

## Wpływ układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej na dobór przewodów odgromowych

**Streszczenie.** Referat przedstawia problematykę doboru przewodów odgromowych w liniach napowietrznych ze względu na wytrzymałość cieplną. Autorzy wskazują, że w procesie doboru przewodów odgromowych istotna jest wiedza o stosowanych w linii zabezpieczeniach, a przyjmowanie jednego stałego czasu trwania zwarcia dla całej linii jest technicznie i ekonomicznie nieuzasadnione. Jednocześnie w referacie wskazano, że w procesie doboru przewodów odgromowych istotne jest uwzględnianie składowej nieokresowej prądu zwarciovego, co obecnie często się pomija.

**Abstract.** The paper presents the issues of selection of earth wires in overhead lines due to thermal capabilities. The authors indicate that, for the process of the earth wires selection, the knowledge about the protection system used in the line is very important, and therefore assuming one fixed switch-off time for the entire line is technically and economically unjustified. At the same time, the paper points out that in the earth wires selection process it is important to take into account the non-periodic short-circuit current component, which is now often neglected. **Selection of earth wires in overhead lines due to thermal capabilities**

**Słowa kluczowe:** przewody odgromowe, linie napowietrzne, obliczenia zwarciovowe, elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa.

**Keywords:** earth wires, overhead lines, short-circuit calculations, power system relaying.

### Wstęp

Przewody odgromowe w liniach napowietrznych dobierane są ze względu na wytrzymałość mechaniczną oraz wytrzymałość cieplną. Wytrzymałość cieplna przewodu jest określona w jego karcie katalogowej przez producenta, który podaje w jakich warunkach temperatura przewodu odgromowego osiągnie wartość graniczną. O nagrzewaniu przewodu odgromowego w czasie trwania zwarcia w linii napowietrznej decydują dwa czynniki.

Pierwszym jest wartość prądu płynącego w danym przewodzie odgromowym. Wartości te są różne w poszczególnych przęsłach linii. Zależą one między innymi od mocy zwarciovych w stacjach w najbliższym otoczeniu analizowanej linii, od przekroju przewodów fazowych i odgromowych, geometrii słupów, rezystancji uziemień słupów. Obecnie wyznaczanie rozptyłu prądów zwarciovych w przewodach odgromowych przeprowadzane jest z wykorzystaniem programów komputerowych, które pozwalają na uwzględnienie powyższych czynników i precyzyjne określenie jakie wartości prądów w przewodach odgromowych będą występowały w poszczególnych przęsłach linii.

Drugim czynnikiem decydującym o nagrzewaniu przewodu w trakcie trwania zwarcia jest czas w jakim prąd zwarciovowy przepływa w przewodzie odgromowym. Czas trwania zwarcia zależy bezpośrednio od działania układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ) i dlatego może być on różny w zależności od zastosowanych rozwiązań układów EAZ. Dodatkowo, czas od chwili wystąpienia zwarcia do wyłączenia linii, może nie być taki sam na całej długości linii, a zależeć od miejsca wystąpienia zwarcia w danej linii.

W praktyce dość często przewód odgromowy dobierany jest dla jednego – maksymalnego czasu trwania zwarcia określonego dla danej linii. Takie podejście może powodować istotne przewymiarowanie przewodów odgromowych, niejednokrotnie wymuszające stosowanie konstrukcji słupów o większej wytrzymałości mechanicznej. Konsekwencją powyższego jest wzrost kosztów budowy czy modernizacji linii.

Niniejszy referat jest próbą podjęcia dyskusji dotyczącej ujednolicenia zasad przyjmowania czasu trwania zwarcia w celu doboru przewodów odgromowych.

### Układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w liniach napowietrznych WN i NN

Stosowanie w liniach napowietrznych zabezpieczeń od skutków zwarć regulują stosowne przepisy prawne. Najważniejszymi dokumentami w tej dziedzinie są: Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [1], Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej [2], Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych – np. [3], [4] oraz standardy techniczne – np. [5], [6]. Na podstawie powyższych dokumentów można zbiorczo przedstawić wymagania jakie stawiane są dla linii o różnych napięciach znamionowych.

Dla linii NN (400 kV i 220 kV), zarządzanych przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), zgodnie obowiązującymi standardami [5], wymagane są urządzenia zabezpieczeniowe o następujących głównych funkcjach:

- zabezpieczenie podstawowe 1 - główna funkcja różnicowa – 87L),
- zabezpieczenie podstawowe 2 (główna funkcja odległościowa – 21),
- zabezpieczenie podstawowe 3 (główna funkcja odległościowa – 21),
- zabezpieczenie rezerwowe (główna funkcja zerowo-prądowa kierunkowa, dwustopniowa 67N).

Z kolei dla linii 110 kV zarządzanych przez OSP wymaga się [5] stosowania układów EAZ o następujących funkcjach głównych:

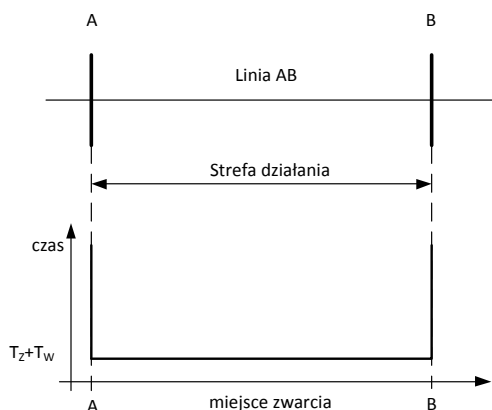
- zabezpieczenie podstawowe (główna funkcja odległościowa - 21 lub główna funkcja różnicowa - 87L – obligatoryjna dla linii krótkich),
- zabezpieczenie rezerwowe (główna funkcja ziemnozwarciowa kierunkowa - 67N lub główna funkcja odległościowa - 21, jeśli zabezpieczeniem podstawowym jest zabezpieczenie różnicowe 87L).

Dla wszystkich linii 110 kV, 220 kV i 400 kV wymagane są również urządzenia komunikacyjne do realizacji funkcji telezabezpieczeń (tj. współpracy z zabezpieczeniami po drugiej stronie linii). Wymagane są także urządzenia realizujące samoczynne ponowne załączenie linii (SPZ) [5].

W przypadku spółek dystrybucyjnych wymagania odnośnie sieci 110 kV są zbieżne ze standardami OSP, przy czym wymagania co komunikacji zabezpieczeń odległościowych dotyczą układów, w których od stacji na jednym z krańców linii jest przyłączony główny punkt odbioru energii [3], [4].

Na podstawie powyższego zestawienia można zauważyć, że generalnie w Polsce, w sieciach WN i NN spotyka się trzy podstawowe typy zabezpieczeń: różnicowe (87), odległościowe (21) z funkcją telezabezpieczenia lub bez i zerowoprądowe kierunkowe (67N) najczęściej bez funkcji telezabezpieczenia. Dla wszystkich tych zabezpieczeń przeanalizowano jak będzie się kształtował czas zadziałania i wyłączenia zwarcia.

