SPIS TREŚCI

Str.

1. Władysław Mizia: Przedmowa 7

2. Stefan Węgrzyn: Życie i prace Profesora Stanisława Fryzego w stulecie urodzin 9

3. Publikacje Profesora Stanisława Fryzego 27

4. Stanisław Fryze: Teoretyczne i fizykalne podstawy definicji mocy czynnej, biernej i pozornej w niesymetrycznych układach wielofazowych o odkształconych przebiegach napięć i prądów 29

5. Zygmunt Nowomiejski: Uogólniona teoria mocy 47

6. Leszek S. Czarnecki: Wkład Prof. dr inż. Stanisława Fryzego w badania nad teorię mocy obwodów o przebiegach odkształconych .. 65

7. Marek Brodzki: Kilka uwag o matematycznej naturze wielkości fizykalnych 79

8. Bolesław Glikeman: Egzamin 85

ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1986

Seria: ELEKTRYKA z.99 Nr kol. 860

LUCJAN NEHREBECKI

Instytut Elektroenergetyki i
Sterowania Układów
Politechniki Śląskiej

ENERGETYCZNE, EKONOMICZNE I EKOLOGICZNE ASPEKTY RÓWNOWAŻENIA BILANSÓW ENERGETYCZNYCH KRAJU

Streszczenie. Autor przedstawił zasady rachunku, na podstawie, którego wybrać można właściwą drogę postępowania do zrównoważenia bilansów energetycznych kraju. Konieczność ta występuje zwykle w pracach prognostycznych nad rozwojem energetyki. Po krótkim omówieniu dróg prowadzących do tego celu autor szczegółowiej omówił wspomniane zasady w przypadku jednoczesnego zastosowania rozbudowy nowych źródeł energii i ograniczenia przez racjonalizację spożycia energii. Autor zaproponował prowadzenie rachunku w dwóch fazach, przy tym w drugiej fazie uwzględnia się występujące czynniki ekologiczne i skutki niezrównoważenia innych ważnych bilansów, jak na przykład wodnych, materiałów deficytowych i bilansu handlu zagranicznego.

1. Wprowadzenie

Trudne sytuacje w zakresie zaopatrzenia kraju w energię, obecnie występujące i z jakimi należy się liczyć na najbliższe dziesięciolecia, zmuszają do poszukiwania dróg zrównoważenia bilansów energetycznych kraju, odpowiadających zupełnie nowym technicznym i ekonomicznym warunkom ostatnio powstałym i stale zmieniającym się, dróg bardziej skutecznych od dotychczas stosowanych.

Ogólnie biorąc, zrównoważenie tych bilansów można uzyskać albo przez obniżenie zapotrzebowania na energię lub też przez pozyskanie nowych, dostatecznie wydajnych źródeł energii. Obniżenie zapotrzebowania na energię osiąga się trzema drogami: przez oszczędność, przez racjonalizację i w sytuacjach krańcowo trudnych przez bezpośrednie ograniczenie użytkowania energii.

Oszczędność w użytkowaniu energii wyraża się zwykle przez ograniczenie w korzystaniu z energii do rozsądnego minimum, dostosowanego do występujących warunków, pod warunkiem, że zabiegi te nie umniejszą planowanych, niezbędnych efektów produkcyjnych i usługowych; natomiast wprowadzone ograniczenia zazwyczaj oddziałują ujemnie na warunki bytowania i pracy ludności. Są to przeważnie zabiegi natury porządkowo-organizacyjnej.

Racjonalizację użytkowania energii należy rozumieć jako zespół przedsięwzięć mających na celu osiągnięcie racjonalnego minimum zużycia energii dla zamierzonych efektów produkcyjnych i usługowych. Najczęściej uzyskuje się to przez modernizację urządzeń wprowadzających energię do procesów technologicznych, jak również przez modernizację z energetycznego punktu widzenia, samych procesów technologicznych. Może być również zastosowana do tego celu substytucja nośnika energii na bardziej ekonomiczny w końcowym efekcie.

Podobnie jak przy zabiegach oszczędnościowych przyjmuje się, że racjonalizacja użytkowania energii nie powoduje obniżenia planowanych efektów produkcyjnych i usługowych.

Ograniczenia w użytkowaniu energii sprowadzają się do ograniczenia czasu użytkowania w zakresie planów rocznych lub odcinkowych, do planowego obniżenia parametrów nośników energii oraz,w sytuacjach trudnych, nawet do zakazu stosowania energii do określonych celów, rezygnując całkowicie z prowadzenia wybranych procesów przemysłowych lub usługowych. To ostatnie posunięcie może być w niektórych przypadkach zastąpione przez zastosowanie innego, bardziej korzystnego z energetycznego punktu widzenia sposobu pokrycia określonej potrzeby, np. zastąpienie indywidualnych środków lokomocji przez publiczne lub też zastąpienie energii doprowadzonej ze scentralizowanych źródeł energii przez indywidualną bezpośrednią pracę ludzi lub zwierząt pociągowych.

Wszystkie podane wyżej sposoby bezpośredniego ograniczenia użytkowania energii powodują obniżenie efektów produkcyjnych i usługowych w stosunku do planowanych.

Z trzech wyżej opisanych dróg uzyskania obniżenia zużycia energii - zabiegi oszczędnościowe i bezpośrednie ograniczenia zużycia energii były dotyczas u nas w kraju szeroko stosowane, jako najłatwiejsze w realizacji. Racjonalizacja zużycia energii wymagająca poważnych prac wstępnych studialnych i projektowych,m.in. nad zmianą stosowanej technologii, jest jak dotychczas niedostatecznie opracowana tak pod względem metodycznym jak i ekonomicznym, i technicznym. Z tego względu, w dalszym ciągu ograniczono się do omówienia kilku wybranych zagadnień z zakresu racjonalizacji zużycia energii.

2. Proponowany sposób postępowania (koncepcja rachunku)

Konieczność rozwinięcia prac nad racjonalizacją zużycia energii wynika zazwyczaj wtedy gdy chodzi o częściowe pokrycie przewidywanego przyrostu zapotrzebowania energii na innej drodze niż budowa nowych źródeł energii. Ze względu na duże moce stanowiące zwykle przewidywany deficyt mocy w systemie, ze względu na długotrwałe, pracochłonne i kosztowne prace przygotowawcze i realizacyjne, racjonalizacji powinny być poddane w pierwszej

kolejności procesy przemysłowe i usługowe charakteryzujące się dużym zużyciem energii lub też urządzenia względnie wyroby, zużywające względnie mało energii, lecz powtarzalne w bardzo dużych ilościach. Chodzi o to, by przewidywany efekt racjonalizacji był współmierny do wielkości przewidywanego deficytu energii, lub co najmniej jego znaczącej części. Projekt racjonalizacji użytkowania energii dla określonego obiektu lub powtarzalnego urządzenia względnie wyrobu winien zawierać uzasadnienie celowości tego przedsięwzięcia. Chodzi o wyjaśnienie czy uzyskane drogą racjonalizacji (modernizacji) obniżenie zużycia energii jest celowe w stosunku do innego rozwiązania, jakim bywa zazwyczaj budowa nowego źródła energii.

Koszty te winny być ujęte globalnie, to znaczy zawierać koszty części przyrostu pokrytej przez racjonalizację i części - przez budowę nowego źródła energii. W obecnym stanie rozwoju gospodarki narodowej i sytuacji w zakresie zaopatrzenia kraju w energię, kryteria czysto ekonomiczne nie wystarczają, występuje cały szereg innych względów, które winny być wzięte pod uwagę przy podejmowaniu decyzji. Wystarczy wymienić ważniejsze z nich jako wyniki porównania: zużycie energii na przeprowadzenie racjonalizacji (modernizacji) i na pozyskanie nowego źródła energii, sprawności eksploatacyjnych dla alternatywnych rozwiązań, zużycia bezzwrotnego wody, zajęcie nowych gospodarczo i ekologicznie cennych powierzchni terenów, zużycia deficytowych materiałów, wartości koniecznego importu maszyn i urządzeń oraz bezpośredniego i pośredniego obciążenia środowiska przez realizację, a następnie eksploatację urządzeń modernizowanych i nowego źródła energii. Na tę ostatnią pozycję składają się między innymi: zużycie tlenu, emisja najrozmaitszych tlenków, zmiany klimatu, zanieczyszczenie powietrza przez szkodliwe związki stałe i gazowe, promieniowanie radioaktywne, szumy, zmiany w pejzażu, zmiany w ekologii wód przez zrzuty substancji organicznych i nieorganicznych do cieków i zbiorników wody.

Tak postawione zadanie rozwiązuje się w oparciu o odpowiednio skonstruowany rachunek ekonomiczny. Większość wyliczonych wyżej względów dodatkowych może znaleźć swój bezpośredni lub pośredni wyraz w wyniku przeprowadzonego rachunku ekonomicznego, wpływ pozostałych, nie dających się wprowadzić do rachunku ekonomicznego lub też w nim niedostatecznie wyeksponowanych, powinien być uwzględniony w inny, poza rachunkiem ekonomicznym, sposób.

Ogólnie traktując ten problem, dochodzi się do wniosku, że wpływ tych dodatkowych względów na kierunek podejmowanych decyzji co do wyboru sposobu zrównoważenia bilansu energetycznego kraju może być oceniony w dwojaki sposób. Mianowicie, albo przez wielkość ich wpływu na zmianę nakładów i kosztów na uzyskanie dla systemu energetycznego jednostki mocy i energii w skali rocznej lub też przez ocenę wagi tego względu (czynnika) na tle występujących lokalnie warunków w miejscu przewidzianym do realizacji modernizacji (racjonalizacji) alternatywnie w miejscu lokalizacji nowego źródła energii.

Naturalnie cechy tych dodatkowych względów (czynników) charakteryzują się wskaźnikami o bardzo różnej postaci, jak np. m^2pow/MW, m^3wody/MWh, kg SO_2/MWh itp. Aby umożliwić korzystanie z tych naturalnych wskaźników dla oceny ich wpływu na decyzję co do wyboru sposobu zrównoważenia bilansu energetycznego z pierwszego i drugiego, wyżej wymienionych punktów widzenia, należy te wskaźniki wywartościować, raz odpowiednio do potrzeb rachunku ekonomicznego, drugi raz w wielkościach względnych, charakteryzujących udział danego względu (czynnika) w tworzeniu lokalnych warunków. Dla oceny z pierwszego punktu widzenia wywartościowanie wskaźnika naturalnego winno doprowadzić do wskaźnika określającego nakłady i koszty powstałe na skutek oddziaływania tego czynnika na jednostkę uzyskanej mocy i energii. Jak już było zaznaczone, w stosunku nie do wszystkich wskaźników naturalnych da się to przeprowadzić.

Dla oceny z drugiego punktu widzenia poszukiwać należy wskaźnika przedstawiającego udział czynnika zakłócającego w tworzeniu warunków lokalnych na skutek przeprowadzonej racjonalizacji lub budowy nowego źródła energii w odniesieniu do warunków występujących lokalnie przed modernizacją lub budową nowego źródła energii. Jako przykład można przytoczyć udział rocznego zapotrzebowania bezzwrotnego wody przez obiekt zmodernizowany (zracjonalizowany) lub przez nowe źródła energii w stronie rozchodowej bilansu wody rejonu podobnie udział rocznej emisji SO_2 do atmosfery na obszarze rejonu.

Z powyższego przedstawienia omawianego problemu wyłoniła się konieczność wyboru właściwych proporcji dwóch możliwych sposobów pokrycia przyrostu zapotrzebowania energii w systemie, gdyż w praktyce stosuje się zwykle jednocześnie obydwa rozwiązania, to znaczy ograniczenie zapotrzebowania przez racjonalizację użytkowania i przez budowę nowego źródła energii. Wydaje się celowe podbudować decyzję obliczeniem przeprowadzonym w dwóch fazach.

W pierwszej fazie, w oparciu o rozbudowany klasyczny rachunek ekonomiczny, wylicza się oddzielnie nakłady, roczne koszty eksploatacji i koszty jednostkowe uzyskanej mocy i energii dla urządzeń zmodernizowanych i nowego źródła energii. Wysokość tych kosztów zależy od proporcji udziałów w pokryciu deficytu mocy i energii przez zabiegi modernizacyjne i budowę nowego źródła energii. Tę proporcję należałoby ustalić w założeniu uzyskania minimum łącznych rocznych kosztów pokrycia przewidywanego przyrostu zapotrzebowania energii. Dla wstępnych orientacyjnych obliczeń może wystarczyć ustalenie wartości granicznych dla omawianej proporcji, wyznaczonych na podstawie analizy granicznych wartości, możliwych do uzyskania z technicznych i organizacyjnych względów, mocy i energii przez modernizację (racjonalizację) i przez budowę nowego źródła energii.

Przeprowadzone obliczenia nakładów i kosztów dla wartości granicznych tej proporcji i dla kilku wartości pośrednich dają możność zorientowania się o wartości proporcji optymalnej, dającej minimum łącznych kosztów

rocznych i o zadaniach jakie należy postawić racjonalizacji (modernizacji) określonego obiektu i budowie nowego źródła energii.

W drugiej fazie rachunku należałoby przeprowadzić korektę wyników rachunku przeprowadzonego w pierwszej fazie na podstawie wpływu jaki wywierają poszczególne dodatkowe względy, o których była wyżej mowa, na kształtowanie się nakładów i rocznych kosztów na jednostkę mocy i energii uzyskiwanej przez racjonalizację wybranego obiektu i pozyskanie nowego źródła energii oraz na udział tych czynników (względów) dodatkowych w zmianie pierwotnych specyficznych warunków, które występują na skutek realizacji a następnie eksploatacji proponowanych rozwiązań pokrycia przyrostu zapotrzebowania mocy i energii w systemie energetycznym. Za ekonomiczne skutki działania tych dodatkowych czynników (względów) przyjmuje się koszt usunięcia oddziaływania tego czynnika lub koszt niwelowania jego skutków lub też koszt uzupełnienia, wzbogacenia zasobów, określających konkretne warunki przeliczone na jednostkę uzyskanej mocy i energii. Aspekty ekonomiczne oceny nie wystarczają, należy wziąć pod uwagę udział tych dodatkowych czynników w naruszeniu naturalnych warunków otoczenia. Udział ten ocenia się, jak to już było powiedziane, w skutkach natury ekologicznej realizacji a następnie eksploatacji obiektu zmodernizowanego i nowego źródła energii.

Oczywiste jest, że waga tych skutków, wyrażona w wartościach względnych, zależy od warunków początkowych występujących w miejscach lokalizacji tych obiektów. Miarą skutków może być udział procentowy w naruszeniu stanu początkowego, udział w przekroczeniu wartości normowanych przez przepisy i udział w naruszeniu bilansów w sferze fizycznej, biologicznej i energetycznej otoczenia. W tej sferze mogą być uwzględnione wszystkie te dodatkowe czynniki, których oddziaływanie nie mogło być z różnych względów wprowadzone do rachunku ekonomicznego.

Z powyższych wywodów wynika, że korekta przeprowadzona z punktu widzenia wpływu czynników (względów) dodatkowych, wyrażonych w wielkościach ekonomicznych, prowadzi do korekty stosunku mocy i energii uzyskanych przez modernizację (racjonalizację) i przez pozyskanie nowego źródła energii. Jest to korekta w miarę dokładna. Korekta przeprowadzona z punktu widzenia skutków naruszenia początkowych warunków naturalnych otoczenia oparta jest na interpretacji norm i przepisów, i jako taka oparta jest raczej na doświadczeniu.

We wszystkich powyżej opisanych obliczeniach należy uwzględnić różne okresy czasu przywiązane do trwałości technicznej i ekonomicznej i różne, możliwe do uzyskania w eksploatacji, stopnie wykorzystania znamionowych wydajności i mocy urządzeń zmodernizowanych i urządzeń nowego źródła energii.

3. Zakończenie

Podane wyżej rozważania wstępnie w ogólnym ujęciu przedstawiają temat artykułu, dają możność wstępnego ukierunkowania niezbędnych jeszcze prac studialnych i badawczych. Kompleksowe ujęcie problemu pozwala na ustalenie występujących współzależności wewnętrznych, które komplikują rozwiązanie zadania w postaci nadającej się do praktycznego wdrożenia.

Recenzent: doc. dr hab. inż. Andrzej Kłos

Wpłynęło do Redakcji dn. 10 lutego 1985 r.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ БАЛАНСИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ СТРАНЫ

Р е з ю м е

Автор излагает принципы исчисления, на базе которого могут выбираться наиболее рациональные пути и методы балансирования энергетических балансов страны. Необходимость в этом обычно возникает при ведении прогностических работ в области энергетики. Охарактеризовав вкратце пути, ведущие к достижению поставленной цели, автор более подробно останавливается на вышеупомянутых принципах применительно к такому случаю, когда расширение новых источников энергии сочетается со снижением ее использования путем рационализации потребления. Автор предлагает двухэтапный принцип расчетов, причем на втором этапе учитываются экологические факторы и результаты несбалансированности других важных балансов, например, водного, дифицитных материалов, внешнеторгового.

ENERGY, ECONOMY AND ECOLOGY ANGLES OF THE NATIONAL ENERGY BALANCES BALANCING

S u m m a r y

The author presents principles of a calculation on the grounds of which it is possible to select the proper procedure for balancing of the national energy balances. This balancing is generally needed at prognosis works on the development of energy production and distribution. After a short treatment of the ways leading to this goal the author presents more precisely the mentioned principles for the case when, at the same time, the expansion of new energy sources has been applied and the energy consumption reduced by rationalization. The author suggests to carry on a two-

stage calculation where in the second one there should be taken into account existing ecological factors and effects of the unbalancing of other important balances e.g. such as the balance of water, materials in short supply and foreign trade.

ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1986

Seria: ELEKTRYKA z.99 Nr kol. 860

TADEUSZ STĘPNIEWSKI

Instytut Elektroenergetyki
i Sterowania Układów
Politechniki Śląskiej

ROZWÓJ PRZESYŁU WIELKICH MOCY PRĄDEM STAŁYM

Streszczenie. Przesył energii elektrycznej prądem stałym (3 KM, 2kV) został zapoczątkowany w 1882 roku, ale wkrótce dominujące znaczenie zyskał prąd zmienny. Już w roku 1891 zrealizowano przesył mocy 300 KM przy napięciu 15 kV. Łatwość transformowania napięcia, prosta budowa wyłączników i silników przesądziły rozbudowę systemów trójfazowych. Obecnie projektowane są linie przesyłowe o prawie granicznych parametrach przesyłu (10000 MW, 1500 kV), których wzrost napotyka na liczne trudności techniczne i gospodarcze, związane ze stabilnością, mocą bierną i oddziaływaniem na środowisko.

Od lat trzydziestych zaczęto ponownie interesować się przesyłem prądem stałym, realizując w 1954 roku pierwszą linię przesyłową (20 MW, 100 kV, Gotland). Zastosowanie tyrystorów, wydatne obniżenie kosztów urządzeń i osiągnięcie wysokiej niezawodności przesyłu, a także konieczności dalekosiężnego przesyłu wielkich mocy, awansowały ponownie przesył prądem stałym do istotnego i nieodzownego w wielu przypadkach uzupełnienia systemów prądu przemiennego.

W artykule omówiono liczne zalety i zakres stosowania przesyłu prądem stałym oraz technikę przesyłu, główne urządzenia i udział ich kosztów w całości inwestycji. Podano przykładowo opisy kilku charakterystycznych ze zrealizowanych już układów, w tym stację sprzęgłową między systemami wschodniej i zachodniej Europy oraz przesył 6300 MW przy napięciu ± 600 kV w Brazylii. W refleksjach końcowych podkreślono wpływ gwałtownego postępu w dziedzinie półprzewodników i mikroelektroniki na opanowanie problemów gospodarczych i społecznych oraz aktualne problemy techniczne i tendencje rozwojowe techniki wielkich mocy.

1. Wprowadzenie w historię przesyłu energii elektrycznej

Zastosowanie energii elektrycznej jest dzisiaj tak powszechne i wydaje się tak naturalne we wszystkich prawie dziedzinach działań ludzkich, że dopiero przerwy w zasilaniu odczuwane są jako przykre zakłócenia ustalonego trybu życia. Warto więc przypomnieć w wielkim skrócie główne daty związane z rozwojem elektroenergetyki.

Dopiero przed 200 laty w 1785 roku sformułowane zostało znane podstawowe prawo Coulomba. W końcowych latach XVIII wieku, a następnie w wieku XIX liczni odkrywcy wpisali się na karty historii techniki. W prymitywnych warunkach technicznych badali całkowicie nowe zjawiska elektryczne nie podlegające bezpośredniemu rozeznaniu zmysłami ludzkimi. Ustalone

zostały obowiązujące do dziś podstawowe zależności, podstawy obliczeń oraz zasady metrologii. Opracowano i wprowadzono do użytku pierwsze urządzenia elektryczne, jak: telegraf, telefon, ogniwa i akumulatory, elektroliza i galwanoplastyka, lampy łukowe. Cechowały się one wykorzystaniem prądu stałego ze słabych lokalnych źródeł energii.

Początek rozwoju elektrotechniki w skali przemysłowego stosowania wiąże się z odkryciem zasady dynamoelektrycznej (W. Siemens, 1866), umożliwiającej budowę maszyn elektrycznych i wzajemne przetwarzanie energii mechanicznej w elektryczną. Skonstruowanie pierwszej żarówki elektrycznej (T. Edison, 1879) stało się symbolem powszechnego postępu społecznego i technicznego.

Na pierwszej międzynarodowej wystawie elektrotechnicznej w Paryżu w 1881 roku M. Deprez przesłał energię elektryczną na odległość zaledwie 1800 m. W tymże roku ruszył już pierwszy tramwaj elektryczny, rok później pierwsza elektrownia publiczna w Nowym Yorku, a w następnym roku pierwsza elektrownia publiczna w Europie (Mediolan).

W 1882 roku na drugiej międzynarodowej wystawie elektrotechnicznej w Monachium M. Deprez zademonstrował przesył mocy 3 KM prądem stałym o napięciu 2 kV, linią o długości 57 km (służącą do celów telegraficznych), uzyskując sprawność 0,25.

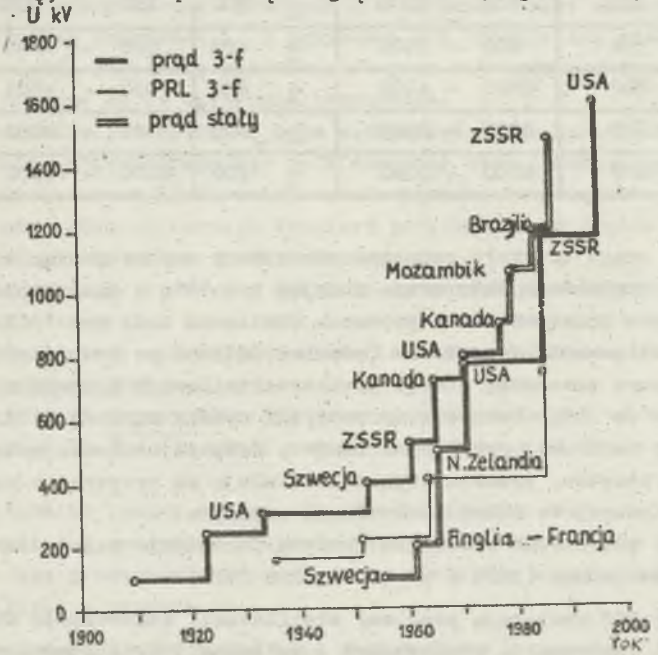
Wydawało się wówczas, że rozwój elektroenergetyki oparty zostanie na prądzie stałym. Odkrywcze myśli ludzi wykazały jednak szybko, że lepsze możliwości daje zastosowanie prądu zmiennego. Już w roku 1885 zbudowany został transformator, ulepszony następnie przez wprowadzenie rdzenia. W 1886 roku w Cerchi (Włochy) przesłano już moc 150 KM prądem zmiennym jednofazowym o napięciu 2 kV na odległość 27 km.

Rok 1885 przyniósł odkrycie magnetycznego pola wirującego i już w 1887 roku powstaje generator trójfazowy, dwa lata później Dolivo-Dobrowolski wynajduje trójfazowy silnik indukcyjny klatkowy, a następnie silnik pierścieniowy. W 1891 roku zrealizowano przesył 300 KM prądem przemiennym na odległość 175 km z elektrowni wodnej Lauffen-Frankfurt a/M, przy napięciu 15 kV i sprawności wynoszącej już 0,75. Zastosowanie prądu przemiennego, dzięki łatwości transformacji napięcia, prostej budowie silników i wyłączników, dało tak poważne korzyści techniczne i ekonomiczne, że zastosowanie prądu stałego zostało ograniczone do urządzeń wymagających tego rodzaju prądu ze względów technologicznych. Podjęta w roku 1905 próba przesyłu prądem stałym na odległość 180 km (Montiers-Lyon), przy napięciu 57 kV, nie została kontynuowana aż do ponownego zainteresowania się dopiero w latach trzydziestych obecnego wieku.

2. Potrzeba i zakresy przesyłu prądem stałym (PPS)

Prąd elektryczny stał się obecnie najczęściej stosowaną formą przesyłu energii. Trwający nieprzerwanie od przeszło 100 lat rozwój sieci przesyło-

wych i rozdzielczych jest determinowany wzrastającym zapotrzebowaniem energii elektrycznej, lokalizacją elektrowni w pobliżu źródeł energii pierwotnej i koncentracją mocy ze względów ekonomicznych. Kryzys naftowy w 1973 roku i wyczerpywanie się tradycyjnych nośników energii usytuowanych w pobliżu odbiorców, wysunął nowe problemy: wykorzystanie dalekich terenowo zasobów, obniżenie kosztów przesyłu, zapewnienie stabilności i niezawodności pracy, rozwój wymiany międzypaństwowej, ograniczenie terenów pod budowę, a nawet potrzebę uwzględniania wymagań estetyki.



Rys.1. Najwyższe napięcia linii przesyłowych 3-faz. — o — oraz prądu stałego ═

Rys. 1. Najwyższe napięcia linii przesyłowych trójfazowych oraz linii prądu stałego

Rys. 1. Highest transmission voltage for alternating current (1,2) and direct current (3)

Wymienione czynniki prowadzą do ogromnego wzrostu mocy, napięć i długości linii przesyłowych. Szybki wzrost napięć ilustruje rys. 1; orientacyjne skojarzenie mocy z napięciem przesyłowym zestawiono w tab. 1. Dalsza rozbudowa systemu przesyłu prądem przemiennym (PPP) napotyka na szereg trudności i wymaga niezbędnych już uzupełnień przesyłem prądem stałym (PPS). Zaczęto się więc interesować technicznym i gospodarczym zastosowaniem takiego sposobu przesyłu. W 1929 roku rozpoczęto próby laboratoryjne nad prostownikami rtęciowymi 10 kV. W 1931 roku problem PPS zreferowano już na sesji CIGRE w Paryżu. W 1946 roku zbudowano pierwszą linię doświadczalną w Szwecji na napięcie 90 kV (o długości 60 km).

