

Estudio Comparativo de Métodos de Análisis de Cortocircuitos en Sistema Eléctrico de Distribución con Presencia de Generación Distribuida

Hernández García, Felipe ^a; Oliveira, Mario O. ^{b*, c}; Cabral, Roberto J. ^{b, c, d}

^a Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande (FURG), Rio Grande do Sul, Brasil.

^b Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Misiones (UNaM), FI-UNaM, Oberá, Misiones, Argentina.

^c Laboratorio de Investigación y Desarrollo em Energía Eléctrica (LIDEE), FI-UNaM, Oberá, Argentina.

^d Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Argentina.

e-mails: felipehernandez@furg.br, mario.oliveira@fio.unam.edu.ar, robert_rjc@hotmail.com

Resumen

Este trabajo analiza cortocircuitos en un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica desequilibrado. Los cortocircuitos estudiados son del tipo fase-tierra, por ser los de mayor frecuencia de ocurrencia en los sistemas de este tipo. El trabajo compara los resultados obtenidos a través de dos métodos de análisis: el de Componentes Simétricas y el de Componentes de Fases. Los algoritmos de cálculo fueron implementados en el entorno MATLAB[®]. El sistema utilizado corresponde a una sección del sistema de ensayos de 123 barras del IEEE, el cual fue implementado en el software ATPDraw. Los resultados de los métodos de análisis son comparados con los obtenidos por medio del software ATP. El estudio considera la presencia de Generación Distribuida en el sistema y concluye que el Método de Componentes de Fases es el más apropiado para el tipo de estudio realizado.

Palabras Clave – Cortocircuito, componentes de fase, componentes simétricas, sistemas eléctricos de distribución, generación distribuida.

1 Introducción

Los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (SDEEs) están constantemente expuestos a interrupciones en el servicio, principalmente debido a fallas y/o operaciones incorrectas [1]. Una falla en los SDEEs es definida como un disturbio que interfiere con el flujo normal de potencia en la red eléctrica [2]. Las fallas afectan la confiabilidad de los SDEEs, la seguridad y la calidad de la energía suministrada y pueden ser consideradas como un fenómeno estocástico. Eventos, tales como descargas atmosféricas, defectos en los aisladores y caída de gajos o árboles sobre las líneas aéreas son causas comunes de fallas en los SDEEs.

El Método de Componentes Simétricas (MCS) y el Método de Componentes de Fases (MCF) continúan siendo los métodos más utilizados para el análisis de fallas en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) [26]. El MCS [3, 4], encuentra su mayor utilidad en sistemas trifásicos balanceados y transpuestos, como son los Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica (STEEs).

Los SDEEs, sin embargo, son caracterizados por la asimetría en la distribución de los conductores y por la no transposición de estos [5] y algunas de sus secciones pueden no ser trifásicas. También cuentan con cargas monofásicas y bifásicas, cuyo funcionamiento dificulta el equilibrio del sistema. Bajo estas condiciones varios autores comentan resultados imprecisos con la utilización del MCS para el análisis de fallas [6, 7], particularmente cuando las mismas son monofásicas.

Por otro lado, complejizando el análisis, es cada vez más frecuente la presencia de unidades de generación independiente (GI) en disímiles puntos de las redes de los SDEEs. Formando parte de

este tipo de Generación Distribuida (GD) se encuentran los sistemas fotovoltaicos, que pueden ser de baja potencia, como los instalados en las viviendas, o de potencia considerable, como los instalados en las industrias y en parques fotovoltaicos. También se puede destacar el crecimiento de participación de los aerogeneradores y parques eólicos, así como sistemas de generación que aprovechan materiales orgánicos, provenientes de la cría de animales o de subproductos de la agricultura.

Por su parte, el MCF [8-10], examina directamente las fases de los SEP, sin necesidad de la transformación que es realizada en el MCS. Su aplicabilidad se ha apoyado en el desarrollo de los recursos computacionales y es el más tratado en los trabajos académicos en la actualidad. Nuevos enfoques han surgido en los últimos años, aprovechando el poder de los recursos computacionales, e incluyen métodos temporales/dinámicos [11, 12] y el uso de inteligencia artificial y el aprendizaje de la máquina [13, 14].