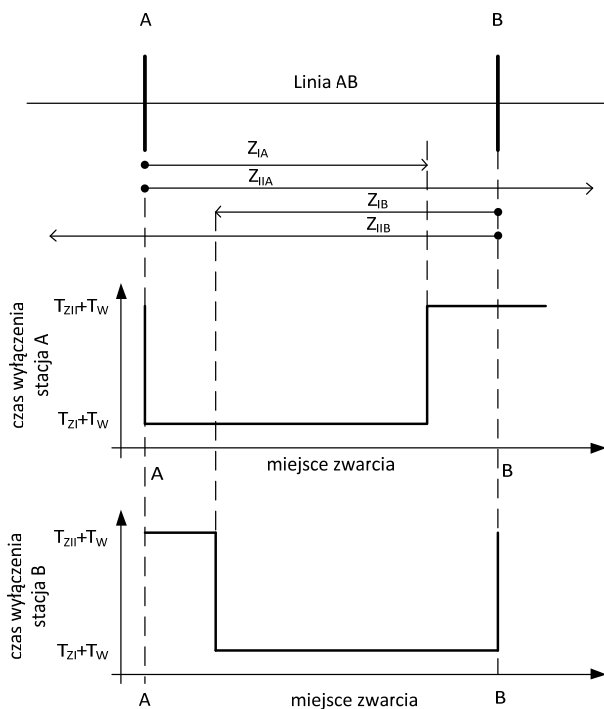
Zabezpieczenie różnicowe obejmuje swoim działaniem całą chronioną linię (rys. 1). Zabezpieczenie jest zabezpieczeniem bezzwłocznym, tak więc czas wyłączenia linii przy zwarcu jest stały na całej długości chronionej linii i wynika z czasu własnego zabezpieczenia (wymagany czas  $T_z < 30$  ms) oraz czasu własnego wyłącznika (wymagany czas  $T_w < 40$  ms) oraz z możliwością odstępstwa w uzasadnionych przypadkach [2]. Całkowity czas wyłączenia zwarcia nie powinien przekroczyć więc 70 ms, chociaż w IRIESP [2] dopuszcza się wyłączenie z czasem do 120 ms (sieć 220 kV i 400 kV) lub do 150 ms (sieć 110 kV).



Rys.1. Strefa działania oraz czas działania zabezpieczenia różnicowego

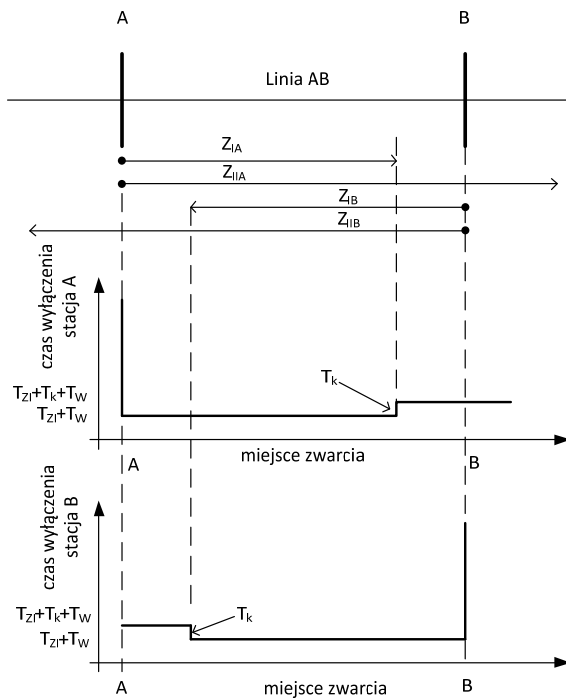
Zabezpieczenie odległościowe obejmuje swoim działaniem całą chronioną linię, ale czasy wyłączenia zależą od lokalizacji zwarcia (rys. 2). Strefa pierwsza  $Z_I$ , działająca bezzwłocznie, obejmuje swoim zasięgiem około 85% długości linii licząc od miejsca zainstalowania zabezpieczenia. Strefa druga  $Z_{II}$ , działająca z opóźnieniem 300 – 500 ms, obejmuje swoim działaniem pozostałą część linii, szyny stacyjne i część dalszych linii odchodzących od stacji przeciwległej. Czas otwarcia wyłączników na obu końcach linii będzie zatem zależał od miejsca wystąpienia zwarcia.

Otwarcie wyłącznika w stacji początkowej (stacja A na rys. 2) dla wszystkich zwarć w linii jakie wystąpią od stacji A do 85% długości linii nastąpi z czasem pierwszej strefy ( $T_{Z1}$ ) powiększonym o czas własny wyłącznika. Czas wyłączenia będzie podobny jak dla zabezpieczenia różnicowego. Zwarcia ulokowane przy końcu linii wyłączane będą z czasem drugiej strefy ( $T_{ZII}$ ) powiększonym o czas własny wyłącznika  $T_w$ . Czas wyłączenia w drugiej strefie można oszacować na 340 – 540 ms. Podobnie będą kształtować się czasy otwarcia wyłącznika w stacji końcowej (stacja B na rys.2). Przy zwarciach w początkowej części linii (do 15 % długości linii liczonej od stacji A) wyłącznik w stacji B zostanie otwarty po czasie 340 – 540 ms (strefa II), a przy zwarciach w pozostałej części linii dużo szybciej, po czasie do 70 ms.



Rys.2. Strefy działania oraz czas działania zabezpieczenia odległościowego bez komunikacji

W znakomitej większości przypadków wymaga się jednak, aby zabezpieczenia odległościowe były wyposażone w łącze komunikacyjne i realizowane były funkcje współbieżnego zabezpieczenia. Stosując uaktywnienie strefy pierwszej rozszerzonej lub przyspieszenie działania strefy II uzyskuje się skrócenie czasu wyłączenia zwarć. Strefy działania oraz czasy działania zabezpieczeń odległościowych współbieżnych przedstawiono na rysunku 3.



Rys.3. Strefy działania oraz czas działania zabezpieczeń odległościowych z komunikacją (pracujących współbieżnie)

W efekcie stosowania uwspółbieżnienia zabezpieczeń odległościowych otwarcie wyłącznika na początku linii (stacja A) przy zwarceniu w pobliżu końca linii następuje nieznacznie później niż przy zwarcia w początkowej części linii. Opóźnienie to wynika z czasu komunikacji zabezpieczeń ( $T_k$  – rys. 3). Zgodnie z obowiązującymi standardami [2] czas ten powinien być nie dłuższy niż 20 ms.

