estudio que se encuentran en la región “no tolerable” de la curva de inmunidad CBEMA [6]. El criterio para considerar que un HT está en la región “no tolerable” de la curva CBEMA se define con la ecuación (2).

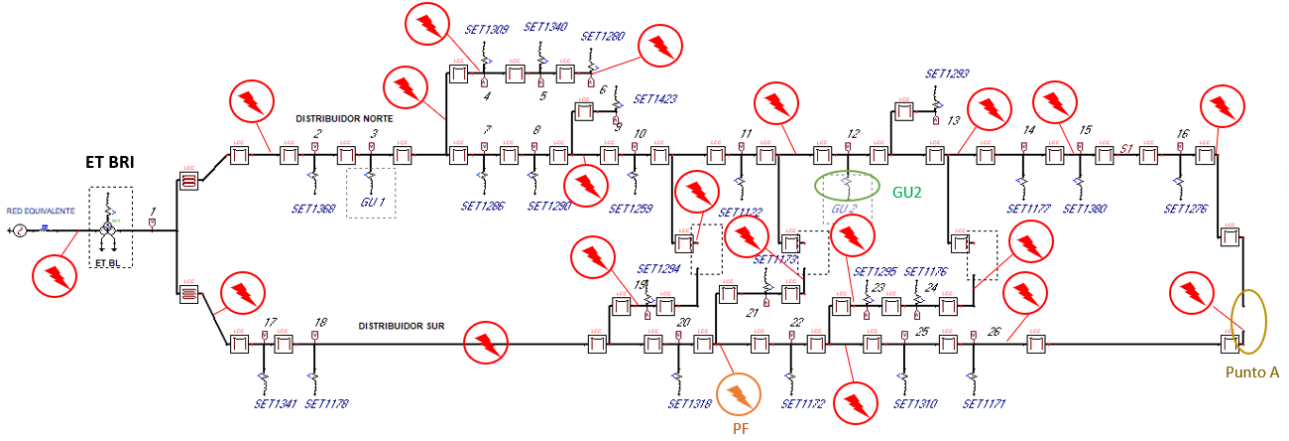


Fig. 2. Esquema de la red bajo estudio modelada con el software ATPDraw.

- $SARFI_X$ (System Average RMS Variation Frequency Index): para el periodo bajo estudio, representa el número medio de HT en donde el valor eficaz de la tensión cayó por debajo del umbral X. Para este análisis se consideró el $SARFI_{90}$, $SARFI_{80}$, $SARFI_{70}$, $SARFI_{50}$ y $SARFI_{10}$ (este último cuantifica específicamente la presencia de MC). Para su determinación se empleó la ecuación (3).

$$AVSEI = \frac{1}{NF} \cdot \sum_i^{NF} (0,9 - V_{pu,i}^R)^2 \cdot t_i^R + (0,9 - V_{pu,i}^S)^2 \cdot t_i^S + (0,9 - V_{pu,i}^T)^2 \cdot t_i^T \quad (1)$$

$$(87 - 100 \cdot V_{pu,i}^f)^2 \cdot \frac{t_i^f}{T} > 4400 \quad (2)$$

$$SARFI_X = \frac{\sum_i^{NF} N_i}{N_T} \quad (3)$$

donde NF es la cantidad de eventos producidos en el periodo bajo estudio; $V_{pu,i}^f$ es el valor eficaz de la tensión en la fase f (con $f = R, S, T$) durante el evento i , expresada por unidad (p.u.) de la tensión nominal; t_i^f es la duración del HT registrado en la fase f durante el evento i (si en dicha fase no hubo un HT, su duración vale 0); T representa la duración temporal de 1 ciclo a la frecuencia de red; X es un umbral límite considerado para el valor eficaz de la tensión con respecto a la tensión nominal; N_i es el número de usuarios que experimentaron HT con amplitudes menores al X % durante el evento i ; y N_T es la cantidad total de “usuarios” en la red (en este caso, cantidad de nodos trifásicos en 33 kV).

Notar que los indicadores $AVSEI$ y k_{CB} se definen para cada nodo en la red, mientras que el indicador $SARFI_X$ es un indicador global. En los distintos escenarios estudiados, se analizó la sensibilidad de los indicadores antes detallados a las siguientes variables:

- ubicación de los usuarios.

