

BOGUSŁAW SZEWC

Instytut Elektroenergetyki  
i Sterowania UkładówPOWSTAWANIE PRZEPIĘĆ STATYCZNYCH W SIECIACH ROZDZIELCZYCH  
NA SKUTEK CZASOWEJ NIESYMETRII

**Streszczenie.** W artykule został rozpatrzony wpływ niepełnofazowych łączeń na wielkość napięć fazowych w sieciach rozdzielczych. Wyprowadzone zostały wzory dla obciążenia napięć względem ziemi przy jednofazowym odłączeniu w zależności od miejsca uszkodzenia. Na przykładzie wykazano możliwość zaistnienia niebezpiecznych wielkości napięć fazowych, zwłaszcza w sieciach z kompensowanym punktem zerowym.

1. Niesymetria czasowa w sieci rozdzielczej

W sieciach rozdzielczych średniowysokiego napięcia nie prowadzi się na ogół ciągłej obserwacji stanu sieci, nie mówiąc już o ciągłej rejestracji napięć, z tego też względu wiele niekorzystnych zjawisk występujących w tych sieciach nie zostało określonych pod względem ich ilościowego wpływu na pracę sieci. Do tych zjawisk należy zaliczyć m.in. niesymetrię napięć fazowych sieci względem ziemi. Tymczasem stosunkowo często sygnały ze strony personelu eksploatacyjnego wydają się potwierdzać przypuszczenie, że jednym z głównych źródeł zakłóceń pracy sieci rozdzielczych, zwłaszcza z punktem zerowym uziemionym przez dławiki gaszące, są nienormalne poziomy napięć fazowych. Analiza niesymetrii napięć fazowych prowadzi do wyjaśnienia przyczyn wielu nierozpoznanych zdarzeń (lub uszkodzeń) odgromników, przebiegów izolacji, nieprawidłowych zdarzeń zabezpieczeń reagujących na wielkość napięcia względem ziemi. Ograniczenie napięcia [3] niesymetrii (napięcia przesunięcia punktu zerowego sieci) do 0,75% napięcia fazowego, na ogół możliwe do uzyskania, czyni w zdecydowanej większości przypadków problem niesymetrii stałej mało istotnym.

Tymczasem niesymetria czasowa jest nie do uniknięcia, choć w pewnym stopniu można ją ograniczyć. Wywołana może być przez bardzo wiele przyczyn m.in. zbliżenie lub zetknięcie linii z gałęziami drzew, zerwanie przewodu, przepalenie mostka prądowego na skupie odporowym, niepełnofazowe przepalenie wkładek bezpiecznikowych, rozciągnięcie jednej żyły kabla w mufie przelotowej (np. wskutek górniczej deformacji terenu), nierównoczesna praca noży aparatu łączeniowego i in.

Sama niesymetria nie musi być bezpośrednio szkodliwa dla izolacji sieci, choć jej szkodliwość zawsze będzie się przejawiać w tworzeniu szkodliwych pól magnetycznych, błędnym działaniu zabezpieczeń, i in. Pamiętaj jednak należy, że przepięcia występujące w sieci są wielkością wypadkową procesu przejściowego i stanu ustalonego i to nakładanie może powodować zwężki poszczególnych napięć ponad wielkości wytrzymywane przez izolację sieci i urządzeń elektrycznych pracujących w tej sieci. Niesymetria czasowa jest - co wynika z jej charakteru - krótkotrwała, co jednak nie zmniejsza jej szkodliwości do momentu odłączenia.

Doświadczenia eksploatacyjne ZSRR wykazały, że za jedną z głównych przyczyn niesymetrii czasowej należy uznać niepełnofazowe procesy łączeniowe, np. wadliwe działanie odłącznika, niesymetryczne przepalenie wkładek topikowych itp. Potwierdzeniem poważnej, szkodliwej roli odgrywanej przez chwilowe niesymetryczne stany napięciowe było doświadczenie eksploatacyjne z pracy sieci kablowej wysokiego napięcia zabezpieczonej wkładkami topikowymi, której awaryjność okazała się bardzo wysoka [2].