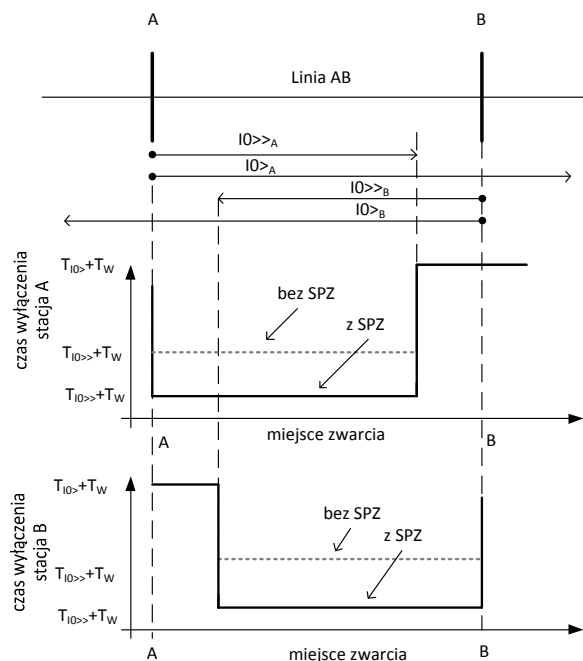
Na tej samej zasadzie przyspieszeniu ulega otwieranie wyłącznika w stacji końcowej przy zwarcia występujących na początku linii. Ilustruje to rysunek 3.

Można zatem zauważyć, że czas wyłączenia linii przez zabezpieczenia odległościowe działające współbieżnie nie powinien przekroczyć 90 ms. Na ten czas składa się czas działania zabezpieczenia w strefie pierwszej  $T_{Z1}$  (do 30 ms), czas komunikacji  $T_k$  (do 20 ms) i czas wyłącznika  $T_W$  (do 40 ms). W ten sposób uzyskuje się czas wyłączenia linii porównywalny do sytuacji zastosowania zabezpieczeń różnicowych.

Ostatnim zabezpieczeniem jakie może być stosowane w liniach napowietrznych NN i WN jest zabezpieczenie zerowoprądowe kierunkowe. Pełni ono funkcję rezerwową względem pozostałych zabezpieczeń. Zabezpieczenie ma zwykle dwa stopnie działania, różniące się nastawioną wartością rozruchową oraz czasem zwłoki. Na rysunku 4 pokazano zasięg działania obu stopni zabezpieczenia oraz charakterystyki czasowe. Stopień pierwszy ( $I_{0>>}$ ) obejmuje od 60 do 80 % długości chronionej linii. Spotyka się dwa sposoby nastawienia zwłoki czasowej  $T_{I_{0>>}}$  tego członu. Stopień pierwszy może działać bezzwłocznie (z czasem własnym zabezpieczenia), jeżeli jego zadziałanie powoduje pobudzenie automatyki SPZ lub ze zwłoką czasową wynoszącą 0,3 - 0,5 s gdy jego pobudzenie nie oddziałuje na automatykę SPZ. Stopień drugi ( $I_{0>}$ ) działa z jeszcze większym opóźnieniem  $T_{I_{0>}}$  (nawet ponad 1 s), a obszar jego działania obejmuje całą chronioną linię.

Możliwe są również rozwiązania zabezpieczenia zerowoprądowego z wykorzystaniem kanałów komunikacyjnych [5] gdzie pobudzenie zabezpieczeń

ziemnozwarciowych na obu końcach linii powoduje bezzwłoczne, obustronne wyłączenie linii. Tego typu układów nie spotyka się w liniach będących własnością OSD.



Rys.4. Zasięg działania oraz czas działania zabezpieczeń zerowoprądowych kierunkowych

Podsumowanie powyższych rozważań stanowi tabela 1, gdzie zestawiono jakich czasów wyłączenia linii należy oczekiwać w zależności od miejsca wystąpienia zwarcia i rodzaju stosowanych zabezpieczeń.

Tabela 1. Zestawienie maksymalnych czasów wyłączeń w zależności od miejsca zwarcia w linii oraz stosowanych zabezpieczeń

Rodzaj zabezpieczeń	SPZ	Miejsce zwarcia 0 - 30%		Miejsce zwarcia 30 - 70%		Miejsce zwarcia 70% - 100%	
		Czas wyłączenia stacja A	Czas wyłączenia stacja B	Czas wyłączenia stacja A	Czas wyłączenia stacja B	Czas wyłączenia stacja A	Czas wyłączenia stacja B
Zabezpieczenie różnicowe	tak	≤ 120 ms	≤ 120 ms	≤ 120 ms	≤ 120 ms	≤ 120 ms	≤ 120 ms
Zabezpieczenie odległościowe z komunikacją	tak	≤ 120 ms	≤ 120 ms	≤ 120 ms	≤ 120 ms	≤ 120 ms	≤ 120 ms
Zabezpieczenie odległościowe bez komunikacji	tak	≤ 120 ms	≤ 600 ms	≤ 120 ms	≤ 120 ms	≤ 600 ms	≤ 120 ms
Zabezpieczenie ziemnozwarciowe z komunikacją	tak	≤ 120 ms	≤ 120 ms	≤ 120 ms	≤ 120 ms	≤ 120 ms	≤ 120 ms
Zabezpieczenie ziemnozwarciowe bez komunikacji	tak	≤ 120 ms	400 - 600 ms	≤ 120 ms	≤ 120 ms	400 - 600 ms	≤ 120 ms
Zabezpieczenie ziemnozwarciowe bez komunikacji	nie	400 - 600 ms	> 1 s	≤ 600 ms	≤ 600 ms	> 1 s	400 - 600 ms

Analizując tabelę 1 w kontekście wymagań co do stosowania zabezpieczeń, prezentowanych na początku rozdziału, można zauważyć, że dla poszczególnych grup linii elektroenergetycznych można określić maksymalne oczekiwane czasy przepływu prądu zwarciego.

Dla linii NN (400 kV i 220 kV), instalowane są trzy zabezpieczenia podstawowe, z których każde powinno wyłączyć linię z czasem nie dłuższym niż 120 ms, niezależnie od miejsca wystąpienia zwarcia. Zastosowanie trzech zabezpieczeń podstawowych powoduje, że prawdopodobieństwo, że każde z tych trzech niezależnych zabezpieczeń zawiedzie i zwarcie zostanie wyłączone z dłuższą zwłoką przez zabezpieczenie rezerwowe – ziemnozwarciowe jest bardzo małe i w ocenie autorów nie powinno być brane pod uwagę w procesie doboru przewodów odgromowych. Należy oczekiwać zatem wyłączenia linii z czasem nie większym niż 120 ms. Wymóg stosowania układów SPZ we wszystkich liniach napowietrznych 220 kV i 400 kV powoduje, że do oceny narażenia cieplnego przewodów przy przepływie prądu zwarciego powinien być brany pod uwagę czas  $2 \times 120$  ms.