- potencia de cortocircuito (PCC) en barras de 132 kV de la ET BRI: la red de 132 kV que abastece a la ET puede tener distintas configuraciones operativas, que impactan en la PCC en bornes de la ET que alimenta al PI. Tomando como referencia las distintas configuraciones, se consideraron los 5 escenarios indicados en la Tabla 1.
- estado de carga de la red: se consideraron 3 estados de carga posibles para la red: 30 %, 60 % y 90%.
- resistencia de falla: se consideraron valores de 1 Ω , 5 Ω y 10 Ω .
- configuración de la red: se consideró la operación actual en configuración radial y una posible operación anillada como alternativa de análisis (el anillo se cierra en el “punto A” de la Fig. 2).

III. RESULTADOS

A. Escenario base

El escenario base para las simulaciones corresponde a la configuración radial, con la potencia de cortocircuito PCC 1 (Tabla 1), un estado de carga del 60% y una resistencia de falla de 5 Ω . Para este escenario, las 21 fallas anuales en la red ocasionaron 21 HT en cada uno de los 25 nodos con carga, con amplitudes distintas según la ubicación del nodo y su distancia al punto de falla.

TABLA 1. PCC EN BARRAS DE 132 kV DE LA ET BRI PARA DISTINTAS CONFIGURACIONES DE LA RED DE 132 kV.

Escenario	PCC 1 ^a	PCC 2 ^b	PCC 3 ^c	PCC 4 ^d	PCC 5 ^e
PCC monof. [MVA]	2984	2559	2160	1530	1315
PCC trifásico [MVA]	3124	2847	2619	2014	1779

^a. CT BLO en servicio.

^b. CT BLO fuera de servicio.

^c. CT BLO fuera de servicio + LAT STO-PAY fuera de servicio.

^d. CT BLO fuera de servicio + barras desacopladas en ET BLO.

^e. CT BLO fuera de servicio + LAT PIQ122-ARO fuera de servicio.

En la Fig. 3 se muestra el HT registrado en el nodo 12 (punto GU2 de la Fig. 2, seleccionado discrecionalmente para ejemplificar los efectos de la falla) ante una falla en el punto PF de la Fig. 2. Los 525 HT resultantes para este escenario anual se muestran en la Fig. 4. Para este escenario, y en relación a la curva de inmunidad CBEMA, 460 HT resultaron “tolerables” y 65 resultaron “no tolerables”.

B. Impacto sobre la red

Los valores resultantes para el $SARFI_x$ en cada escenario se detallan en la Tabla 2. Las fallas generaron HT con amplitudes mayoritariamente por debajo del 70% y por encima del 10%. Dado el tamaño de la red, no se observan grandes diferencias en las amplitudes de los HT obtenidos ante las distintas perturbaciones. Los diferentes escenarios impactan mayoritariamente en los HT con amplitudes cercanas al 50% (observar valores del $SARFI_{50}$), los cuales impactan particularmente en motores, contactores y accionamientos similares de amplio uso industrial.

C. Impacto de la resistencia de falla

En la Fig. 5 se muestra el valor resultante para el $AVSEI$ en todos los nodos de la red para escenarios con distintas R_f . Se observa una notable sensibilidad del déficit energético percibido por cada nodo al valor de R_f . Resulta entonces un factor importante a considerar en futuras investigaciones. Las simulaciones con $R_f = 1 \Omega$ presentan valores de $AVSEI$ notablemente mayores que en el resto de los casos, independientemente de la ubicación del usuario. Para el escenario anual, las simulaciones con $R_f = 1 \Omega$ hacen que el 100% de los HT ocasionados estén en la región no tolerable de la curva CBEMA, mientras que para $R_f = 5 \Omega$ y $R_f = 10 \Omega$ este porcentaje se reduce a 12,4% y a 0%, respectivamente.