El análisis de cortocircuito es un aspecto muy importante en el estudio de los SDEEs, sea durante la operación o en las etapas de planeamiento y expansión. De este análisis resultan, por ejemplo, informaciones para los estudios de protección, para los métodos de localización de fallas y para la definición de algunos indicadores de calidad de energía eléctrica. Uno de estos indicadores está relacionado con la disminución que sufre la tensión en las barras de los SDEEs durante cortos intervalos de tiempo, los llamados huecos de tensión [15, 16], los cuales perjudican la operación de cargas sensibles, interrumpiendo, inclusive, su funcionamiento.

Las fallas monofásicas, o cortocircuitos monofásicos, son las que ocurren con mayor frecuencia en los SEP [17, 18] y serán las consideradas en este trabajo, como base para estudios más específicos relacionados con los huecos de tensión. El trabajo considera también la presencia de un generador independiente (GI) en la red del sistema estudiado.

En las próximas secciones se resume la formulación de los métodos de análisis de cortocircuito, luego se presenta un caso de estudio, seguido del análisis de los resultados de las simulaciones realizadas y finalmente son presentadas las conclusiones más relevantes.

2 Modelamiento matemático

Para un circuito en corriente alternada constituido por n nodos, la utilización de la Ley de Corrientes de Kirchhoff [19] para aplicar el método de las tensiones nodales [20], produce el siguiente sistema de ecuaciones linealmente independientes:

$$\begin{aligned} I_1 &= Y_{11} V_1 - Y_{12} V_2 - \dots - Y_{1n} V_n \\ I_2 &= -Y_{21} V_1 + Y_{22} V_2 - \dots - Y_{2n} V_n \\ &\dots \\ I_n &= -Y_{n1} V_1 - Y_{n2} V_2 - \dots + Y_{nn} V_n \end{aligned} \quad (1)$$

donde: I_i constituye la suma de las corrientes de las conexiones presentes en el nodo i y V_i es la tensión del nodo correspondiente. Matricialmente, se representa como:

$$[I] = [Y][V] \quad (2)$$

En los estudios de los SEP las barras constituyen los nodos del sistema y la matriz Y se denomina matriz admitancia de barras, Y_{barra} , con sus filas representando a cada una de las barras del SEP.

En (1) y (2) los elementos ij representarán las admitancias de las líneas eléctricas que conectan la barra i con las otras barras, como la barra j . El elemento ii representa la admitancia propia de la barra i , la cual es determinada considerando las admitancias de las líneas, cargas, transformadores y generadores conectados a esa barra. Estas admitancias se representan como [21]:

$$Y_{ij} = -Y_{ij} \quad (3)$$

$$Y_{ii} = \sum_{k=1}^n Y_{ik} \quad (4)$$

En el análisis de fallas es común utilizar la matriz impedancia de barras, Z_{barra} , que de forma semejante a la matriz Y_{barra} relaciona las impedancias de los componentes del sistema. En [2] son analizadas técnicas para la construcción de esta, sin embargo, dada la facilidad de cálculo y elaboración de Y_{barra} , a partir de (3) y (4), es común construir esta matriz inicialmente y después, determinar Z_{barra} como:

$$[Z_{barra}] = [Y_{barra}]^{-1} = \begin{bmatrix} z_{11} & z_{12} & \dots & z_{1n} \\ z_{21} & z_{22} & \dots & z_{2n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ z_{n1} & z_{n2} & \dots & z_{nn} \end{bmatrix} \quad (5)$$

En SEP equilibrados, con tensiones iguales en magnitud y desfasadas 120° entre fases, el cortocircuito trifásico-tierra en una barra producirá corrientes de falla I_{cc_i} iguales en las 3 fases, solamente diferenciadas en los ángulos ($\pm 120^\circ$) y determinadas como:

$$I_{cc_i} = \frac{V_{pfi}}{z_{ii}} \quad (6)$$

donde: V_{pf} representa la tensión pre-falla en la barra i y z_{ii} es el elemento ii de la diagonal principal de Z_{barra} (correspondiente a la barra i), también conocido como impedancia equivalente de Thévenin.

Otros tipos de fallas, como las bifásicas y las monofásicas provocan desequilibrios en los SEP, originando valores de tensión y de corriente diferentes en las 3 fases, en módulo y ángulo, descartando para su estudio un abordaje directo, como el presentado anteriormente.