Tablica 1

Typowe moce (P) przesyłane przy różnych napięciach (U)

Prąd przemienny		Prąd stały	
U, kV	P, MW	U, kV	P, MW
362	300 - 1000	± 250	200 - 500
420	400 - 1200	± 300	400 - 1000
550	800 - 2000	± 400	800 - 1600
800	2000 - 4000	± 600	2000 - 4000
1200	4000 - 8000	± 800	4000 - 8000
1600	8000 -12000	± 1200	8000 - 12000

W dalszym ciągu artykułu omówiono uzyskiwany szybki postęp w zastosowaniu PPS. Jako przełomowe daty można przyjąć rok 1954 - dla eksploatacyjnego zastosowania prostowników rtęciowych (Gotland) oraz rok 1967 - dla pierwszego zastosowania tyrystorów (również Gotland po rozbudowie).

Początkowa zawodność stacji przekształtnikowych z zaworami rtęciowymi dochodziła do 11%, obecnie z tyrystorami spadła poniżej 0,3%. Zastosowanie budowy modułowej przekształtników i łatwość usuwania usterek, a także obniżenie kosztów, przekonywująco oddziałują na pozyskanie zaufania energetyki światowej do nowej technologii przesyłu.

Poniżej wymieniono w wielkim skrócie porównanie zalet oraz wad przesyłu prądem przemiennym (PPP) i prądem stałym (PPS).

1. Przy PPP występują problemy stabilności, konieczność stosowania kosztownej kompensacji poprzecznej i podłużnej, duże spadki napięcia, wzrost napięcia na krańcu linii nieobciążonych. Zjawiska te nie występują przy PPS.

2. W przypadku PPP niemożliwe jest łączenie systemów w asynchronicznych warunkach pracy, co spowodowane jest różnicą częstotliwości (50 lub 60 Hz) lub różnymi wymaganiami normatywnymi w zakresie regulacji częstotliwości. PPS umożliwia to znakomicie.

3. W PPS nie można stosować wyłączników celem odgałęzień ze względu na brak jeszcze konstrukcyjnie pewnych rozwiązań i dotychczas stosuje się wyłączanie po stronie PPP. Prace rozwojowe są jednak intensywnie prowadzone. Korzystne są natomiast ograniczenia prądów zwarciowych w systemach PP w przypadku włączonych linii PS.

4. Napięcia robocze w PPP osiągają już obecnie wartości graniczne ze względu na krotność przepięć łączeniowych, płaskie charakterystyki wytrzymałości odstępów powietrznych, znacznie silniejsze oddziaływanie biologiczne natężenia pola elektrycznego (poniżej 10 kV/m a 50 kV/m w przypadku

PS), silniejszy ulot oraz wyższy poziom zakłóceń radioelektrycznych i akustycznych (50 dB). Wymaga to zwiększenia liczby przewodów w wiązce i pociąga za sobą wzrost kosztów. Mniej korzystna natomiast jest wytrzymałość zabrudzeniowa izolatorów liniowych przy PPS, dająca się jednak łatwo rozwiązać poprzez stosowanie izolatorów pniowych, a jeszcze lepiej prętowych, o małej średnicy.

5. Zastosowanie kabli w przypadku PPP napotyka na trudności, spowodowane ograniczeniem ich przepustowości prądowej, dodatkowymi stratami oraz koniecznością ograniczenia wyładowań niezupełnych przez zastosowanie złożonych i drogich konstrukcji. W przypadku PPS stosuje się znacznie tańsze kable z izolacją papierową nasycaną; długość ich jest praktycznie nieograniczona i dogodne są do układania podwodnego.

6. W przypadku PPS wystąpić może niekorzystne działanie silnego pola magnetycznego, odkształcającego pole ziemskie oraz indukującego napięcia w równoległych torach linii telekomunikacyjnych, rurociągach, szynach. Wystąpić może również korozja urządzeń podziemnych od prądów powrotnych. Istnieją jednak skuteczne środki zaradcze.

7. Linie PS mogą pracować w układzie symetrycznym dwubiegunowym przy wykorzystaniu ziemi lub morza jako przewodu powrotnego, a także przy wykorzystaniu istniejących trójfazowych linii PP z dodatkową przy tym korzyścią rezerwy przewodowej.

8. Koszt linii w przypadku PPS jest znacznie mniejszy od kosztów przy PPP; wynosi od 30-70% dla linii napowietrznych oraz od 25 do 40% dla linii kablowych.

9. W ostatnich latach zwraca się również znaczną uwagę na skażenia krajobrazu wysokimi i szerokimi słupami linii przesyłowych. Przy PPS słupy są niższe, liczba przewodów mniejsza, a więc istnieją większe możliwości komponowania linii w terenie.

Zakres stosowania PPS można ująć następująco:

a) łączenie systemów PP o różnych częstotliwościach, np. 50 i 60 Hz,
b) jako stacje sprzęgłowe systemów PP o asynchronicznej pracy,
c) połączenie wielkich elektrowni zlokalizowanych w pobliżu źródeł energii z odległymi centrami odbioru, w tym również jako człony łączące duże elektrownie wodne dla optymalnego wykorzystania liczby obrotów turbin (przy uniezależnieniu się od częstotliwości sieciowej),
d) włączenie w system PP dla zwiększenia stabilności i poprawy rozpływu prądów w sieci w przypadku zakłóceń,
e) równoległa współpraca z liniami PP lub awaryjnego ich wykorzystania dla PPS celem poprawy pewności eksploatacyjnej,
f) przekraczanie kablami cieśnin morskich lub jezior,
g) łączenie elektrowni zlokalizowanych na platformach wydobywczych ropy lub gazu z lądem stałym.

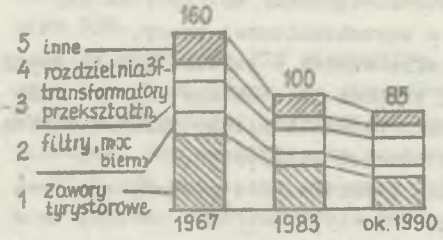
Z powyższych przykładów wynika, że przesył prądem stałym ma bardzo różnorodne zastosowania oraz stwarza istotne i korzystne uzupełnienie systemów prądu przemiennego, co znajduje wzrastające zastosowanie w wielu krajach.

3. Technika przesyłu prądem stałym wysokiego napięcia (PPS)

Układ przesyłowy prądu stałego łączy dwie sieci prądu przemiennego i składa się z dwóch stacji przekształtnikowych połączonych linią długą. W stacjach następuje przekształcenie prądu przemiennego na prąd stały i ponownie stałego na przemienny. W szczególnym przypadku rezygnacji z linii łączącej, obie stacje stanowią jedną całość i tworzą stację sprzęgłową prądu stałego (rys. 4), zwykle o działaniu dwukierunkowym.

Istotną częścią składową stacji są zawory działające jako prostowniki lub falowniki, zestawione w mosty i połączone z siecią przez transformatory o odpowiednio dobranych przekładniach. Stosowane są transformatory jedno - lub trójfazowe z zaczepami. Obecnie już prawie wyłącznie stosuje się po dwa sześciopulsowe mosty, z których jeden zasilany jest w połączeniu Y/Y, a drugi Y/D, co pozwala na uzyskanie 12-pulsowego przebiegu prądu stałego i ograniczenie wyższych harmonicznych praktycznie do 11 i 13. Dla ich stłumienia stosuje się dławik szeregowy (służący jednocześnie do ograniczenia prądu zwarciowego) oraz niekiedy dodatkowe filtry.

Wyższe harmoniczne w napięciu przemiennym eliminowane są przez filtry C-LR, które łącznie z baterią kondensatorów wykorzystywane są równocześnie do pokrycia zapotrzebowania na moc bierną, wynoszącą ok. 50-60% mocy, czynnej przenoszonej przez stację. Regulacja i sterowanie wartości oraz kierunku przepływu mocy odbywa się przez oddziaływanie na zawory.

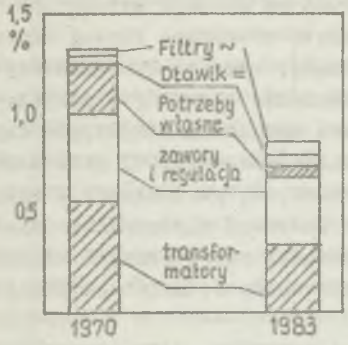


Rys. 2. Udział kosztów stacji przekształtnikowej

Rys. 2. Reduction in costs for a converter station

Głównymi przekszkodami w początkach rozwoju przesyłu prądem stałym były wysokie koszty urządzeń stacyjnych, znaczne straty mocy i ich duża zawodność. W ostatnich latach, dzięki zastosowaniu tyrystorów dużej mocy i szeroko wprowadzonej mikroelektronice, uzyskano ogromny postęp, co ilustrują rys. 2 i 3.

Poważne sukcesy osiągnięto również przez uproszczenie rozwiązań technicznych, wprowadzenie nowych technologii i wysoką niezawodność działania oraz poprzez bardzo uproszczoną i w pełni zautomatyzowaną eksploatację - przy wykorzystaniu



Rys. 3. Obniżenie strat w urządzeniach stacji przekształtnikowej (moc przenoszona 2 GW, ± 500 kV)

Rys. 3. Reduction of load losses in installations of converter stations

opartych na logistyce układów komunikacji człowiek-urządzenie.

W początkowym okresie prac nad przesyłem prądem stałym bazowano na zaworach rtęciowych, doprowadzając do pierwszego komercyjnego przesyłu PS w 1954 roku (Gotland) i dalszych osiągnięć obejmujących szczytowe wartości prądu do 2000 A (przy napięciu do 133 kV i zastosowaniu sześciu równoległych anod). Pod koniec lat pięćdziesiątych wynaleziony został tyrystor. Prace nad zwiększeniem jego obciążalności i napięcia zwrotnego pozwoliły już w roku 1967 na jego zastosowanie praktyczne i całkowite wyeliminowanie zaworów rtęciowych.

Pod koniec lat sześćdziesiątych osiągnięto już obciążalność 900 A i napięcie zwrotne 1,6 kV. Dużym przełomem technologicznym było dotowanie czystej płytki krzemowej przez napromieniowanie neutronami, zamiast na drodze chemicznej. Pozwoliło to na uzyskanie bardzo wielkiej jednorodności półprzewodnika, co z kolei umożliwiło zwiększenie średnicy aktywnej płytek zaworów do 100 mm, osiągnięcie obciążalności ponad 4 kA i napięcia zwrotnego ponad 4 kV. W efekcie, zmniejszono liczbę szeregowo łączonych tyrystorów i zrezygnowano z ich łączenia równoległego.

W następstwie, zmniejszenie potrzebnej liczby tyrystorów w przeliczeniu na 1 MW przenoszonej mocy spowodowało znaczną obniżkę kosztów i osiągnięcie potrzebnych granicznych parametrów. Obecnie prowadzone prace rozwojowe mają na celu opanowanie bezpośredniego zapłonu trystorów przez impuls świetlny doprowadzany światłowodem.

Dalszą istotną sprawę jest chłodzenie, którego kolejne etapy rozwojowe obejmują zastosowanie powietrza, później oleju a obecnie zdejonizowaną wodą, dająca najlepsze efekty.

Kilka słów warto poświęcić układom konstrukcyjnym mostów, obecnie już z reguły 12-pulsowych, o budowie wieżowej, stojących na fundamencie lub - bardziej nowoczesnych - podwieszonych na wiązarach dachowych i odpornych na wstrząsy ziemi. Trzy wieże tworzą 12-pulsową grupę umieszczoną w hali osłaniającej konstrukcje przed wpływami zewnętrznymi.

Każda wieża obejmuje cztery zawory umieszczone piętrowo nad sobą, co oszczędza miejsce i ułatwia ich izolowanie względem ziemi (przez kolejną nadbudowę elementów ze wzrostem potencjału). Maleją również długości połączeń układu chłodzącego wykonanych z rur plastikowych oraz światłowodów,

przenoszących sygnały między stanowiskiem sterowania elektronicznego na potencjale ziemi a poszczególnymi tyrystorami na wysokim potencjale.

Zawory składają się z modułów zawierających potrzebną liczbę szeregowo połączonych tyrystorów oraz elementy chłodzące, opory i kondensatory tłumiące przebiegi komutacyjne a także elektroniczne elementy sterujące zapłon i przekazujące meldunki zwrotne. Budowa modułowa, obejmująca dużą liczbę jednakowych stosunkowo małych i lekkich podzespołów, jest bardzo wygodna ze względów produkcyjnych, transportowych, kontrolnych i eksploatacyjnych. W przypadku uszkodzeń istnieje łatwość zidentyfikowania i wymiany całego modułu lub jego części. Czynności manipulacyjne ułatwione są przez proste i łatwe w montażu złącza rur wodnych, światłowodów i części konstrukcyjnych.

Ze względu na informacyjny charakter artykułu oraz jego ograniczoną objętość zrezygnowano z opisu procesów i urządzeń, związanych z zapłonem, sterowaniem, regulacją, ochroną, zabezpieczeniami. Podano natomiast kilka charakterystycznych przykładów ilustrujących skokowy postęp uzyskany we wdrażaniu osiągnięć naukowych i technologicznych w realizacji inżynierskiej wielkich układów przesyłowych.

4. Przykłady istniejących układów przesyłowych PS

Podane poniżej cztery układy PPS charakteryzują szybkie tempo rozwoju technologicznego, znaczenie gospodarcze, ogrom inwestycji oraz motywy. Ostatni przykład dotyczy również Polski, ze względu na udział w wymianie energii elektrycznej między Wschodem a Zachodem Europy.

Linia doświadczalna Kaszira-Moskwa w ZSSR; 200 kV, 30 MW, 112 km

Linię tę zbudowano w 1950 roku dla celów eksperymentalnych, jako dwubiegunową ± 100 kV (z możliwością pracy również jako linia jednobiegunowa, z wykorzystaniem ziemi przy 200 kV). Zastosowano kable jednożyłowe Al 150 mm^2, z izolacją papierową nasycaną, o grubości 10-12mm. W stacjach przekształtnikowych użyte zostały jednoanodowe zawory rtęciowe, na prąd 150 A i napięcie zwrotne 130 kV. Linia wykorzystana została dla badań procesów przejściowych, systemów regulacji i automatyzacji, możliwości stosowania różnych układów połączeń oraz konstrukcji różnych elementów (w tym również zaworów). Zainteresowanie ZSRR w zastosowaniu prądu stałego jest bardzo duże, co wynika z ogromnych odległości źródeł energii od centrów przemysłowych. Prowadzone są intensywne prace teoretyczne, technologiczne i projektowe, m.in. przez Nauczno-Issledowatielskij Institut Postojannowo Toka w Leningradzie. Już w roku 1962 wprowadzono do eksploatacji międzysystemowy przesył PS na trasie Wołgograd-Donbas, 750 MW ± 400 kV, kontynuując w następnych latach przesył przy rosnących mocach i napięciach.

Linia Szwecja ląd stały - Gotland; 100 kV, 20 MW, 100 km

W 1954 roku zrealizowano pierwszy w świecie komercyjny PPS w układzie jednobiegunowym kablem podmorskim i przy wykorzystaniu morza. W początkowym etapie zastosowano dwie grupy zaworów rtęciowych po 6 sztuk z jednakową możliwością pracy przy napięciu do ± 50 kV lub ± 100 kV. Przewidywano dalszą rozbudowę układu o napięciu ± 100 kV.

Technologiczny rozwój tyrystorów w połowie lat sześćdziesiątych skłonił firmę ASEA do ich zastosowania w szeregowym połączeniu z istniejącymi zaworami rtęciowymi - przy podwyższeniu napięcia do 150 kV i utrzymaniu prądu 200 A. Wymagało to zastosowania licznych pionierskich rozwiązań związanych z wyrównaniem rozkładu napięcia, wprowadzeniem pomocniczych układów zasilania, sterowania i meldowania. Próby wykazały, że położony początkowo kabel 100 kV może wytrzymać napięcie robocze 150 kV. Instalację włączono do pracy w 1967 r. Uzyskane pozytywne wyniki skłoniły do instalowania przy realizacji następnych projektów już tylko zaworów tyrystorowych. W 1983 r. przeprowadzono dalszą rozbudowę do 130 MW przy pozostawieniu napięcia 150 kV, ale zastosowano innowacyjne, wiszące zamocowanie mostów prostownikowych odporne na wstrząsy ziemi.

Omawiane instalacje zasługują na uwagę również z punktu widzenia metodyczno-rozwojowego przy podejmowaniu innowacji. Opracowania teoretyczne, badania laboratoryjne oraz prace projektowe są sprawdzane w rzeczywistych warunkach eksploatacyjnych. Pozwala to na szybkie wdrażanie sprawdzonych pod względem niezawodności i sprawności urządzeń w nowych, często bardzo wielkich i odpowiedzialnych inwestycjach światowych oraz na pozyskiwanie zaufania u potencjalnych inwestorów.

Linia ITAIPU - San Paolo w Brazylii; 2x3.150 MW, ± 600 kV, 800 km

Na granicznej rzece Parana (3700 km, średni przepływ 9000 m^3/s), Brazylia i Paragwaj budują wspólnie od 1974 r. największą wodną elektrownię świata o mocy 12600 MW, instalując 18 hydrogeneratorów po 700 MW. Zapora o długości 1234 m i wyskości 196 m tworzy sztuczne jezioro o powierzchni 1460 km^2. Pierwsze hydrogeneratory uruchomiono już w 1983 roku, a całość budowy ma być zakończona w 1986 roku.

Ponieważ Paragwaj nie będzie wykorzystywać połowy mocy do zasilania własnej sieci o napięciu 345 kV, 50 Hz, zaprojektowano przesył 6300 MW do odległego o 800 km San Paolo, ośrodka przemysłowego Brazylii, z siecią 525 kV, 60 Hz. Zastasowano dwie linie prądu stałego o napięciu ± 600 kV, co wynikało nie tylko z różnych częstotliwości, ale i dodatkowych korzyści technicznych i ekonomicznych.

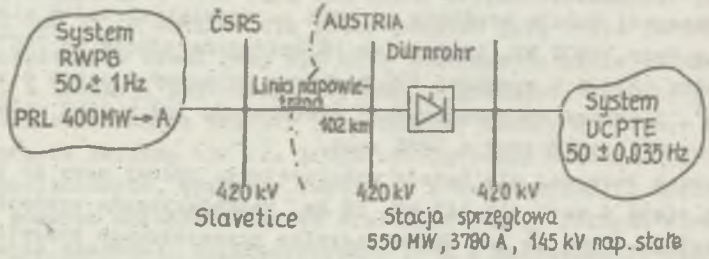
Na końcach linii zainstalowane są stacje przekształtnikowe złożone z dwóch grup 12-pulsowych zaworów tyrystorowych po 300 kV. Ogółem zainstalowano 18432 tyrystory o powierzchni aktywnej płytek 45 cm^2, na prąd znamionowy 2,6 kA oraz zwarciowy 29 kA. Do zasilania przekształtników zasto-

sowano jednofazowe trójuzwojeniowe transformatory o mocy 300 MV.A i masie 172 t.

Stacja sprzęgłowa prądu stałego Dürnrohr w Austrii

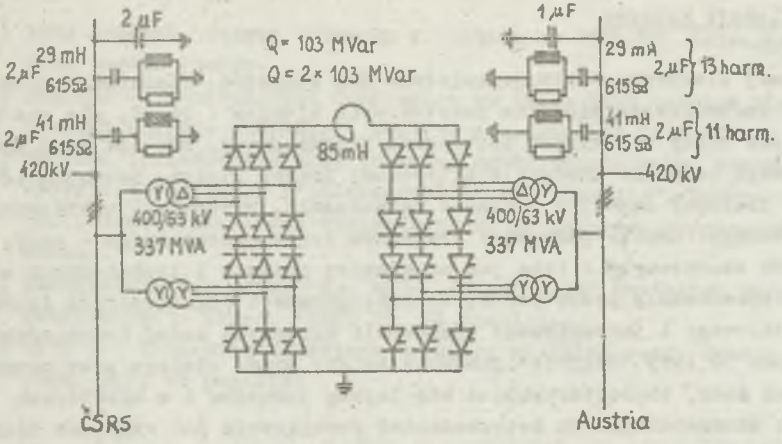
Stacja ta ma szczególne znaczenie dla Polski ze względu na wymianę energii elektrycznej między Europą wschodnią i zachodnią. Umowa zawarta w 1975 roku między Polską i Austrią przewidywała od roku 1983 eksport energii elektrycznej 1600 GW.h rocznie przy mocy 400 MW tranzytem przez Czechosłowację oraz import energii do Polski w okresie letnim. Austria należy do systemu UCPTE, obejmującego 11 krajów Europy zachodniej, natomiast PRL i CSRS włączone są do systemu RWPG - Pokój (o częstotliwości 50±1Hz). Ze względu na różnice częstotliwości, bezpośrednie połączenie istniejących sieci 400 kV nie było możliwe. Jedynym uzasadnionym rozwiązaniem było wybudowanie przez Austrię stacji sprzęgłowej prądu stałego. Stację zlokalizowano w Dürnrohr w pobliżu granicy z CSRS. Prace rozpoczęto w 1977 roku a budowę w roku 1980, powołując specjalne konsorcjum, w skład którego weszły firmy: AEG, BBC, ELIN i Siemens. Uruchomienie stacji nastąpiło pod koniec 1983 roku; wymiana energii z ZSRR przewidziana jest od 1985 roku. Uruchomiona stacja stanowi pierwszy etap, z przewidywaną rozbudową stacji do mocy przepustowej 100 MW. Przewiduje się również budowę trzech dalszych stacji sprzęgłowych dla tranzytu energii z kierunku południowo-wschodniego przez Austrię do krajów zachodniej Europy. Realizacja uzależniona jest nie tylko od powiązań gospodarczych, ale i politycznych.

Główne założenia gospodarcze i techniczne oraz szczegóły wykonawcze i eksploatacyjne podane są w literaturze [3,4,5]. Koncepcję połączenia systemów RWPG i UCPTE przedstawiono na rys.4, a zasadniczy układ stacji na rys. 5.



Rys. 4. Koncept stacji sprzęgłowej prądu stałego w Dürnrohr

Rys. 4. Conception of interconnection DC station in Dürnrohr between Czechoslovakia and Austria



Rys. 5. Zasadniczy układ połączeń stacji sprzęgłowej prądu stałego w Dürnrohr w Austrii

Tyrystory: średnica 100 mm, kąt zapłonu 15°, napięcie zwrotne 4,2 kV, kąt gaszenia 17°, Liczba 1056 Chłodzenie wodne , izolacja zaworów powietrzna

Rys. 5. Principal lay-out of DC connection station Dürnrohr in Austria

Stacja sprzęgłowa, o dwukierunkowym przepływie mocy, włączona jest między dwa systemy 400 kV i posiada moc przepustową 550 MW. Dwa sześciopulsowe mosty tyrystorowe zasilane są z każdej strony przez dwa transformatory trójfazowe z zaczepami, o mocy po 337 MV.A i przekładni 400/63 kV. Jeden z transformatorów pracuje w układzie Y/D, a drugi w układzie Y/Y, przez co uzyskuje się 12-pulsowy sumaryczny przebieg prądu stałego o znamionowej wartości 3790 A przy napięciu 145 kV,

Zastosowano tyrystory o średnicy aktywnej 100 mm, na napięcie zwrotne 4,2 kV, chłodzone wodą, z powietrzną izolacją zewnętrzną (w ogólnej liczbie 1056 sztuk w sześciu wieżach). Zastosowano bardzo wygodną budowę modułową. Każdy moduł obejmuje słup z 11 tyrystorów, elementów elektroniki sterowania i chłodzenia. Impulsy zapłonowe wysyłane są z centralnego układu na potencjale ziemi przez światłowody. Wieże zaworów pomieszczone są w hali 30x15x11 m, ekranowanej przed emisją zakłóceń. Transformatory, dławik, filtry oraz rozdzielnie 400 kV ustawione są na zewnątrz i zajmują teren o powierzchni ok. 10000 m^2 - dużej w porównaniu z halą 450 m^2. Dławik o indukcyjności 85 mH służy do wyrównania falistości prądu i ograniczenia jego wartości zwarciowej. Dla obniżenia wyższych harmonicznych napięcia przemiennego stosowane są filtry (obniżające ich zawartość poniżej 1%). Moc przenoszona jest mocą czynną, a potrzebną moc bierną o wartości ok. 55% mocy przenoszonej dostarczają baterie kondensatorów.

Koszty budowy wyniosły ok. 1,2 mld szylingów (65 mln. dolarów) a koszty eksploatacji przy przesyle 400 MW i użytkowaniu stacji 4000 h/a wynoszą ok. 5 dol./MW h.

5. Refleksje końcowe

Rozwój elektryki obejmuje zaledwie dwa stulecia. Pierwsze z nich obejmowało indywidualne odkrycia podstawowych zjawisk i reguł, ale pod koniec XIX wieku mnoży się wzrost zastosowań technicznych. Sto lat temu dokonano pierwszego przesyłu energii elektrycznej prądem stałym. Następne lata przyniosły lawinowy rozwój w zakresie wytwarzania, przesyłu i użytkowania prądu przemiennego. Obecne parametry systemowe prądu przemiennego - mocy, napięć i prądów zwarciowych - leżą już na granicy potrzeb i technicznych możliwości. Opracowania teoretyczne, technologiczne i organizacyjne doprowadziły do ilościowego i jakościowego opanowania ogromnych zadań inżynierskich. Przed ok. 30 laty "odkryto" ponownie zalety prądu stałego przy przesyle wielkich mocy, charakteryzujące się lepszą jakością i w niektórych przypadkach udoskonalających dotychczasowe rozwiązania pod względem techniczno-gospodarczym, a także pod względem ochrony środowiska, wysokiej niezawodności pracy, lepszego wykorzystania materiałów, dogodności regulacji i sterowania.