## 2. Wpływ transformatora mocy na niesymetrię napięć fazowych

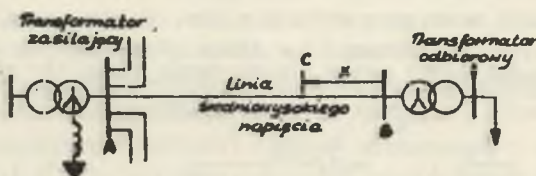
Łatwo wykazać, że niesymetryczne odłączenie (jednej lub dwóch faz) nie powoduje specjalnie groźnych wzniesień napięcia. Inaczej jednak przedstawia się sprawa, jeżeli w rozpatrywanym układzie znajdują się transformatory na biegu luzem lub mało obciążone, zwłaszcza w połączeniu z dławikami gaszącymi. Mając na uwadze, że indukcyjna reaktancja magnesowania transformatora będzie zmniejszać wypadkową reaktancję, można spodziewać się wzrostu przesunięcia punktu zerowego systemu, jeżeli reaktancja transformatora nie będzie jednakowa we wszystkich fazach.

Na skutek występowania nieliniowych obwodów magnetycznych, ogólną analizę zagadnienia można przeprowadzić tylko na wybranych schematach w granicach ich liniowości. Szczegółowe obliczenie dla konkretnego układu, przy znajomości charakterystyk magnesowania poszczególnych elementów nieliniowych, jest oczywiście możliwe, ale zarówno konieczność bardzo żmudnego, iteracyjnego wykorzystania metod analityczno-graficznych, jak i niemożliwość wyciągnięcia szerszych wniosków i jakiegokolwiek ogólnej formuły, nie zachęcają do wyboru tej drogi. Pozostaje zatem analiza zagadnienia w granicach liniowości, czyli w stanie, gdy napięcia na elementach z obwodem magnetycznym nie przekraczają napięcia znamionowego lub przekraczają je w niewielkim stopniu. Celowym przy tym będzie ograniczenie się do rozważania pewnej ilości realnie występujących przypadków niesymetrii, gdyż, jak wykazały dotychczasowe rozważania nad tym zagadnieniem, nadmierne uogólnienie prowadzi do uzyskania wzorów tak skomplikowanych, że ich stosowanie w praktyce traci sens. Niektóre z tych realnych przypadków zostały rozważone w [1]; z uwagi na fakt, że wyprowadzone tam wzory nie nadają

się dla analizy odłączenia dużej części układu, poniżej zostaną wyprowadzone zależności opisujące jeden, najprostszy przypadek niesymetrycznego odłączenia.

### 3. Wpływ jednofazowego odłączenia na napięcie fazowe systemu względem ziemi

Na rys. 1 przedstawiono system rozdzielczy średniowysokiego napięcia (w szczególnym przypadku może to być napięcie sięgające nawet 110 kV), za silany z węzła rozdzielczego sieci 110 kV lub 220 kV. Rozważmy w jakim stopniu jednofazowe odłączenie transformatora odbiorowego wpływa na położenie punktu zerowego systemu oraz pozostałych napięć względem ziemi; warto przy tym prześledzić wpływ miejsca odłączenia. W tym celu przyjmijmy bieżący punkt C w odległości  $x = \frac{BC}{AB}$  od transformatora odbiorczego,  $0 \leq x \leq 1$