2.1 Métodos de Análisis de Cortocircuito

2.1.1 Método de Componentes de Fase

La representación de cada elemento de un SDEE es realizada por la matriz de impedancia de fase, tal como se describe seguidamente:

- 1) *Modelo de transformadores:* En la subestación existe un banco de transformadores monofásicos cuyo modelo de cada transformador considera solamente la reactancia serie, Z_s :

$$\begin{bmatrix} Z_{Tr_{abc}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s & 0 & 0 \\ 0 & Z_s & 0 \\ 0 & 0 & Z_s \end{bmatrix} \quad (7)$$

- 2) *Modelo de alimentadores*: La matriz de impedancia trifásica de dimensión 3x3 es obtenida utilizando las ecuaciones de Carson y el método de reducción de Kron, tal como es presentado en [9]:

$$\begin{bmatrix} Z_{L_{abc}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad (8)$$

donde: z_{aa} , z_{bb} y z_{cc} son las impedancias propias, y z_{ab} , z_{ac} y z_{bc} son las impedancias mutuas, todas representando impedancias por unidad de longitud de la línea.

- 3) *Modelo de cargas*: Las cargas trifásicas son modeladas con impedancia constante y sin acoplamiento entre las fases, semejante a (7). La impedancia es determinada como:

$$Z_l = \frac{V^2}{S} \quad (9)$$

donde: V es la tensión nominal y S es la potencia aparente de la carga.

En caso de cargas monofásicas, es determinada la impedancia de cada carga, para cada fase.

En esos casos los elementos de la matriz correspondiente puede que tengan valores diferentes, es decir, la matriz será diagonal, así como (7), pero los elementos ii podrán no ser iguales.

Una vez determinadas las matrices de todos los componentes es construida la matriz admitancia de barras del sistema ($\mathbf{Y}_{barra}$) y luego la matriz impedancia de barras ($\mathbf{Z}_{barra}$) que tendrá la forma presentada en (5), donde cada elemento es una sub-matriz cuadrada de dimensión 3x3, con cada fila representando cada una de las barras. En estas sub-matrices, los elementos ii constituyen las impedancias equivalentes de Thévenin vistas desde cada fase, en cada barra. La corriente de cortocircuito en una fase k será determinada como:

$$I_{cc_{ki}} = \frac{V_{pfki}}{Z_{qqki}} \quad (10)$$

donde: V_{pf} es la tensión pre-falla en la fase k de la barra i y z_{qq} la impedancia equivalente de Thévenin vista desde esa fase.

2.1.2 Método de Componentes Simétricas

Este método es más simple de construir numéricamente por la posibilidad de trabajar con una única fase, a partir de las relaciones del teorema de Fortescue entre fasores balanceados y desbalanceados [3]. Según este teorema, un conjunto de fasores trifásicos desbalanceados puede ser

transformado linealmente en tres conjuntos de fasores balanceados, conocidos como componentes de secuencia: positiva, negativa y cero. Los fasores en cada conjunto tienen una misma amplitud, estando desfasados 120° entre si los conjuntos de secuencia positiva y negativa y, desfasados en 0° (sin desfasaje) los fasores de secuencia cero.

Para el caso de una tensión desbalanceada, por ejemplo, en la fase b , la relación entre el vector de fase/secuencia sería la siguiente:

$$V_b = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} \quad (11)$$

donde: V_{b0} , V_{b1} y V_{b2} representan las componentes de secuencia cero, positiva y negativa, respectivamente. Considerando la transformación en las 3 fases, tenemos:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (12)$$

Comparando (11) y (12) se revela la relación entre las componentes de una misma secuencia, por ejemplo: $V_{b2} = a V_{a2}$ y $V_{c2} = a^2 V_{a2}$, donde el operador a es definido como:

$$a = e^{j2/3} = 1 \angle 120^\circ \quad (13)$$

De forma semejante, una corriente trifásica desequilibrada puede ser expresada matricialmente como:

$$[I_{abc}] = [A][I_{012}] \quad (14)$$

donde: I_{abc} e I_{012} representan los vectores de corrientes en componentes de fase y en componentes simétricas, respectivamente, y A es la matriz de transformación formada por operadores a .