Wynalazek tyrystora i gwałtowny rozwój mikroelektroniki wpłynął skokowo na jakość rozwiązań technicznych oraz rozwój systemów komunikacyjnych między człowiekiem a urządzeniami. Daje to zupełnie nowe dziedziny oddziaływań w zakresie zagadnień społecznych oraz przygotowania technicznego. Nasuwa się niepokojąca refleksja końcowa czy my nadążamy za kompleksowym postępem, edukacją techniczną, zmianą mentalności, rozeznaniem trendów, organizacją i realizacją, choćby na kilku wybranych kierunkach. Musimy pamiętać, że rozwój techniki ma służyć rozwojowi społeczeństwa i gospodarki, a zarazem zaspokojeniu ambicji twórczych i działalności inżynierskich również w zakresie nowych technik wytwarzania i przesyłu wielkich mocy.

LITERATURA

[1] Przanowski K.: Rola układów przesyłowych prądu stałego w systemach elektroenergetycznych. Rozprawy Elektrotechniczne 1977 r., z.4, s.743-803. 40 rys., 36 poz.lit.

[2] Popczyk J.: Elektroenergetyczne układy przesyłowe. Politechnika Śląska, Gliwice 1984. Skrypty uczelniane, No.1196, 20 p.lit.

[3] Wagner E.: Das Österreichische Verbundnetz und die Verknüpfung zwischen Ost - und Westeuropa über eine Hoshspannungsgleichstromübertragung (Gleichstromkurzkupplung). EuM, 1984, No.11.

[4] Powh O.: Technik der Hochspannungs - Gleichstrom-Übertragung. EuM, 1984, No.11.

[5] Hochspannugns - Gleichstrom - Kurzkupplung Dürnrohr. ÖZE Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft. 1983 No.8/9 (specjalistyczny zeszyt zawierający kilka artykułów).

[6] ASEA Journal. Liczne artykuły w rocznikach 1966-83, dotyczące przesyłu prądem stałym.
[7] ELECTRA - International Conference on Large High Voltage Electric Systems (liczne artykuły i raporty w rocznikach 1971-1984).
[8] Nauczno Issledowatielskij Institut Postojannowo Toka. Pieredacza energii postojannym i pieremennym tokom. "Energia", Moskwa-Leningrad (książkowe wydawnictwa nieperiodyczne ze zbiorami oryginalnych opracowań).
[9] Bartenstein R., Jötten R.: HGÜ- Kolloqium der Deutschen Forschungsgemeinschaft. ETZ-A, 1972, H3, 18 poz.lit.
[10] Ciok Z.: Tendencje rozwojowe techniki wielkich mocy. Przegl. El., 1982, Z.7, 19 poz.lit.

Recenzent: prof. dr inż. Stanisław Bolkowski

Wpłynęło do redakcji dnia 15 kwietnia 1985.

РАЗВИТИЕ ПЕРЕДАЧИ КРУПНЫХ МОЩНОСТЕЙ НА ПОСТОЯННОМ ТОКЕ

Р е з ю м е

Передача электроэнергии на постоянном токе (3 л.с., 2 кв) была начата в 1882 г. Вскоре, однако, преимущество одержал переменный ток и уже в 1891 г. была реализована передача мощностью в 300 л.с. при напряжении 15 кв. Возможность трансформации напряжения, простая конструкция выключателей и двигателей решели о развитии трехфазных систем.

В настоящее время достигнуты почти [предельные] параметры [] передачи (10000 Мвт, 1500 кв и её дальнейшее развитие встречает многие технические и экономические трудности связанные со стабильностью, реактивной мощностью и воздействием на окружающую среду.

С 30 - годов возрастается заинтересованность в передаче на постоянном токе, осуществляясь в 1954 г. первой линией электропередачи (20 Мвт, 100кв). Применение тиристоров, значительное уменьшение стоимости аппаратуры, достижение высокой надёжности и необходимость передачи большие растояния снова поставили вопрос передачи на постоянном токе как существенный и неизбежный во многих случаях, но как дополнение систем на переменном токе.

В докладе обсуждены многие достоинства и области применения передачи на постоянном токе, техника передачи, основные устройства и доля их стоимости в общих затратах. В качестве примеров приведены характеристики нескольких уже построенных схем, среди них - соединяющей подстанции систем востока и запада Европы и передачи 6300 Мвт с напряжением ± 600 кв в Бразилии. В заключении подчёркнуто влияние бурного прогресса в области полупроводников и микроэлектроники на поиски решений экономических и общественных вопросов.

DEVELOPMENT OF HVDC POWER TRANSMISSION

S u m m a r y

Direct current transmission (3 HP, 2 kV) was started in 1882. But before long alternating current came into prominence and as early as 1891 power transmission of 300 HP at 15 kV was carried into effect. Easiness of voltage transforming, simple construction of circuit-breakers and motors settled a question of the tree-phase system expansion.

At present, limit transmission parameters have been almost attained and a further development is limited by a number of technical and economic difficulties connected with stability, reactive power and environmental effects.

Since the 1930th an interest has been again taken in direct current transmission resulting in the first transmission line (20 MW, 100 kV) being realized in 1954. Using thyristors, considerable cost reduction of equipment and their high reliability and automation, and also a necessity for long-distance high-power transmission promoted direct current transmission, in many cases, again to a significant and indispensable complement of alternating current systems has been obtained.

Numerous advantages and fields of application of direct current transmission as well as principles, transmission techniques, main devices and the share of their costs in the whole investment have been discussed in the paper. Exampliary characteristic descriptions of several systems that have been already realized, including the coupling station between the systems of East and West Europe and the transmission of 6,300 MW at ± 600 kV in Brasil are given.

The effect of rapid progress in the field of semiconductors and microelectronics to master technical and economic problems for international co-operation have been emphasized.

ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1986

Seria: ELEKTRYKA z. 99 Nr kol. 860

ANDRZEJ BŁASZCZYK, JAN POPCZYK, KURT ŻMUDA

Instytut Elektroenergetyki
i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej

JULIAN WOSIK

Centrum Naukowo-Produkcyjne EMAG-Katowice

OCENA WARUNKÓW ZWARCIOWYCH W SIECIACH ROZDZIELCZYCH SN

Część I

CHARAKTERYSTYKI STATYSTYCZNE STOPNIA WYKORZYSTANIA WYTRZYMAŁOŚCI ZWARCIOWEJ URZĄDZEŃ

Streszczenie. Przedstawiono histogramy (i) wartości obliczeniowych prądu początkowego, (ii) czasów nastawień zabezpieczeń oraz (iii) wartości obliczeniowych względnego obciążenia zwarciowego urządzeń SN. Histogramy zostały opracowane na podstawie badań obejmujących wszystkie urządzenia SN w GPZ eksploatowanych przez ZE Gliwice (ponad 70 GPZ). W analizie stopnia wykorzystania wytrzymałości urządzeń uwzględniono obciążenie urządzeń prądem udarowym (dla wyłączników, odłączników, przekładników prądowych i szyn zbiorczych), obciążenie wyłączników prądem wyłączeniowym symetrycznym oraz obciążenie wszystkich urządzeń (w tym linii napowietrznych i kabli) prądem zwarciowym t_z - sekundowym. Stwierdzono występowanie licznych przekroczeń wytrzymałości zwarciowej, głównie w liniach (zwłaszcza kablowych) oraz bardzo duży rozrzut stopnia wykorzystania wytrzymałości zwarciowej urządzeń. W artykule przedstawiono także krytyczną analizę zasad określania wytrzymałości zwarciowej powłok metalowych i żył powrotnych kabli SN oraz podano najważniejsze wyniki tej analizy.

1. Wstęp

Badania, których wyniki przedstawiono w niniejszym artykule (zarówno w części I jak i II), zostały przeprowadzone w ramach prac przygotowawczych stanowiących podstawę opracowania wytycznych rozwoju sieci rozdzielczych w Polsce. Zadadnicze cele badań były następujące:

- rozeznanie rzeczywistych warunków zwarciowych w istniejących sieciach, w szczególności ocena poprawności doboru urządzeń SN na warunki zwarciowe z punktu widzenia wymagań zawartych w Normie PN-74/E-05002 [1],

- ocena możliwości i celowości odstępstw od wymagań zawartych w Normie PN-74/E-05002, w szczególności określenie dopuszczalnych procentowych przekroczeń wytrzymałości zwarciowej urządzeń istniejących i projektowanych.

Realizacja drugiego z wymienionych celów była w szczególności niezbędna dla sformułowania zasad modernizacji sieci istniejących, z uwagi na warunki zwarciowe oraz dla określenia zunifikowanych poziomów zwarciowych w sieciach SN w perspektywie do 2000 r.

Rozeznanie rzeczywistych warunków zwarciowych w istniejących sieciach SN przeprowadzono na przykładzie sieci eksploatowanej przez ZE Gliwice. Wybór ten był spowodowany głównie tym, że prądy zwarciowe w sieciach SN na terenie ZE Gliwice (zwłaszcza zaś w sieciach 6 kV) są w Polsce największe. Decyduje o tym duża gęstość powierzchniowa obciążenia, z którą są związane duże moce transformatorów 110 kV/SN; istotne znaczenie mają także generatory w elektrowniach przemysłowych współpracujące bezpośrednio z sieciami SN (przede wszystkim 6 kV), eksploatowanymi przez ZE Gliwice.

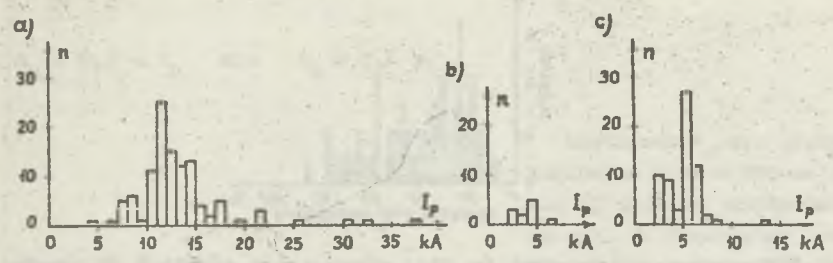
Ważnym czynnikiem, który zadecydował o wyborze sieci było również i to, że sieci 6 kV eksploatowane przez ZE Gliwice są sieciami starymi, co w połączeniu z dużymi prądami zwarciowymi stanowiło przesłankę występowania przekroczeń wytrzymałości zwarciowej. Stwierdzenie takich przekroczeń miało naturalnie podstawowe znaczenie z punktu widzenia celów przeprowadzonych badań.

2. Prądy początkowe zwarć w sieciach SN

W otwartych sieciach SN największe wartości prądów zwarciowych występują w GPZ i są związane ze zwarciami trójfazowymi. Wartości te, nazywane często obliczeniowymi, stanowią w świetle obowiązujących przepisów podstawę do doboru urządzeń SN na warunki zwarciowe. W Zakładach Energetycznych prądy te są obliczane w ramach planowania układów normalnych pracy sieci na szczyt jesienno-zimowy.

Na rys. 1 przedstawiono histogramy wartości obliczeniowych prądu początkowego dla 75 GPZ po stronie SN (145 transformatorów WN/SN, 185 systemów szyn zbiorczych SN). Dane te dotyczą GPZ eksploatowanych przez ZE Gliwice i zostały określone w ramach pracy [2].

Decydujący wpływ na poziom powyższych prądów mają oczywiście transformatory WN/SN. Do dodatkowych czynników należą poziomy zwarciowe w GPZ po stronie 110 kV oraz zmienność zaczepów regulacyjnych transformatorów WN/SN. Bardzo szacunkowo [2] można przyjąć, że całkowita losowa zmienność prądu początkowego w poszczególnych GPZ po stronie SN, wiążąca się z powyższymi dwoma czynnikami, nie przekracza w praktyce 10% i może być pominięta.



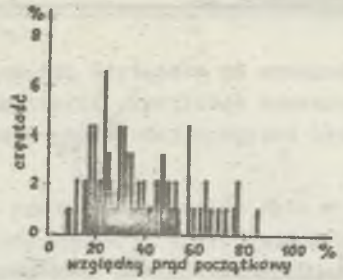
Rys. 1. Histogramy prądów początkowych zwarć trójfazowych dla GPZ na terenie ZE Gliwice (n - liczba systemów szyn zbiorczych SN); a - U_n = 6 kV, n_c = 109, $\bar{I}_p$ = 13,2 kA; b - U_n = 15 kV, n_c = 11, $\bar{I}_p$ = 4,1 kA; c - U_n =20kV, n_c = 65, $\bar{I}_p$ = 5,1 kA

Fig. 1. Frequency distributions of initial symmetrical short-circuit current for 110 kV/medium voltage substations on territory of Power Board Gliwice (n-number of bus-bar systems in these substations)

Wystąpienie w praktyce wartości obliczeniowych prądu początkowego jest bardzo mało prawdopodobne. Wynika to głównie z tego, że ogromna większość zwarć występuje w liniach. Znaczną ich część (zwykle przeważającą) stanowią na dodatek zwarcia doziemne, zaś w grupie zwarć międzyfazowych przeważają zwarcia dwufazowe. W artykule [3] zawarto wyniki prowadzonych w USA przez okres 4 lat pomiarów prądów zwarciowych w wybranych sieciach o napięciach 4,8 kV do 34,5 kV, głównie napowietrznych. Na rys. 2 przedstawiono histogram zmierzonych wartości prądów początkowych 91 zwarć jednofazowych[1]. Wartości tych prądów podano w % wartości maksymalnych, występujących przy zwarciach w GPZ. Przeciętny prąd zwarciowy wynosi tylko 36% wartości maksymalnej, natomiast w ogóle nie wystąpiły prądy większe od 85% wartości maksymalnej. Jest rzeczą oczywistą, że w sieciach kablowych histogram zmierzonych prądów początkowych byłby znacznie bardziej przesunięty w kierunku wartości maksymalnej (100 %).

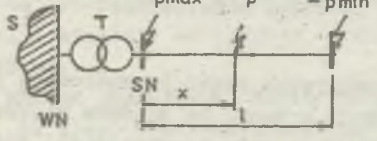
Rozkład prawdopodobieństwa prądu początkowego można także wyznaczyć analitycznie. Na rys. 3 przedstawiono rozwiązanie analityczne dla pojedynczej nierozgałęzionej linii, przy założeniu równomiernej gęstości prawdopodobieństwa wystąpienia zwarcia wzdłuż linii. Należy jednak podkreślić, że w koncepcji oceny dopuszczalności przekroczeń znamionowej wytrzymałości zwarciowej urządzeń SN nie wykorzystuje się wprost rozkładu prawdopodobieństwa prądu początkowego. W miejsce tego wyznacza się natomiast strefę linii, w której przekroczenie ma miejsce oraz określa się prawdopodobieństwo wystąpienia przekroczenia (por. część II).

1) Sieci SN pracują w USA z uziemionym punktem gwiazdowym.



Rys. 2. Histogram zmierzonych (w USA) w wybranych sieciach SN prądów początkowych zwarć jednofazowych [3]

Fig. 2. Frequency distribution of line-to-ground initial short-circuit current measured in selected medium voltage networks (in USA) [3]



Prąd początkowy zwarcia trójfazowego

$$I_p = \frac{1{,}1\,U_n}{\sqrt{3}\,(X + x\,X')} \qquad (X = X_s + X_T,\ X' - \text{reaktancja jednostkowa linii})$$

Funkcja gęstości prawdopodobieństwa prądu początkowego:

$$f(I_p) = \frac{1{,}1\,U_n}{\sqrt{3}\,X'\,l\,I_p^2}$$

Wartość oczekiwana prądu początkowego:

$$E(I_p) = \frac{1{,}1\,U_n}{\sqrt{3}\,X'\,l}\,\ln\frac{I_{pmax}}{I_{pmin}}$$

Rys. 3. Schemat pomocniczy do analizy zmienności prądu początkowego przy zwarciach w liniach SN

Fig. 3. Auxiliary scheme for analysing the variability of initial symmetrical short-circuit current flowing through a medium voltage line

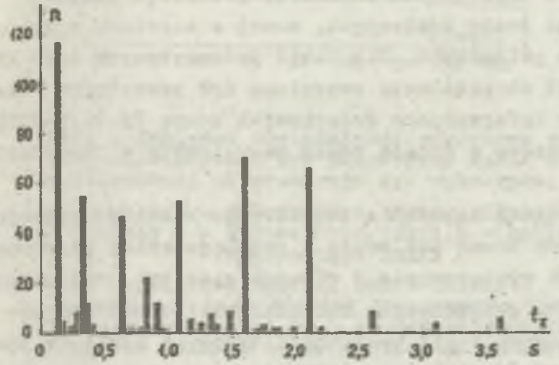
3. Czasy nastawień zabezpieczeń

Określenie oddziaływania cieplnego prądu zwarciowego wymaga znajomości czasu trwania zwarcia. Norma [1] zaleca, aby czas trwania zwarcia t_z określać przy założeniu, że zwarcie będzie wyłączone przez wyłącznik zainstalowany najbliżej miejsca zwarcia. Zezwala też w uzasadnionych przypadkach, np. gdy uszkodzenie urządzenia może spowodować duże straty ekonomiczne, przyjmować dłuższy czas trwania zwarcia, odpowiadający działaniu zabezpieczeń następnego stopnia czasowego.

Czas t_z jest sumą zwłoki czasowej przekaźnikowego układu zabezpieczeniowego oraz czasu własnego wyłącznika (łącznie z czasem łukowym). W oparciu o dane katalogowe przekaźników i wyłączników SN można przyjąć:

$t_z = 0{,}2$ s dla $t_n = 0$, t_n - czas nastawienia przekaźnika,

$t_z = 0{,}2 + t_n$ dla $t_n \geq 0{,}1$ s.



Rys. 4. Histogram czasów trwania zwarć likwidowanych przez zabezpieczenia podstawowe linii kablowych 6 kV na terenie ZE Gliwice (n - liczba linii); $n_c = 487$, $\bar{t}_z = 0{,}97$ s

Fig. 4. Frequency distributions of short-circuit duration in 6 kV cable lines on territory of Power Board Gliwice (n-number of lines)

Histogram t_z dla odpływów kablowych 6 kV w GPZ na terenie ZE Gliwice przedstawiono na rys. 4. Przeciętny czas trwania zwarcia wynosi 0,97 s (maksymalny 3,7 s). W przypadku wyłączania zwarć przez zabezpieczenia rezerwowe $\bar{t}_z = 2{,}61$ s. Dla linii kablowych i napowietrznych 15 kV i 20 kV na terenie ZE Gliwice $\bar{t}_z$ wynosi:

- dla zwarć wyłączanych przez zabezpieczenia podstawowe:

  linie kablowe 15 kV - 0,66 s (czas maksymalny 1,9 s),
  linie kablowe 20 kV - 0,74 s (czas maksymalny 3,3 s),
  linie napowietrzne 15 kV i 20 kV przy zwarciach trwałych - 0,88 s (czas maksymalny 2,0 s),

- dla zwarć wyłączanych przez zabezpieczenia rezerwowe:

  linie kablowe 15 kV - 2,65 s,
  linie kablowe 20 kV - 1,94 s.

4. Obciążalność zwarciowa powłok metalowych i żył powrotnych kabli SN

W modelu półprobabilistycznym przyjętym w niniejszej pracy obciążenie zwarciowe traktuje się jako wielkość losową, zaś wytrzymałość jako wielkość deterministyczną. W przypadku takich urządzań jak wyłączniki, odłączniki, przekładniki prądowe itd., deterministyczną wytrzymałość utożsamia się z odpowiednimi parametrami znamionowymi określonymi przez wytwórcę. Dla szyn zbiorczych deterministyczną wytrzymałość zwarciową mechaniczną określa się za pomocą przyjętych metod obliczeniowych na podstawie ich wymiarów geometrycznych oraz materiału. Wreszcie w przypadku przewodów linii

napowietrznych oraz żył roboczych kabli deterministyczną wytrzymałość zwarciową cieplną określa się obliczeniowo, przyjmując na podstawie odpowiednich przepisów temperatury początkowe i końcowe w stanie zwarcia.

Polskie przepisy i normy, podobnie jak zagraniczne, nie określają obciążalności zwarciowej powłok metalowych i pancerzy kabli SN. Brak ustaleń w tym zakresie można tłumaczyć ignorowaniem zwarć podwójnych (lub przekonaniem o dostatecznym, z tego punktu widzenia, przekroju powłok) oraz stosunkowo małymi prądami zwarć doziemnych, nawet w sieciach z uziemionym przez rezystor punktem gwiazdowym. Dla kabli jednożyłowych 6-20 kV z izolacją polietylenową YHAKX obciążalność zwarciową żył powrotnych (miedzianych) określa co prawda w informacjach dodatkowych norma PN-76/E-90300, lecz wartości te zostały podważone w czasie badań zwarciowych w Instytucie Energetyki.

W analizie półprobabilistycznej narażenia zwarciowego kabli SN zwarcia podwójne powinny być oczywiście brane pod uwagę z uwzględnieniem prawdopodobieństwa (intensywności) ich występowania w różnych sieciach, zależnego głównie od sposobu pracy punktu gwiazdowego. Obciążalności zwarciowe jednosekundowe j_{1d} powłok metalowych i żył powrotnych typowych kabli SN podane w tablicy 1, określono przyjmując temperatury dopuszczalne przy zwarciu wg monografii [4] oraz na podstawie badań Instytutu Energetyki (dla kabli YHAKX). W obliczeniach uwzględniono odprowadzanie części ciepła przez warstwy kabla stykające się z powłoką lub żyłą powrotną.

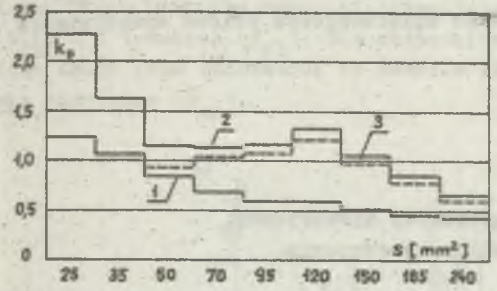
Tablica 1

Temperatura (obliczeniowa) t_o w chwili wystąpienia zwarcia, temperatura graniczna t_{gr} dopuszczalna przy zwarciu oraz obciążalność zwarciowa jednosekundowa j_{1d} powłok metalowych i żył powrotnych kabli

Rodzaj kabla	t_o [°C] 1)	t_{gr} [°C] 2)	Materiał	j_{1d} [A/mm^2]
Kable o izolacji papierowej i napięciu znamionowym 6 kV	50	200	Pb	28
			Al	97
j.w. lecz o napięciu znamionowym 15 kV	40	200	Pb	29
j.w. lecz o napięciu znamionowym 20 kV	35	200	Pb	30
Kable o izolacji polwinitowej i napięciu znamionowym 6 kV	50	350	Cu	197
		200	Al	97
		270	Fe	64
Kable o izolacji polietylenowej i napięciu znamionowym 6-20 kV	50	285	Cu	181

1) Wartość przybliżona wyznaczona przy założeniu temperatury granicznej dopuszczalnej długotrwale żył roboczych.

2) Dla kabli o izolacji polietylenowej oparta na badaniach Instytutu Energetyki, dla pozostałych kabli wg [4].



Rys. 5. Względna obciążalność zwarciowa powłok ołowianych i żył powrotnych kabli 6 kV w zależności od przekroju żył roboczych;
1 - kable 3 - żyłowe typu AKFtA, AKFpA itp.;
2 - kable 3 - żyłowe typu YAKY; 3 - kable 1 - żyłowe typu YHAKX

Fig. 5. Relative thermal short-circuit strength of lead sheaths and coopper wires (or coopper tapes) of 6 kV cables in dependence on nominal cross section of conductors;
1- three-core AKFtA-, AKFpA etc - cables;
2- three-core YAKY - cables; 3-single-core YHAKX - cables

Rys. 5. przedstawia względną obciążalność zwarciową powłok i żył powrotnych niektórych kabli 6 kV, wyznaczoną ze względu na największy prąd zwarcia podwójnego, tj. prąd zwarcia dwufazowego. Współczynnik k_p określa wzór:

$$k_p = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{j_{1d(p)}{}^{s(p)}}{j_{1d(ż)}{}^{s(ż)}} \qquad (1)$$

w którym s oznacza przekrój, indeks (p) powłokę lub żyłę powrotną, zaś indeks (ż) żyłę roboczą. Wartość $k_p=1$ oznacza równoważną obciążalność zwarciową powłoki lub żyły powrotnej i żył roboczych kabla. Dla kabli YAKY oraz YHAKX wartości k_p na rys. 5 odpowiadają największym przekrojom żył powrotnych przewidzianym przez producenta kabli w Katalogu SWW 1126-1127 "Kable elektroenergetyczne i sygnalizacyjne" (wydanie z 1980 r.).

5. Obliczeniowe względne obciążenia zwarciowe urządzeń w GPZ

Ze względu na narażenie prądami zwarciowymi interesujący jest stopień obciążenia urządzeń elektrycznych charakterystycznymi wielkościami prądu zwarciowego. W tym celu określono następujące współczynniki wykorzystania parametrów znamionowych urządzeń elektrycznych:

- współczynniki obciążenia aparatów elektrycznych prądami udarowymi

$$W_d = \frac{i_u}{i_{nz}} \quad \text{lub} \quad W_d = \frac{i_u}{i_{nsz}}, \qquad (2)$$

gdzie:

i_u - obliczeniowy prąd udarowy w danym punkcie sieci (GPZ),
i_{nz} - znamionowy prąd załączalny wyłącznika,
i_{nsz} - znamionowy prąd szczytowy aparatu (wyłącznika, odłącznika lub przekładnika prądowego),

- współczynnik obciążenia wyłącznika wyłączeniowym prądem symetrycznym

$$W_{ws} = \frac{I_{ws}}{I_{nws}}, \tag{3}$$

gdzie:

I_{ws} - obliczeniowy prąd wyłączeniowy symetryczny,
I_{nws} - znamionowy prąd wyłączalny symetryczny,

- współczynnik obciążenia urządzeń elektrycznych prądem zwarciowym t_z - sekundowym, określony wzorem dla wyłączników

$$W_c = \frac{I_{tz}\sqrt{\frac{t_z}{n}}}{I_{nn}} \quad \text{dla } t_z > n, \tag{4a}$$

$$W_c = \frac{I_{tz}}{I_{nn}} \quad \text{dla } t_z < n, \tag{4b}$$

dla odłączników i przekładników prądowych

$$W_c = \frac{I_{tz}\sqrt{\frac{t_z}{n}}}{I_{nn}}, \tag{5}$$

dla przewodów i kabli

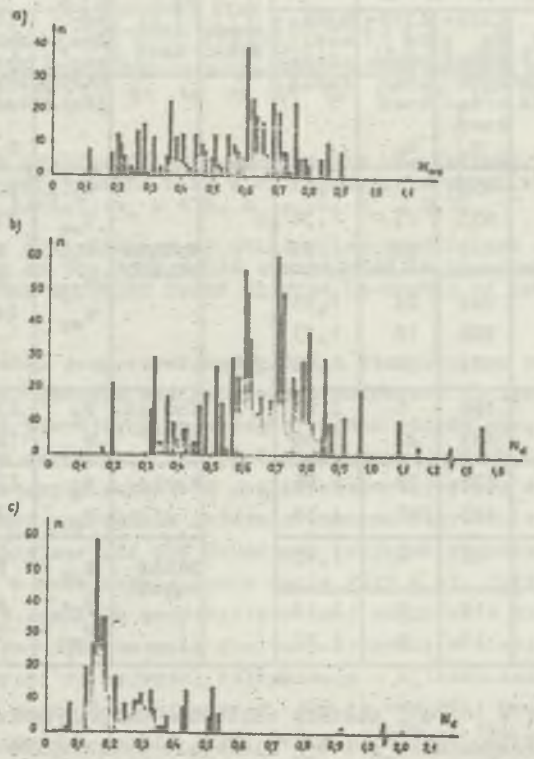
$$W_c = \frac{I_{tz}\sqrt{t_z}}{j_{1d}\,s}, \tag{6}$$

gdzie:

I_{tz} - obliczeniowy prąd zwarciowy t_z - sekundowy,
I_{nn} - znamionowy prąd n-sekundowy aparatu,
j_{1d} - obciążalność zwarciowa jednosekundowa żyły roboczej kabla lub przewodu,
s - przekrój żyły roboczej kabla lub przewodu.