D. Impacto del estado de carga de la red

En la Fig. 6 y la Fig. 7 se observa que el estado de carga también afecta a las características de los HT percibidos por los usuarios. En efecto, la severidad de las perturbaciones resulta mayor cuando la red se encuentra más exigida por la demanda. En promedio, el $AVSEI$ de los HT se incrementa un 12% cuando el estado de carga de la red pasa del 30% al 60% (Fig. 6). A su vez, para este cambio en la demanda, la cantidad de HT no tolerables se incrementa de 61 a 100 (Fig. 7). Tanto en la Fig. 6 como en la Fig. 7 se aprecia que, independientemente del estado de carga, los usuarios más perjudicados ante las perturbaciones son siempre los más alejados de la ET BRI. Esto es consecuencia de la configuración radial que posee la red.

E. Impacto de la potencia de cortocircuito en la ET BRI

En las Fig. 8, Fig. 9 y Fig. 10 se muestra el impacto de las variaciones en la PCC en la ET BRI sobre los indicadores $AVSEI$ y k_{CB} para los distintos nodos de la red. En todos los casos, se observa que mientras menos robusta es la red que abastece al PI, mayor es el impacto de los HT en los usuarios. Cuando la PCC pasa de PCC 1 (escenario base) a PCC 5, el déficit energético ocasionado por los HT se incrementa en

promedio un 9% (Fig. 8) y la cantidad de perturbaciones no tolerables en toda la red pasa de 65 a 130 (Fig. 9 y Fig. 10).

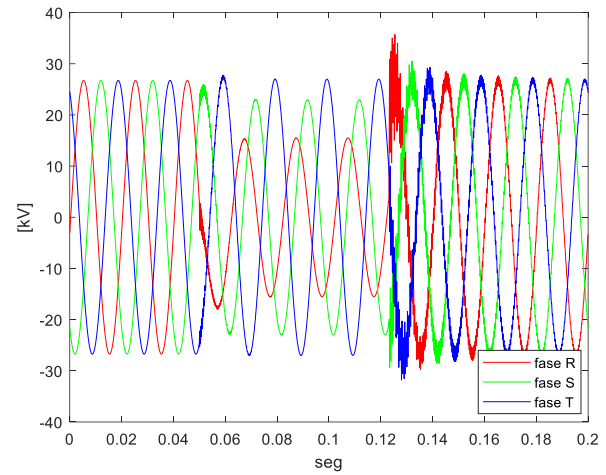


Fig. 3. Escenario Base. HT ocasionado por una falla auto-extinguible en la fase R del punto PF de la Fig. 2 (distribuidor SUR), registrado sobre el nodo 12 (distribuidor NORTE).

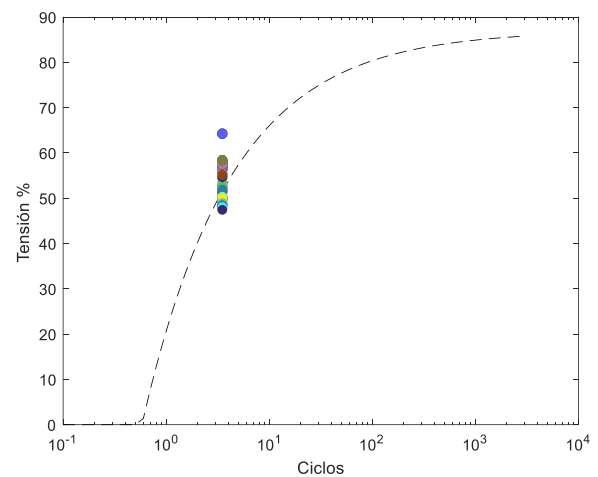


Fig. 4. HT producidos en todos los nodos de la red para el escenario base. Ubicación de los HT en el diagrama magnitud-duración y contraste con la curva CBEMA.

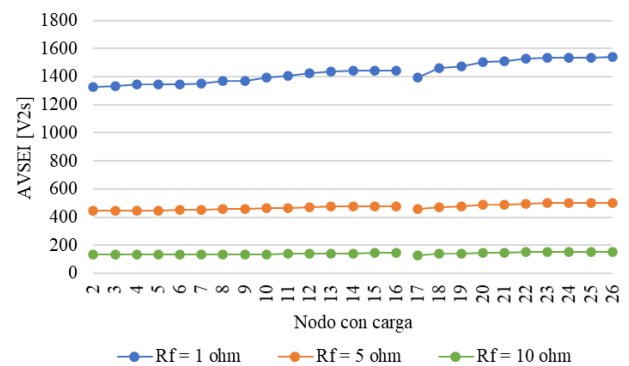


Fig. 5. Valores del $AVSEI$ en escenarios con distintas R_f .