En cuanto a los componentes que conforman los SEP, sus matrices de impedancias son transformadas para componentes simétricas a través de la siguiente expresión:

$$Z_{012} = [A]^{-1} [Z_{abc}] [A] \quad (15)$$

Para el caso de los transformadores y cargas, los cuales presentan matrices de fase diagonales, la transformación de componente de fase para componentes simétricas a través de (15) reportará matrices también diagonales.

En el caso de matrices no diagonales y no simétricas, como las de las líneas eléctricas de los SDEEs, antes de realizar la transformación, a la matriz Z_{abc} se le modifican sus elementos, a través de las siguientes ecuaciones [10]:

$$z_{ii} = \frac{1}{3} (z_{aa} + z_{bb} + z_{cc}) \quad (16)$$

$$z_{ij} = \frac{1}{3} (z_{ab} + z_{bc} + z_{ca}) \quad (17)$$

La aplicación de (15) a la nueva matriz producirá una matriz de impedancias de secuencias diagonal. De esta forma, todos los componentes del SEP tienen matrices diagonales, sin elementos mutuos. Por lo tanto, se pueden elaborar 3 redes de secuencia independientes, ya que no existe acoplamiento entre las mismas.

La determinación de la matriz de impedancia de barras para cada una de las redes producirá impedancias equivalentes de Thévenin para cada una de ellas, obteniéndose la corriente de cortocircuito trifásica I_{cc_3i} en una barra i a través de [22]:

$$I_{cc_3i} = \frac{3V_{pfi}}{Z_{0i} + Z_{1i} + Z_{2i}} \quad (15)$$

donde: V_{pfi} representa la tensión pre-falla en la barra i y Z_{0i} , Z_{1i} y Z_{2i} representan las impedancias de secuencia cero, positiva y negativa, respectivamente.

3 Caso de Estudio

La Fig.1 muestra el diagrama unifilar del SDEE utilizado para este estudio, el cual corresponde a una sección (14 barras) del sistema de ensayos de 123 barras del IEEE [23].

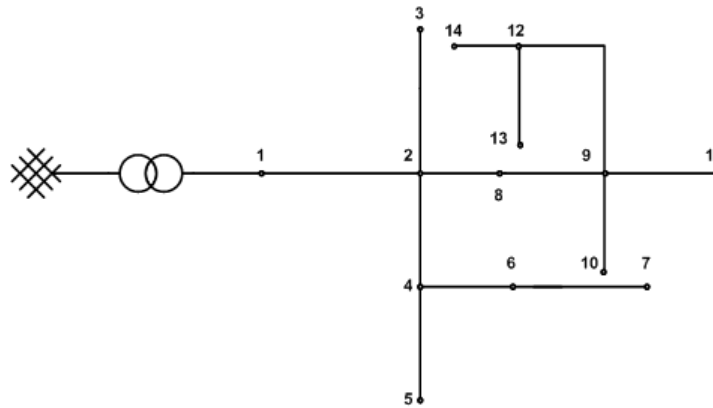


Fig. 1 – Representación del SDEE estudiado [23].

La Tabla 1 muestra la configuración y la longitud de los diferentes segmentos de líneas eléctricas del SDEE.

Tabla 1 – Características de los segmentos de líneas eléctricas del SDEE.

Tramo	1-2	2-3	2-4	4-5	4-6	6-7	2-8	8-9	9-10	9-11	9-12	12-13	12-14
Conf.	C601	C602	C601	C602	C1	C602	C601	C601	C602	C602	C1	C602	C602
L (km)	1,226	1,60 9	1,287	1,287	1,22 6	1,287	0,966	1,226	1,22 6	1,287	1,448	1,226	0,966

Conf.: configuración; L: longitud

Las matrices de impedancia de estas configuraciones son las siguientes:

$$\mathbf{I} \quad (16)$$

$$\mathbf{I} \quad (17)$$

$$\mathbf{I} \quad (18)$$

donde: Z_{C1} es la matriz de impedancias del conductor 1, Z_{C601} es la matriz de impedancias del conductor 601 y Z_{C602} es la matriz de impedancias del conductor 602, medidas en Ω .

La subestación del SDEE está formada por un banco de 3 transformadores monofásicos conectados en YY, con reactancia de $j0,375 \Omega$ (por fase). La alimentación de este banco es realizada por una línea representada por un equivalente de Thévenin de potencia de cortocircuito infinita, con tensión de línea de 4,16 kV y frecuencia de 60 Hz. La Tabla 2 muestra las impedancias correspondientes a las cargas en cada barra.

