

ANALIZA PRĄDÓW PŁYNĄCYCH W UZIEMIENIACH STACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH W CZASIE ZWARĆ JEDNOFAZOWYCH

Jakub GAJDZICA¹, Wiesław NOWAK², Waldemar SZPYRA³, Rafał TARKO⁴

1. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Studia doktoranckie
tel.: +48 666 386 170, e-mail: jakub.gajdzica@agh.edu.pl
2. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki
tel.: +48 12 617 28 24, e-mail: wieslaw.nowak@agh.edu.pl
3. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki
tel.: +48 12 617 32 47, e-mail: wszpyra@agh.edu.pl
4. AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki
tel.: +48 12 617 36 53, e-mail: rtarko@agh.edu.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono metodykę wyznaczania rozptyłu prądów zwarć jednofazowych w stacjach elektroenergetycznych WN/SN, a w szczególności wartości prądów wpływających do uzimów stacji. Znajomość wartości tych prądów jest istotna dla oceny zagrożenia porażeniowego na terenie stacji. W badaniach wykorzystano program *EMTP-ATP*, w którym odwzorowano strukturę analizowanych układów. Przedstawiono wyniki obliczeń wykonanych dla wybranych układów stacji elektroenergetycznych.

Słowa kluczowe: stacja elektroenergetyczna, zwarcia doziemne, uzium, prąd uziumowy.

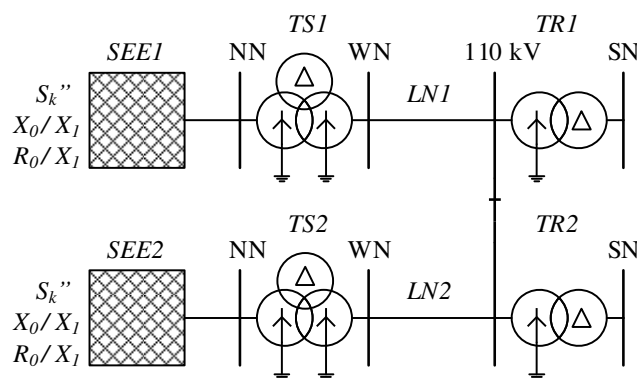
1. WPROWADZENIE

Istotnym z punktu widzenia ochrony przeciwporażeniowej elementem każdej stacji elektroenergetycznej jest uzium [1, 2]. Przyłączone są do niego wszystkie przewodzące elementy konstrukcyjne obiektów zlokalizowanych na terenie stacji, a także punkty neutralne transformatorów, przewody odgromowe linii napowietrznych oraz żyły powrotne i pancerze kabli elektroenergetycznych. Za pośrednictwem przewodów odgromowych linii napowietrznych do uziumu stacji przyłączone są również konstrukcje wsporcze tych linii wraz z ich uzimami oraz uzimowy sąsiednich stacji elektroenergetycznych [3, 4]. Struktura tych połączeń z punktu widzenia elektrycznego stanowi skomplikowany układ [5, 6]. Podczas zwarcia doziemnego w stacji elektroenergetycznej prąd zwarcia płynie przez wszystkie wyżej wymienione elementy, lecz z punktu widzenia zagrożenia porażeniowego istotna jest wartość prądu wpływającego do uziumu stacji elektroenergetycznej, decydująca o wartości napięcia uziumu stacji względem ziemi odniesienia (napięcia uziumowego).

Celem niniejszego artykułu jest przedstawienie metodyki wyznaczania prądu wpływającego do uziumu w stacjach elektroenergetycznych (prądu uziumowego) oraz określenie wpływu wybranych parametrów linii zasilających i transformatorów na jego wartość.

2. MODEL ANALIZOWANEGO UKŁADU

Przedmiotem badań jest stacja elektroenergetyczna WN/SN stanowiąca główny punkt zasilania (GPZ) sieci średniego napięcia – rysunek 1. Typowym rozwiązaniem rozdzielni wysokiego napięcia takiej stacji jest układ bezszynowy typu H, zasilany zwykle dwoma napowietrznymi liniami 110 kV. W stacjach WN/SN zainstalowane są zazwyczaj dwa transformatory o mocach znamionowych od 10 MVA do 63 MVA każdy. W przedstawionym na rysunku 1 układzie stacja GPZ zasilana jest z dwóch systemów elektroenergetycznych *SEE1* i *SEE2* poprzez transformatory systemowe *TS1* i *TS2* oraz linie napowietrzne *LN1* i *LN2*.