Dla linii WN (110 kV), instalowane jest jedno zabezpieczenie podstawowe i jedno zabezpieczenie rezerwowe. W przypadku stosowania zabezpieczenia różnicowego jako podstawowego i zabezpieczenia odległościowego z komunikacją jako rezerwowego, do oceny narażenia cieplnego przewodów przy przepływie prądu zwarciego powinien być brany pod uwagę czas  $2 \times 120$  ms (z uwzględnieniem SPZ). Jest to sytuacja analogiczna jak dla linii NN.

W przypadku stosowania zabezpieczenia odległościowego jako podstawowego i zabezpieczenia zerowoprądowego kierunkowego jako rezerwowego możliwe są do uzyskania różne czasy wyłączeń, w zależności od nastawień zabezpieczeń:

- Zabezpieczenie odległościowe z komunikacją i zabezpieczenie ziemnozwarciowe „szybkie” współdziałające z SPZ. Przy prawidłowym działaniu obu zabezpieczeń czas trwania zwarcia nie przekroczy  $2 \times 120$

ms. W sytuacji gdy zawiedzie zabezpieczenie podstawowe linii, czas obustronnego wyłączenia zwarcia nie przekroczy 120 ms dla zwarć ulokowanych w środku linii, natomiast dla zwarć ulokowanych na początku i na końcu linii wyłączenia nie będą jednoczesne. Zwarcie występujące w końcowej części linii spowoduje otwarcie wyłącznika na początku linii z czasem przekraczającym 1 s (czas zwłoki drugiego stopnia –  $T_{10>}$  - rys. 4). Wyłączenia w stacji na końcu linii, przy zwarcich występujących na początku linii też nastąpią ze zwłoką ponad 1 s (czas zwłoki drugiego stopnia  $T_{10>}$ ).

- Zabezpieczenie odległościowe bez komunikacji i zabezpieczenie ziemnozwarciowe „wolne”. Przy prawidłowym działaniu obu zabezpieczeń czas obustronnego wyłączenia zwarcia nie przekroczy 120 ms dla zwarć ulokowanych od około 15% do 85% długości linii (zgodnie z zasięgiem stref pierwszych – rys. 2). Dla zwarć ulokowanych na początku i na końcu linii wyłączenia nie będą jednoczesne. Zwarcie powstałe w końcowej części linii spowoduje otwarcie wyłącznika na początku linii z czasem na poziomie 0,4 – 0,6 s (czas zwłoki strefy drugiej). Podobnie wyłączenie w stacji na końcu linii, przy zwarcich występujących na początku linii też nastąpią ze zwłoką 0,4-0,6. Stosowanie w linii SPZ spowoduje, że proces przepływu prądu zwarciego powtórzy się według takiego samego schematu. W przypadku gdy zabezpieczenie podstawowe zawiedzie, to wyłączenie w stacji bliżej miejsca zwarcia nastąpi ze zwłoką do 600 ms (czas zwłoki i stopnia I0>>), a wyłączenie w stacji oddalonej od zwarcia nastąpi ze zwłoką ponad 1 s (czas zwłoki II stopnia I0>).

Powyższa analiza wskazuje, że dobór przewodów odgromowych dla danej linii powinien być oparty o znajomość układów zabezpieczeń i ich nastawień. Obecnie bardzo często przy projektowaniu linii do obliczeń wytrzymałości cieplnej przewodów odgromowych przyjmuje się czas 0,6 s, niezależnie od miejsca wystąpienia zwarcia, napięcia linii i stosowanych zabezpieczeń. Z przeprowadzonej analizy (Tabela 2) wynika, że taka wartość czasu trwania zwarcia wystąpi jedynie dla części linii o napięciu znamionowym 110 kV.

Tabela 2. Maksymalne czasy otwarcia wyłączników w liniach NN i WN w zależności od rodzaju stosowanych zabezpieczeń przy uwzględnieniu awarii jednego z zabezpieczeń podstawowych

Napięcie znamionowe linii, Rodzaj stosowanych zabezpieczeń	Miejsce zwarcia 0 - 30%		Miejsce zwarcia 30 - 70%		Miejsce zwarcia 70% - 100%	
	Czas wyłączenia stacja A	Czas wyłączenia stacja B	Czas wyłączenia stacja A	Czas wyłączenia stacja B	Czas wyłączenia stacja A	Czas wyłączenia stacja B
wszystkie linie 400 kV i 220 kV zabezpieczenie różnicowe i zabezpieczenie odległościowe z komunikacją	2 x 120 ms					
linie 110 kV zabezpieczenie różnicowe i zabezpieczenie odległościowe z komunikacją	2 x 120 ms					
linie 110 kV zabezpieczenie odległościowe z komunikacją, szybkie zab. ziemnozwarciowe	2 x 120 ms	> 1 s	2 x 120 ms	2 x 120 ms	> 1 s	2 x 120 ms
linie 110 kV zabezpieczenie odległościowe z komunikacją, wolne zabezpieczenie ziemnozwarciowe	≤ 600 ms	> 1 s	≤ 600 ms	≤ 600 ms	> 1 s	≤ 600 ms

## Nagrzewanie przewodów odgromowych w trakcie zwarcia

W celu obliczania rozptyłu prądów w przewodach odgromowych mogą być stosowane różne metody obliczeniowe oparte o zastosowanie uniwersalnych programów komercyjnych umożliwiających wykorzystanie wieloprzewodowych modeli linii – np. ATP EMTP [7], [8], PowerFactory [9], dedykowane programy np. [10] czy inne metody obliczeniowe [9], [11]. Obliczenia te bazują na informacjach o budowie linii, takich jak topologia, wykaz słupów, rodzaje przewodów, długości przęseł oraz na parametrach zwarciovych określonych dla stacji elektroenergetycznych zasilających analizowany układ. Niezależnie od stosowanej metody obliczeniowej efektem obliczeń jest najczęściej określenie największych wartości prądów płynących w przewodzie odgromowym (lub przewodach) w danym przęśle linii. Warto tu przypomnieć, że wartość prądu zwarciovego w przewodzie odgromowym jest inna niż w przewodzie fazowym oraz, że wartość prądu w przewodach odgromowych maleje w funkcji odległości od miejsca wystąpienia zwarcia.

Przepływ prądu zwarciovego w przewodzie odgromowym powoduje wzrost temperatury przewodu na skutek zwiększonych strat mocy. Przy krótkotrwałym procesie nagrzewania, jaki ma miejsce przy zwarciu, cała energia wydzielona na skutek przepływu prądu zwarciovego powoduje wzrost temperatury przewodu (nagrzewanie adiabatyczne). Miarą tej energii jest całka Joule'a określona jako:

$$(1) \quad \int_0^{T_k} i^2(t) dt$$

gdzie  $T_k$  jest czasem przepływu prądu zwarciovego  $i(t)$ . Obliczona całka Joule'a przy prawidłowo dobranym przewodzie odgromowym powinna być mniejsza od wartości określonej przez producenta przewodu. Gwarantuje to, że temperatura przewodu nie przekroczy wartości dopuszczalnej przyjmowanej zwykle jako 200°C dla przewodów typu AFL i 180°C dla przewodów typu OPGW.