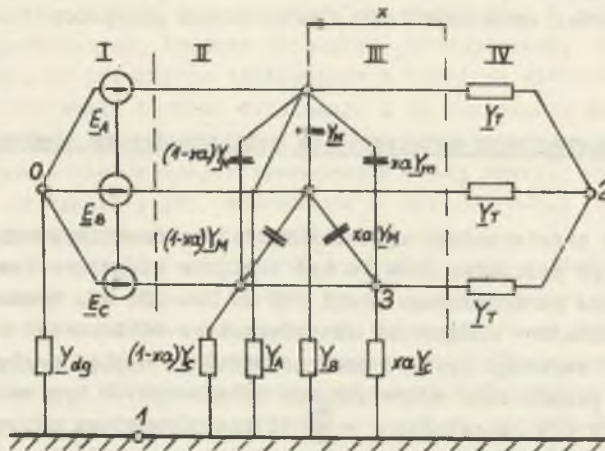


Rys. 1. Sieć rozdzielcza z punktem zerowym kompensowanym przez dławik gaśiący

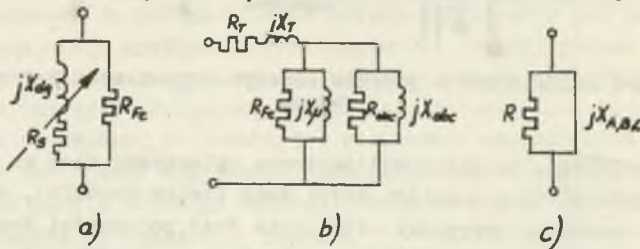
Jeżeli przyjmijmy, że pojemność doziemna odłączonej fazy na odcinku AB wynosi "a" oalkowitej pojemności tejże fazy (zatem  $0 < a \leq 1$ ), można powiedzieć, że rozważamy przypadek odłączenia "xa" pojemności doziemnej jednej fazy, a w praktycznym, przybliżonym ujęciu - przypadek odłączenia "xa" długości całej sieci zasilanej z szyn A.

Ponieważ dla pojemności doziemnych skupionych jest nieistotne ich rozłożenie topograficzne, można w dalszym ciągu przyjmować, że cały system składa się z jednej linii, zaś odłączeniu ulega udział "xa" długości jednej fazy. Rozumowanie to staje się szczególnie wygodne w momencie, gdy chcemy rozpatrzeć przypadek  $xa = 1$ , odpowiadający odłączeniu na szynach stacji jednej fazy bezpośredniego sprzężenia: transformator zasilający - linia - transformator odbiorowy, np. dla zasilania oddzielnych dużych pieców elektrycznych.

W wyniku powyższych rozważań możemy ideowy układ z rys.1 zastąpić schematem zastępczym jak na rys. 2. Rozwiązywanie schematu ze względu na napięcia w węzłach 1, 2 i 3 pozwala na określenie napięć we wszystkich interesujących punktach.



Rys. 2. Schemat zastępczy systemu z rys. 1, z przerwą w jednej fazie  
 I. - transformator zasilający; II - linie odhodzące od szyn stacji transformatorowo-rozdzielczej razem z uszkodzoną linią (do miejsca uszkodzenia); III - odcinek linii od transformatora odbiorowego do miejsca odłączenia się fazy C; IV - transformator odbiorowy



Rys. 3. Schematy zastępcze elementów schematu z rys. 2:  
 a) dławik gaszący  $Y_{dg}$ ; b) transformator  $Y_T$ ; c) admitancja fazy sieci względem ziemi  $Y_{A,B,C}$

Schemat z rys. 2 jest ożęściowo uogólniony: poszczególne elementy przedstawia rys. 3.

Zgodnie z rys. 3, dla dostatecznie dużej dobroci dławika (w grę wchodzi przede wszystkim dobroć przy prądzie zmiennym, a więc jakoś materiału magnetycznego) wygodnym uproszczeniem będzie przyjęcie

$$Y_{dg} \approx \frac{1}{jX_{dg}}$$

Admitancję transformatora, gdy transformator w rozpatrywanym momencie jest na biegu luzem, można nie popełniając większego błędu, do dalszych rozważań przyjąć

$$Y_T \approx \frac{1}{jX_{\mu}}$$

Admitancja doziemna sieci, jako równoległe połączenie konduktancji i susceptancji pojemnościowej wyraża się:

$$Y_{AB,C} = \frac{1}{R_{up2}} + j\omega C_{A,B,C} \quad (1)$$

co w uproszczonej formie można przedstawić następująco:

$$Y_{A,B,C} = j\omega C_{A,B,C}(1 - jd), \quad (2)$$

gdzie

$$d = \frac{1}{j\omega(C_A + C_B + C_C) R_{up2}} - \text{współczynnik stratności sieci.}$$

Warto zauważyć, że można tu (rezygnując z uproszczenia (2)) uwzględnić również impedancję przejścia odłączonej fazy do ziemi, jaka wystąpi np. przy zerwaniu i zawisnięciu przewodu na drzewie.

W admitancjach międzyfazowych sieci współczynnik stratności można pominać, zatem przyjmować będziemy, że  $Y_M \approx jX_M$ .