Rys. 1. Uproszczony schemat układu zasilania stacji WN/SN: *SEE1*, *SEE2* – systemy elektroenergetyczne najwyższych napięć (NN); *LN1*, *LN2* – linie napowietrzne 110 kV; *TS1*, *TS2* – transformatory systemowe; *TR1*, *TR2* – transformatory rozdzielcze

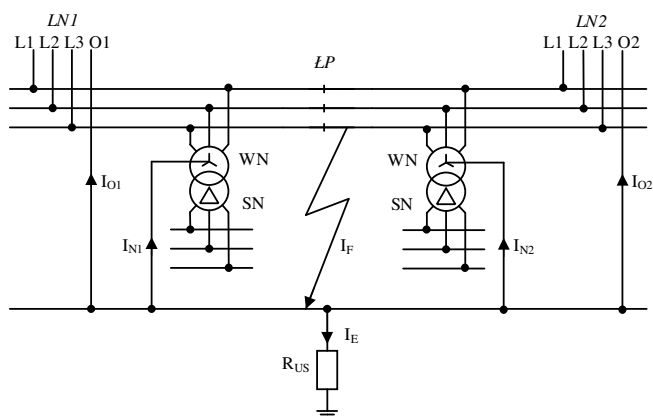
Wyznaczenie wartości prądu I_f w miejscu zwarcia (rysunek 2) nie stanowi istotnego problemu [7]. Jednakże określenie jaka część tego prądu wpłynie do uziumu stacji jest zagadnieniem złożonym, bowiem w rozptylu prądu zwarcia udział biorą wszystkie elementy połączone z uzimem stacji.

Zgodnie z oznaczeniami jak na rysunku 2 wartość prądu I_E wpływającego do uziomu stacji można wyrazić zależnością:

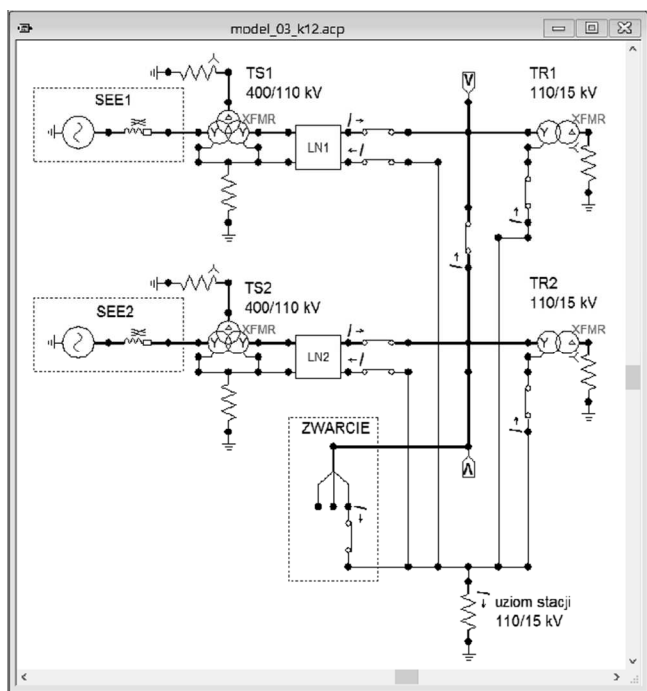
$$I_E = I_F - I_{N1} - I_{N2} - I_{O1} - I_{O2} \quad (1)$$

gdzie: I_F – prąd w miejscu zwarcia, I_{N1} , I_{N2} – prądy powrotne punktów neutralnych transformatorów, I_{O1} , I_{O2} – prądy płynące przewodami odgromowymi.

Na rysunku 3 przedstawiono model układu z rysunku 1 wykonany w programie *EMTP-ATP*.