W typowym podejściu inżynierskim zależność (1) upraszcza się pomijając składową nieokresową prądu zwarciovego i tym samym przyjmując, że wartość prądu pozostaje stała przez cały czas trwania zwarcia. Uzyskuje się wówczas zależność:

$$(2) \quad \int_0^{T_k} i^2(t) dt \approx I_k''^2 T_k$$

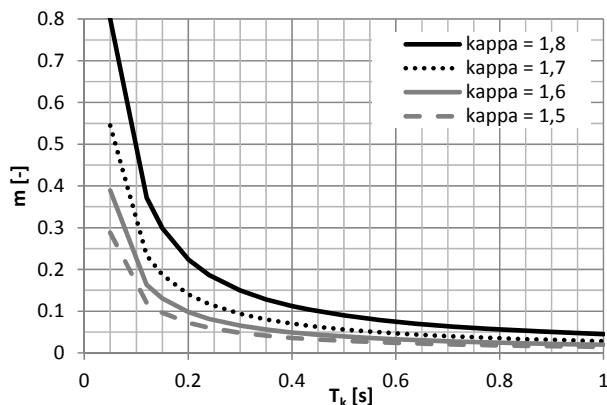
gdzie  $I_k''$  jest wartością początkową prądu zwarciovego płynącego w przewodzie odgromowym.

Jak już wskazano, przy obecnie spotykanym podejściu do doboru przewodu odgromowego, stosuje się dość znaczne czasy trwania przepływu prądu zwarciovego, co powoduje że uproszczenie (2) jest obciążone małym błędem. Jednak zastosowanie do obliczeń efektu cieplnego krótszych czasów trwania zwarcia, jak proponuje się w niniejszym referacie, wymaga uwzględnienia w prądzie zwarciovym składowej nieokresowej. Efekt cieplny jest wówczas obliczany jako:

$$(3) \quad \int_0^{T_k} i^2(t) dt = I_{th}^2 T_k = (1+m) I_k''^2 T_k$$

gdzie  $I_{th}$  jest zastępczym prądem cieplnym, a  $m$  jest współczynnikiem określonym w normie IEC 60909. Współczynnik ten może być wyznaczony analitycznie lub odczytany z wykresu (rys. 5). Współczynnik  $m$  uwzględnia zanikanie składowej nieokresowej prądu zwarciovego.

Współczynnik  $m$  wyznacza się na podstawie współczynnika udaru  $\kappa$ , który to zależy od stałej czasowej obwodu zwarciovego.



Rys.5. Zależność współczynnika składowej nieokresowej  $m$  od czasu trwania zwarcia dla różnych współczynników udaru

W sieciach WN i NN, przy braku dokładniejszych informacji przyjmuje się wartość współczynnika udaru  $\kappa$  wynoszącą 1,8. Takiej wartości, dla typowego czasu trwania zwarcia przyjmowanego przy doborze przewodów odgromowych wynoszącego  $T_{k1} = 600$  ms, odpowiada wartość  $m_1 = 0,07$ . Przy czasie zwarcia zdecydowanie krótszym, wynoszącym  $T_{k2} = 120$  ms wartość współczynnika  $m$  będzie dużo większa i wyniesie  $m_2 = 0,37$ . Uproszczenie (2) stosowane obecnie powszechnie można zatem uznać za dopuszczalne przy relatywnie długim czasie trwania zwarcia rzędu 600 ms (obliczony efekt cieplny będzie zaniżony o 7%), jednak przy krótkim czasie trwania zwarcia np. 120 ms popełniany w ten sposób błąd będzie skutkował niedoszacowaniem efektu cieplnego o 37%.

Obliczony efekt cieplny przy długim czasie trwania zwarcia  $T_{k1} = 0,6$  s, z pominięciem składowej nieokresowej prądu wyniesie zatem:

$$(4) \quad \int_0^{T_{k1}} i^2(t) dt = I_k''^2 T_{k1} = 0,6 I_k''^2$$

Z kolei dla zwarcia o krótszym czasie trwania,  $T_{k2} = 0,12$  s, efekt cieplny uwzględniający dodatkowo jednokrotny cykl SPZ wyniesie:

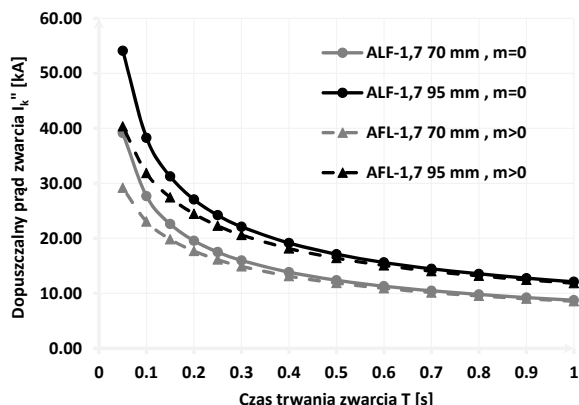
$$(3) \quad \begin{aligned} 2 \int_0^{T_{k2}} i^2(t) dt &= 2 I_{th}^2 T_{k2} = 2(1+m_2) T_{k2} I_k''^2 = \\ &= 2(1+0,37) \cdot 0,12 I_k''^2 = 0,33 I_k''^2 \end{aligned}$$

Widać więc wyraźnie, że mimo uwzględnienia składowej nieokresowej prądu zwarciovego powodującej zwiększenie obliczonego efektu cieplnego (a tym samym dokładne odwzorowanie procesów cieplnych) przyjmowanie realistycznych, wynikających z rodzaju i nastaw stosowanych układów automatyki zabezpieczeniowej pozwała aby przewody odgromowe mogły być dobierane dla łagodniejszych warunków zwarciovych.

Warto również podkreślić, że działanie automatyki SPZ, która stosowana jest przy zabezpieczeniach o krótkim czasie działania, nie powinno być uwzględniane w obliczeniach przez dwukrotne wydłużenie czasu trwania zwarcia, a jako dwukrotność efektu cieplnego obliczonego dla przyjętego czasu trwania zwarcia.



Porównanie wytrzymałości cieplnej typowych przewodów odgromowych AFL-1,7, w zależności od czasu trwania zwarcia przedstawiono na rysunku 6.



Rys.6. Wytrzymałość zwarcia przewodów odgromowych AFL-1,7 z uwzględnieniem i bez uwzględnienia składowej nieokresowej prądu zwarciaowego

Przedstawiony wykres pokazuje, że uwzględnienie składowej nieokresowej prądu zwarciaowego ( $m>0$ ) powoduje, że rzeczywista wytrzymałość zwarcia przewodu ulega obniżeniu. Dlatego, zwłaszcza dla krótkich czasów trwania zwarcia (0,1 – 0,2 s) ważne jest jej uwzględnienie w procesie doboru przewodu odgromowego.