Tabla 2 – Impedancias correspondientes a las cargas en las barras (valores en Ω).

Barras												
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$28+j18$	$27+j17$	$22+j15$	$21+j15$	$20+j15$	$18+j17$	$21+j15$	$16+j14$	$16+j13$	$16+j12$	$14+j12$	$14+j8$	$13+j10$

4 Resultados de las simulaciones de cortocircuitos

Las simulaciones del SDEE en estudio fueron implementadas en el programa de transitorios electromagnéticos ATPDraw [24]. Los resultados obtenidos desde el programa ATP [25] sirvieron como referencia en todos los escenarios analizados. Los métodos de componentes de fase (MCF) y de componentes simétricas (MCS) fueron implementados y ejecutados en el programa Matlab [26]. Los valores de impedancia de los componentes del SDEE constituyen datos de entrada a la aplicación en Matlab, para la construcción de la matriz de impedancia de barras y las matrices de secuencias. Las tensiones pre-falla en las diferentes barras fueron obtenidas de las simulaciones realizadas en el ATP.

La Tabla 3 muestra las corrientes de cortocircuito en cada una de las barras del SDEE, sin la presencia de la Generación Distribuida (GD). Se considera que el valor real de estas corrientes es el resultante del programa ATP. Como es de esperar, las corrientes de cortocircuito en las barras que forman la línea troncal del SDEE, constituida por configuración C601 en los segmentos 1-2, 2-8 y 8-9, manifiestan los mayores valores en magnitud. La barra 4 también manifiesta un valor de corriente de cortocircuito importante, porque está a corta distancia de la barra 2 (también con configuración C601 comparada con la barra 3 en configuración C602).

En términos generales, se observa una excelente coincidencia entre las corrientes consideradas reales, obtenidas a través del programa ATP y las corrientes obtenidas a través de los métodos de análisis, fundamentalmente con el método MCF.

Tabla 3 – Corrientes de cortocircuito en el SDEE sin GD.

Barra	I_{ccMCF} (A)	I_{ccMCS} (A)	I_{ccATP} (A)
1	6350	6349	6349
2	2380	2357	2380
3	873	865	873
4	1269	1252	1269
5	726	718	726
6	849	844	849
7	569	564	569
8	1519	1501	1519
9	1118	1101	1118
10	678	669	678
11	643	635	643
12	739	733	739
13	513	508	513
14	537	532	537

Para considerar la GD se adicionó un generador independiente en la barra 9 del SDEE. La Tabla 4 muestra las corrientes de cortocircuito obtenidas en cada una de las barras para este escenario. Como era esperado se incrementaron todas las corrientes en relación al SDEE sin GD (Tabla 3). Nuevamente el método MCF muestra coincidencia con los resultados del programa ATP, no así los resultados del método MCS.

Tabla 4 – Corrientes de cortocircuito en el SDEE con GD.

Barra	I_{ccMCF} (A)	I_{ccMCS} (A)	I_{ccATP} (A)
1	6941	6900	6940
2	3073	3040	3073
3	958	949	958
4	1425	1405	1425
5	777	768	777
6	915	907	915
7	599	594	599
8	2660	2633	2660
9	4994	4964	4994
10	1259	1249	1259
11	1139	1129	1138
12	1264	1271	1264
13	710	709	710
14	759	758	759

En la línea central del SDEE nuevamente se observan las mayores corrientes, así como en las barras próximas a la barra 9 donde está el generador independiente (barras 10, 11 y 12). En este escenario, la subestación proporcionó prácticamente las mismas corrientes que proporcionaba

cuando el sistema no contaba con GD, siendo el generador independiente el responsable por el incremento observado.

La Tabla 5 presenta los resultados de corrientes de cortocircuito con presencia del generador independiente en la barra 9 del SDEE, considerando además un desequilibrio de cargas por fase en las barras 7 y 14, conforme se muestra la Tabla 6.

Tabla 5 – Corrientes de cortocircuito en el SDEE con GD y cargas desbalanceadas en las barras 7 y 14.