Rys. 2. Rozpływ prądów przy zwarciu jednofazowym w stacji elektroenergetycznej WN/SN: R_{US} – rezystancja uziemienia stacji, LP – łącznik w poprzeczce układu H, $LN1$, $LN2$ – linie napowietrzne 110 kV, $O1$, $O2$ – przewody odgromowe linii LN



Rys. 3. Model układu w programie *EMTP-ATP*

3. WYNIKI SYMULACJI

W oparciu o model przedstawiony na rysunku 3 wykonano obliczenia prądów płynących podczas zwarcia jednofazowych w stacji elektroenergetycznej 110/15 kV. Dane elementów układu, przy których wykonywano symulacje:

- system elektroenergetyczny o napięciu znamionowym 400 kV, mocy zwarciowej 20 GVA, $X_0/X_1 = 2$, $R_0/X_1 = 0,5$;
- transformatory w stacji systemowej o napięciu 400/123/15,75 kV i mocy 250/250/50 MVA;
- transformatory w stacji 110/15 kV o mocach znamionowych 10 MVA, 16 MVA, 25 MVA, 31,5 MVA i 40 MVA;
- rezystancja uziemienia stacji 110 kV i 400 kV o wartości $R_S = 0,5 \Omega$;
- linie elektroenergetyczne o długościach: 10 km, 20 km, 30 km, 40 km i 50 km składające się z pręseł o długości 333 m każde i rezystancji uziemienia słupa wynoszącej 10 Ω .

Celem obliczeń było zbadanie wpływu długości i ilości przyłączonych linii oraz mocy i liczby transformatorów 110/15 kV na wartości prądu wpływającego do uziomu podczas zwarcia doziemnego w GPZ. Wyznaczono również stosunki wartości prądów uziomowych I_E do wartości prądów zwarciowych I_F , które są stosowanymi w obliczeniach normatywnych, tzw. współczynnikami redukcyjnymi [2] k_R :

$$k_R = \frac{I_E}{I_F} \quad (2)$$

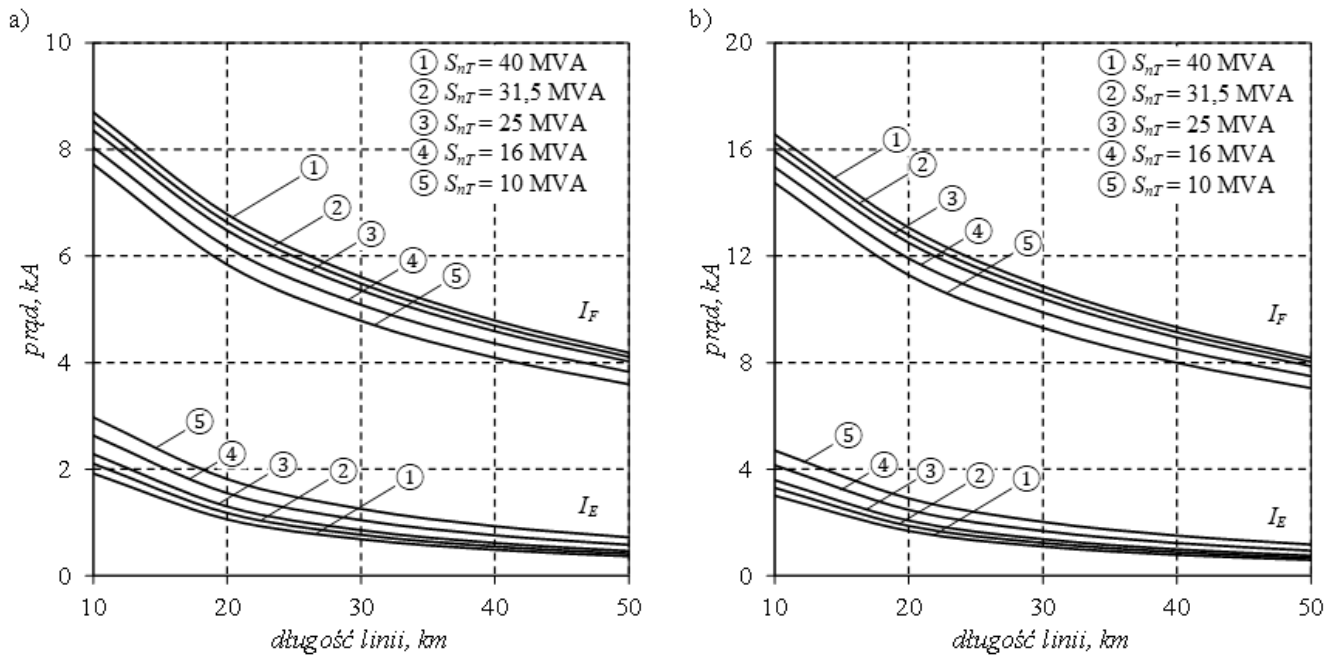
Obliczenia wykonano dla dwóch wariantów zasilania i układu stacji:

- $W1$ stacja z jednym transformatorem 110/15 kV, zasilana jedną linią 110 kV z systemu elektroenergetycznego 400 kV, poprzez transformator 400/110 kV;
- $W2$ stacja z dwoma transformatorami 110/15 kV (o jednakowych mocach znamionowych), zasilana dwoma liniami 110 kV (o jednakowych długościach) z systemu elektroenergetycznego 400 kV, poprzez dwa transformatory 400/110 kV (o jednakowych mocach znamionowych).

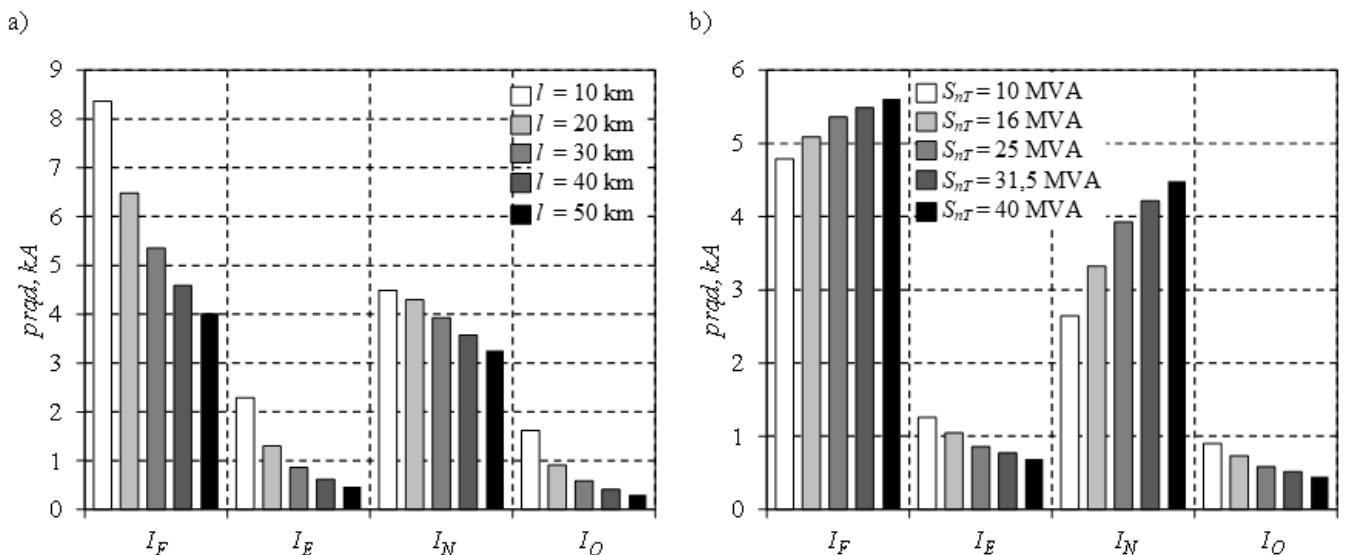
W obu wariantach parametrami obliczeń była długość linii 110 kV i moc znamionowa transformatorów 110/15 kV.

Na rysunku 4, dla obu wariantów, przedstawiono zależność prądu I_F oraz I_E od długości linii 110 kV przy różnych mocach znamionowych transformatorów 110/15 kV. Z kolei na rysunku 5 zaprezentowano wartości prądów zwarcia doziemnego I_F rozptylających się na składowe: I_E , I_N , I_O dla analizowanego wariantu $W1$. Rysunek 5a przedstawia rozptył prądów I_F w zależności od długości linii przy mocy znamionowej transformatora 25 MVA, natomiast rysunek 5b prezentuje rozptył prądów w zależności od mocy znamionowej transformatora dla długości linii 30 km.