W przypadku linii napowietrznych lub kablowo-napowietrznych wyposażonych w automatykę dwukrotnego SPZ współczynnik W_c określono dla każdego

z możliwych rodzajów zwarć, tj. przemijających (W_{c1}), wolno przemijających (W_{c2})[1] i trwałych (W_{c3}). Dla wszystkich urządzeń współczynnik W_c określono także przy założeniu, że zwarcie likwidowane jest przez zabezpieczenie rezerwowe (W_{cr}).



Rys. 6. Histogramy wybranych współczynników wykorzystania zwarciowych parametrów znamionowych podstawowych aparatów rozdzielczych 6 kV w GPZ na terenie ZE Gliwice (n - liczba aparatów); a - wyłączniki $n_c = 459$, $n_p = 1$, $\overline{W}_{ws} = 0,58$; b - odłączniki $n_c = 949$, $n_p = 24$, $\overline{W}_d = 0,64$; c - przekładniki prądowe $n_c = 466$, $n_p = 1$, $\overline{W}_d = 0,27$

Fig. 6. Frequency distributions of selected utilization coefficients of the equipment short-circuit rating in 6 kV substations on territory of Power Board Gliwice (n-number of apparatus); a - circuit-breakers; b - disconnectors; c - current transformers

[1] Zwarcia likwidowane przez automatykę SPZ w cyklu WZ (przemijające) lub w cyklu WZWZ (wolno przemijające)

Tablica 2

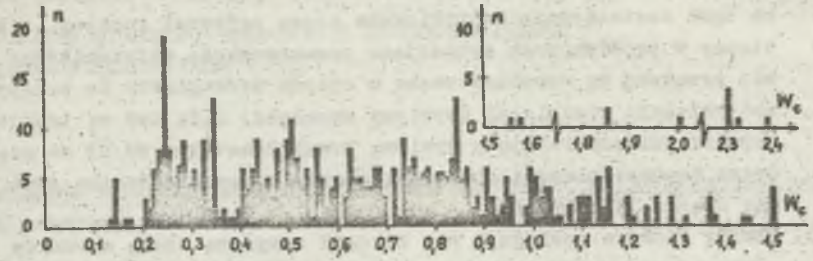
Charakterystyka stwierdzonych przekroczeń $W_{(.)}$ wytrzymałości zwarciowej urządzeń w sieciach SN ZE Gliwice

Nap. znam. sieci	Grupa urządzeń	Przekroczenia: rodzaj wsp. obciążenia	liczba badanych urządzeń n_c	liczba przekroczeń n_p	maks. wsp. obciążenia	Nap. znam. sieci	Grupa urządzeń	Przekroczenia: rodzaj wsp. obciążenia	liczba badanych urządzeń n_c	liczba przekroczeń n_p	maks. wsp. obciążenia
6 kV	Wyłączniki	W_{we}	459	1	1,11	20kV	Wyłączniki 1)	W_d	284	3	1,40
		W_c	435	23	1,36			W_{ws}	271	6	2,34
		W_{cr}	449	25	1,56			W_{c1}	48	3	1,62
	Odłączniki	W_d	949	24	1,55			W_{c3}	48	3	1,51
		W_c	928	10	1,41			W_{cr}	244	11	2,25
		W_{cr}	974	30	1,73						
	Przekł. prąd.	W_d	466	1	2,01		Przekł. prąd.	W_d	220	1	1,05
		W_{cr}	433	22	3,56			W_{cr}	186	2	1,51
	Kable	W_c	472	78	2,75		Kable	W_c	138	4	1,28
		W_{cr}	425	268	4,38			W_{cr}	138	11	2,07
6 kV	Kable	W_{cr}	28	4	1,43		Linie napow.	W_{c2}	47	3	1,36
								W_{c3}	47	10	2,42
	Linie napow.	W_{c3}	19	1	1,13			W_{cr}	50	17	3,44
		W_{cr}	19	8	1,72						

1) Współczynniki W_{c1} i W_{c2} zostały obliczone na podstawie wzoru (4b), natomiast współczynniki W_{c3} i W_{cr} dla wielu wyłączników na podstawie wzoru (4a). Z tego powodu w niektórych przypadkach histogramy współczynników W_{c3} i W_{cr} mogą być korzystniejsze od histogramów współczynników W_{c1} i W_{c2}.

Histogramy wybranych współczynników dla podstawowych aparatów rozdzielczych oraz kabli 6 kV w GPZ na terenie ZE Gliwice przedstawiono na rys. 6 i 7. Zbiorcze zestawienie stwierdzonych przekroczeń we wszystkich sieciach SN ZE Gliwice zawiera tablica 2.

Oprócz grup urządzeń ujętych w tablicy 2 rozpatrzono również wytrzymałość szyn zbiorczych i izolatorów wsporczych stacyjnych na działanie dynamiczne prądów zwarciowych. Stwierdzono, że jedynie w bardzo nielicznych przypadkach wytrzymałość ta może być niedostateczna.



Rys. 7. Histogram współczynnika wykorzystania obciążalności zwarciowej żył roboczych kabli odpływowych 6 kV w GPZ na terenie ZE Gliwice (n - liczba kabli); $n_c = 472$, $n_p = 78$, $W_c = 0,70$

Fig. 7. Frequency distribution of utilization coefficient of thermal short-circuit strength of the 6 kV cable conductors in substations on the territory of Power Board Gliwice (n-number of cables).

W zakresie kabli przeprowadzone badania statystyczne uwzględniały jedynie żyły robocze. Badania statystyczne przekroczeń obciążalności zwarciowej powłok i żył powrotnych są obecnie bardzo utrudnione, głównie ze względu na niemożność określenia ich parametrów technicznych (brak danych w dokumentacjach starych kabli). Z analizy zawartej w p.4 wynika, że w zdecydowanej większości przypadków deterministyczne zagrożenie powłok i żył powrotnych jest mniejsze niż żył roboczych (wyjątek stanowią głównie kable AKFtA 6 kV oraz w mniejszym stopniu kable YAKY 6 kV, HAKFtA 15 kV i YHAKX 6-20 kV [2]). W analizie probabilistycznej zagrożenia trzeba dodatkowo uwzględnić, że podwójne zwarcia doziemne stanowią w sieciach kompensowanych i izolowanych co najwyżej kilkanaście - kilkadziesiąt procent w stosunku do liczby zwarć międzyfazowych. Oba te czynniki powodują, że zagrożenie probabilistyczne powłok i żył powrotnych jest ogólnie znacznie mniejsze niż żył roboczych.

6. Wnioski

Duży materiał dokumentacyjny, zebrany w ZE Gliwice, czyni przeprowadzoną ocenę zagrożenia zwarciowego urządzeń SN bardzo wszechstronną i wiarygodną. Z oceny tej wynika szereg interesujących wniosków, z których najbardziej ogólne są następujące:

1. W sieciach SN występują liczne przekroczenia wytrzymałości zwarciowej urządzeń. Z badań warunków zwarciowych wynika, że przekroczenia dotyczą głównie linii (zwłaszcza kablowych), w mniejszym natomiast zakresie urządzeń rozdzielczych (wyłączników, odłączników, przekładników, szyn zbiorczych).

2. Przekroczenia wytrzymałości zwarciowej urządzeń w sieciach SN nie są na ogół dostatecznie kontrolowane przez personel ruchowy. Z drugiej strony w pojedynczych sytuacjach przekroczenia wytrzymałości zwarciowej urządzeń są wykorzystywane w sposób bezwzględny do przeprowadzenia modernizacji rozdzielni (wymiany urządzeń) bądź też są traktowane jako czynnik uniemożliwiający wymianę transformatorów WN/SN na większe. Ocena dopuszczalności pracy urządzenia z przekroczeniem jest przedmiotem części II artykułu.
3. Służby ruchowe posługują się na ogół zawyżoną oceną warunków zwarciowych, nawet o kilkadziesiąt procent, wynikającą z nadmiernych uproszczeń w obliczeniach. Wydaje się, że jest to także jeden z czynników powodujących bardzo niskie przeciętne wykorzystanie wytrzymałości zwarciowej urządzeń (nie jest to czynnik najważniejszy; decydujące znaczenie ma dobór urządzeń na przewidywany docelowy poziom prądów zwarcia, trudności z zakupem właściwej aparatury, wpływ innych kryteriów techniczno-ekonomicznych doboru urządzeń itp.). Olbrzymi rozrzut stopnia wykorzystania wytrzymałości zwarciowej urządzeń (od kilkunastu do stukilkudziesięciu procent) jest naturalnie bardzo niekorzystny ze względów ekonomicznych.

LITERATURA

[1] Norma PN-74/E-05002. Dobór aparatów wysokonapięciowych w zależności od warunków zwarciowych.
[2] Popczyk J., Błaszczyk A., Żmuda K., Wosik J.: Zasady oceny sieci SN w aspekcie wytrzymałości zwarciowej. Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Gliwice listopad 1984 (pracą niepublikowana).
[3] Burke J.J., Lawrence D.J.: Characteristics of Fault Currents on Distribution Systems. IEEE Transactions on PAS, Vol. 103, No.1, January 1984.
[4] Heinhold L.: Power Cables and their Application. Siemens AG, Berlin 1979.

Recenzent: prof. dr hab. inż. Szczęrny Kujszczyk

Wpłynęło do redakcji dn.11 marca 1985 r.

ОЦЕНКА УСЛОВИЙ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

ЧАСТЬ I

СТАТИСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОЧНОСТИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПО УСЛОВИЯМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Р е з ю м е

Представлены гистограммы (1) расчётных значений тока короткого замыкания, (2) условных нагрузок электрооборудования среднего напряжения токами короткого замыкания и (3) времени установок релейных защит. Гистограммы определены на основе исследований, охватывающих целое электрооборудование среднего напряжения эксплуатированное в энергетическом объединении Гливице (свыше 70 подстанций 110 кв среднего напряжения). В анализе использования прочности электрооборудования, учтены нагрузки от ударного тока (для выключателей, отключателей, измерительных трансформаторов тока и сборных шин), нагрузки выключателей от симметрического отключаемого тока и нагрузки всех видов электрооборудования (в том числе воздушных и кабельных линий), от термического тока короткого замыкания. Удостоверены многочисленные превышения прочности, прежде всего для линий (особенно кабельных) и очень большой разброс уровня нопользования прочности электрооборудования по токам короткого замыкания. В статье предложен также критический анализ принципов определения прочности по токам короткого замыкания возвратных жил кабелей среднего напряжения и предотавлены основные результаты этого анализа.

ASSESMENT OF SHORT-CIRCUIT CONDITIONS IN MEDIUM VOLTAGE POWER NETWORKS

PART I

STATISTICAL CHARACTERISTICS OF UTILIZATION DEGREE OF THE EQUIPMENT SHORT-CIRCUIT RATING

S u m m a r y

The frequency distributions of (i) calculated values of initial symmetrical short-circuit current, (ii) time delay setting the overcurrent protections, (iii) calculated values of relative short-circuit load of the medium voltage equipment are presented. The frequency distributions are derived from the investigations of all medium voltage equipment in substations operated by Power Board Gliwice (above 70 substations). When

analysing the utilization degree of the equipment short-circuit rating, the following parameters characterizing the short-circuit load are taken into account: the peak short-circuit (for circuit-breakers, disconnectors, current transformers and bus-bars), the symmetrical short-circuit breaking current (for circuit-breakers) and the thermal equivalent short-circuit current (for all equipment, also for overhead and cable lines). A great number of exceedings of the short-circuit strength is observed principally in lines (especially in cable lines). In the paper the critical analysis of the principles of determining the thermal short-circuit strength of the metallic coating and copper wires of cables is also presented.

ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1986

Seria: ELEKTRYKA z. 99 Nr kol. 860

ANDRZEJ BŁASZCZYK, JAN POPCZYK, KURT ŻMUDA

Instytut Elektroenergetyki i Sterowania
Układów Politechniki Śląskiej

OCENA WARUNKÓW ZWARCIOWYCH W SIECIACH ROZDZIELCZYCH SN

Część II

ANALIZA PROBABILISTYCZNA DOPUSZCZALNOŚCI PRZEKROCZEŃ WYTRZYMAŁOŚCI ZWARCIOWEJ URZĄDZEŃ

Streszczenie. Przedstawiono kryterium i metodę oceny dopuszczalności przekroczeń wytrzymałości zwarciowej urządzeń SN. Jako wielkości kryterialne zdefiniowano współczynnik bezpieczeństwa ekonomicznego oraz roczne ryzyko ekonomiczne. Przedstawiono metodę obliczania intensywności uszkodzeń na skutek przekroczenia wytrzymałości zwarciowej następujących urządzeń SN: linii napowietrznych, linii kablowych, aparatury w polach odpływowych i zasilających. Podano szacunkowe wartości oczekiwanych czasów pomiędzy kolejnymi uszkodzeniami linii napowietrznych i kablowych o wybranych przekrojach oraz aparatury w polach odpływowych zwymiarowanej na prądy 10 i 20 kA. Uwzględniono przy tym szeroki zakres wartości procentowych przekroczeń (do 150%). Zaprezentowano wyniki przykładowych analiz dopuszczalności przekroczeń wytrzymałości zwarciowej linii napowietrznych i kablowych. Na podstawie przykładowych analiz określono wartości procentowe przekroczeń, dopuszczalne w sieciach SN ze względów ekonomicznych.

1. Wstęp

Podejście probabilistyczne w doborze urządzeń elektroenergetycznych na warunki zwarciowe jest przedmiotem badań naukowych od kilkunastu lat (ZSRR, Kanada, NRD, Polska, USA). Wyniki badań wskazują na dopuszczalność przekroczeń wytrzymałości zwarciowej urządzeń. Z drugiej strony inżynierowie sprzeciwiają się zmianom dotychczasowych zasad deterministycznych, według których wytrzymałość zwarciowa urządzenia powinna być nie mniejsza niż jego największe (obliczeniowe) obciążenie zwarciowe. Trzeba przy tym podkreślić, że konsekwentni są w zasadzie tylko inżynierowie - projektanci. Wynika to niewątpliwie stąd, że dotychczasowe zasady deterministyczne ciągle jeszcze nie stanowią poważnej bariery technicznej w projektowaniu nowych urządzeń. Inaczej jest w przypadku obiektów istniejących: szybki wzrost prądów zwarciowych w sieciach powoduje często konieczność moderni-

zacji, kłopotliwych pod względem technicznym i wymagających znacznych nakładów finansowych. Dlatego w praktyce przekroczenia eksploatacyjne wytrzymałości zwarciowej urządzeń są częste i dopuszcza się je nawet w przypadku takich urządzeń jak wyłączniki WN i NN (Polska, NRD, USA). Inżynierowie-eksploatatorzy godzą się na te przekroczenia wychodząc z intuicyjnego przeświadczenia, że prawdopodobieństwo wystąpienia największych (obliczeniowych) prądów zwarciowych jest bardzo małe. Naturalnie decyzje o dopuszczeniu do pracy urządzeń z przekroczoną wytrzymałością zwarciową muszą uwzględniać także skutki ewentualnych uszkodzeń.

Jednak obliczanie prawdopodobieństwa oraz skutków uszkodzenia urządzenia pracującego z przekroczoną wytrzymałością zwarciową jest trudne. Dlatego postępowanie inżynierów-eksploatatorów ma charakter procesu ewolucyjnego, w którym zakres przekroczeń zwiększa się stopniowo; jako miarę zakresu przekroczeń przyjmuje się wartości procentowe przekroczeń oraz procentowy udział urządzeń pracujących z przekroczeniem. Badania przeprowadzone dla wyłączników w polskich sieciach 110 kV wykazały jednak, że nie istnieje prosta współzależność między procentowym przekroczeniem wytrzymałości zwarciowej urządzenia i prawdopodobieństwem jego uszkodzenia[1)].

Z tego powodu, między innymi, dopuszczalne przekroczenia eksploatacyjne wytrzymałości zwarciowej wyłączników 110 kV mogą być bardzo różne. Jeśli rozważać różne rodzaje urządzeń, pracujące w dodatku w sieciach o różnych napięciach znamionowych, to zróżnicowanie dopuszczalnych wartości procentowych przekroczeń wytrzymałości zwarciowej znacznie się jeszcze zwiększa. Stąd też wynika konieczność odrębnych badań dla urządzeń SN.

2. Kryterium i metoda oceny dopuszczalności przekroczeń

Ze względów ekonomicznych dane urządzenie może być dopuszczone do pracy z przekroczeniem jeżeli zachodzi

$$K_1 \geq E\left[K_u\right]. \tag{1}$$

gdzie:

K_1 - koszt związany z likwidacją przekroczenia,

$E\left[K_u\right]$ - wartość oczekiwana kosztu związanego z usuwaniem uszkodzenia powstałego na skutek pracy z przekroczeniem.

---

1) Prace IE i SU Politechniki Śląskiej, w szczególności praca doktorska - A. Błaszczyk: Zastosowanie modeli statystyczno-probablistycznych prądu zwarciowego do oceny dopuszczalności przekroczeń eksploatacyjnych znamionowej wytrzymałości zwarciowej wyłączników 110 kV. Gliwice 1984.

Przy praktycznym stosowaniu kryterium (1) celowe jest zdefiniowanie współczynnika bezpieczeństwa (ekonomicznego) k_b

$$k_b = \frac{K_1}{E\left[K_u\right]}. \tag{2}$$

Współczynnik k_b można traktować jako wielkość kryterialną. Jeżeli dla danego urządzenia $k_b < 1$, to konieczna jest likwidacja przekroczenia. Urządzenia, dla których $k_b \geq 1$ mogą ze względów ekonomicznych pracować z przekroczeniem.

Koszt K_1 jest w ogólnym przypadku kosztem działań zmierzających albo do zwiększenia wytrzymałości zwarciowej urządzeń (np. wymiana urządzeń na nowe o większej wytrzymałości), albo do zmniejszenia obciążeń zwarciowych (np. instalowanie dławików zwarciowych, stosowanie transformatorów 110 kV/SN o podwyższonym napięciu zwarcia, skracanie czasów trwania zwarcia). W analizie prezentowanej w niniejszym artykule ograniczono się do pierwszej grupy działań.
W szczególności przyjęto, że:

- jeżeli ocena dopuszczalności przekroczeń jest dokonywana w procesie eksploatacji, to K_1 jest kosztem modernizacji polegającej na dostosowaniu istniejących urządzeń do poziomu prądów zwarciowych:
- jeżeli natomiast ocena dotyczy projektowania (względnie planowania rozwoju sieci), to K_1 jest różnicą pomiędzy kosztem rozwiązania droższego, w którym dzięki zastosowaniu urządzeń o większej wytrzymałości nie występują przekroczenia, a kosztem rozwiązania tańszego z przekroczeniami.

Wartość oczekiwaną $E\left[K_u\right]$ oblicza się przy założeniu, że uszkodzenia danego urządzenia spowodowane przekroczeniami będą zachodziły z intensywnością $\lambda_u = \frac{1}{T_u}$, gdzie T_u jest przeciętnym czasem do pierwszego uszkodzenia (lub przeciętnym czasem między kolejnymi uszkodzeniami). W obliczeniach rozróżnia się dwa przypadki:

1 - urządzenie uszkodzone na skutek przekroczenia zostanie zastąpione nowym o wyższej wytrzymałości zwarciowej - po usunięciu uszkodzenia przekroczenie nie występuje,
2 - naprawa uszkodzeń nie zmienia wytrzymałości zwarciowej urządzenia - przekroczenie nadal występuje.

Wartość oczekiwaną można dla obydwu przypadków wyrazić w następujący sposób:

- dla przypadku 1

$$E\left[K_u\right] = \int_0^{T} K_u(1+r)^{-\tau} \lambda_u \exp(-\lambda_u \tau)\, d\tau \tag{3}$$

- dla przypadku 2

$$E\left[K_u\right] = \int_0^{\vartheta} K_u(1+r)^{-\tau}\,\lambda_u\,d\tau\,, \tag{4}$$

gdzie:

K_u - koszt uszkodzenia (suma kosztu napraw i kosztu $K_{\Delta A}$ niedostarczonej energii) obliczony w roku 0, tj. w roku, w którym wystąpiło przekroczenie[1],

r - stopa dyskontowa,

ϑ - przewidywany czas eksploatacji urządzenia z przekroczeniem, w latach.

Rozwiązując całki (3), (4) i podstawiając do (2) otrzymujemy ostatecznie:

- dla przypadku 1

$$k_b = \frac{K_l}{K_u}\cdot\frac{1+T_u\ln(1+r)}{1-(1+r)^{-\vartheta}\exp\left(-\frac{\vartheta}{T_u}\right)} \tag{5}$$

- dla przypadku 2

$$k_b = \frac{K_l}{K_u}\cdot\frac{T_u\ln(1+r)}{1-(1+r)^{-\vartheta}}\,. \tag{6}$$

Dla urządzeń dopuszczonych do eksploatacji z przekroczeniem można określić roczne ryzyko (ekonomiczne) K_r związane z ich eksploatacją. Ryzyko K_r można utożsamiać z wartością oczekiwaną $E\left[K_u\right]$ obliczoną wg wzoru (3) lub (4) przyjmując $\vartheta = 1$ oraz w uproszczeniu $r = 0$:

- dla przypadku 1 mamy

$$K_r = K_u\left[1-\exp\left(-\frac{1}{T_u}\right)\right] \tag{7}$$

- natomiast dla przypadku 2

[1] Jeżeli koszt K_l we wzorach (1) i (2) trzeba ponieść na T_o lat przed wystąpieniem przekroczenia, tj. w roku - T_o, to koszt ten należy przeliczyć na rok 0 mnożąc go przez czynnik $(1+r)^{T_o}$.

$$K_r = \frac{K_u}{T_u} \tag{8}$$

Sumując wartości K_r obliczone dla poszczególnych urządzeń pracujących w danej sieci z przekroczeniem otrzymuje się łączne ryzyko $K_{r\Sigma}$. Jeżeli liczba przekroczeń występujących w sieci jest odpowiednio duża, to ryzyko $K_{r\Sigma}$ można traktować jako koszt ponoszony w ciągu roku na likwidację szkód związanych z przekroczeniami. Znajomość $K_{r\Sigma}$ pozwala na określenie dopuszczalnej liczby przekroczeń w całej sieci.

3. Szacunkowe czasy przeciętne między uszkodzeniami na skutek przekroczeń

Przy szacowaniu przeciętnego czasu T_u między uszkodzeniami danego urządzenia na skutek przekroczeń wymagane jest indywidualne podejście do poszczególnych urządzeń w sieci SN. Uwzględniając przekroczenia występujące w rzeczywistej sieci (część I artykułu) celowe wydaje się rozpatrzenie następujących urządzeń: (i) przewody robocze linii napowietrznych i kablowych, (ii) urządzenia w polach odpływowych rozdzielni SN, (iii) urządzenia w polach zasilających rozdzielni SN.

Dla uproszczenia przyjmuje się, że uszkodzenie na skutek przekroczenia występuje wtedy, gdy losowe obciążenie zwarciowe osiągnie wartość większą od parametru określającego wytrzymałość, traktowanego jako wielkość o charakterze deterministycznym (model półprobabilistyczny).

3.1. Przewody robocze linii napowietrznych i kablowych

W szacunkowej ocenie dopuszczalności przekroczeń można zaproponować uproszczone podejście do wyznaczania czasu T_u. Podejście to polega na założeniu, że jedynym czynnikiem losowym, od którego zależy obciążenie zwarciowe jest prąd początkowy. Pozostałe czynniki losowe (czas trwania zwarcia, temperatura przewodu przed zwarciem i inne) przyjmują natomiast z góry określone wartości, tj. wartości, które wynikają z obecnie obowiązujących przepisów i wytycznych projektowania. Dla przewodów roboczych linii SN dopuszczalna wartość prądu początkowego I_{pd}, który spowoduje, że przewód osiągnie temperaturę graniczną dopuszczalną przy zwarciu, wynosi:

$$I_{pd} = \frac{j_{1d}\, s}{k_c \sqrt{t_z}}, \tag{9}$$

gdzie:

j_{1d} - obciążalność zwarciowa jednosekundowa,

t_z - czas trwania zwarcia,

k_c - współczynnik uwzględniający składową nieokresową prądu zwarciowego,

s - przekrój przewodu.

W tablicy 1 podano wartości I_{pd} obliczone wg wzoru (9) dla linii napowietrznych i kablowych o wybranych przekrojach. W tablicy tej podano również, przyjęte do obliczeń, wartości j_{1d}, k_c i t_z.