Pojawia się jednak pytanie jak określić współczynnik udaru  $\kappa$  przekładający się na wartość współczynnika  $m$  w procesie doboru przewodów odgromowych. Czy dla obwodu zwarciaowego zawierającego przewody fazowe, przewody odgromowe i rezystancje uziemienia słupów, typowa dla sieci WN wartość  $\kappa = 1,8$  (której odpowiada stała czasowa  $T = 43$  ms), może być stosowana?

Dokładne wyznaczenie stałej czasowej obwodu zwarciaowego zawierającego połączone równolegle elementy o różnym stosunku rezystancji do reaktancji wymaga zastosowania rachunku operatorowego i jest uciążliwe. W przypadku linii elektroenergetycznej z przewodami odgromowymi uwzględnienie impedancji własnych i wzajemnych przewodów fazowych i odgromowych oraz rezystancji uziemienia słupów powoduje duży problem analityczny.

Upraszczając problem do układu przewodów fazy zwartej – przewód odgromowy można zauważyć, że dla początkowych pręseł każdej linii elektroenergetycznej impedancja pętli zwarciaowej składającej się z przewodu fazowego i odgromowego będzie istotnie mniejsza niż zastępcza impedancja zwarciaowa stacji wynikająca z jej mocy zwarciaowej. Ponadto, przyjmując, że w stacjach elektroenergetycznych zasilających sieć WN stosunek składowej zgodnej zastępczej reaktancji zwarciaowej do rezystancji zwarciaowej przekracza 10, można szacować, że składowa nieokresowa prądu zwarciaowego w przewodzie odgromowym będzie charakteryzowała się dość dużą stałą czasową. W miarę oddalania się od stacji impedancja pętli zwarciaowej obejmująca przewody fazowe i odgromowe będzie rosła, więc zmieniać się będzie relacja pomiędzy rezystancją i reaktancją pętli zwarciaowej. Stosunkowo duża rezystancja przewodów odgromowych powodować będzie, że stała czasowa przy zwarciu odległym od stacji elektroenergetycznej będzie mniejsza niż dla zwarcia w początkowych pręsełach linii.

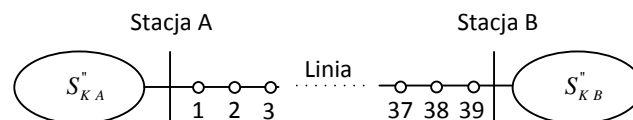
Wobec trudności analitycznego wyznaczenia powyższej wartości rozważania będą kontynuowane na konkretnym przykładzie.

## Obliczanie efektu cieplnego w przewodach odgromowych - przykład

W przykładzie analizowano linię (rys. 7) długości 12 km, składającą się z 40 pręseł o równych długościach 300 m, która łączyła stacje A i B o następujących udziałach w mocy zwarciaowej:

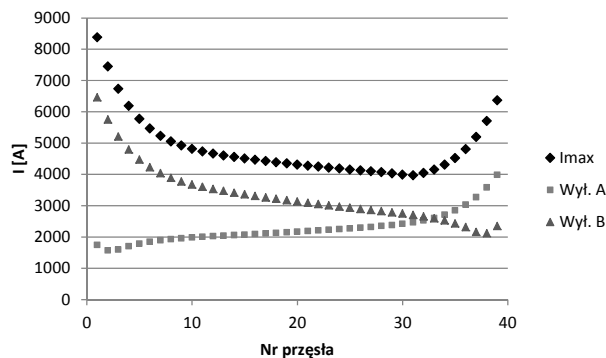
$$\text{Stacja A: } S_{KA}'' = 1500 \text{ MVA, } X_0/X_1 = 1,2, R_1/X_1 = 0$$

$$\text{Stacja B: } S_{KB}'' = 1000 \text{ MVA, } X_0/X_1 = 1,5, R_1/X_1 = 0$$



Rys.7. Schemat analizowanej linii elektroenergetycznej

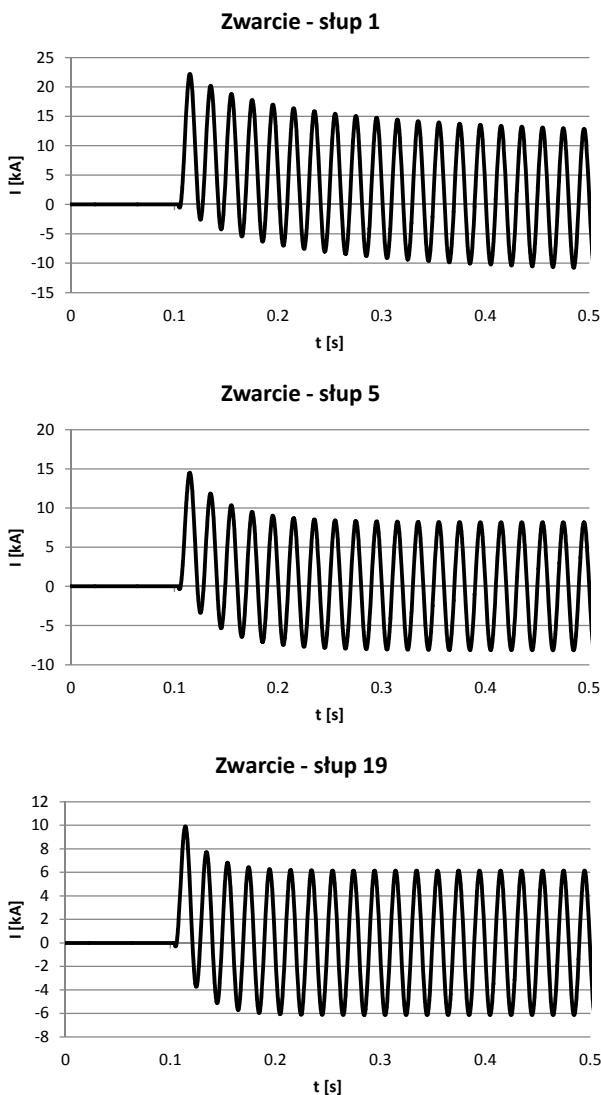
Do wyznaczenia rozptyłu prądów wykorzystano autorską metodę obliczeniową [9], [11]. Obliczone wartości maksymalnych, początkowych prądów zwarciaowych jakie będą płynęły w poszczególnych pręsełach w przewodzie odgromowym przedstawia krzywa oznaczona na rysunku 8  $I_{max}$ . Zgodnie z oczekiwaniami większe wartości prądów obserwowane są w przewodach odgromowych w pobliżu stacji A i stacji B, a mniejsze w środkowej części linii. W podejściu tradycyjnym, tak uzyskane wartości prądów oraz czas trwania zwarcia (jednakowy dla całej linii) są podstawą wyznaczania efektu cieplnego i doboru przewodu odgromowego obliczanego zgodnie ze wzorem (2).