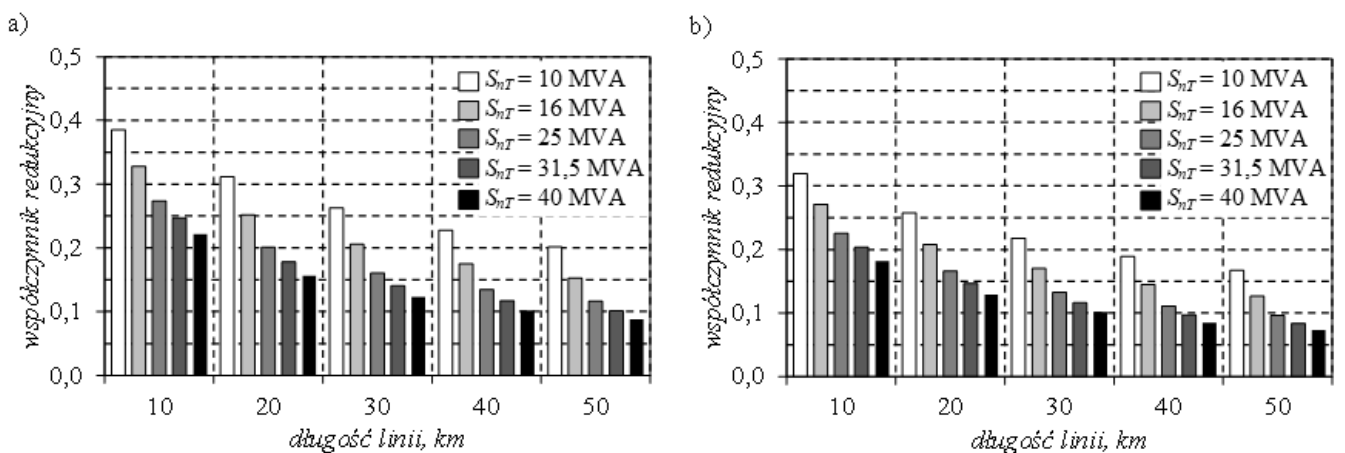
Wraz ze wzrostem długości linii zasilających stację i odległości od źródła prądu zwarciowego, przy wystąpieniu zwarcia w stacji 110/15 kV wartości prądu zwarcia jednofazowego z ziemią maleją. Duży wpływ na wartość prądu zwarcia doziemnego ma moc oraz liczba transformatorów WN/SN pracujących w stacji. Z porównania wariantów $W1$ i $W2$ wynika, że przy zasilaniu stacji poprzez dwie linie oraz przy dwóch transformatorach (wariant $W2$) prąd zwarcia doziemnego jest około dwukrotnie większy niż w wariantcie $W1$.



Rys. 4. Prąd I_F i I_E podczas zwarcia doziemnego w stacji 110/15 kV: a) wariant W1, b) wariant W2



Rys. 5. Rozpływ prądów w stacji 110/15 kV podczas zwarcia doziemnego dla wariantu W1 w zależności od: a) długości linii zasilającej przy mocy znamionowej transformatora 25 MVA, b) mocy znamionowej transformatora dla długości linii 30 km



Rys. 6. Wartości współczynników redukcyjnych dla stacji 110/15 kV podczas zwarcia doziemnego: a) wariant W1, b) wariant W2

Należy zwrócić uwagę, że wraz ze wzrostem mocy transformatora WN/SN wartość prądu wpływającego do uziomu stacji maleje. Potwierdza to również wykres z rysunku 5b, z którego wynika, że ze wzrostem mocy

znamionowej transformatora rośnie udział prądu płynącego przez jego punkt neutralny.

Z wykresów przedstawionych na rysunkach 5a oraz 5b wynika, że największa część prądu zwarciego I_F płynie przez punkt neutralny transformatora. W przypadku mocy znamionowej transformatora 25 MVA i przy różnych długościach linii (rysunek 5a) prąd płynący przez punkt neutralny stanowi od 53% do 81% prądu zwarciego I_F , natomiast w zależności do mocy transformatora dla linii o długości 30 km od 55% do 80%. Z kolei wartości prądów I_O i I_E są porównywalne i zawierają się w przedziałach odpowiednio: 7,5% – 19% i 8% – 19% (rysunek 5a) oraz 11% – 27% i 12% – 26% (rysunek 5b) prądu I_F .