Wprowadźmy pomocniczo wielkości wiążące występujące w schemacie admitancje wyników, w celu uzyskania możliwie przejrzystej postaci.

W tym celu oznaczymy:

$$K = \frac{1}{\omega^2 L_{dg} (C_A + C_B + C_C)} \quad - \text{stopień skompensowania pojemności systemu przez indukcyjność dławika}$$

$$K' = \frac{1}{\omega^2 L_{\mu} C_{sr}} \quad - \text{stopień skompensowania pojemności jednej fazy systemu przez indukcyjność magnesowania jednej fazy transformatora}$$

$$p = \frac{C_M}{C_{sr}} \quad - \text{stosunek pojemności międzyprzewodowej do pojemności doziemnej}$$

$$U_{ns} = \frac{E_A Y_A + E_B Y_B + E_C Y_C}{j\omega(C_A + C_B + C_C)} \quad - \text{napiecie niesymetrii (stałej) systemu.}$$

Założeniem ogólnym, umożliwiającym względnie prostą analizę, jest przyjęcie symetrii i niezmienności napięć zasilania.

Przyjęte wyżej uproszczenia i oznaczenia pozwalają na uzyskanie rozwiązania schematu z rys. 2 w następującej postaci:

$$U_1 = \frac{U_{ns} \left[ \frac{3}{2} xa(1-jd) - (K' - 3xap) \right] - \frac{1}{2} E_C xa(1-jd) [xa(1-jd) - (K' - 3xap)]}{[-K + (1-jd)] \left[ \frac{3}{2} xa(1-jd) - (K' - 3xap) \right] - \frac{1}{2} [xa(1-jd)]^2} \quad (3a)$$

$$U_2 = \frac{\frac{1}{2} U_{ns} xa(1-jd) - \frac{1}{2} E_C [-K + (1-jd)] [xa(1-jd) - (K' - 3xap)]}{[-K + (1-jd)] \left[ \frac{3}{2} xa(1-jd) - (K' - 3xap) \right] - \frac{1}{2} [xa(1-jd)]^2} \quad (3b)$$

$$U_3 = \frac{\frac{3}{2} U_{ns} xa(1-jd) - \frac{1}{2} E_C \left\{ [xa(1-jd)]^2 - [-K + (1-jd)] (K' - 3xap) \right\}}{[-K + (1-jd)] \left[ \frac{3}{2} xa(1-jd) - (K' - 3xap) \right] - \frac{1}{2} [xa(1-jd)]^2} \quad (3c)$$

Metoda wyprowadzenia wzorów (3) jest teoretycznie elementarna i można ją z powodzeniem zastosować dla rozpatrywania dowolnych przypadków niesymetrii podłużno-poprzecznej. W niniejszym artykule, dla jasności obrazu, ograniczono się do rozpatrzenia przypadku najprostszego.

Wzory (3) tylko na pierwszy rzut oka wydają się skomplikowane i niewygodne do stosowania w praktyce; w rzeczywistości powtarza się w nich wiele czynników i przez to są względnie wygodne dla rachunków. Spodziewać się należy, że głębsza analiza praktycznych przypadków pozwoli na dokonanie dalszych uproszczeń w wyprowadzonych wzorach, co przybliży je do praktyki eksploatacyjnej.

Nie złożoność jednak jest głównym niedostatkim tych zależności a okoliczność, że ważne są one jedynie w zakresie liniowości obwodów magnetycznych, czyli (w przybliżeniu), gdy bezwzględne wartości napięć na uzwojeniach transformatora i na dławiku nie przekraczają znacznie znamionowego napięcia fazowego. Ograniczenie to można zapisać w formie:

$$|E_A - U_2| \wedge |E_B - U_2| \wedge |U_3 - U_2| \wedge |U_1| < (1 \dots 1,2) |U_{nf}| \quad (4)$$

W momencie, gdy obwód magnetyczny ulega nasyceniu, następuje poważny wzrost przewodności elementów z obwodem magnetycznym, zatem wzrost  $K'$  i  $K$ , co w konsekwencji prowadzi do ograniczenia przepięć statycznych w pobliżu ferrozrezonansu. Zatem wzory (3) pozwalają na określenie wielkości napięć fazowych względem ziemi:

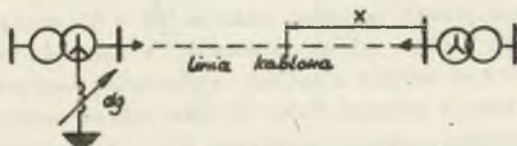
$$\left. \begin{aligned} U_A &= E_A - U_1 \\ U_B &= E_B - U_1 \\ U_C &= E_C - U_1 \\ U_{Os} &= U_1 \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

tylko w granicach, określonych zależnością (4). Gdy zależność (4) nie jest spełniona, można co najwyżej mówić o określeniu z wzorów (3) i (5) wielkości teoretycznie maksymalnych, które nigdy nie zostaną osiągnięte z powodu nasycenia obwodów magnetyznych.

We wszystkich rozważaniach teoretycznych, w których wyniku uzyskuje się skomplikowane – niekiedy bardzo skomplikowane – zależności rachunkowe, wynika pytanie, czy ilościowy charakter zjawiska, niezależnie od wartości poznawczych, czysto naukowych, uzasadnia celowość prowadzenia niezbyt wygodnych obliczeń. Niezbędna jest zatem ilościowa analiza zjawiska, prościej mówiąc – przykład.

#### 4. Przykładowe obliczenie przepięć statycznych przy jednofazowym odłączeniu transformatora mocy

Duży transformator, np. piecowy, o prądzie magnesowania  $4 \cdot 5$  A, zasilany jest ze stacji 110/35 kV kablem ekranowym (patrz: rys. 4) o prądzie ładowania  $1 \cdot 37$  A/km (na jedną fazę). Współczynnik stratności kabla wynosi 0·05, długość 5 km. Punkt zerowy transformatora zasilającego jest uzziemiony przez dławik gaszący. Kabel jest w pełni symetryczny. Aktualny stan sieci jest następujący: wszystkie linie odchodzące od stacji, poza kablem, są odłączone, a transformator odbiorowy jest na biegu jałowym. Zbadamy, jak kształtują się napięcia faz sieci względem ziemi, zwłaszcza ich wartości bezwzględne, w granicach stosowalności wzorów (3), tzn. przy spełnieniu zależności (4).



Rys. 4. Układ rozpatrywany w przykładzie obliczeniowym

Przyjmując wczesniej przyjęte oznaczenia, otrzymujemy:

$$a = 1 \quad (\text{przyłączono tylko rozpatrywany kabel})$$

$$p = 0 \quad (\text{kabel ekranowany})$$

$$U_{ns} = 0 \quad (\text{symetria admitancji kabla})$$

$$d = 0.05$$

$$K' = \frac{4.5}{5.4 \cdot 37} = 0.657$$

Jeżeli przyjmąc  $E_c = 1$ , wzory (3) upraszczają się do następującej postaci:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= - \frac{x(1-jd)[x(1-jd) - K']}{[-K+(1-jd)][3x(1-jd)-2K'] - [x(1-jd)]^2} \\ \underline{U}_2 &= - \frac{[-K + (1-jd)][x(1-jd) - K']}{[-K + (1-jd)][3x(1-jd)-2K'] - [x(1-jd)]^2} \\ \underline{U}_3 &= - \frac{[xa(1-jd)]^2 - [K+(1-jd)]K'}{[-K+(1-jd)][3x(1-jd) - 2K'] - [x(1-jd)]^2} \end{aligned} \quad (6)$$

Przed wszystkim należy sprawdzić, w jakim zakresie stopnia skompensowania układu wzory (6), a w konsekwencji i (5), mają zastosowanie. W tym celu przeprowadzono obliczenie napięć na transformatorze i na dławiku gazującym w funkcji stopnia skompensowania  $K \in [0, 1]$ , przy  $x = 1$ , a zatem dla odłączenia fazy C bezpośrednio na szynach stacji zasilającej. Wynik obliczeń w formie bezwzględnych wartości napięć przedstawiono na rys. 5. Zgodnie z ograniczeniem (4) odrzucono wyniki, w których moduł któregośkolwiek z tych napięć przekroczył  $1.1$ . W wyniku analizy rys. 5 można powiedzieć, że wzory (6) można stosować - dla naszego przypadku - zakresach  $K \in [0, 0.22]$  i  $K \in [0.89, 1.0]$ . Dla  $x \neq 1$  uzyskamy oczywiście nieco inny zakres, istotne jest jednak stwierdzenie, że wzory powyższe są słuszne dla izolowanego punktu zerowego systemu i w pobliżu pełnego skompensowania.