Dla oszacowania czasu T_u wystarczy określić jak często występują zwarcia, w czasie których prądy początkowe płynące przez daną linię są większe od I_{pd}. Oczywiście zwarcia takie mogą występować tylko wtedy, gdy obliczeniowy prąd początkowy I_{pmax} przekracza wartość I_{pd}. Procentową wartość przekroczenia oblicza się w następujący sposób.

$$p = \frac{I_{pmax} - I_{pd}}{I_{pd}} 100\% \tag{10}$$

Prąd I_{pmax} popłynie przez linię SN, jeżeli zwarcie trójfazowe wystąpi na jej początku. W miarę oddalania się miejsca zwarcia od początku linii maleje prąd początkowy. Można zatem dla danego przekroczenia p wyznaczyć krytyczną długość odcinka l_{3f}, przy której następuje zrównanie prądu początkowego zwarcia trójfazowego z dopuszczalnym

$$l_{3f} = \frac{1{,}1\ U_n}{\sqrt{3}\,X' I_{pd}} \cdot \frac{p}{p+100}, \tag{11}$$

gdzie:

U_n - napięcie znamionowe sieci,

X' - reaktancja jednostkowa linii (dla składowej symetrycznej zgodnej).

Dla zwarć dwufazowych (w tym również podwójnych) krytyczna długość l_{2f} wynosi:

$$l_{2f} = \frac{1{,}1\ U_n}{\sqrt{3}\,X' I_{pd}} \cdot \frac{\sqrt{3}\,p - 100(2-\sqrt{3})}{2(p+100)}, \tag{12}$$

Tablica 1

Długości krytyczne l_{3f} w zależności od przekroczenia p prądu dopuszczalnego I_{pd} dla przewodów roboczych linii napowietrznych i kablowych o wybranych przekrojach

		S [mm²]	I_{pd} [kA]	U_n [kV]	Długości l_{3f} [km] dla p = 10%	20%	30%	40%	50%	100%	150%
Linie napowietrzne	j_{1d} = 93 A/mm²	35	3,1	20	0,9	1,7	2,4	2,9	3,4	5,1	6,2
				15	0,7	1,2	1,8	2,2	2,6	3,8	4,6
	t_z = 0,2s+0,2s+0,7s =1,1s	70	6,2	20	0,5	0,9	1,2	1,5	1,7	2,6	3,1
				15	0,3	0,6	0,9	1,1	1,2	1,9	2,3
	k_c = 1,0	120	10,5	20	0,3	0,5	0,7	0,9	1,0	1,5	1,8
				15	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	1,1	1,4
Linie kablowe	j_{1d} = 80 A/mm² dla 15 i 20 kV	70	5,1	20	2,3	4,2	5,8	7,1	8,3	12,5	14,9
				15	1,7	3,1	4,2	5,2	6,2	9,3	11,2
	j_{1d} = 72 A/mm² dla 6 kV		4,6	6	0,8	1,4	1,9	2,4	2,8	4,1	5,0
	t_z = 1,2 s	120	8,8	20	1,3	2,4	3,3	4,1	4,8	7,2	8,7
				15	1,0	1,8	2,5	3,1	3,6	5,4	6,5
	k_c = 1,0		7,9	6	0,4	0,8	1,1	1,4	1,6	2,4	2,9
		240	17,5	20	0,7	1,2	1,7	2,1	2,4	3,6	4,4
				15	0,5	0,9	1,2	1,6	1,8	2,7	3,2
			15,8	6	0,2	0,4	0,6	0,7	0,8	1,2	1,5

Uwagi: 1) W przypadku linii napowietrznych prąd I_{pd} obliczono dla zwarć trwałych, przy czym przyjęto, że czas t_z jest sumą czasów trwania kolejnych impulsów zwarciowych przy dwukrotnym SPZ. Jeżeli SPZ jest udane, to czas trwania zwarcia jest krótszy od t_z i wynosi 0,4 s dla zwarć wolno przemijających oraz 0,2 s dla zwarć przemijających.

2) W przypadku linii kablowych przyjęto j_{1d} jak dla kabli w izolacji polietylenowej.

przy czym $\bar{l}_{2f}$ należy obliczać tylko wtedy, gdy prąd początkowy zwarcia dwufazowego jest większy od I_{pd}, tj. wtedy, gdy $p > 14\%$.

W tablicy 1 przedstawiono przykładowe wartości $\bar{l}_{3f}$ dla linii napowietrznych i kablowych o wybranych przekrojach w zależności od przekroczenia p. Wartości te obliczono przyjmując reaktancję jednostkową linii napowietrznych $X' = 0{,}4\,\Omega/km$ oraz kablowych $X' = 0{,}1\,\Omega/km$.

Przeciętna długość krytyczna $\bar{l}$ wynosi

$$\bar{l} = P_{2f}\, l_{2f} + P_{3f}\, l_{3f}, \tag{13}$$

gdzie: P_{2f} i P_{3f} są prawdopodobieństwami warunkowymi zwarć dwu- i trójfazowych (pod warunkiem, że wystąpiło zwarcie międzyfazowe).

Intensywność uszkodzeń λ_u na skutek przekroczeń jest równa wprost intensywności zwarć międzyfazowych występujących na odcinku o długości krytycznej $\bar{l}$. Jednak długość $\bar{l}$, w przypadku gdy zwarcie jest wyłączane w cyklu dwukrotnego SPZ, może być różna dla zwarć trwałych, wolno przemijających i przemijających. Wynika to z różnych czasów trwania tych zwarć (patrz uwagi do tablicy 1).

Wobec tego intensywności uszkodzeń λ_u oraz czas T_u między kolejnymi uszkodzeniami na skutek przekroczeń należy obliczać wg następującego wzoru:

$$\lambda_u = \frac{1}{T_u} = (P_t \bar{l}_t + P_w \bar{l}_w + P_p \bar{l}_p)\, \lambda_{zl}, \tag{14}$$

gdzie:

$\bar{l}_t, \bar{l}_w, \bar{l}_p$ - przeciętna długość krytyczna linii SN obliczona wg wzoru (13) odpowiednio dla zwarć trwałych, wolno przemijających i przemijających,

P_t, P_w, P_p - prawdopodobieństwa warunkowe zwarć trwałych, wolno przemijających i przemijających (pod warunkiem, że wystąpiło zwarcie międzyfazowe),

λ_{zl} - intensywność zwarć międzyfazowych na jednostkę długości linii i na 1 rok.

W tablicy 2 przedstawiono wyniki obliczeń czasu T_u dla wybranych linii SN oraz dla różnych wartości przekroczeń. W obliczeniach wykorzystano wyniki podane w tablicy 1 oraz przyjęto następujące dane, wg pracy [2] :

- $\lambda_{zl} = 50 \frac{\text{zwarć}}{100\text{km.rok}}$ dla linii napowietrznych oraz

$\lambda_{zl} = 20 \frac{\text{zwarć}}{100\text{km.rok}}$ dla linii kablowych,

Talica 2

Przeciętne czasy T_u między uszkodzeniami przewodów roboczych linii napowietrznych i kablowych w zależności od przekroczenia p prądu dopuszczalnego I_{pd}

	S [mm^2]	U_n [kV]	Czasy T_u w latach dla p = 10%	20%	30%	40%	50%	100%	150%
Linie napowietrzne	35	20	36	13	7,1	5,0	4,0	2,2	0,7
		15	48	18	9,5	6,8	5,4	2,9	0,9
	70	20	72	27	14	10	8,2	4,4	1,4
		15	95	36	19	14	11	5,8	1,8
	120	20	120	45	24	17	14	7,5	2,4
		15	160	60	32	23	18	10	3,2
Linie kablowe	70	20	7,4	2,8	1,5	1,1	0,8	0,5	0,4
		15	9,8	3,7	2,0	1,4	1,1	0,7	0,5
		6	22	8,3	4,4	3,1	2,5	1,4	1,2
	120	20	13	4,8	2,5	1,8	1,5	0,9	0,7
		15	17	6,3	3,4	2,4	1,9	1,1	0,9
		6	38	14	7,6	5,4	4,3	2,6	2,1
	240	20	25	9,5	5,0	3,6	2,9	1,7	1,4
		15	34	13	6,7	4,8	3,8	2,3	1,8
		6	76	28	15	11	8,7	5,1	4,1

- $P_{3f} = 0,3$ oraz $P_{2f} = 0,7$ zarówno dla linii napowietrznych jak i kablowych,
- $P_t = 0,2$; $P_w = 0,1$; $P_p = 0,7$ dla linii napowietrznych oraz $P_t = 1$; $P_w = 0$; $P_p = 0$ dla linii kablowych (w których zwarcia są wyłączane bez udziału automatyki SPZ).

3.2 Urządzenia w polach odpływowych rozdzielni SN

Podobnie jak w p.3.1 przyjmuje się, że dla każdego urządzenia można określić prąd początkowy dopuszczalny I_{pd}. Inny jest natomiast sposób wyznaczenia wartości tego prądu. Urządzenia rozdzielcze są narażone zarówno na oddziaływania cieplne prądu zwarciowego jak i na oddziaływania elektrodynamiczne. W przypadku wyłączników należy ponadto uwzględnić obciążenia występujące przy wyłączaniu zwarć.
Prąd dopuszczalny należy określać oddzielnie dla każdego rodzaju obciążenia zwarciowego, można przy tym zaproponować następujące zależności:

- dla obciążeń cieplnych

$$I_{pdc} = \frac{I_{nn}}{k_c}\sqrt{\frac{n}{t_s}} \tag{15}$$

- dla obciążeń elektrodynamicznych

$$I_{pde} = \frac{i_{nsz}}{\sqrt{2}\,k_u} \tag{16}$$

- dla obciążeń przy wyłączaniu zwarcia (tylko w przypadku wyłączników)

$$I_{pdw} = \frac{I_{nws}}{k_w}, \tag{17}$$

gdzie:

I_{nn}, i_{nsz}, I_{nws} - parametry charakteryzujące wytrzymałość urządzenia na poszczególne rodzaje obciążeń zwarciowych, a więc odpowiednio: prąd znamionowy n-sekundowy, znamionowy prąd szczytowy, znamionowy prąd wyłączalny symetryczny,

k_c, k_u, k_w - współczynniki traktowane deterministycznie obliczone wg obowiązujących przepisów (PN-74/E-05002).

Zwarcia zagrażające urządzeniom w polu odpływowym występują w samym polu oraz w jego otoczeniu. Jeśli ograniczyć analizę do urządzeń w polach liniowych, to odpowiednie otoczenie obejmuje linię SN. Dla urządzeń tych można określić krytyczną długość odcinka, na którym prądy początkowe mogą osiągnąć wartości większe od I_{pd} (jako I_{pd} należy przyjąć najmniejszą z wartości I_{pdc}, I_{pde}, I_{pdw}). Czas T_u pomiędzy kolejnymi uszkodzeniami można wtedy obliczyć za pomocą wzorów (10) do (14). Zakłada się przy tym, że zwarcia w samym polu, które występują rzadko, nie wpływają istotnie na zmniejszenie czasu T_u.

W tablicy 3 przedstawiono wyniki obliczeń czasu T_u dla urządzeń rozdzielczych w polach odpływowych (liniowych). W obliczeniach przyjęto, że prąd początkowy dopuszczalny wynosi 10 kA dla rozdzielni 15 i 20 kV oraz 20 kA dla rozdzielni 6 kV. Wartości te odpowiadają poziomom prądów zwarciowych przyjmowanym aktualnie przy projektowaniu rozdzielni SN.

Tablica 3

Przeciętne czasy T_u między uszkodzeniami urządzeń rozdzielczych w polach odpływowych w zależności od przekroczenia p prądu dopuszczalnego I_{pd}

Sieć	I_{pd} [kA]	U_n [kV]	Czas T_u w latach dla p = 10%	20%	30%	40%	50%	100%	150%
napowietrzna	10	20	23	8,6	4,6	3,3	2,6	1,6	1,2
		15	31	12	6,1	4,4	3,5	2,1	1,6
kablowa	10	20	14	5,4	2,9	2,1	1,6	1,0	0,7
		15	19	7,2	3,8	2,7	2,2	1,3	1,0
	20	6	96	36	19	14	11	6,5	5,2

Uwaga: W obliczeniach czastu T_u przyjęto dane (X', λ_{zl}, P_{3f}, P_{2f}, P_t, P_w, P_p) takie jak w p.3.1.

3.3 Urządzenia w polach zasilających rozdzielni SN

Czasy T_u dla urządzeń w polach zasilających można szacować wg następującej zależności:

$$\lambda_u = \frac{1}{T_u} = P_r \lambda_{zr} + \sum_j \lambda_{uj} , \qquad (18)$$

gdzie

P_r - prawdopodobieństwo warunkowe uszkodzenia rozpatrywanego urządzenia, pod warunkiem, że wystąpiło zwarcie międzyfazowe w obrębie rozdzielni,

λ_{zr} - intensywność zwarć międzyfazowych w obrębie rozdzielni,

λ_{uj} - intensywność uszkodzeń rozpatrywanego urządzenia na skutek przekroczeń przy zwarciach w j-tym odpływie.

Intensywności składowe λ_{uj} oblicza się podobnie jak dla urządzeń w polach odpływowych, tzn. wg zależności (10) do (14), przyjmując prąd dopuszczalny I_{pd} określony wg wzorów (15) do (17).

Ze wzoru (18) wynika, że dla urządzeń w polach zasilających intensywność uszkodzeń spowodowanych przepływem nadmiernych prądów zwarciowych jest przy takich samych przekroczeniach znacznie większa niż dla urządzeń w polach odpływowych. Należy zatem unikać przekroczeń wytrzymałości zwarciowej tych urządzeń.

4. Przykłady analizy dopuszczalności przekroczeń

Przykład 1. Na etapie projektowania (lub planowania rozwoju sieci) należy przeanalizować dopuszczalność pracy z przekroczeniem linii napowietrznej 20 kV z przewodami roboczymi o przekroju 70 mm^2.
Należy rozważyć 2 warianty:

- wariant A - przekroczenie wystąpi po 15 latach eksploatacji linii (T_0 = 15 lat),
- wariant B - przekroczenie występuje od chwili rozpoczęcia eksploatacji (T_0 = 0).

W analizie przyjmuje się następujące założenia oraz dane:

(i) Alternatywnym rozwiązaniem pozwalającym na likwidację przekroczeń jest zastosowanie przekroju 120 mm^2 na odcinku, na którym występują przekroczenia dla przekroju 70 mm^2 (odcinek o długości l_{3f} określony dla zwarć trwałych). Różnica kosztów pomiędzy obydwoma rozwiązaniami wynosi 300 tys. zł.[1)].

(ii) Naprawa uszkodzeń polega na wymianie przewodów na odcinku, przez który przepłynął nadmierny prąd zwarciowy (nowe przewody również o przekroju 70 mm^2). W uproszczeniu można przyjąć, że przeciętna długość tego odcinka wynosi $\frac{1}{2} l_{3f}$. Koszt wymiany wynosi 160 tys. zł./km.

[1)] Poziom cen z 1984 r. Dotyczy to wszystkich cen i kosztów przyjętych w analizie.

(iii) Koszt niedostarczonej energii szacuje się wg zależności:

$$K_{\Delta A} = k_p \Delta A, \tag{19}$$

gdzie:

k_p - koszt jednostkowy niedostarczonej energii równy 25-krotnej cenie kupna i sprzedaży energii elektrycznej (w przybliżeniu k_p = 50 zł/kWh),

ΔA - energia niedostarczona wskutek uszkodzenia.

Przy określeniu niedostarczonej energii uwzględnia się 3 warianty:

(a) $\Delta A = 0$,

(b) $\Delta A = \overline{\Delta A}$,

(c) $\Delta A = 2 \cdot \overline{\Delta A}$,

przy czym $\overline{\Delta A}$ jest przeciętną energią niedostarczoną wskutek uszkodzenia linii SN. Z dostępnych danych statystycznych [2] wynika, że dla linii napowietrznych $\overline{\Delta A}$ = 4 MWh/uszk.

(iv) Normatywny okres eksploatacji linii napowietrznej wynosi 35 lat, co daje w konsekwencji przewidywany okres T eksploatacji z przekroczeniem: dla wariantu A T = 20 lat oraz dla wariantu B T = 35 lat.

(v) Stopa dyskontowa r = 0,08.

(vi) Długości l_{3f} oraz czasy T_u przyjmuje się wg tabl. 1 i 2.

Tablica 4

Wyniki oceny dopuszczalności przekroczeń dla linii napowietrznej 20 kV o przekroju 70 mm^2

	Wariant		p = 10%	20%	30%	40%	50%	100%	150%
$\frac{K_{\Delta A}}{K_u}$ 100%	A i B	a	-	-	-	-	-	-	-
		b	83	74	67	63	59	49	44
		c	91	85	80	77	74	66	62
K_r [tys. zł]	A i B	a	0,6	2,7	6,8	12	17	48	180
		b	3,4	10	21	31	41	93	320
		c	6,1	18	35	51	66	140	460
k_b	A	a	84	31	17	12	9,6	5,1	1,6
		b	14	8,4	5,4	4,5	3,9	2,6	0,9
		c	7,6	4,8	3,2	2,8	2,4	1,8	0,6
	B	a	22	8,3	4,4	3,2	2,5	1,4	0,4
		b	3,7	2,2	1,4	1,2	1,0	0,7	0,2
		c	2,0	1,3	0,9	0,7	0,6	0,5	0,2

Wyniki analizy przedstawiono w tabl. 4. Dla poszczególnych wariantów obliczono:

- udział kosztu niedostarczonej energii w koszcie uszkodzenia

$$\frac{K_{\Delta A}}{K_u} 100\%,$$

- współczynnik bezpieczeństwa k_b wg (6),
- roczne ryzyko K_r wg (8).

Przykład 2. Należy przeanalizować dopuszczalność pracy z przekroczeniem linii kablowej 20 kV o przekroju 120 mm^2 (kable jednożyłowe typu YHAKX) dla dwóch wariantów:

- wariant A - analiza dotyczy linii kablowej nowo projektowanej, dla której przekroczenie wystąpi po 15 latach eksploatacji (T_o = 15 lat),
- wariant B - analiza dotyczy linii kablowej istniejącej, eksploatowanej od 15 lat (T_o = 0).

Przyjmuje się następujące założenia oraz dane:

(i) Alternatywnym rozwiązaniem likwidującym przekroczenia jest zastosowanie kabli o przekroju 240 mm^2 (również typu YHAKX) na odcinku, na którym występują przekroczenia dla przekroju 120 mm^2 (długość odcinka wynosi l_{3f}). Różnica w cenie kabli o przekroju 240 i 120 mm^2 wynosi ok. 300 tys. zł./km (w trzech fazach). Koszt budowy linii kablowej z kablami o przekroju 240 mm^2 wynosi natomiast ok. 2 mln zł/km.

(ii) Naprawa uszkodzeń polega na wymianie uszkodzonych kabli (we wszystkich fazach) na odcinku, przez który przepłynął nadmierny prąd zwarciowy. W uproszczeniu można przyjąć, że przeciętna długość tego odcinka wynosi $\left[\frac{1}{2}\right] l_{3f}$. Jest to praktycznie równoznaczne z budową nowej linii kablowej na odcinku $\frac{1}{2} l_{3f}$. W celu uproszczenia obliczeń przyjmuje się ponadto, że nowe kable mają również przekrój 120 mm^2. Koszt budowy linii kablowej z kablami o przekroju 120 mm^2 wynosi ok. 1,7 mln zł/km.

(iii) Koszt niedostarczonej energii szacuje się podobnie jak w przykładzie 1, tj. wg zależności (19). Przy określaniu niedostarczonej energii przyjmuje się tylko jeden wariant $\Delta A = \overline{\Delta A}$ = 2,3 MWh/uszk.

(iv) Normatywny okres eksploatacji linii kablowej wynosi 35 lat i stąd przewidywany okres eksploatacji z przekroczeniem wynosi dla obydwu wariantów Ψ = 20 lat.

(v) Stopa dyskontowa r = 0,08.

(vi) Długości l_{3f} oraz czasy T_u przyjmuje się wg tabl. 1 i 2.

Wyniki analizy przedstawiono w tabl. 5. Dla obydwu wariantów obliczono te same wielkości co w przykładzie 1.

Tablica 5

Wyniki oceny dopuszczalności przekroczeń dla linii kablowej 20 kV o przekroju 120 mm^2

	Wariant	p =						
		10%	20%	30%	40%	50%	100%	150%
$\frac{K_{\Delta A}}{K_u}$ 100%	A i B	9,3	5,3	3,9	3,2	2,7	1,8	1,5
K_r [mln zł]	A i B	0,1	0,5	1,2	2,0	2,8	7,0	11
k_b	A	1,2	0,5	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
	B	2,7	1,1	0,6	0,4	0,3	0,2	0,2

5. Zakończenie

Szczegółowe wnioski wynikające z analizy dopuszczalności przekroczeń wytrzymałości zwarciowej urządzeń SN zostały przedstawione w pracy [2]. Wnioski te stanowią jedną z podstaw sformułowania wytycznych doboru urządzeń w polskich sieciach rozdzielczych na warunki zwarciowe. Dopuszczalne przekroczenie w sieciach istniejących, przyjęte w „Wytycznych programowania rozwoju sieci elektroenergetycznych" (rozdz. IV - Programowanie rozwoju sieci SN i NN, wersja 2) opracowanych przez Instytut Energetyki - Zakład Sieci Rozdzielczych w 1984 r., są następujące:

- dla linii napowietrznych 30%,
- dla linii kablowych 15%,
- dla urządzeń rozdzielczych (z wyjątkiem wyłączników, urządzeń w polach zasilających oraz szyn zbiorczych) 20%.

Podane wartości nie są ostateczne; opracowana wersja wytycznych jest propozycją, która zostanie poddana dyskusji (ankietyzacji) i następnie dopiero, po ewentualnych zmianach zatwierdzona. Jednak uwzględnienie w "Wytycznych..." możliwości przekroczeń wskazuje na duże perspektywy praktycznego zastosowania nowego (probabilistycznego) podejścia w doborze urządzeń na warunki zwarciowe. Na perspektywy takie wskazują również normy opracowane ostatnio za granicą, w szczególności norma RWPG z 1980 r. (nie przyjęta, jak dotąd, przez Polskę) oraz norma TGL-200-0606/01-04 opracowana w NRD w 1984 r. Obie normy dotyczą doboru urządzeń ze względu na cieplne i elektrodynamiczne oddziaływanie prądu zwarciowego i przewidują możliwości stosowania zarówno obowiązujących dotychczas zasad deterministycznych jak i zasad nowych, probabilistycznych.

LITERATURA - patrz część I artykułu.

Recenzent: prof. dr hab. inż. Szczęsny Kujszczyk

Wpłynęło do redakcji dn. 11 marca 1985 r.

ОЦЕНКА УСЛОВИЙ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

ЧАСТЬ II

ВЕРОЯТНОСТНЫЙ АНАЛИЗ ДОСТУПНОСТИ ПРЕВЫШЕНИЙ ПРОЧНОСТИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПО УСЛОВИЯМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Р е з ю м е

В работе представлены критерии и метод оценки допустимости превышений прочности электрооборудования среднего напряжения по условиям короткого замыкания. В качестве критериальной величины принят коэффициент экономической безопасности и годовой экономический риск. Представлен метод вычисления интенсивности повреждений по причине превышений прочности для следующего оборудования среднего напряжения: воздушных и кабельных линий а также аппаратов в розных ячейках (питающих и отплывочных) . Приведены приблизительные значения ожидаемого времени между последующими повреждениями воздушных и кабельных линий с определёнными сечениями а также аппаратов в отплывочных ячейках, расчитанных на ток короткого замыкания 10 и 20 кА. При этом учтён широкий предел процентных значений превышений до 150% . Предоставлены результаты некоторых анализов допустимости превышений прочности воздушных и кабельных линий по условиям короткого замыкания. На основе примерного анализа определены значения процентных превышений, допускаемые в сетях среднего напряжения с точки зрения экономических условий.

ASSESSMENT OF SHORT-CIRCUIT CONDITIONS IN MEDIUM VOLTAGE POWER NETWORKS

PART.II. PROBABILISTIC ANALYSIS OF ADMISSIBILITY OF EXCEEDING THE EQUIPMENT SHORT-CIRCUIT RATING

S u m m a r y

A method for the assessment of admissibility of exceeding the short-circuit rating in medium voltage networks is presented. An economical safety factor and an economical risk (per year) are defined as criterion quantities. A method for calculating the failure rate due to exceeding the short-circuit rating of medium voltage equipment (overhead lines, cable lines, substation equipment) is presented. The values of mean time between failures have been calculated for overhead and cable lines with selected conductor cross sections and for appparatus which short-circuit rating is 10 kA and 20 kA. The calculations have been made for the wide range of exceedings (up to 150%). As an example, the analysis of exceeding the short-circuit rating of selected overhead and cable lines is made. The example provides the percentage values of exceedings be accepted ragarding the economical aspects.

ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1986

Seria: ELEKTRYKA z. 99 Nr kol. 860

JERZY MACEŁKO

Zakład Budowy Sieci Elektrycznych
ELBUD - Katowice

JAN POPCZYK

Instytut Elektroenergetyki
i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej

OBCIĄŻALNOSC PRZEWODÓW ROBOCZYCH LINII NAPOWIETRZNYCH WYSOKIEGO NAPIĘCIA

Część I

ROZKŁADY PRAWDOPODOBIEŃSTWA TEMPERATURY PRZEWODÓW PRZY OBCIĄŻENIACH ROBOCZYCH I ZWARCIOWYCH

Streszczenie. W artykule podano wzory do obliczania temperatury przewodów stalowo-aluminiowych w stanie cieplnie nieustalonym i ustalonym. Przedstawiono rozkłady temperatury przewodu AFL-6 240 mm^2 nagrzewanego prądem roboczym (rys.3,4). Omówiono wpływ kierunku linii i emisyjności przewodu na rozkład jego temperatury. Wykazano możliwość przyjęcia adiabatycznego nagrzewania przewodu podczas zwarcia oraz podano wzory (15; 16) do obliczania temperatury przewodu podczas zwarcia przy adiabatycznym nagrzewaniu. Podano metodę obliczania rozkładu temperatury przewodu po zakończeniu zwarcia. Rozkład taki obliczono dla wybranej linii 110 kV (rys. 8). W obliczeniach wykorzystano rozkład czasów trwania zwarć w sieci 110 kV Zakładu Energetycznego Gliwice (rys. 7). Jako rozkład temperatury początkowej przewodu przed zwarciem przyjęto rozkład temperatury przewodu nagrzewanego prądem roboczym. Porównano ryzyko przekroczenia temperatur dopuszczalnych przy obciążeniach roboczych i zwarciowych.