TABLA 2. RESULTADOS PARA EL INDICADOR $SARFI_x$ EN CADA ESCENARIO ANUAL

Escenario	Base	Resistencia de falla		Estado de carga		PCC en ET BRI				Conf.
		$R_f = 1 \Omega$	$R_f = 10 \Omega$	30 %	90 %	PCC 2	PCC 3	PCC 4	PCC 5	Anillada
$SARFI_{90}$	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21
$SARFI_{80}$	21	21	20	21	21	21	21	21	21	21
$SARFI_{70}$	21	21	0,04	21	21	21	21	21	21	21
$SARFI_{50}$	1,81	21	0	1,19	2,35	2,15	2,31	3,23	3,46	0
$SARFI_{10}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

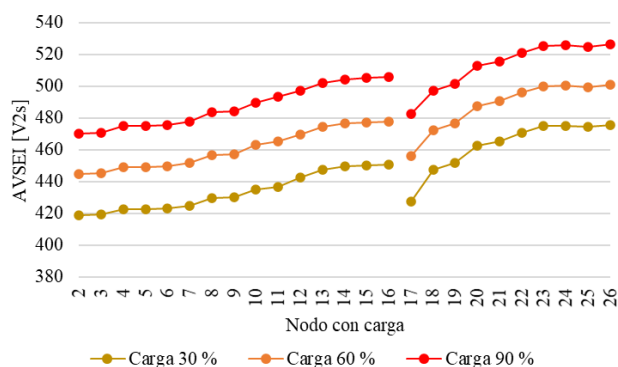


Fig. 6. Valores del $AVSEI$ en escenarios con distintos estados de carga en la red.

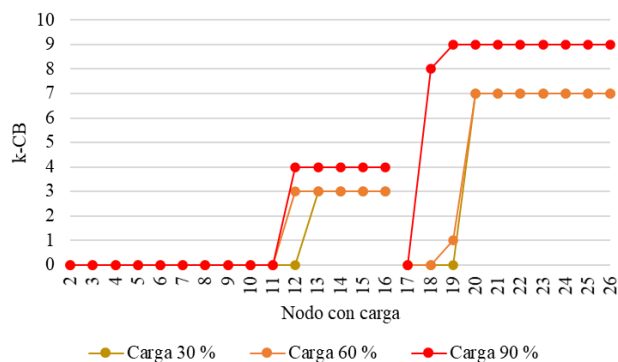


Fig. 7. Valores del k_{CB} en escenarios con distintos estados de carga.

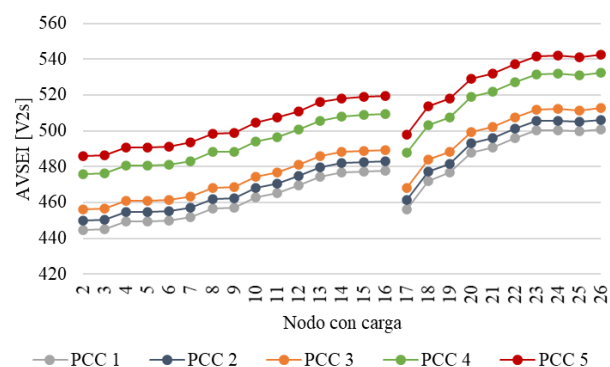


Fig. 8. Valores del $AVSEI$ en escenarios con distintas PCC en la ET BRI.

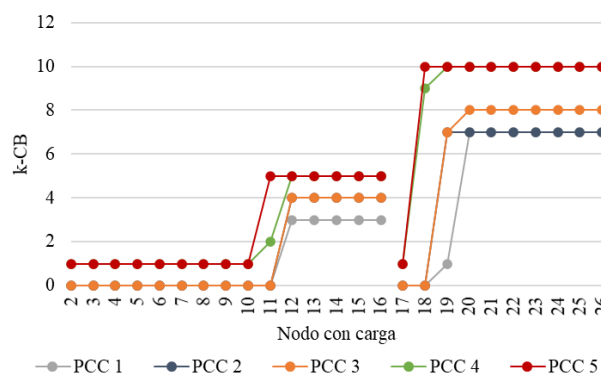


Fig. 9. Valores del k_{CB} en escenarios con distintas PCC en la ET BRI.