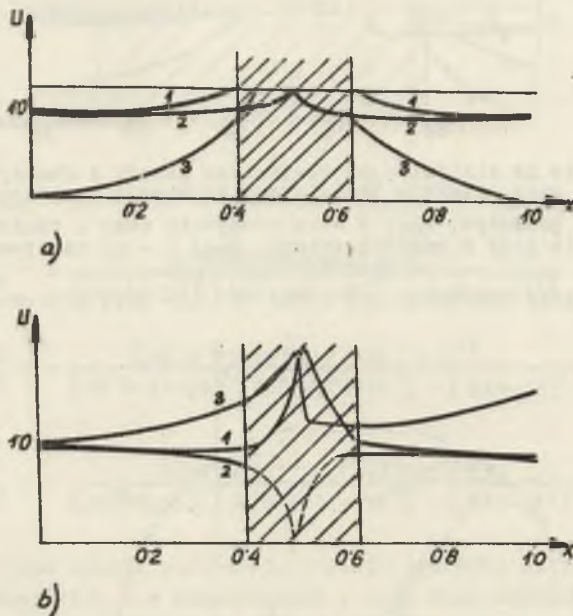
W dalszym ciągu rozpatrzono kształtowanie się napięć w funkcji miejsca uszkodzenia dla skrajnych przypadków skompensowania:  $K = 0$  i  $K = 1$ .

Dla izolowanego punktu zerowego systemu ( $K = 0$ ) można z rys. 7 stwierdzić, że wzory (3) i (6) można stosować w zakresie  $0 \leq x \leq 0.41$  i  $0.65 \leq x \leq 1$ . W tym bowiem obszarze wszystkie napięcia na elementach nieliniowych spełniają warunek (4). Ten sam zakres można odnaleźć na rys. 6, zataczając z punktu A łuk o promieniu  $1.1$ , oznaczający, że napięcie  $U_{AT}$  na uzwojeniu fazy A transformatora wynosi  $1.1$ . Punkty przecięcia tego łuku z hodografem grota napięcia  $\underline{U}_2$  dadzą szukany zakres. Promienie wodzące punktów przecięcia poprowadzone z środka współrzędnych, odetną na płaszczyźnie hodografu  $\underline{U}_1$  odpowiedni zakres określoności napięcia  $\underline{U}_1$ , skąd bezpo-





Średnio można odczytać tak możliwe, jak i teoretyczne wartości napięć fazowych względem ziemi. Warto zauważyć, że w zakresie stosowalności wzorów (6), pętla napięcia  $U_1$ , jak i okrąg napięcia  $U_2$  są dość płaskie i leżą -

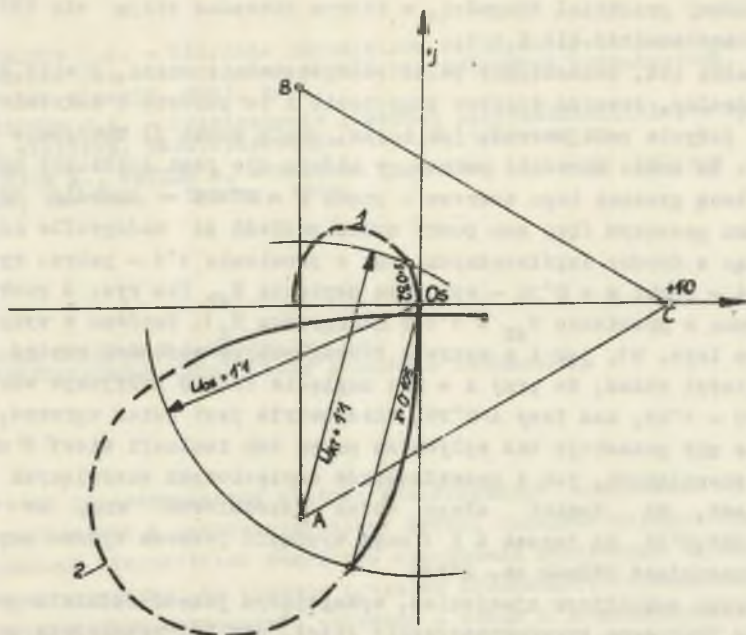


Rys. 7. Napięcia w funkcji odległości miejsca uszkodzenia dla izolowanego punktu zerowego systemu ( $K = 0$ ):

a) na elementach nieliniowych (uzwojenia transformatora); b) na fazach systemu względem ziemi. 1 - faza A, 2 - faza B, 3 - faza C