Rys.8. Wartości prądów w przewodach odgromowych analizowanej linii elektroenergetycznej

Z kolei na rysunku 9 przedstawiono przebiegi wartości chwilowych prądów w przewodach odgromowych dla trzech przypadków: zwarcia na słupie 1, zwarcia na słupie 5 i zwarcia słupie 19. Przedstawione przebiegi prezentują wartości prądu w przewodzie odgromowym w pręśle przylegającym do słupa gdzie wystąpiło zwarcie jednofazowe. Są to odpowiednio: pręseło 1 (od bramki liniowej stacji A do słupa 1), pręseło 5 (od słupa 4 do słupa 5) i pręseło 19 (od słupa 18 do słupa 19). Wyniki uzyskano w programie PowerFactory.

Można zauważyć, że w zależności od miejsca wystąpienia zwarcia zmianie ulega wartość prądu w przewodzie odgromowym, zmniejszająca się wraz z oddalaniem się od stacji A, co jest potwierdzeniem wyników przedstawionych na rys. 8. Zmienia się jednak również kształt przebiegów, związany z procesem zanikania składowej nieokresowej prądu zwarciaowego. Dla zwarcia w pobliżu stacji A składowa nieokresowa prądu zwarciaowego zanika wyraźnie wolniej niż dla pozostałych przypadków.



Rys.9. Przebiegi chwilowe wartości prądu w przewodzie odgromowym przy zwarciach jednofazowych na słupach 1, 5 i 19

Na podstawie uzyskanych wyników, z obwiedni prezentowanych przebiegów, wykorzystując regresję liniową wyznaczono stałe czasowe obwodu, odpowiadające im stosunki  $X/R$  oraz współczynniki udaru  $\kappa$ . Wyniki te prezentowane są w tabeli 3.

Tabela 3. Wartości stałej czasowej obwodu, współczynnika  $X/R$  oraz współczynnika udaru w zależności od miejsca zwarcia

Miejsce zwarcia	Odległość od stacji A [km]	T [ms]	$X/R$ [-]	$\kappa$ [-]
słup 1	0,3	155	48,7	1,94
słup 5	1,5	47	14,6	1,82
słup 19	5,7	25	7,7	1,69

Uzyskane wyniki potwierdzają wcześniejsze rozważania ogólne. Stała czasowa obwodu i odpowiadający jej współczynnik udaru zmniejszają się w miarę oddalania się od stacji. Dość duża stała czasowa i odpowiadający jej współczynnik udaru  $\kappa = 1,94$  zaobserwowano dla zwarcia w pobliżu stacji A. Jest to spowodowane pominięciem w przykładzie rezystancji zwarciowej zastępczego systemu elektroenergetycznego. Pozostałe zaobserwowane wartości współczynnika udaru potwierdzają, że przyjmowanie w

praktycznych obliczeniach wartości  $\kappa = 1,8$  jest uzasadnione.

Chcąc zastosować w doborze przewodu odgromowego podejście proponowane w referacie należy wiedzieć jakie zabezpieczenia zainstalowano w celu ochrony danej linii od skutków zwarc. W prezentowanym przykładzie przyjęto często spotykane dla linii 110 kV rozwiązanie, w którym linia wyposażona jest w zabezpieczenie odległościowe z komunikacją i zabezpieczenie ziemnozwarciowe dwustopniowe. Przyjęto, że stopień pierwszy zabezpieczenia ziemnozwarciowego obejmuje zasięgiem 70 % długości linii, działa bezzwłocznie (rzeczywisty czas działania wynosi 120 ms) i pobudza układ SPZ. Z kolei stopień drugi obejmuje pozostałą część linii i działa ze zwłoką czasową, a czas wyłączenia wynosi 1 s. Dodatkowo przyjęto założenie, że zabezpieczenie podstawowe – odległościowe nie zadziała. Jest to zatem przypadek opisany w tabeli 2 na pozycji 3.

Efekt cieplny jaki wystąpi w przewodach odgromowych będzie sumą efektów cieplnych podczas całego procesu działania zabezpieczeń. Proces nagrzewania przewodu będzie się składał z kilku etapów, których przebieg będzie nieco inny w zależności od miejsca wystąpienia zwarcia.

Przy zwarciach w odległości 0 - 30% od stacji A:

**Etap 1** - Przez czas 120 ms w przewodach odgromowych będą płynęły prądy zwarciove pochodzące od obu stacji A i B (przykładowe wartości takich prądów pokazano na rys. 8, oznaczając je „Imax”).

**Etap 2** - Przez czas 0,88 s (od 0,120 s do 1 s) w przewodach odgromowych będą płynęły prądy pochodzące jedynie od stacji B (przykładowe wartości takich prądów pokazano na rys. 8, oznaczając je „Wył A”).

**Etap 3** - Przez czas 120 ms (na skutek SPZ) w przewodach odgromowych ponownie będą płynęły prądy zwarciove pochodzące od stacji A (przykładowe wartości takich prądów pokazano na rys. 8, oznaczając je „Wył B”).

Przy zwarciach w odległości 30 - 70% od stacji A:

**Etap 1** - Przez czas 120 ms w przewodach odgromowych będą płynęły prądy zwarciove pochodzące od obu stacji A i B.

**Etap 2** - brak

**Etap 3** - Przez czas 120 ms (na skutek SPZ) w przewodach odgromowych będą płynęły prądy zwarciove pochodzące od stacji A i B.

Przy zwarciach w odległości 70 - 100% od stacji A:

**Etap 1** - Przez czas 120 ms w przewodach odgromowych będą płynęły prądy zwarciove pochodzące od obu stacji A i B (przykładowe wartości takich prądów pokazano na rys. 8, oznaczając je „Imax”).

**Etap 2** - Przez czas 0,88 s w przewodach odgromowych będą płynęły prądy pochodzące jedynie od stacji A (przykładowe wartości takich prądów pokazano na rys. 8, oznaczając je „Wył B”).

**Etap 3** - Przez czas 120 ms (na skutek SPZ) w przewodach odgromowych będą płynęły prądy zwarciove pochodzące od stacji B (przykładowe wartości takich prądów pokazano na rys. 8, oznaczając je „Wył A”).

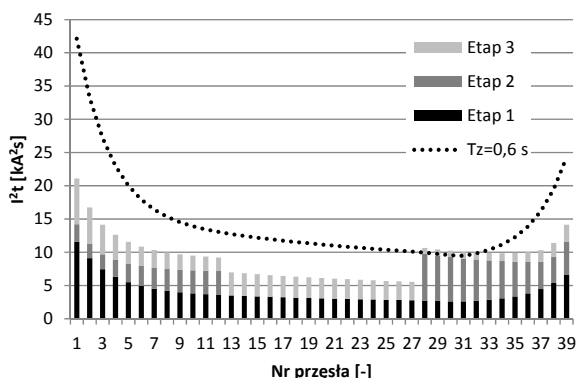
Efekty cieplne przepływu prądów zwarciowych w poszczególnych etapach przedstawiono na rysunku 10. Wykres jest podzielony na trzy wyraźne obszary: obszar pierwszy obejmujący przęsła 1 – 12 odpowiada 0 - 30 % długości linii, obszar drugi obejmujący przęsła 12-27 (30% - 70% długości linii) i obszar trzeci obejmujący końcowy odcinek linii od przęsła 28 do 39.