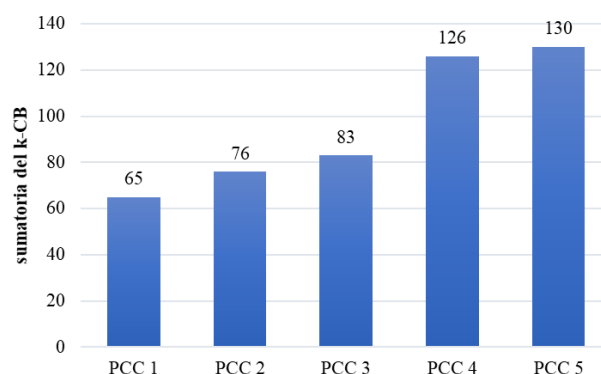


Fig. 10. Sumatoria del k_{CB} resultante en todos los nodos de la red ante escenarios con distintas PCC en la ET BRI.

F. Impacto de la configuración de la red

La Fig. 11 y la Fig. 12 muestran los valores obtenidos para el $AVSEI$ y el k_{CB} en todos los nodos de la red para una configuración radial, y para una configuración anillada. Si bien la configuración anillada hace que las perturbaciones percibidas por los usuarios ubicados en el distribuidor Norte posean un incremento en el déficit energético, la misma logra reducir el impacto de los HT en los usuarios del distribuidor Sur. Ello contribuye a equiparar el impacto de las perturbaciones en todos los usuarios de la red y reducir la sensibilidad del impacto en relación a la ubicación del nodo. La diferencia en el $AVSEI$ promedio entre usuarios en el distribuidor Norte y usuarios en el distribuidor Sur se reduce un 57% cuando la red pasa de ser radial a ser anillada (Fig. 11).

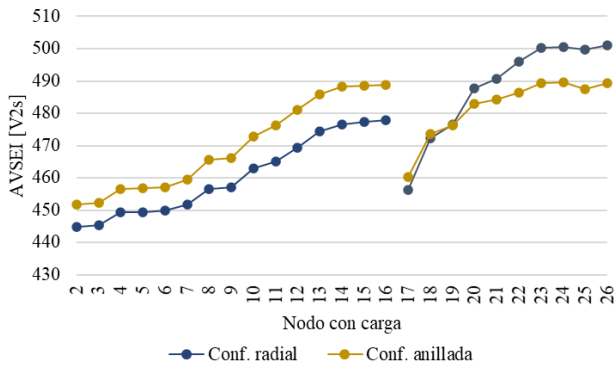


Fig. 11. Valores del AVSEI resultantes ante escenarios con red radial y red anillada.

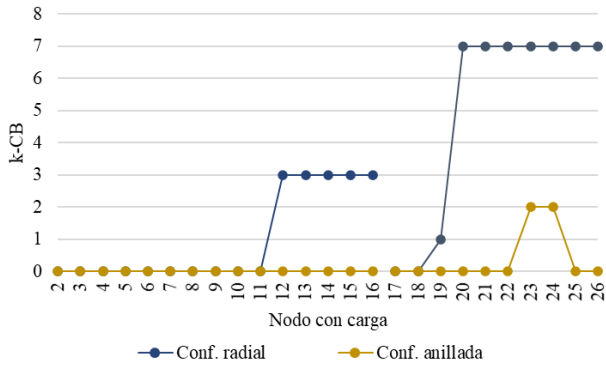


Fig. 12. Valores del k_{CB} resultantes ante escenarios con red radial y red anillada.

Estas ventajas también se observan en la cantidad de HT no tolerables para cada configuración. Bajo la topología radial, se producen 65 HT no tolerables, mientras que si la configuración es anillada dicha cantidad se reduce a solo 4 (Fig. 12). A su vez, los resultados mostrados en la Tabla 2 permiten observar incluso que la operación anillada de la red contribuiría a una apreciable mejora en la mitigación de HT que impactan a usuarios industriales particularmente: el SARFI₅₀ pasa de 1,81 a 0 cuando la red opera anillada.