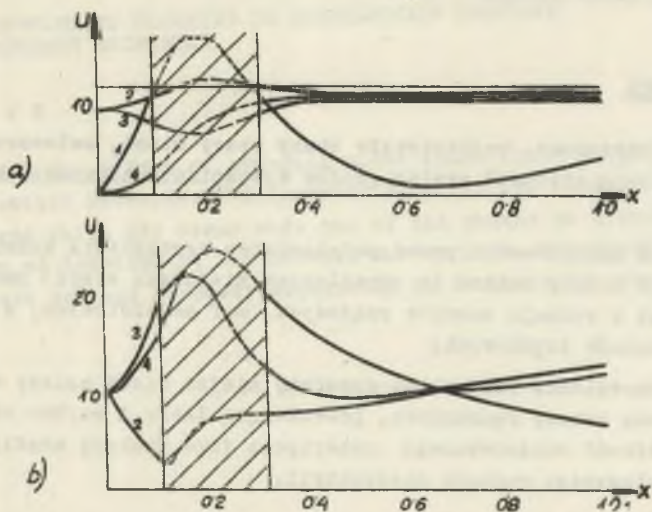
mówiąc w przybliżeniu - w pobliżu ujemnego przedłużenia napięcia uszkodzonej fazy. Z tego powodu napięcia zdrowych faz względem ziemi są co do modułu prawie równe i mniejsze od znamionowego, zaś napięcie fazy C osiąga najwyższą wartość  $1.5$  przy  $x = 1$ . Jakich napięć można spodziewać się w zakresie, gdzie wzory (3) i (6) nie mają zastosowania? Na to pytanie nie możemy udzielić odpowiedzi, możemy jedynie przy pomocy rys. 6 stwierdzić, że gdyby obwód magnetyczny pozostał liniowy, to napięcia faz A i C zbliżyłyby się do wartości ok.  $2.0$  (zresztą bynajmniej nie równocześnie). Pewne jest jednak, że nasycenie obwodów magnetycznych obniży maksymalną wartość przepięć statycznych.

Odnosić należy godny uwagi fakt, że maksymalnych przepięć statycznych - a co za tym idzie i nieustalonych - można spodziewać się nie przy odłączeniu na początku lub na końcu linii (przy  $x = 0$  przepięcia w ogóle nie wystąpią), ale przy zakłóceniach na trasie kabla, zatem w mufach przelotowych, ewentualnie w pośrednich stacjach podziemnych ze zwieracami lub po prostu w samym kablu.



Rys. 8. Wykres wektorowy napięć w funkcji odległości miejsca uszkodzenia (realny tylko w zakresach  $x \in [0, 0,405]$  i  $x \in [0,32, 1]$ ):

1 - hodograf grota napięcia punktu zerowego transformatora względem punktu zerowego systemu ( $U_{0s}$ ) 2 - hodograf grota napięcia "ziemi" względem punktu zerowego systemu ( $U_1 = U_{0s}$ )



Rys. 9. Napięcia w funkcji odległości miejsca uszkodzenia dla skompensowanego prądu pojemnościowego ( $K = 1$ ):

a) na elementach nieliniowych (dławik i uzwojenia transformatora); b) na fazach systemu względem ziemi

1 - dławik, 2 - faza A, 3 - faza B, 4 - faza C

Podobny przedział długości, w którym nieważne stają się wzory (3) i (6) można znaleźć dla  $K = 1$ .