Barra	I_{ccMCF} (A)	I_{ccMCS} (A)	I_{ccATP} (A)
1	6894	6835	6894
2	3055	2988	3055
3	926	915	927
4	1442	1379	1442
5	748	728	748
6	943	889	943
7	637	574	637
8	2598	2559	2597
9	4943	4888	4943
10	1217	1206	1217
11	1099	1090	1099
12	1309	1287	1309
13	681	673	681
14	842	804	843

Tabla 6 – Impedancias correspondientes a las cargas desbalanceadas (valores en Ω).

Fase	Barra	
	7	14
a	$5 + j3$	$3 + j3$
b	$8 + j4$	$2 + j6$
c	$9 + j2$	$4 + j2$

En este escenario, se mantuvo el patrón de comportamiento observado en las simulaciones anteriores, coincidiendo los valores del método MCF con los resultados obtenidos mediante el software ATP. No obstante, esto no se replicó para los resultados obtenidos con el método MCS.

5 Conclusiones

En este trabajo se presentó un compendio de los fundamentos matemáticos relacionados con los métodos de análisis de corrientes de cortocircuito aplicados a SDEE. Los métodos abordados

fueron: el Método de Componentes de Fases (MCF) y el Método de Componentes Simétricas (MCS), con foco en el análisis de fallas monofásicas en sistemas de distribución de energía eléctrica, lo cual puede contribuir con futuros trabajos de estudiantes y/o profesionales.

El trabajo estuvo orientado a simular cortocircuitos monofásicos en todas las barras de un sistema eléctrico radial de 14 barras, obtenido de la base de datos de sistemas de distribución de energía eléctrica de IEEE. Los métodos de análisis fueron implementados y trabajados en el entorno Matlab y los resultados de las simulaciones fueron comparados con los obtenidos a través del programa ATP. El sistema eléctrico fue modelado en el programa ATPDraw.

En cuanto a los métodos analizados, el MCF arrojó resultados coincidentes con los reportados por el programa ATP en todas las situaciones. Las únicas inconsistencias de valores de corrientes de cortocircuito se observaron en la barra de la subestación, con diferencias inferiores a 0,1%.

Por otro lado, a diferencia del MCF, los resultados obtenidos con el MCS no fueron coincidentes con los simulados en el programa ATP, principalmente por la influencia del desequilibrio del sistema. Cuando el sistema eléctrico operaba sin GD, las diferencias fueron pequeñas, obteniéndose como máximo un valor de 1,5%.

Al considerar la participación de GD en el cortocircuito, se observó un aumento importante en el valor de las corrientes de falla en varias de las barras, con incrementos que superaron el 50%. En la barra donde se ubicó el generador independiente, la corriente aumentó más de 3 veces. De cualquier forma, las diferencias en cuanto a los valores reales de las corrientes de falla se mantuvieron inferiores a 1,5%.

Es importante resaltar que, en esos resultados, las cargas en las barras estuvieron balanceadas, ya que tenían los mismos valores en las 3 fases. Sin embargo, cuando las cargas fueron fuertemente desbalanceadas en algunas de las barras, aumentaron las diferencias entre los resultados con el empleo del MCS, poniendo de manifiesto que el desequilibrio significativo es un factor que atenta contra la confiabilidad del método. Las diferencias con las corrientes reales fueron más significativas en aquellas barras con cargas desbalanceadas, aproximándose al 10% en una de ellas. En las barras próximas a las barras con carga desbalanceada, las diferencias entre corrientes de cortocircuito también aumentaron.

En todas las simulaciones se acompañó la tensión en las diferentes barras, comprobándose el efecto de los cortocircuitos en la reducción del valor en las mismas. Los resultados están siendo procesados y formarán parte de nuevos trabajos relacionados con la calidad de la energía eléctrica, particularmente con los huecos de tensión.

Referencias

- [1] Horowitz, S. H. and Phadke, A. G. "Power Systems Relaying". Wiley Publishers, 3rd edition, 2009.