G. Sensibilidad a la ubicación de los usuarios

En los resultados antes detallados, se observa claramente la desventaja de los usuarios conectados al distribuidor Sur. Para estos, el AVSEI y el k_{CB} resultante es, en general, mayor que para aquellos usuarios conectados al distribuidor Norte. Esto puede apreciarse en las Fig. 6 a Fig. 9.

IV. CONCLUSIONES

Se llevó a cabo un estudio de perturbaciones transitorias en la red eléctrica que abastece a un PI de Santa Fe, haciendo foco particularmente en los HT y MC. Mediante simulaciones que consideran distintos escenarios anuales, se analizó la sensibilidad de los HT producidos en todos los usuarios ante variables tales como la Rf de los cortocircuitos que ocasionan dichas perturbaciones, el estado de carga de la red, la ubicación de los usuarios y la configuración radial o mallada.

Los resultados permiten extraer algunas conclusiones importantes sobre cuestiones a considerar en trabajos futuros para esta red. Se observaron sensibilidades considerables en los resultados con relación al valor empleado para Rf y con el estado de carga de la red. Por otro lado, los resultados también permiten mostrar la importancia de analizar configuraciones alternativas como posible metodología para atenuar el impacto de los fenómenos transitorios. Se observó, por ejemplo, que anillar la red contribuiría significativamente a mitigar el impacto de los HT sobre los usuarios.

Como continuidad de este trabajo se pretende ampliar el presente análisis de sensibilidad, considerando variantes adicionales que contemplan: a) otras opciones en el tipo de fallas que origina la perturbación (no solo fallas monofásicas), b) la actuación de protecciones que quiten parte de la demanda ante perturbaciones de mayor duración, c) combinaciones en el modelo de la demanda (considerar también modelos de potencia constante, corriente constante e híbridos), y d) la aleatoriedad de los eventos transitorios (variabilidades en la Rf y en el tiempo de duración).

AGRADECIMIENTOS

A UTN por el apoyo económico brindado a través del proyecto: PID ENUTIFE0005151TC “Diseño y Gestión de Redes Eléctricas Inteligentes Aplicables en Parques Industriales”.

REFERENCES

- [1] Koochi, M. H. R., Esmaili, S. y Dehghanian, P., “Coherency detection and network partitioning supported by wide area measurement system”, IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC), 2018, pp. 1–6.
- [2] Kamyabi, L., Esmaili, S. y Koochi, R. M. H., “Power quality monitor placement in power systems considering channel limits and estimation error at unobservable buses using a bi-level approach”, Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 102, 2018, pp. 302–311.
- [3] Chen, R., “Research on propagation regularity and simulation assessment of voltage sags in distribution system”. Master dissertation, Dept. Eng. Univ. North China Electric Power, 2007.
- [4] IEEE Std 1564-2014: Guide for Voltage Sag Indices, 2014.
- [5] Chan, J. Y., Milanović, J. V. y Delahunty, A., “Generic failure-risk assessment of industrial processes due to voltage sags”, IEEE Trans. Power Del., vol. 24, 2009, pp. 2405-2414.
- [6] Targarona, J. C. G., “Calidad de Potencia para usuarios y empresas eléctricas”. Editorial Edigar, 2005, Universidad Nacional de Río Cuarto, Argentina.
- [7] Bollen, M. H. J., Sabin, D. D., “International coordination for voltage sag indices”, Proc. IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2006, pp. 229-234.
- [8] Chan, J. Y., Milanović, J. V., “Severity indices for assessment of equipment sensitivity to voltage sags and short interruptions”, Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting, Tampa, 2007, pp. 1-7.
- [9] Xianyong, X., Chao, M., Honggeng, Y.; Huaqiang, L., “Stochastic estimation of equipment sensitivity to voltage sag based on voltage sag severity index and maximum entropy principle”, Proceedings of the CSEE 31, 2009.
- [10] IEC 61000-2-8: Voltage sags and short interruptions on public electric power supply systems with statistical measurement results, 2006.
- [11] Herrera-Orozco A., Pérez-Londoño S., Mora-Flórez J., “Load modeling for fault location in distribution systems with distributed generation”, ISBN: 978-1-4673-2673-5, 2012.