Wartości współczynników redukcyjnych, wyznaczonych z zależności (2), przedstawiono na rysunku 6. Z zaprezentowanych wykresów wynika, że wartości tych współczynników maleją ze wzrostem długości linii oraz mocy znamionowej transformatorów, co oznacza, że do uziomu stacji wpływa mniejsza część prądu zwarciego. Z porównania wykresów z rysunków 6a i 6b wynika, że w przypadku zasilania stacji 110/15 kV dwoma liniami (wariant W2) wartości współczynników redukcyjnych są mniejsze o 17% do 36% od wartości wyznaczonych dla wariantu W1.

5. PODSUMOWANIE

Przeprowadzona analiza wykazała, że duży wpływ na wartości prądów płynących w uziemieniach stacji ma liczba przyłączonych linii elektroenergetycznych oraz liczba i moc znamionowa zainstalowanych transformatorów. Załączone linie stanowią drogę dopływu prądu zwarciego od systemów zasilających wpływając w ten sposób na wartość prądu zwarcia w rozdzielni. Natomiast z punktu widzenia prądu uziomowego nie jest istotne to, czy linie te są załączone, bowiem o rozplywie prądu zwarciego decydują przewody odgromowe tych linii, trwale przyłączone do uziomu stacji.

Punkty neutralne transformatorów pracujących w stacji elektroenergetycznej są elementami, które mają największy udział w rozplywie prądu zwarciego. Wartości prądu wpływającego do uziomu stacji znacząco zależą od mocy znamionowej transformatorów. Pomimo, iż większa moc transformatorów powoduje zwiększenie prądu w miejscu zwarcia, to jednak część prądu wpływająca do uziomu jest wtedy najsilniej redukowana.

Z uwagi na określenie zagrożenia porażeniowego na terenie stacji elektroenergetycznych znajomość wartości prądów uziomowych jest istotna i powinna być analizowana na etapie projektowania nowych stacji.

6. BIBLIOGRAFIA

1. PN-EN 50522:2011, Uziemienie instalacji elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV.
2. IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding, IEEE Standard 80-2000.
3. Klucznik J., Obliczanie wartości prądów w przewodach odgromowych linii elektroenergetycznych, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2017.
4. Nowak W., Szpyra W., Tarko R., Benesz M.: Obliczenia prądów płynących w uziemieniach słupów w czasie zwarć jednofazowych w liniach wysokiego napięcia, Przegląd Elektrotechniczny nr 6/2016, s. 203-206.
5. Pons E., Colella P., Napoli R., Tommasini R.: Impact of MV Ground Fault Current Distribution on Global Earthing Systems, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 51, No. 6, Nov.-Dec. 2015, pp. 4961-4968.
6. Mitolo M., Sutherland P.E.: Effects of High Fault Currents on Ground Grid Design, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 46, No. 3, May-June 2010, pp. 1118-1124.
7. Kacejko P., Machowski J.: Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, WNT, Warszawa 2018.

ANALYSIS OF THE CURRENTS FLOWING INTO THE EARTHING SYSTEM OF SUBSTATION DURING SINGLE-PHASE EARTH FAULT

The values of the currents flowing into the earthing system of HV/MV substations, during single-phase earth faults, are important for assessing the risk of electric shock hazard in a substation. The article presents computer based models for calculating the flow of short-circuit currents in a substation earthing system. The influence of selected parameters of power lines, transformers and substations scheme on currents value is presented. The analysis was performed for a 110/15 kV substation model with overhead power lines using the EMTP-ATP software. The scenarios chosen for further analysis show that, as the nominal power of the HV/MV transformer increases, the value of the current flowing into the earthing system of the substation decreases. The analysis showed that number of connected power lines, number of installed transformers and their nominal power have a significant influence on the values of currents flowing into the substation earthing system.

Keywords: substation, single-phase earth fault, earthing system, earth current