1. Wprowadzenie

W obliczeniach deterministycznych temperatury przewodu nagrzewanego prądem roboczym stosuje się do chwili obecnej metodę zaproponowaną w artykule amerykańskim [6]. W metodzie tej przyjmuje się dla obciążeń roboczych stan cieplny przewodu ustalony. Temperaturę przewodu oblicza się z równania bilansu cieplnego, w którym uwzględnia się podstawowe czynniki wpływające na nagrzewanie przewodu, tj. prąd roboczy, prędkość wiatru, temperaturę powietrza i całkowite promieniowanie słoneczne.

Metoda była sprawdzona eksperymentalnie we Włoszech [7] , gdzie uzyskano zadowalającą zgodność wyników pomiarów z przeprowadzonymi obliczeniami. Metoda ta jest również zastosowana w niniejszym artykule.

Pierwsze prace traktujące problem nagrzewania przewodów prądem roboczym w sposób probabilistyczny pojawiły się w latach siedemdziesiątych. Zawierają one szereg uproszczeń. Nie uwzględniano mianowicie przy obliczaniu rozkładu temperatury przewodu kierunku wiatru oraz występowania prędkości wiatru mniejszych od 1 m/s. W badaniach tych potraktowano także łącznie promieniowanie bezpośrednie i rozproszone Słońca. W części drugiej niniejszego artykułu przedstawiono sposób uwolnienia się od powyższych uproszczeń przy obliczaniu rozkładu temperatury przewodu.

W dotychczasowych pracach problem nagrzewania przewodów prądem zwarciowym był rozpatrywany w zasadzie w sposób deterministyczny. W niniejszym artykule przedstawiono sposób wyznaczania rozkładu temperatury przewodu po zakończeniu zwarcia uwzględniający zarówno rozkład wartości początkowych prądu zwarciowego jak i rozkład czasów trwania zwarcia.

2. Temperatura przewodu w stanie cieplnie nieustalonym

Rdzeń stalowy i poszczególne warstwy drutów aluminiowych w przewodach stalowo-aluminiowych można traktować jako ciała izotermiczne. Równanie przewodnictwa ciepła dla takiego ciała ma postać

$$m \cdot C \frac{dt}{d\tau} = P_{\Sigma} \quad , \tag{1}$$

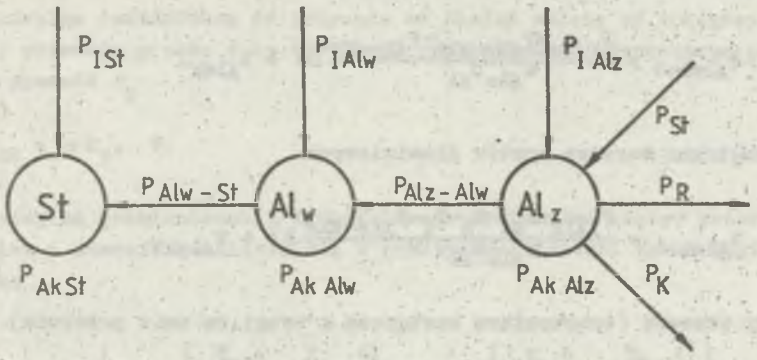
gdzie:

P_{Σ} - wypadkowa moc cieplna dostarczana do ciała wynikająca z bilansu cieplnego, W,
m - masa ciała, kg,
C - ciepło właściwe ciała, W.s/(kg.K),
dt - przyrost temperatury ciała, K,
$d\tau$ - przyrost czasu, s.

Na rys. 1 przedstawiono schemat przepływu mocy cieplnej dla przewodu AFL-6 240 mm^2, w którym wyodrębniono rdzeń stalowy oraz wewnętrzną i zewnętrzną warstwę drutów aluminiowych.

Na rys. 1 oznaczono:

St - rdzeń stalowy,
Al_w, Al_z - wewnętrzna i zewnętrzna warstwa drutów aluminiowych,
P_I - moc cieplna wydzielająca się przy przepływie prądu,
P_{Ak} - moc cieplna akumulowana,
P_{i-j} - moc cieplna przepływająca między i-tą i j-tą warstwą drutów,



Rys. 1. Przepływ mocy cieplnej w przewodzie AFL-6 240 mm^2 (oznaczenia w tekście)

Fig. 1. The flow diagram of thermal power in ACSR 240/40 mm^2 conductor St - steel core, Al_w, Al_z - inner and outer layers of aluminum wires, P_I - power gain by Joule heating P_k - power loss by convection, P_{i-j} - power flow between layers of wires i and j, $P_{Sł}$ - power gain due to solar irradiation, P_r - power loss by radiation, P_{Ak} - power stored in conductor

$P_{Sł}$ - moc cieplna dostarczana od Słońca,

P_R - moc cieplna oddawana drogą promieniowania,

P_K - moc cieplna oddawana drogą konwekcji.

Uwzględniając we wzorze (1) bilanse mocy cieplnej wynikające z rys. 1 oraz stosując iloraz różnicowy przedni

$$\left(\frac{dt}{d\tau}\right)_k \approx \frac{t_{k+1}-t_k}{\Delta\tau}, \tag{2}$$

gdzie:

t_k, t_{k+1} - temperatury ciała w chwilach k-tej i k+1-wszej, °C,

$\Delta\tau$ - przyrost czasu między chwilami k-tą i k+1-wszą, s,

uzyskuje się wzory do iteracyjnego obliczania temperatury przewodu. Mają one postać

- rdzeń stalowy

$$t_{Stk+1} = \frac{P_{ISt}+P_{Al-St}}{m_{St}c_{St}}\Delta\tau + t_{Stk}, \tag{3a}$$

- wewnętrzna warstwa drutów aluminiowych

$$t_{Alwk+1} = \frac{P_{IAlw}+P_{Alz-Alw}-P_{Alw-St}}{m_{Alw}c_{Al}}\Delta\tau + t_{Alwk}, \tag{3b}$$

- zewnętrzna warstwa drutów aluminiowych

$$t_{Alzk+1} = \frac{P_{IAlz}+P_{Sł}-P_R-P_K-P_{Alz-Alw}}{m_{Alz}c_{Al}}\Delta\tau + t_{Alzk}, \tag{3c}$$

- cały przewód (temperatura zastępcza z uwagi na zwis przewodu)

$$t_{pk+1} = \frac{P_I+P_{Sł}-P_R-P_K}{m_{St}c_{St}+m_{Al}c_{Al}}\Delta\tau + t_{pk}, \tag{3d}$$

gdzie: $m_{Al} = m_{Alz} + m_{Alw}$.

3. Temperatura przewodu przy obciążeniach roboczych

Przy obciążeniach roboczych można założyć dla przewodu stan cieplny ustalony ($dt/d\tau = 0$), oraz ekwiskalarne pole temperatury w całym przewodzie (grad $t = 0$); równanie przewodnictwa ciepła dla przewodu sprowadza się wówczas do równania bilansu ciepła w postaci

$$P_I + P_{Sł} - P_R - P_K = 0. \tag{4}$$

Prąd przemienny przepływając przez przewód wydziela moc cieplną

$$P_I = I^2 R_{20}\left[1 - \alpha_R(t_p - 20)\right], \quad W \tag{5}$$

gdzie:

I - prąd, A,
R_{20} - rezystancja przewodu w temperaturze + 20°C, Ω,
α_R - temperaturowy współczynnik rezystancji, 1/K,
t_p - temperatura przewodu, °C.

Wpływ zjawiska naskórkowości, magnesowania rdzenia stalowego i prądów wirowych na rezystancję stosowanych przewodów stalowo-aluminiowych jest niewielki i we wzorze (5) można stosować rezystancję normową.

Moc cieplna dostarczana do przewodu od Słońca zależy od absorbcyjności cieplnej przewodu α oraz mocy cieplnej promieniowania słonecznego padającego na przewód P_p

$$P_{Sł} = \alpha P_p, \quad W. \tag{6}$$

Moc cieplną promieniowania długofalowego wymienianą między przewodem a otoczeniem i atmosferą oblicza się z praktycznej postaci prawa Stefana-Boltzmana

$$P_R = \sigma \varepsilon S \left\{ 0{,}75 \left[\left(\frac{T_p}{100}\right)^4 - \left(\frac{T_o}{100}\right)^4 \right] + 0{,}25 \left[\left(\frac{T_p}{100}\right)^4 - \left(\frac{T_N}{100}\right)^4 \right] \right\}, \quad W \tag{7}$$

gdzie:

σ = 5,6693 $W/(m^2K^4)$ - stała promieniowania,
ε - emisyjność cieplna przewodu,
S - powierzchnia przewodu, m^2,
T_p - temperatura bezwzględna przewodu, K,
T_o - temperatura bezwzględna powietrza, K,
T_N - temperatura bezwzględna atmosfery, K.

Moc cieplną odbieraną z przewodu przez konwekcję określa prawo Newtona

$$P_K = \frac{\lambda}{d} Nu \, S(t_p - t_o), \quad W \tag{8}$$

gdzie:

λ - przewodność cieplna powietrza w pobliżu powierzchni przewodu, $W/(m.K)$,
d - średnica przewodu, m,
Nu - liczba kryterialna Nusselta,
S - powierzchnia przewodu, m^2,
t_p - temperatura przewodu, ^oC,
t_o - temperatura powietrza, ^oC,

Liczbę kryterialną Nusselta w przypadku konwekcji wymuszonej pod wpływem wiatru oblicza się z równania kryterialnego [1]

$$\log_{10} Nu = -0{,}070431 + 0{,}31526 \log_{10} Re + 0{,}035526 (\log_{10} Re)^2, \tag{9}$$

$$Re = \frac{dV}{\nu}, \tag{10}$$

gdzie:

Re - liczba kryterialna Reynoldsa,
d - średnica przewodu, m,
V - prędkość wiatru wiejącego prostopadle do przewodu, m/h,
ϑ - lepkość kinematyczna powietrza, m^2/h.

W przypadku konwekcji naturalnej występującej przy braku wiatru liczbę Nusselta oblicza się z równania kryterialnego [1]

$$\log_{10} Nu = 0{,}12724+0{,}02238 \log_{10}(P_r G_r) + 0{,}04203 \left[\log_{10}(P_r G_r)\right]^2 - 0{,}0025973 \left[\log_{10}(P_r G_r)\right]^3 , \quad (11)$$

$$P_r = \frac{\mu c_p}{\lambda} , \quad (12)$$

$$G_r = \frac{d^3 \beta g (t_p - t_o)}{\vartheta^2} , \quad (13)$$

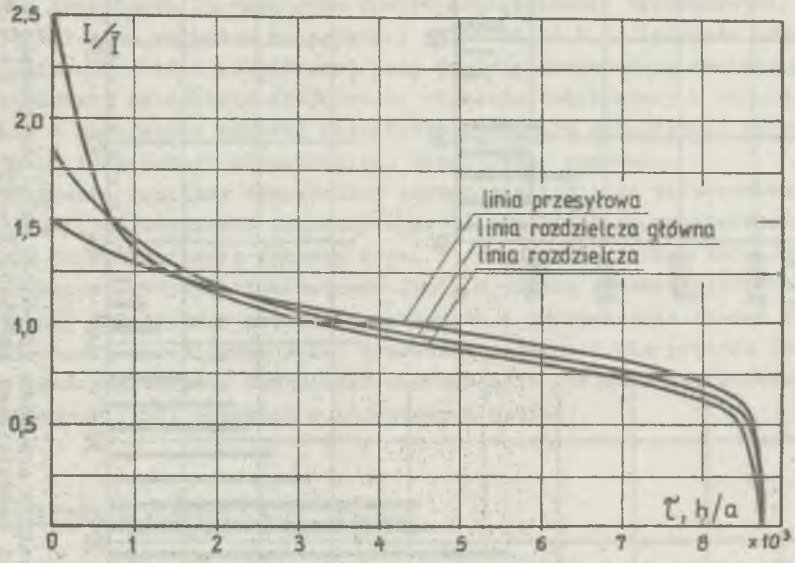
gdzie:

P_r - liczba kryterialna Prandtla,
G_r - liczba kryterialna Grashofa,
λ, d, t_p, t_o - jak we wzorze (8),
ϑ - lepkość kinematyczna powietrza, m^2/h,
μ - lepkość dynamiczna powietrza, kg/(m.h),
c_p - ciepło właściwe powietrza, W.h/(kg.K),
$\beta = 1/(t_r+273)$ - współczynnik rozszerzalności objętościowej powietrza w warstwie przyściennej przewodu, 1/K,
$t_r = (t_p+t_o)/2$ - temperatura powietrza w warstwie przyściennej, °C,
g - przyspieszenie ziemskie, m/h^2.

Obliczanie temperatury przewodów na podstawie równania (4) bez korzystania z komputerów jest uciążliwe. W pracy [2] wykonano wariantowe obliczenia komputerowe temperatury ustalonej przewodu AFL-6 240 mm^2 dla różnych wartości prądu obciążenia, prędkości wiatru, temperatury otoczenia, promieniowania słonecznego i emisyjności przewodu. Wyniki obliczeń aproksymowano prostymi wzorami, które zamieszczone są w artykule [3] .

4. Rozkłady temperatury przewodu przy obciążeniach roboczych

Ze względu na funkcję i grafik obciążenia linie wysokiego napięcia pracujące w systemie elektroenergetycznym można podzielić na: przesyłowe, rozdzielcze główne i rozdzielcze. Taki podział linii jest zgodny z zaleceniami IEC [5], w których poszczególnym rodzajom linii przypisano modele obciążenia w postaci uporządkowanych rocznych wykresów (rys. 2) względnego prądu roboczego (za prąd odniesienia przyjmuje się przeciętny prąd roboczy I).

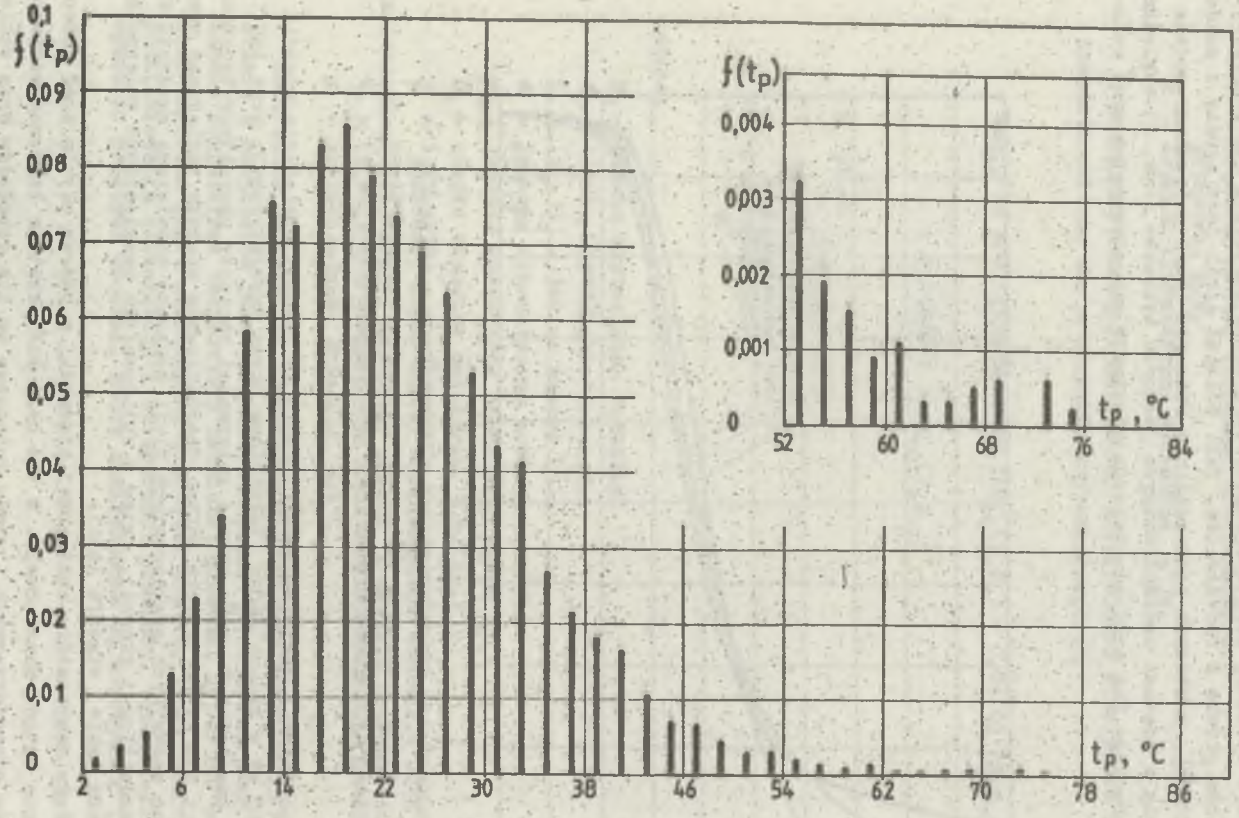


Rys. 2. Wykresy uporządkowane roczne prądu roboczego

Fig. 2. Arrangement diagram of annual operating current for transmission line, main distribution line and distribution line

Dla porównania przeprowadzono badania zmienności obciążenia sześciu linii 110 kV z terenu PdOEn (Południowy Okręg Energetyczny); przy ich wyborze uwzględniono cały zakres zmienności obciążeń charakterystycznych dla linii 110 kV na terenie PdOEn. Uporządkowane wykresy względnego prądu roboczego wszystkich analizowanych linii wykazały największą zgodność dla linii rozdzielczej głównej, zatem w obliczeniach uwzględniono zmienność obciążenia takiej właśnie linii.

Rozkłady temperatury zastępczej przewodu, w którym płynie prąd roboczy, wyznaczono metodą Monte Carlo. W tym celu wielokrotnie losowano wartości czynników atmosferycznych i prądu roboczego wg ich rozkładów oraz obliczano odpowiadające tym wartościom temperatury przewodu, tworząc szukany



Rys. 3. Rozkład prawdopodobieństwa temperatury przewodu AFL-6 240 mm^2, obciążonego prądem zgodnie z wykresem uporządkowanym dla linii rozdzielczej głównej, $\bar{I}$ = 350 A, ε = 0,95

Fig. 3. Frequency of occurrence of the ACSR 240/40 conductor temperature, current load for main distribution line, mean current $\bar{I}$ = 350 A, thermal emissivity constant ε = 0,95

rozkład. Na rys. 3 przedstawiono przykładowy rozkład temperatury zastępczej przewodu.

W oparciu o wyznaczone rozkłady temperatury zastępczej przewodu przeprowadzono badania wpływu kierunku linii i emisyjności przewodu na rozkład jego temperatury. Wyznaczono rozkłady temperatury przewodu dla dwóch kierunków linii E-W (wschód-zachód) i N-S (północ-południe). Test istotności Smirnowa-Kołmogorowa wykazał zgodność rozkładów dla obu kierunków linii na poziomie istotności $\alpha = 0{,}01$. Obliczono rozkłady temperatury zastępczej przewodu dla różnych jego emisyjności. W przypadku linii obciążonej zgodnie z wykresem uporządkowanym dla linii rozdzielczej głównej o prądzie szczytowym 15-minutowym równym obciążalności dopuszczalnej długotrwale 645 A ze wzrostem emisyjności przewodu od 0,25 (przewód nowy) do 0,95 (przewód silnie zabrudzony) jego średnia temperatura zmalała o ok. 6%, natomiast odchylenie standardowe rozkładu temperatury o ok. 8%; świadczy to o możliwości wzrostu obciążenia linii bez zwiększenia ryzyka przekroczenia temperatury dopuszczalnej długotrwale przewodu.

Wyznaczone rozkłady temperatury zastępczej przewodu aproksymowano rozkładami teoretycznymi Gumbela (rys. 4). Rozkłady te wykorzystano następnie do sporządzenia wykresu (rys. 5) przedstawiającego zależności między prądem szczytowym 15-minutowym linii a czasem rocznym przekroczenia określonej temperatury przewodów roboczych i jednocześnie czasem rocznym przekroczenia określonego zwisu przewodów roboczych dla przęsła 350 m (zwis jest podstawowym czynnikiem warunkującym obciążalność przewodów napowietrznych linii wysokich i najwyższych napięć).

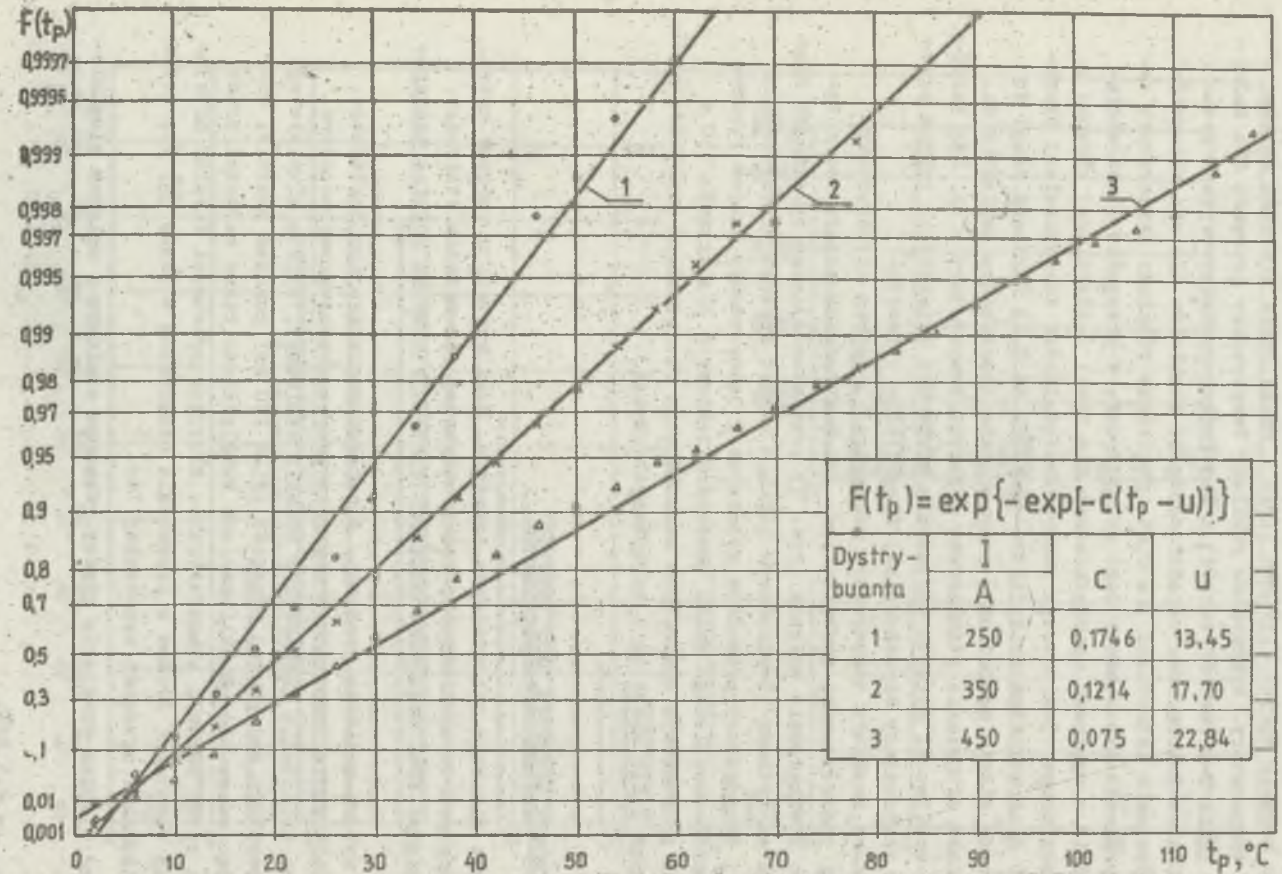
5. Temperatura przewodu przy zwarciu

W stanie cieplnie nieustalonym przewodu, jaki występuje podczas zwarć, temperatura oplotu aluminiowego rośnie szybciej niż rdzenia stalowego. Dlatego między tymi częściami przewodu występuje znaczna różnica temperatur.

Celem wyboru możliwie prostego, a zarazem wystarczająco dokładnego, sposobu obliczania temperatury przewodu przy zwarciu, przeprowadzono wariantowe obliczenia temperatury rdzenia stalowego, oplotu aluminiowego oraz temperatury zastępczej przewodu AFL-6 240 mm^2 podczas zwarcia, wykorzystując wzory (3). W obliczeniach uwzględniono różne wartości prądu zwarcia i różne warunki atmosferyczne. Przyjęto oporności cieplne przejścia między warstwami drutów w przewodzie oszacowane w pracy [2] dla jednostkowej długości przewodu wynoszącej 1m:

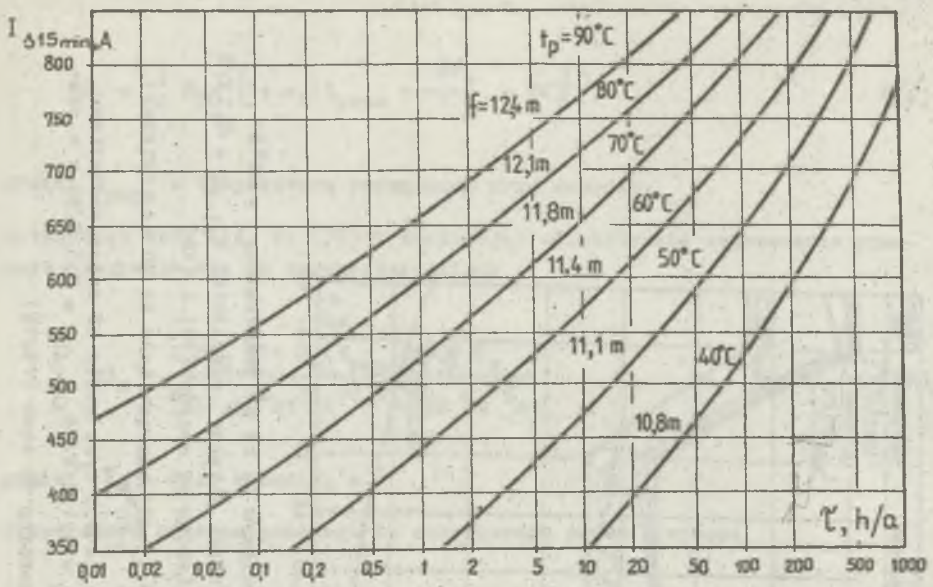
- oporność cieplna przejścia między rdzeniem stalowym i oplotem aluminiowym

$$R_{St-Al} = 0{,}1 \text{ K/W},$$



Rys. 4. Funkcje rozkładu temperatury przewodu AFL-6 240 mm² obciążonego prądem zgodnie z wykresem uporządkowanym dla linii rozdzielczej głównej, w siatce rozkładu Gumbela, $\varepsilon = 0{,}6$.