Przypadek ten, oznaczający pełne skompensowanie sieci, a więc stan skądinąd idealny, stwarza większe zagrożenie i to zarówno w zakresie, gdzie można je jedynie podejrzewać, jak i tam, gdzie można je dokładnie określić. Z rys. 9a można określić zakres, w którym nie jest spełnione ograniczenie (4). Lewą granicę tego zakresu - punkt  $x = 0^{\circ}105$  - określa napięcie na dławiku gaszącym (ten sam punkt można znaleźć na hodografie napięcia  $U_1$ , kreśląco z środka współrzędnych łuk o promieniu  $1^{\circ}1$  - patrz: rys. 8), prawą zaś - punkt  $x = 0^{\circ}32$  - wyznacza napięcie  $U_{AT}$  (na rys. 8 punkt przecięcia łuku o promieniu  $U_{AT} = 1^{\circ}1$  z hodografem  $U_2$ ). Zarówno z wykresu wektorowego (rys. 8), jak i z wykresu bezwzględnych wartości napięć w funkcji odległości widać, że przy  $x = 0^{\circ}1$  napięcie fazy B przyjmuje wartość  $1^{\circ}91$ , fazy C -  $1^{\circ}62$ , zaś fazy A -  $0^{\circ}29$ . Niesymetria jest zatem ogromna, co oczywiście nie pozostaje bez wpływu na pracę tak izolacji sieci i urządzeń w niej pracujących, jak i przekładników napięciowych sterujących zabezpieczeniami. Na domiar złego można spodziewać się, że w zakresie  $x = 0^{\circ}105, 0^{\circ}32$  na fazach B i C mogą wystąpić jeszcze wyższe napięcia (nie przekraczające jednak ok.  $2^{\circ}5$ ).

Bardzo szkodliwym zjawiskiem, wymagającym jednak oddzielnego omówienia, będzie faktyczne przekompensowanie sieci, gdy  $U_{Os}$  przekroczy granicę liniowości dławika. Sieć w tym momencie będzie pracować w podwójnie niekorzystnych warunkach - raz z uwagi na wysokie przepięcia ustalone, a po drugie, z uwagi na niedostatecznie łagodzące działanie kompensacji na przebieg nieustalony.

## 5. Wnioski

1. Niesymetryczne, krótkotrwałe stany pracy sieci, zwłaszcza kompensowanej, mogą stanowić realną groźbę wystąpienia nadmiernych wyższek napięcia;
2. W celu zmniejszenia prawdopodobieństwa wystąpienia nadmiernie wysokich napięć należy unikać (w określonych miejscach sieci) punktów nieciągłości w rodzaju mostków prądowych, muf przelotowych, a zwłaszcza bezpieczników topikowych;
3. Dla określenia osużyłch na symetrię miejsc sieci należy wypracować operatywną metodę rachunkową, pozwalającą łatwo i szybko określić miejsce i wielkość spodziewanego przepięcia jako funkcję konfiguracji sieci i spodziewanego rodzaju niesymetrii.

## LITERATURA

1. LICHACZOW F.A. - Wlivanje parametrov siłowych transformatorów na naprężenia faz otositielno ziemi pri pofaznych kommutacjach. Električeskije stancji, 1963, nr 6:
2. LICHACZOW F.A. - Primienienie pławkich priedoohranitelej w wysokowoltnych sietlach, Električeskije stancji, 1966, nr 2:
3. WILLHEIM R., WATERS M. - Neutral grounding in high voltage transmission, New York - London, 1953.

ВОЗНИКАНИЕ СТАТИЧЕСКИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ  
В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ ИЗ-ЗА ВРЕМЕННОЙ НЕСИММЕТРИИ

## Резюме

В статье рассматривается влияние неполнофазных коммутаций на величины фазных напряжений в распределительных сетях. Выведены формулы для расчёта напряжений относительно земли при однофазном отключении в зависимости от места повреждения. На примере доказана возможность возникновения опасных величин фазных напряжений, особенно в сетях с компенсированной нейтралью.

STATIC OVERVOLTAGES OCCURING IN DISTRIBUTION NETWORKS  
DUE TO TEMPORARY ASYMMETRY

## Summary

In the paper the effect of non-full phase connections on phase voltage in distribution networks is discussed. Formulas for calculation of voltage to ground which may occur when one of the phases is disconnected, in dependence of location of the defect, are derived. The possibility of dangerous phase voltage to occur especially in compensated zero networks, is shown.