- [2] Grainger, J. J. & Stevenson, W. D. "Power System Analysis". New York, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [3] Fortescue, C.L. "Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks". AIEE Transactions, vol. 37, part II, pp 1027-1140, 1918.
- [4] Wagner, C.F. & Evans, R.D. "Symmetrical Components as Applied to the Analysis of Unbalanced Electrical Circuits". 1st ed, McGraw-Hill, New York, 1933.
- [5] Saadat, H. "Power system analysis". 2nd McGraw-Hill's Primis Custom Publishing, 2002.
- [6] Halpin, S.M. & Grigsby, L.L. "Fault analysis of multi-phase unbalanced non-radial power distribution systems". Proceedings of Industrial and Commercial Power Systems Conference, 1994. <https://doi.org/10.1109/ICPS.1994.303574>
- [7] Li, H.; Chen, J.; Liang, Y.; Liao, F. & Wang, G. "Effects of imbalance on single-phase to ground fault characteristics in low-resistance grounded systems". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 115, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105504>
- [8] Laughton, M.A. "Analysis of Unbalanced Polyphase Networks by the Method of Phase Coordinates. Part II. Fault Analysis". Proceedings of the Institution of Electrical Engineers, vol. 116, no. 5, 1969. <https://doi.org/10.1049/piee.1969.0160>
- [9] Halpin S. M. & Grigsby, L. L. "A comparison of fault calculation procedures for industrial power distribution systems: the past, the present and the future". Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology, 1994. <https://doi.org/10.1109/ICIT.1994.467213>
- [10] Halpin, S. M.; Grigsby, L. L.; Gross, C. A. & Nelms, R. M. "An improved fault analysis algorithm for unbalanced multi-phase power distribution systems". IEEE Transactions on Power Delivery 1994; 9(3): 1332-38. <https://doi.org/10.1109/61.311160>
- [11] Jiale, S.; Guobing, S.; Qingqiang, X. & Qin, C. "Time-domain fault location algorithm for parallel transmission lines using unsynchronized currents". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 28, no. 4, 2006. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2005.11.013>
- [12] Fathy, A.; Dashti, R.; Najafi, M. & Shaker, H.R. "Transient and steady-state faults location in intelligent distribution networks compensated with D-STATCOM using time-domain equations and distributed line model". Electrical Engineering, vol. 103, 2021. <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01270-0>
- [13] Li, T.; Zhao, H.; Zhou, X.; Zhu, S.; Yang, Z.; Yang, H.; Liu, W. & Zhou, Z. "Method of Short-Circuit Fault Diagnosis in Transmission Line Based on Deep Learning". International Journal of Pattern Recognition and Artificial Intelligence, vol. 36, no. 5, 2022. <https://doi.org/10.1142/S0218001422520097>
- [14] Manojna, S.H.S.; Nikhil, N.; Kumar, A. & Amrit, P. "Fault Detection and Classification in Power System using Machine Learning" 2nd International Conference on Smart Electronics and Communication, Trichy, India, 2021. <https://doi.org/10.1109/ICOSEC51865.2021.9591972>

- [15] Yalcinkaya, G.; Bolen, M.H. & Crossley, P.A. "Characterization of voltage sags in industrial distribution systems". IEEE Industry Application Conference, 1997.
- [16] Arrillaga, J. & Watson, N.R. "Power System Harmonics". John Wiley & Sons Ltd, 2003.
- [17] Bollen, M.H.J., Speychal, M. & Linden, K. "Estimation of Dip Frequency from Fault Statistics - Including Three-Phase Characteristics". 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. KTH, Stockholm, Sweden- June 11-15, 2006.
- [18] Qun, L. "Analysis on Fault Statistics in Wenzhou Electric Power Distribution Network". Power and Energy Engineering Conference. Asia-Pacific. Wuhan. pp 1-4, 2009.
- [19] Kirchhoff, G. "On the Solution of the Equations Obtained from the Investigation of the Linear Distribution of Galvanic Currents". IRE Transactions on Circuit Theory, vol. 5, no. 1, 1958. <https://doi.org/TCT.1958.1086426>
- [20] Hayt, W.H. e Kemmerly, J.E. "Engineering Circuit Analysis", 2^a ed. New York, United State of America: McGraw-Hill, 1962.
- [21] Stevenson, W.D. "Elements of Power System Analysis". McGraw-Hill Book Company, Inc., 2nd Edition, New York, 1962.
- [22] Kersting, W. H. "Distribution System Modeling and Analysis". 2nd ed. Boca Raton, Florida, USA, 2007.
- [23] IEEE PES Test Feeder. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>, 2025.
- [24] Programa ATPDraw. Disponível em: <http://www.atpdraw.net>, 2025.
- [25] Programa ATP. Disponível em: <http://www.empt.com>, 2025.
- [26] The Mathworks Inc., Mathworks Matlab. Disponível em: <http://www.mathworks.com>, 2025.