Stacja A charakteryzuje się większą mocą zwarciovą, dlatego największe prądy i efekty cieplne widoczne są w przęsłach w pobliżu stacji A. Przepływ prądu w początkowej fazie zakłócenia (etap 1) mimo krótkiego czasu trwania powoduje powstanie ponad połowy całkowitego efektu cieplnego. Efekt cieplny jaki powstaje po otwarciu wyłącznika w stacji A jest stosunkowo niewielki, mimo dość długiego czasu trwania przepływu prądu. Spowodowane jest to faktem dość małego udziału stacji B w mocy zwarcioviej na szynach A. Kolejny istotny wzrost skumulowanego efektu cieplnego następuje na skutek SPZ (Etap 3).

Zwarcia w środkowej części linii charakteryzują się mniejszymi prądami zwarciovymi i obustronnym wyłączaniem zwarcia w krótkim czasie, dlatego obserwowane efekty cieplne są wyraźnie mniejsze. Nie występuje etap 2, bo wyłączenie jest jednocześnie po obu stronach linii.

W przypadku pręseł w pobliżu stacji B zmieniają się nieco relacje pomiędzy efektem cieplnym etapu 2 i 3 w porównaniu z przęsłami na początku linii przy stacji A. Udział prądów zwarciovych od stacji A jest tu większy i dlatego efekt cieplny etapu 2 jest znaczący.

Na wykresie przedstawiono też krzywą obrazującą efekt cieplny w przewodzie odgromowym biorący pod uwagę przepływ prądu zwarciovego od obu stacji przez czas 0,6 s (wartość często spotykana w wytycznych projektowych). Krzywa ta, dla zwarć lokujących się przy stacjach krańcowych, leży znacznie wyżej niż wartości obliczone dokładnie, z uwzględnieniem działania automatyki zabezpieczeniowej. Wskazuje to, że obecnie spotykany sposób projektowania może prowadzić do niepotrzebnego przewymiarowania przewodów odgromowych, zwłaszcza w początkowych i końcowych przęsłach linii.



Rys. 10. Efekt cieplny przepływu prądu zwarciovego w przewodach odgromowych

### Podsumowanie

Prezentowane w referacie podejście do obliczania efektu cieplnego powodującego nagrzewanie przewodów odgromowych w czasie zwarć jest odmienne od powszechnie używanego.

Z jednej strony proponuje się zaostrzenie wymagań dla wytrzymałości zwarcioviej przewodów odgromowych poprzez uwzględnienie składowej nieokresowej prądu zwarciovego mającej istotny wpływ na proces nagrzewania przewodu, zwłaszcza przy krótszych czasach trwania zwarć.

Z drugiej strony postulowana jest pewna liberalizacja w doborze przewodów odgromowych oparta o założenie, że rzeczywiste czasy wyłączania zwarć w sieciach WN i NN są często zdecydowanie krótsze niż powszechnie przyjmowany czas trwania zwarcia 0,6 s. Autorzy postulują,

aby przy doborze przewodów odgromowych projektant dysponował pełną wiedzą na temat rodzaju i nastawień zabezpieczeń jakie są, czy będą stosowane dla linii, dla której dokonuje się doboru, modernizacji czy weryfikacji przewodów odgromowych. Wiedza taka pozwala w sposób rzetelny, bezpieczny i jednocześnie ekonomiczny wykonać kompleksowy projekt budowy czy modernizacji linii.

W tym miejscu można też zauważyć, że w przypadku modernizacji linii istniejącej, dostosowanie jej do nowych warunków zwarciovych może być często osiągnięte poprzez modyfikację układu zabezpieczeń, czego efektem będzie skrócenie czasu trwania zwarcia. Rozbudowanie układu zabezpieczeń linii składającego się z zabezpieczenia odległościowego i ziemnozwarciowego o zabezpieczenie różnicowe lub kolejne zabezpieczenie odległościowe może w sposób pewny znacząco skrócić czasy likwidacji zwarć, a tym samym zmniejszyć narażenia cieplne przewodów. Takie rozwiązanie może być znacznie tańsze od wymiany przewodów odgromowych pociągającej często za sobą także konieczność wymiany słupów.

Autorzy postulują aby Operator Systemu Przesyłowego i Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych dokonali analizy statystycznej czasów wyłączeń zwarć jednofazowych w podlegającym im sieciach. Analiza takich danych pozwoliłoby odpowiedzieć na pytanie czy rzeczywiste czasy wyłączania zwarć w KSE są bliższe wartościom wymaganych obecnie przez OSP i OSD w pracach projektowych, czy są bliższe wartościom prezentowanym w niniejszym referacie.

**Autorzy:** dr hab. inż. Jacek Klucznik, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. G. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk, E-mail: jacek.klucznik@pg.edu.pl; mgr inż. Grzegorz Mańkowski, Elfeko S.A., ul. Hutnicza 20A, 81-061 Gdynia, E-mail: grzegorz.mankowski@elfeko.pl

### LITERATURA

- [1] Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z dnia 4 maja 2007 r.
- [2] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, Warszawa 2017
- [3] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Energa Operator, Gdańsk 2014 – obowiązująca od dnia 01 stycznia 2014 r.
- [4] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PGE Dystrybucja zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DRR-4321-29(5)/2013/MKo4 z dnia 10 września 2013r.
- [5] Standard techniczny: PSE-ST.EAZ.NN.WN/2016 Urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i układy z nią współpracujące, PSE, Warszawa 2014
- [6] Standard techniczny nr 3/2014 dla układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej w TAURON Dystrybucja S.A. 2014
- [7] W. Nowak, W. Szpyra, R. Tarko, M. Benesz, Obliczenia prądów płynących w uziemieniach słupów w czasie zwarć jednofazowych w liniach wysokiego napięcia, *Przegląd Elektrotechniczny*, nr. 6, 205–208, 2016.
- [8] I. Dudurych, E. Rosolowski, Analysis of overvoltages in overhead ground wires of extra high voltage (EHV) power transmission line under single-phase-to-ground faults, *Electric Power Systems Research*, Vol. 53, Issue 2, 2000,
- [9] J. Klucznik, Obliczanie rozpyłów prądów w przewodach odgromowych linii elektroenergetycznych, Wydawn. Politechniki Gdańskiej, 2017.
- [10] Podręcznik użytkownika, MeLiNet 2.0 - Gliwice, 2016.
- [11] J. Klucznik, Earth wires currents calculation by tableau analysis, *Electric Power Systems Research*, Vol. 151, 2017