Fig. 4. Probability distribution functions of the ACSR 240/40 conductor temperature in Gumbel net, current load for main distributione line, $\varepsilon = 0{,}6$



Rys. 5. Zależność między prądem szczytowym 15-minutowym o wykresie uporządkowanym dla linii rozdzielczej głównej a czasem przekroczenia określonej temperatury przewodu (zwisu dla przęsła 350 m)

Fig. 5.15-minutes peak current versus time of the ACSR 240/40 mm^2 overheating (sag for span of 350 m lenght), current load for main distribution line, $\xi = 0,6$.

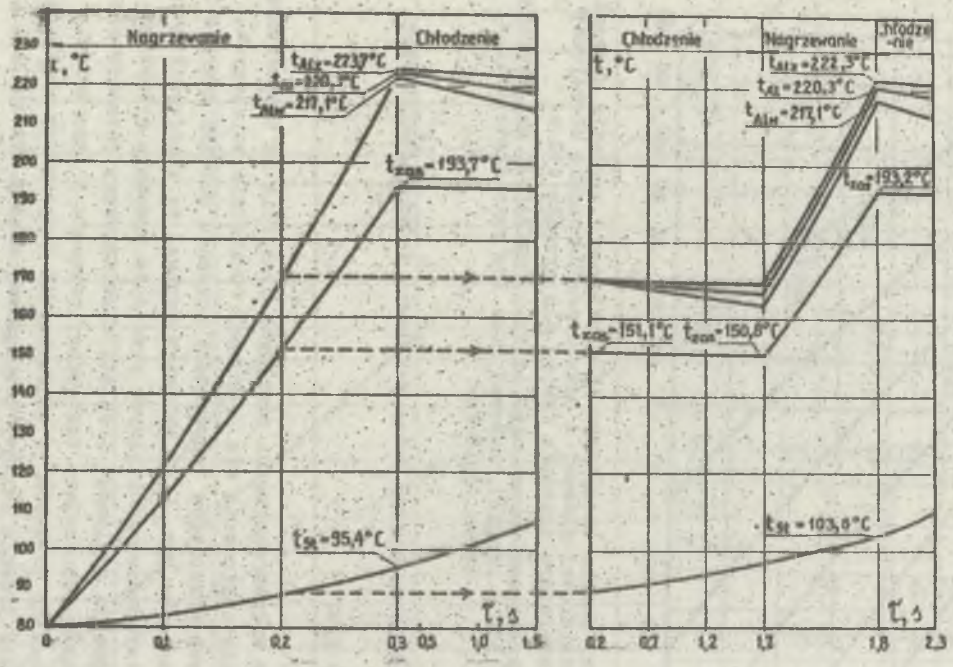
- oporność cieplna przejścia między dwoma warstwami drutów aluminiowych

$$R_{Alw-Alz} = 0,05 \text{ K/W}.$$

W celu sprawdzenia wpływu oporności cieplnych przejścia na temperaturę przewodu wykonano także obliczenia dla oporności 10-krotnie mniejszych.

Przykład obliczonych przebiegów temperatury przewodu podczas zwarcia przedstawiono graficznie na rys. 6. Z obliczeń wynika, że chłodzenie przewodu oraz zmniejszenie oporności cieplnych przejścia powodują wyrównywanie się temperatur rdzenia stalowego i oplotu aluminiowego, jednakże nie powodują istotnych zmian temperatury zastępczej przewodu i jego zwisu. Można także przy zwarciach trwałych, w obliczeniach temperatury zastępczej przewodów, pomijać czas trwania przerwy bezprądowej między obu cyklami automatyki SPZ.

Zakładając w czasie zwarcia stałą rezystancję przewodu, równą rezystancji w temperaturze średniej z temperatury początkowej i końcowej przy zwarciu, moc cieplną wydzielaną w przewodzie można wyrazić wzorem



Rys. 6. Przebieg nagrzewania przewodu APL-6 240 mm^2 prądem zwarciowym 40 kA od temperatury + 80°C
Warunki atmosferyczne: t_o = 30°C, V = 0,5 m/s, $P_{SŁ}$ = 40 W/m. Oporności cieplne przejścia: R_{Al-St} = 0,1 K/W
$R_{Alz-Alw}$ = 0,05 K/W; o - temperatura przewodu obliczona wg wzorów (15) i (16)

Fig. 6. Response of the ACSR 240/40 mm^2 temperature to a short-circuit current load is 40 kA, initial conductor temperature before short-circuit is + 80°C
Atmospheric conditions: air temperature is 30°C, wind velocity is 0,5 m/s, power of solar radiation is 40 W/m. Thermal resistances between layers of wires: R_{Al-St} = 0,1 K/W, $R_{Alz-Alw}$ = 0,5 K/W; o - conducter temperatures computed according to eqns (15;16)

$$P_I = I_z^2 R_{20} \left[1 + \alpha_R \left(t_{pocz} + \frac{\Delta t_z}{2} - 20\right)\right] , \qquad (14)$$

gdzie: t_{pocz} - temperatura początkowa przy zwarciu.

Wstawiając wzór (14) do (3d) i zakładając adiabatyczne nagrzewanie przewodu otrzymuje się po przekształceniach

$$\Delta t_z = \frac{I_z^2 R_{20} \left[1 + \alpha_R (t_{pocz} - 20)\right] \tau_z}{m_{Al} c_{Al} + m_{St} c_{St} - 0{,}5 I_z^2 R_{20} \alpha_R \tau_z} , \qquad (15)$$

gdzie: τ_z - czas zwarcia, s.

Temperatura końcowa przewodu po zakończeniu zwarcia wynosi

$$t_z = t_{pocz} + \Delta t_z . \qquad (16)$$

Temperatury przewodu podczas zwarcia obliczone za pomocą wzorów (15) i (16) zaznaczono na rys. 6. Różnice między tymi temperaturami a temperaturami zastępczymi przewodu dla analizowanych zwarć są niewielkie, co uzasadnia możliwość stosowania wzorów (15) i (16) do obliczeń temperatury przewodów stalowo-aluminiowych przy zwarciach.

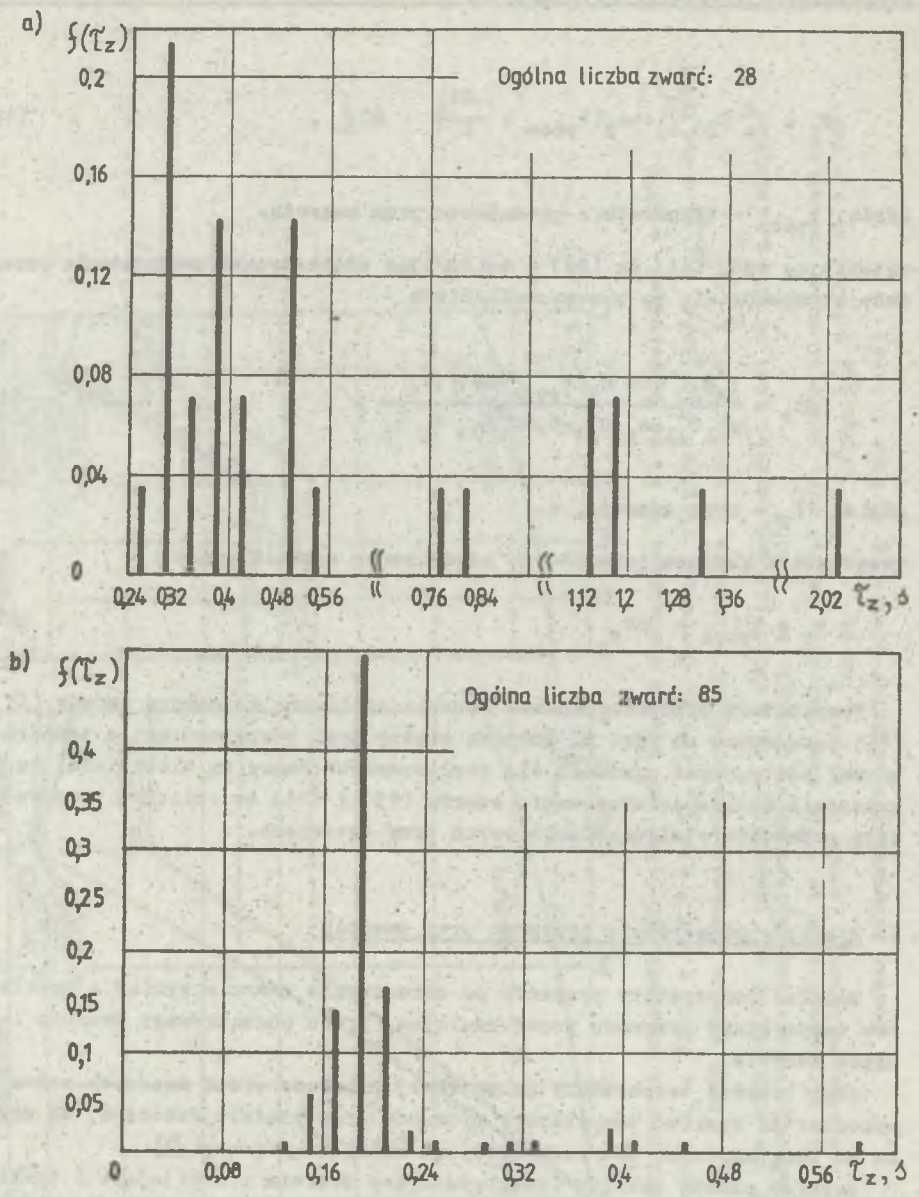
6. Rozkłady temperatury przewodu przy zwarciu

Rozkład temperatury przewodu po zakończeniu zwarcia wynika z rozkładów temperatury przewodu przed zwarciem, prądu początkowego zwarcia i czasu zwarcia.

Jako rozkład temperatury początkowej przewodu przed zwarciem można wykorzystać rozkład temperatury przewodu przy prądzie roboczym, ze względu na dużą zgodność obu rozkładów, co wykazano w pracy [2] .

Rozkład czasów zwarcia (uwzględniający zwarcia przemijające i trwałe) można przyjąć na podstawie pracy [8] ; wyniki badań statystycznych czasów zwarcia zamieszczone w tej pracy przedstawiono na rys. 7. Dotyczą one sieci 110 kV ZE Gliwice.

Przykładową analizę przyrostu temperatury przewodów roboczych w czasie zwarcia przeprowadzono dla dwutorowej linii Skawina-- Kraków Prądnik z przewodami roboczymi AFL-6 240mm^2 o długości 24,5 km. W układzie sieciowym w okresie jesienno-zimowym 1980/1981 poziom obliczeniowy prądu począt-



Rys. 7. Histogramy czasów trwania zwarć w sieci 110 kV (ZE Gliwce, okres 1981-1982 r.)

a - zwarcia trwałe, b - zwarcia przemijające

Fig. 7. Frequency of occurrences of short-circuit time in 110 kV network in Gliwice Power Company, period 1981-1982

a - permanent short-circuits, b - transient short-circuits

kowego w stacji Skawina był wyższy niż w stacji Kraków Prądnik i wynosił 21,2 kA (prądy zwarć trójfazowych były zbliżone do prądów zwarć jednofazowych, $X_0/X_1 \cong 1$). Wartość tę przyjęto do obliczeń zakładając, że nie zmienia się ona w czasie; rzeczywiste poziomy prądów początkowych w stacjach zależą od zestawu włączonych generatorów i są na ogół niższe.

Rozkłady prądu początkowego dla przykładowej linii wyznaczono metodą analityczną wg pracy [4] . Rozkład temperatury przewodów roboczych po zakończeniu zwarcia wyznaczono w przedstawiony poniżej sposób.

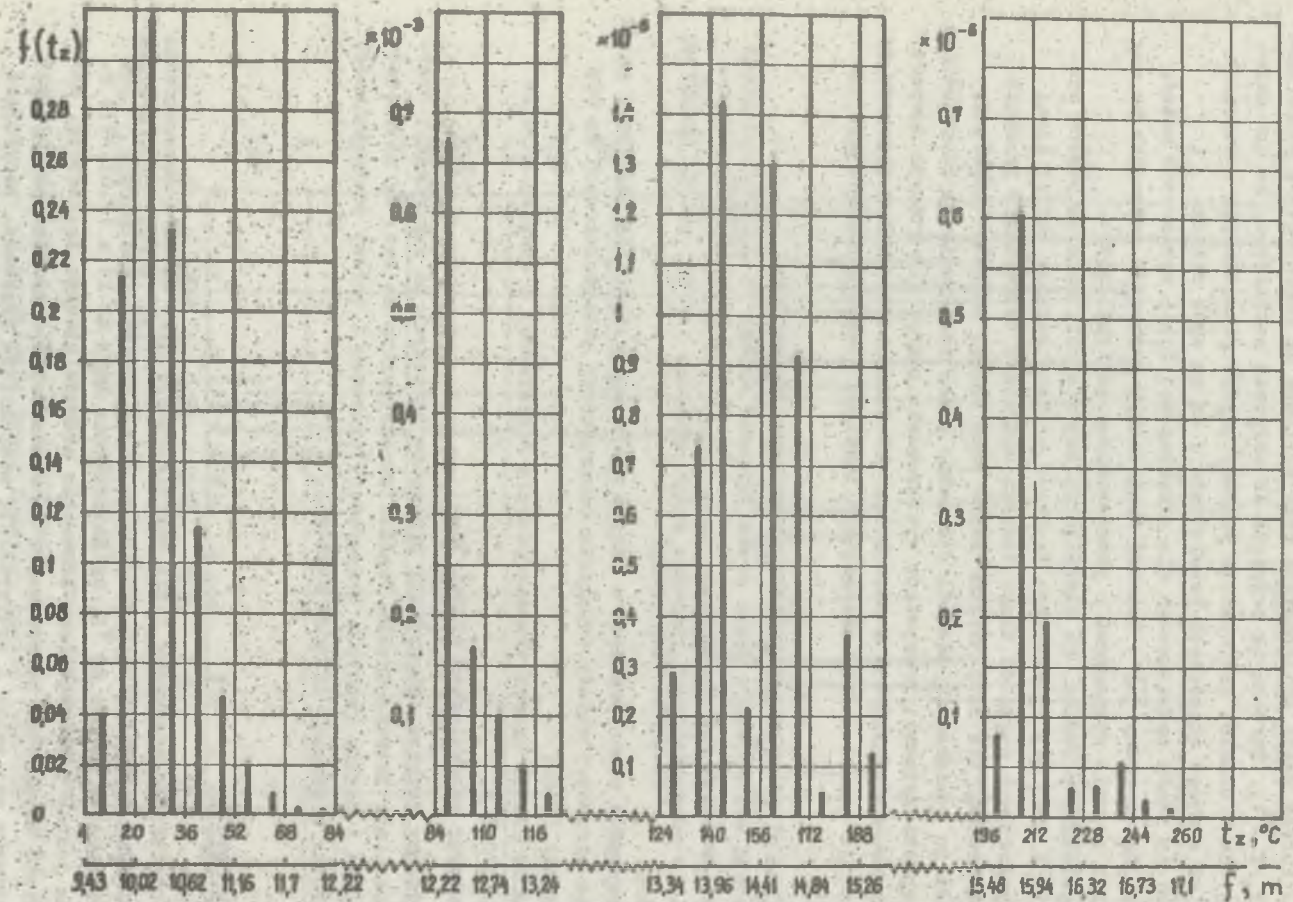
Temperatury przewodu, po zakończeniu zwarcia,obliczono za pomocą wzorów (15) i (16) dla dyskretnego rozkładu miejsca zwarcia wzdłuż linii oraz dyskretnych wartości czasu trwania zwarcia i temperatury przewodu przed zwarciem. Nie rozpatrywano zwarć poza linią. Rozkład temperatur przewodu po zakończeniu zwarcia otrzymano przez zsumowanie, z odpowiednimi prawdopodobieństwami, przypadków występowania zwarć, dla których temperatura końcowa mieściła się w określonym przedziale temperatury przewodu po zakończeniu zwarcia. Przy wyznaczaniu rozkładu przyjęto następujące założenia:

- rozkład miejsca zwarcia wzdłuż linii jest równomierny,
- częstość występowania zwarć przemijających wynosi 10 $\frac{1}{100km.a}$,natomiast zwarć trwałych 2,5 $\frac{1}{100km.a}$,
- udziały poszczególnych rodzajów zwarć wynoszą: 1f-75%, 2f-5%, 2f+z-15%, 3f-5%,
- w przypadku zwarć trwałych w drugim cyklu automatyki SPZ następuje skrócenie pierwszej strefy działania zabezpieczeń odległościowych do 80% długości linii,
- różnica między czasem trwania zwarcia w pierwszej i drugiej strefie wynosi 0,6 s,
- zawodność zabezpieczeń wynosi 5%.

Uzyskany rozkład temperatury przewodów roboczych po zakończeniu zwarcia dla linii Skawina-Kraków Prądnik przedstawiono na rys. 8, natomiast w tablicy 1 podano kwantyle temperatury przewodu i okresy powtarzalności temperatur większych od tych kwantyli.

7. Zakończenie

Obciążalność przewodów linii napowietrznych jest obecnie uwarunkowana temperaturą dopuszczalną długotrwale. Dla przewodów stalowo-aluminiowych temperatura ta wynosi 80 ^{o}C, wg Zarządzenia MGiE nr 29 z 17.07.1974 r. Nie ma jednak jednoznacznego kryterium uzasadniającego tę wartość. Niewątpliwie czynnikami wpływającymi na wartość temperatury dopuszczalnej długotrwale są: zwisy i wytrzymałość mechaniczna przewodu. Decydujące znaczenie mają zwisy; zmniejszenie wytrzymałości mechanicznej nie ma natomiast istotnego znaczenia.



Rys. 8. Rozkład prawdopodobieństwa temperatury końcowej (zwisu dla przęsła 350 m) przewodu po zakończeniu zwarcia dla linii Skawina-Kraków Prądnik

Fig. 8. Frequency of occurrences of final temperature after short-circuit of the ACSR 240/40 mm^2 (sag for span of 350 m length) for Skawina-Kraków Prądnik line

Tablica 1

Kwantyle i okresy powtarzalności temperatury przewodu t_z po zakończeniu zwarcia dla linii Skawina-Kraków Prądnik

Prawdopodobieństwo przekroczenia [%]	Rozkład temperatury	
	t_z [°C]	τ [a]
0,1	84,7	326
1	63	32,6
5	48,6	6,5

Znajomość rozkładów probabilistycznych temperatury przewodu i tym samym zwisów, daje możliwość bardziej poprawnej koordynacji dopuszczalnej obciążalności przewodów i gabarytów (wysokości) słupów. Analiza probabilistyczna pozwala również bardziej poprawnie skoordynować temperaturę dopuszczalną długotrwale i temperaturę dopuszczalną przy zwarciu (ta ostania wynosi obecnie 200°C).

LITERATURA

[1] Davis M.W.: A New Thermal Rating Approach, Part.2. IEEE Trans.on PAS, nr 3, 1977 r.

[2] Macełko J.: Modele statystyczno-probabilistyczne zmian temperatury przewodów roboczych linii napowietrznych wysokiego napięcia w warunkach normalnych i zwarciowych. Politechnika Śląska, Gliwice 1983 r. (praca doktorska).

[3] Macełko J., Popczyk J.: Ocena przekroczeń dopuszczalnych zwisów przewodów roboczych AFL-6 o przekroju 240 mm^2 dla linii 110 kV w stanach normalnych i podczas zwarć. Energetyka nr 7, 1984 r.

[4] Błaszczyk A.: Rozkłady prawdopodobieństwa prądu początkowego w sieci 110 kV. Sympozjum. Metody obliczania prądów zwarciowych w układach elektroenergetycznych. Łódź (sympozjum odbyło|| się w listopadzie 1985 r.).

[5] Recommendations for Overhead Lines. Draft-clearances on overhead lines. Vertical clearances. IEC Technical committee nr 11, June 1978 r. Part 1.

[6] House H.E, Tuttle P.D: Current Carrying Capacity of ACSR. AIEE Trans. on PAS, nr 40, 1959 r.

[7] Di Giacomo G., Paoli P., Tessadori G.: Thermal Behaviour of conductors in Overhead Power Lines Experiments and Simulations Method. June 1977 r.

[8] Lasek J.: Badania statystyczne uszkodzalności wyłączników oraz czasów trwania zwarć w sieciach 110 kV w aspekcie stosowania podejścia statystyczno-probabilistycznego w doborze urządzeń na warunki zwarciowe. Politechnika Śląska, Gliwice 1983 (praca magisterska).

Recenzent: doc. dr hab. inż. Kazimierz Kinsner

Wpłynęło do redakcji dn.15 kwietnia 1985 r.

ТОКОВЫЕ НАГРУЗКИ РАБОЧИХ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

ЧАСТЬ I

РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕРОЯТНОСТИ ТЕМПЕРАТУРЫ РАБОЧИХ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Р е з ю м е

В статье представлены уравнения для вычисления температуры сталь-алюминиевых проводов при установившемся и неустановившемся режимах передачи тепла. Распределения температуры провода AC 240/40 мм^2 при нагрузке рабочим током приведены на рис. 3, 4. Изображено влияние напряжения линии и эмиссионности провода на распределение его температуры. Указано, что при расчёте температуры провода после короткого замыкания можно принять адиабатический процесс нагрева. Это предложение использовано при непосредственном расчёте окончательной температуры провода после короткого замыкания (ур. 15, 16). Предложен метод вычисления распределения концевой температуры провода. Такое распределение вычислено для избранной линии 110 кв (рис. 8). В этих вычислениях использовано распределение времени короткого замыкания в сети 110 кв в Энергетическом Районе Гливице (рис. 7). Распределение температуры провода при нагрузке рабочим током, рекомендуется принимать как распределение начальной температуры провода до короткого замыкания. Показан риск превышения температуры провода при нагрузке рабочим током и током короткого замыкания (рис. 5 и таблица 1).

THE AMPACITY OF THE PHASE CONDUCTORS OF HIGH VOLTAGE OVERHEAD LINES

Part. I

THE CONDUCTOR TEMPERATURE DISTRIBUTIONS OF PROBABILITY IN OPERATING AND SHORT-CIRCUIT CONDITIONS

S u m m a r y

In the paper, the formulas for numerical determinations of ACSR conductor temperature in transient state and steady-state heat transfer are presented. The distributions of ACSR 240/40 mm^2 conductor temperature in operating conditions are given (Fig.3,4). The effect of line direction and conductor emissivity on distribution of conductor temperature are described. In determinations of conductor final temperature after short-circuit, the adiabatic heating can be assumption. This base is used in direct determinations of the ACSR final temperature (eqns. 15,16). The method of determination of conductor final temperature distribution is explained. Final temperature distribution has been computed for selected 110 kV overhead line (fig.8). In that computations frequency of occurrences of short-circuit time in 110 kV network in Gliwice Power Company have been used (fig.7). Conductor temperature distributions in operating conditions can be assumed the same as initial conductor temperature distributions before short-circuit. The risks of exceed of rated carrying temperatures in normal and short-circuit conditions are compared (see table 1 and fig.5).

ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1986

Seria: ELEKTRYKA z.99 Nr kol. 860

JERZY MACEŁKO

Zakład Budowy Sieci Elektrycznych
ELBUD - Katowice

OBCIĄŻALNOŚĆ PRZEWODÓW ROBOCZYCH LINII NAPOWIETRZNYCH WYSOKIEGO NAPIĘCIA

Część II

ANALIZA WARUNKÓW ATMOSFERYCZNYCH

Streszczenie. W artykule przedstawiono metodę uwzględnienia rozkładu kierunku wiatru przy obliczaniu rozkładu temperatury przewodu linii napowietrznej. Uwzględnienie rozkładu kierunku wiatru zmniejsza prędkości wiatru (rys.1) i zwiększa temperatury przewodu dla tych samych prawdopodobieństw wystąpienia. Podano wzory do przeliczania prędkości wiatru z wysokości pomiaru na wysokość przewodu (wzory 2,3). Zaproponowano dokładniejszy sposób obliczania mocy cieplnej promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię przewodu (wzór 4). Uwzględnia on promieniowanie słoneczne bezpośrednie, rozproszone oraz dodatkowo odbite od podłoża. Sposób ten daje wyższe o kilka K temperatury przewodu. Określono zależność regresyjną między bezpośrednim i całkowitym promieniowaniem słonecznym (wzory 5). Dokonano oceny korelacji między temperaturą powietrza, prędkością wiatru i promieniowaniem słonecznym. Wykazano, że w wyodrębnionych jednorodnych okresach czasu można założyć niezależność tych czynników.

1. Wprowadzenie

Temperatura przewodu linii napowietrznej zależy od prądu płynącego przewodem oraz od czynników atmosferycznych panujących wzdłuż linii, głównie prędkości wiatru i jego kierunku względem linii, temperatury powietrza oraz promieniowania słonecznego.

Celem określenia rozkładu temperatury przewodu niezbędna jest znajomość charakterystyk statystycznych wymienionych czynników oraz ich korelacji. Przeprowadzono analizy statystyczno-probabilistyczne czynników atmosferycznych w aspekcie ich wpływu na rozkład temperatury przewodu. Analizy te przeprowadzano na zbiorze cogodzinnych danych statystycznych za okres letni (kwiecień-październik 1976 r.) ze stacji meteorologicznych Katowice-Muchowiec i Chorzów Planetarium. Na podstawie analiz przyjęto dla całego okresu letniego łączne rozkłady prawdopodobieństwa czynników atmosferycznych, wyodrębniono natomiast w ciągu doby trzy jednorodne okresy:

1. $9^{00} - 17^{00}$,
2. $6^{00} - 8^{00}$; $18^{00} - 20^{00}$,
3. $21^{00} - 5^{00}$.

Analizy pozwoliły na wprowadzenie modyfikacji obliczania rozkładu temperatury przewodu w porównaniu z metodami dotychczas stosowanymi. Modyfikacje te dotyczą sposobu uwzględniania wiatru i promieniowania słonecznego. Sposób uwzględniania wpływu rozkładu temperatury otoczenia na rozkład temperatury przewodu nie budzi wątpliwości i nie jest rozważany w artykule.

2. Rozkład kierunku wiatru

W dotychczasowych pracach przy obliczaniu rozkładu temperatury przewodu nie uwzględniano rozkładu kierunku wiatru względem linii. Kierunek ten ma istotny wpływ na chłodzenie przewodu. Został on uwzględniony przez zastąpienie rozkładu prędkości V wiatru wiejącego pod zmiennym kątem względem linii (wiatr niezorientowany), rozkładem prędkości V_z tzw. wiatru zorientowanego, który wieje pod stałym kątem prostopadle do linii ($\omega = 0$) i odbiera z przewodu taką samą moc cieplną jak odpowiadający mu wiatr niezorientowany, tzn:

$$P_K(V,\omega) = P_K(V_z, \omega = 0) \qquad (1)$$

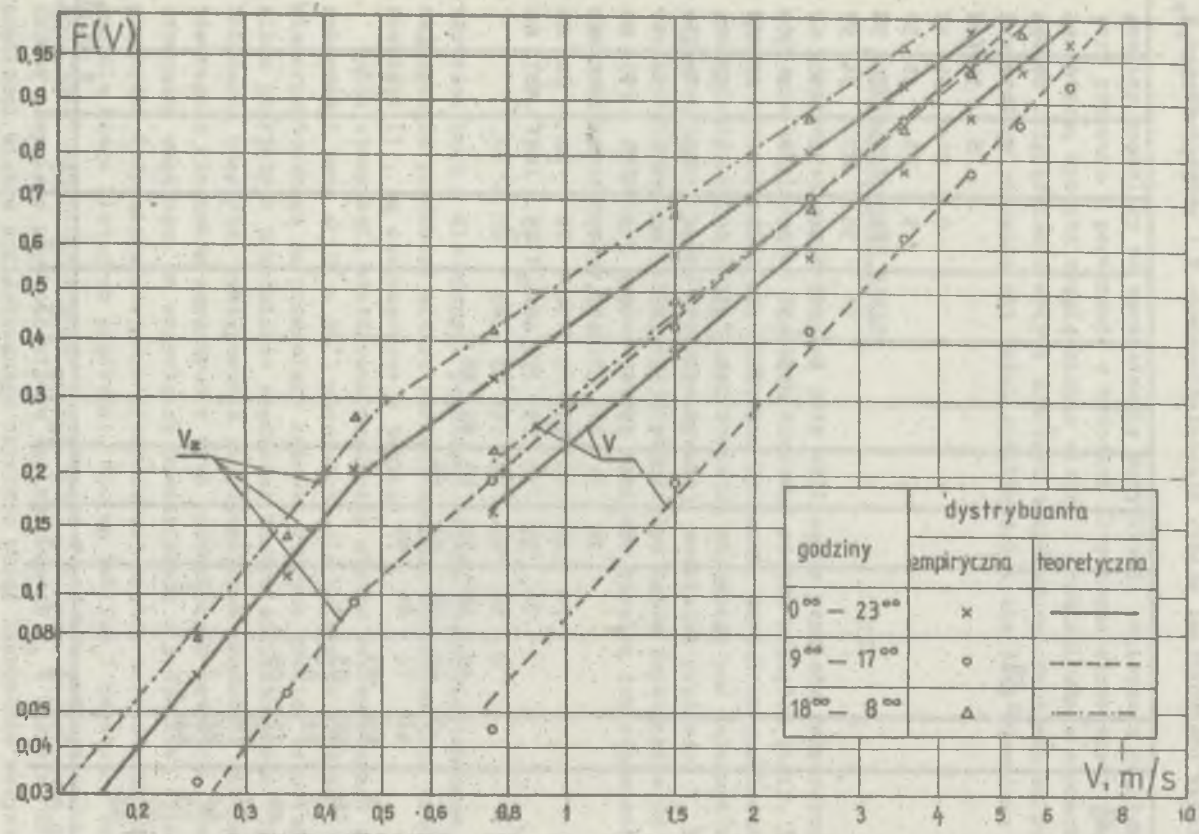
Wartości kąta ω dla różnych prędkości wiatru niezorientowanego i odpowiadających im prędkości wiatru zorientowanego, obliczone przy zachowaniu równości (1), są zamieszczone w tablicy 1.

Celem utworzenia histogramu prędkości wiatru zorientowanego zakres zmienności kąta ω ($0^\circ - 90^\circ$) podzielono dla kolejnych prędkości wiatru niezorientowanego na przedziały kątowe, których granice odpowiadają granicom przyjętych przedziałów prędkości wiatru zorientowanego (tablica 1). Obliczono częstości występowania poszczególnych prędkości wiatru niezorientowanego z kierunków zawartych w tych przedziałach kątowych. Następnie zsumowano częstości we wszystkich przedziałach o jednakowej dyskretnej prędkości (odpowiadającej tym przedziałom) wiatru zorientowanego uzyskując dla niego histogram prędkości, np. wg tablicy 1 częstości występowania wiatru niezorientowanego o prędkości $V = 2$ m/s pod kątem $\omega \in (74^\circ - 85^\circ)$ należy przypisać prędkość wiatru zorientowanego $V_z = 0{,}5$ m/s. Histogram prędkości wiatru zorientowanego uzyskano przez zsumowanie wszystkich częstości występujących w przedziałach, którym przypisano określone prędkości wiatru zorientowanego, np. wg tablicy 1 do prędkości 0,2 m/s histogramie dla wiatru zorientowanego należy zaliczyć częstości występowania wiatru

Tablica 1

Kąty ω kierunku wiatru względem normalnej do linii, określające zależność między prędkościami wiatru niezorientowanego V i zorientowanego V_z

V_z [m/s] \ ω [°]	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12													0
11,5													7
11												0	16
10,5												7	28
10											0	18	36
9,5											8	30	42
9										0	21	39	47
8,5										9	33	45	52
8									0	24	41	50	56
7,5									11	36	47	54	59
7								0	27	44	52	58	62
6,5								13	39	50	57	61	65
6							0	31	47	55	61	65	68
5,5							15	43	53	60	64	68	71
5						0	35	50	58	64	68	71	74
4,5						20	47	57	63	68	71	74	77
4					0	40	55	62	68	72	75	77	80
3,5					26	51	61	67	72	75	78	81	83
3				0	46	60	67	72	76	79	82	84	86
2,5				34	58	67	73	77	81	83	85	87	89
2			0	54	67	74	79	82	85	87	90		
1,5			45	66	75	81	85	88					
1		0	66	78	84	88							
0,75		44	74	84	89								
0,5	0	65	83										
0,45	16	68	85										
0,4	37	72	87										
0,35	48	75	89										
0,3	57	78											
0,25	64	82											
0,2	70	86											
0,15	77												
0,1	85												
0												V	[m/s]



Rys. 1. Funkcje rozkładu prędkości wiatru niezorientowanego V i zorientowanego V_z w siatce rozkładu Weibulla Kierunek linii E-W. Stacja meteorologiczna Katowice, okres (IV-X) 1976 r.

Fig. 1. Distribution functions of wind velocity V and normal to conductor wind velocity V_z in Weibull net. The same power loss from conductor by convection at V and V_z

niezorientowanego o prędkości 0,5 m/s wiejącego pod kątem $\omega \in (64^0-77^0)$ oraz częstości występowania wiatru niezorientowanego o prędkości 1 m/s wiejącego pod kątem $\omega > 82^0$.

Na rys. 1 przedstawiono w siatce rozkładu Weibulla dystrybuanty empiryczne i teoretyczne prędkości wiatru zorientowanego i niezorientowanego dla analizowanych danych statystycznych. W rozkładach tych przyjęto dla ciszy prędkość wiatru 0,5 m/s i azymut średni z azymutu wiatru poprzedzającego i kończącego ciszę[1]).

3. Pionowy profil prędkości wiatru

Przeliczenia prędkości wiatru z wysokości pomiaru na wysokość przewodów linii dokonuje się najczęściej wg empirycznego wzoru potęgowego.

$$V = V_1\left(\frac{z}{z_1}\right)^m , \qquad (2)$$

gdzie:

V - średnia prędkość wiatru na wysokości z,

V_1 - średnia prędkość wiatru na wysokości z_1,

m - współczynnik zależny od stanu równowagi atmosfery.

W wytycznych [6] rozróżnia się sześć stanów równowagi atmosfery, którym odpowiadają wartości współczynnika m zestawione w tablicy 2.

Tablica 2

Stany równowagi atmosfery wg [6]

Stan równowagi atmosfery	m
silnie niestabilna	0,08
niestabilna	0,143
lekko niestabilna	0,196
obojętna	0,270
stała	0,363
silnie stała	0,440

[1]) Stosowane na stacjach meteorologicznych przyrządy do pomiaru prędkości wiatru posiadają bezwładność, która uniemożliwia pomiar prędkości mniejszych od ok. 0,8 m/s. Notowane jest wówczas występowanie ciszy, której uwzględnianie powoduje istotne zawyżenie obliczonych temperatur przewodu dla małych prędkości wiatru. Istnieje zatem potrzeba przyjęcia dla ciszy pewnej prędkości wiatru.

Dla analizowanych danych statystycznych sporządzono rozkłady współczynnika m w różnych godzinach doby, dla różnych pór roku i prędkości wiatru. W zakresie prędkości V ∈ (0÷5) m/s średnie wartości współczynnika m dla poszczególnych godzin doby aproksymowano wzorem:

$$m = (a - bV^c)(\cos 2\pi \frac{h}{22} + 1) + d\,V + e, \qquad (3)$$

gdzie:

V - prędkość wiatru, m/s,

h - godzina dnia, h,

a,b,c,d,e - współczynniki obliczone dla wyodrębnionych okresów roku (tablica 3).

Tablica 3

Wartości współczynników we wzorze (3)

Współczynnik / Pora roku	a	b	c	d	e
zima	0,105	0,01	1,3	0,01	0,21
wiosna-jesień	0,15	0,02	1,05	0,02	0,12
lato	0,18	0,015	1,3	0,02	0,08

Przy prędkości wiatru 6 i 7 m/s występują tylko dwa stany równowagi atmosfery: lekko niestabilna i obojętna. Wypadkowe wartości współczynnika m wynoszą dla analizowanych danych w okresie od kwietnia do października, 0,244 dla prędkości 6 m/s i 0,256 dla prędkości 7 m/s, natomiast w okresie od listopada do marca wynoszą 0,267 dla prędkości 6 m/s i 0,269 dla prędkości 7 m/s. Przy prędkości wiatru równej lub większej niż 8 m/s występuje tylko stan równowagi obojętnej.

4. Promieniowanie słoneczne

Na powierzchnię przewodu pada promieniowanie słoneczne bezpośrednie, rozproszone w atmosferze Ziemi oraz odbite od podłoża. Dotychczas w pracach, np. [1,2], uwzględniano promieniowanie bezpośrednie i rozproszone padające na powierzchnię rzutu przewodu prostopadłego do promieni słonecznych. Dokładniejszy sposób obliczania promieniowania słonecznego padającego na przewód oparty jest na następujących założeniach:

- promieniowanie słoneczne bezpośrednie absorbowane jest przez powierzchnię rzutu przewodu prostopadłego do promieni słonecznych,
- promieniowanie słoneczne rozproszone absorbowane jest przez przewód górną połową jego powierzchni,

- promieniowanie słoneczne całkowite odbite od podłoża absorbowane jest przez przewód dolną połową jego powierzchni.

Wynika na ich podstawie wzór do obliczania mocy cieplnej promieniowania słonecznego padającego na przewód:

$$P_p = Q_b\, d \sin\Theta + 0{,}5\pi d(Q_r + rQ_c),\ W/m$$
$$\Theta = \arccos\left[\cos(h_s)\cos(\gamma_s - \gamma_1)\right], \tag{4}$$

gdzie:

Q_b - gęstość strumienia cieplnego bezpośredniego promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię poziomą, W/m^2,

Q_r - gęstość strumienia cieplnego rozproszonego promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię poziomą, W/m^2,

$Q_c = Q_b + Q_r$ - gęstość strumienia cieplnego całkowitego promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię poziomą, W/m^2,

r - współczynnik odbicia promieniowania od ziemi (albedo)

d - średnica przewodu, m,

Θ - kąt padania bezpośredniego promieniowania słonecznego na przewód,

h_s - wysokość Słońca,[1)]

γ_s, γ_1 - azymut Słońca, linii.

Między bezpośrednim i całkowitym promieniowaniem słonecznym istnieje silna korelacja, co pozwoliło na określenie zależności regresyjnych między nimi:

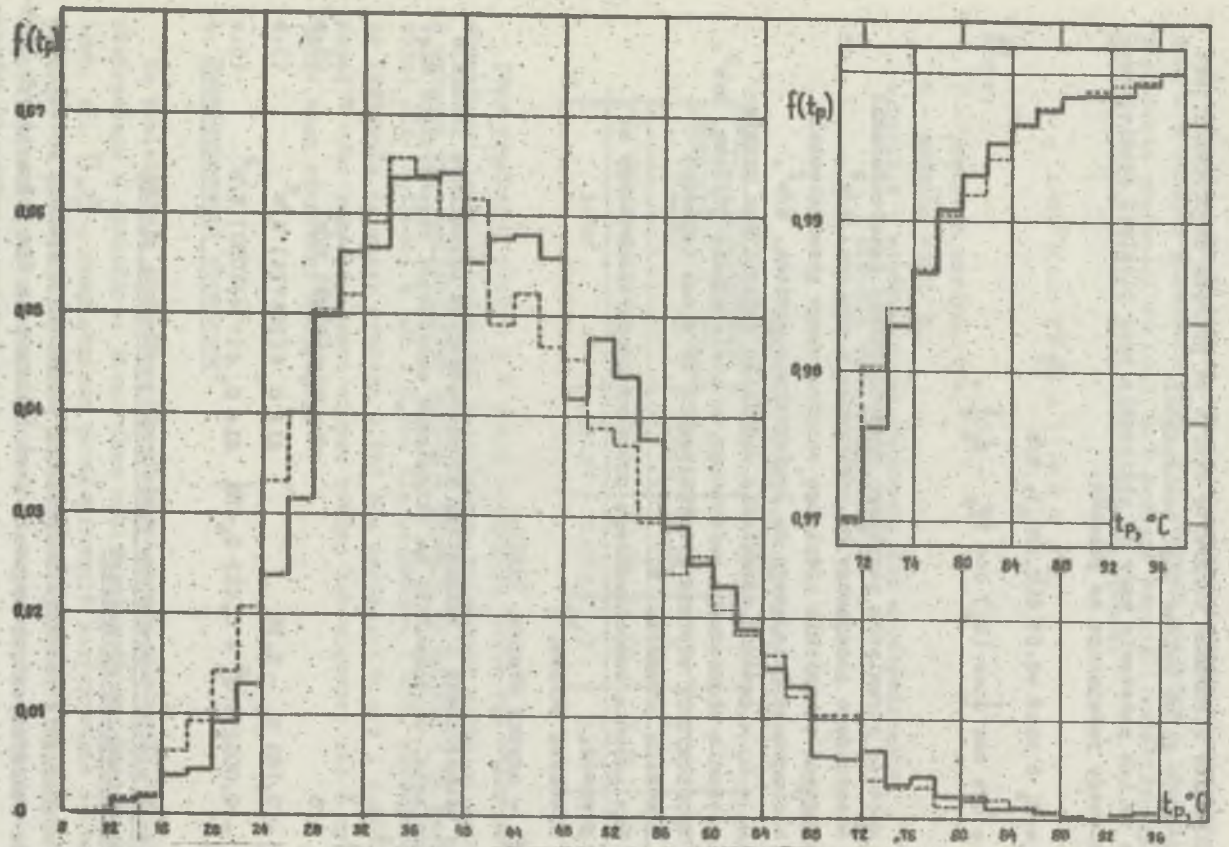
$$Q_b = 0 \qquad \text{dla } Q_c \in (0 \div 20)\ W/m^2 \tag{5.a}$$
$$Q_b = 0{,}169\, Q_c - 3{,}38 \qquad \text{dla } Q_c \in (20 \div 174)\ W/m^2 \tag{5.b}$$
$$Q_b = 0{,}000258\, Q_c^2 + 0{,}553\, Q_c - 78 \qquad \text{dla } Q_c \in (174 \div 1050)\ W/m^2 \tag{5.c}$$

5. Korelacja między temperaturą powietrza, prędkością wiatru i promieniowaniem słonecznym

Przy wyznaczaniu rozkładu temperatury przewodów w oparciu o rozkłady czynników atmosferycznych wygodnie jest założyć, że dla jednorodnych okresów czasu czynniki atmosferyczne są niezależne. Celem weryfikacji takiego założenia przeprowadzono obliczenia komputerowe rozkładu temperatury przewodu AFL-6 240 mm^2 dwoma metodami:

---

1) Definicję i sposób obliczenia wysokości Słońca podano w pracy [7].



Rys. 2. Rozkłady prawdopodobieństwa temperatury t_p przewodu AFL-6 240 mm^2 obciążenia prądem 645 A
——rozkład dokładny,- - -rozkład obliczony metodą Monte Carlo z podziałem doby na jednorodne okresy

Fig. 2. Frequency of occurrence of the ACSR 240/40 mm^2 conductor temperature t_p, current load 645 A
——accurate distribution,- - -distribution computed by Monte Carlo method without correlation between atmospheric factors

- Obliczono dokładny rozkład cogodzinnej temperatury przewodu w oparciu o zestawy cogodzinnych danych dotyczących warunków atmosferycznych. Uwzględniono zatem korelację (o ile ona istnieje) między czynnikami.
- Obliczono rozkład temperatury przewodu metodą Monte Carlo w oparciu o opracowane rozkłady: prędkości wiatru, temperatury powietrza i promieniowania słonecznego, zakładając całkowitą ich niezależność w jednorodnych okresach czasu.

Porównanie dokładnego rozkładu temperatury przewodu z rozkładem obliczonym metodą Monte Carlo przedstawiono na rys. 2.

Przeprowadzono za pomocą testów istotności weryfikację hipotezy, że rozkład dokładny temperatury przewodu oraz rozkład temperatury przewodu obliczony metodą Monte Carlo z podziałem doby na jednorodne okresy pochodzą z jednej populacji. Zastosowano testy serii, rangowanych znaków oraz test Kołmogorowa-Smirnowa. Z przeprowadzonej weryfikacji wynika, że w wyodrębnionych jednorodnych okresach można założyć niezależność rozkładów temperatury powietrza, prędkości wiatru i promieniowania słonecznego.

Przeprowadzono także weryfikację rozkładów bez podziału doby na jednorodne okresy. Test Kołmogorowa-Smirnowa wykazał jednak rozbieżność obu rozkładów na poziomie istotności $\alpha = 0{,}05$; testy serii i rangowanych znaków wykazały zgodność rozkładów.

6. Zakończenie

Analizy warunków atmosferycznych, których wyniki przedstawiono w artykule, zostały przeprowadzone na danych statystycznych dotyczących warunków atmosferycznych z jednego roku dla terenu GOP. Dane te są wystarczające dla oceny istnienia korelacji między czynnikami atmosferycznymi. Natomiast zależności regresyjne między bezpośrednim i całkowitym promieniowaniem słonecznym (wzory (5)) oraz współczynniki we wzorze (3) do obliczania pionowego profilu prędkości wiatru nie mogą być uogólnione dla okresów wieloletnich i terenu całego kraju.

Nieuwzględnienie rozkładu kierunku wiatru oraz uproszczony sposób obliczania mocy cieplnej promieniowania słonecznego padającego na przewód prowadzą do zaniżenia obliczanych temperatur przewodu. Przedstawione w artykule sposoby uwzględniania powyższych czynników dają w obliczeniach dokładniejsze, wyższe o kilka K temperatury przewodu.

W wyodrębnionych jednorodnych okresach można założyć niezależność rozkładów temperatury powietrza, prędkości wiatru i promieniowania słonecznego, co znacznie upraszcza obliczanie rozkładu temperatury przewodu.

LITERATURA

[1] House H.E., Tuttle P.D.: Current Carrying Capacity of ACSR. AIEE Trans. on PAS, nr 40, 1959.
[2] Di Giacomo G., Paoli P., Tessadori G.: Thermal Behaviour of conductors in Overhead Power Lines Experiments and Simulations Methods. June, 1977.
[3] Osadnik J.: Modele statystyczno-probabilistyczne temperatury przewodów roboczych w normalnych warunkach pracy. Praca magisterska, Politechnika Śl., Gliwice 1983.
[4] Fraser H.M.: Wind Profile and Tower Shadow Measurements at the Nelson River Test Line. CIGRE, X, 1969.
[5] Sztyler A.: Zmętnienie atmosfery i osłabienie promieniowania Słońca jako czynnik zanieczyszczenia powietrza w centralnej części GOP. Oprac. Inst, Kształtowania Środowiska, Katowice 1981.
[6] Wytyczne obliczania stanu zanieczyszczenia powietrza atmosferycznego. Oprac IM i GW Warszawa 1977.
[7] Murray W. Davis: A New Thermal Rating Approach, Part 3, IEEE Trans. on P.A.S. nr 2, 1978.

Recenzent: doc. dr hab. inż. Kazimierz Kinsner

Wpłynęło do redakcji dn.15 kwietnia 1985 r.

ТОКОВЫЕ НАГРУЗКИ РАБОЧИХ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

ЧАСТЬ II

АНАЛИЗ АТМОСФЕРНЫХ УСЛОВИЙ

Р е з ю м е

В статье представлен метод учёта распределения направления ветра при вычислении распределения температуры проводов воздушных линий. Введение распределения направления ветра в этих вычислениях уменьшает скорость ветра (рис.1) и увеличивает температуру провода для определённых вероятностей выступания. Представлены формулы для пересчёта скорости ветра на высоте измерения до высоты провода(ур. 2, 3). Предложен более точный способ расчёта тепловой мощности солнечной радиации падающей на поверхность провода (ур. 4). Этот способ учитывает непосредственную, рассеянную и добавочно отражённую солнечную радиацию. Это даёт несколько градусов выше для температуры

проводов. Определена регрессивная зависимость между непосредственной и полной солнечной радиациями (ур. 5) . Произведена оценка корреляции между температурой воздуха, скоростью ветра и солнечной радиацией. Независимость этих факторов рекомендуется принимать в однородных периодах времени (рис.2).

THE AMPACITY OF THE PHASE CONDUCTORS OF HIGH VOLTAGE OVERHEAD LINES

Part. II

THE ANALYSIS OF ATMOSPHERIC CONDITIONS

S u m m a r y

In the paper, the method of application of wind direction distribution in computations of overhead conductor temperature distribution is presented. The introduce of wind direction distribution in that computations gives wind velocities reduction (fig.1) and conductor temperatures increase at the same probability of occurrence. The formulas for wind velocity computation depending on conductor height above ground are presented (eqn. 2,3). More accurate method of computation of the power gain due to solar irradiation is proposed (eqn. 4). This method takes into account direct, diffuse and additionally reflected solar radiation. It gives a few Kelvin degrees higher conductor temperatures. The regressive equations of direct solar radiation due to total solar radiation are presented (eqn. 5). The appreciation of correlation between air temperature, wind velocity and solar radiation is given. The independence of those factors can be assumed (see fig. 2).

ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1986

Seria: ELEKTRYKA z. 99 Nr kol. 860

ZBIGNIEW GACEK
WIKTOR KIŚ

Instytut Elektorenergetyki i Sterowania
Układów Politechniki Śląskiej

OCENA NARAŻENIA IZOLACJI DOZIEMNEJ W SIECIACH MIESZANYCH ŚREDNIEGO NAPIĘCIA PRZY PRZEPIĘCIACH PIORUNOWYCH

Streszczenie. W artykule zarysowano problem określania i oceny narażeń przepięciowych w elektroenergetycznych sieciach mieszanych napowietrzno-kablowych średniego napięcia. Rozważania przeprowadzono dla najprostszego a jednocześnie najbardziej zagrożonego pod względem przepięciowym układu sieciowego: linia napowietrzna - linia kablowa - stacja (z otwartym odłącznikiem liniowym).

Jakościowy opis przebiegów falowych oparty jest o klasyczną teorię fal wędrownych, przemieszczających się w obwodach o parametrach rozłożonych. W rozważaniach ilościowych wykorzystano wyniki zagranicznych analiz i badań modelowych, odnoszących się do sieci mieszanych średniego napięcia. Uwzględniono jedynie przepięcia spowodowane przez bezpośrednie uderzenia piorunów w elementy konstrukcyjne linii napowietrznej (przy założeniu jednakowego prawdopodobieństwa uderzenia w słupy i przewody robocze).

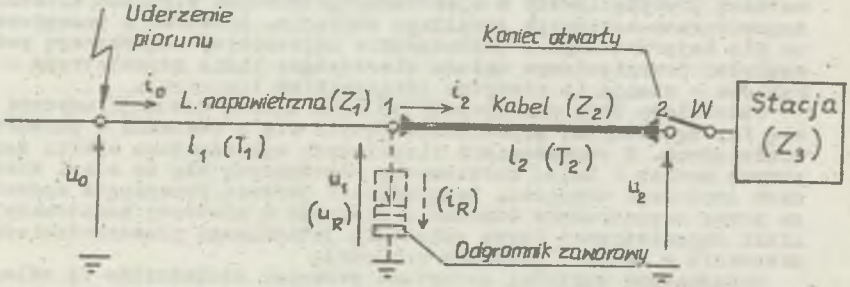
Spodziewane wartości szczytowe przepięć uzależniono od odległości miejsca uderzenia piorunu od głowicy kablowej, rozróżniając trzy możliwe przedziały długości strefy narażenia piorunowego. Podjęto próbę ilościowej oceny narażenia przepięciowego izolacji doziemnej urządzeń w konkretnym układzie sieciowym 30 kV, zarówno przy pominięciu, jak i przy uwzględnieniu odgromników zaworowych w pobliżu głowicy kablowej.

1. Wprowadzenie

Układy napowietrzno-kablowe, zwane również mieszanymi, zawierają odcinki linii kablowych połączone z liniami napowietrznymi (bezpośrednio lub za pośrednictwem transformatorów). Są one coraz częściej fragmentami sieci rozdzielczych miejskich i przemysłowych, przede wszystkim średniego napięcia (SN), tzn. od 6 do 30 kV. W celu określenia poprawnej współpracy linii napowietrznych i kablowych konieczna jest m.in. ocena specyficznego narażenia przepięciowego układów mieszanych, spowodowanego przede wszystkim uderzeniami piorunów w elementy linii napowietrznych lub w ich pobliżu [4]. Obydwa przypadki są równoznaczne z wprowadzeniem do układu fal przepięciowych, rozchodzących się z dużą prędkością od miejsca uderzenia piorunu. W referacie dokonano próby oceny narażenia przepięciowego wybranych elementów sieci mieszanych SN, w oparciu o wyniki obliczeń i pomiarów - przy uwzględnieniu środków ochrony przeciwprzepięciowej.

2. Teoretyczne podstawy opisu przepięć piorunowych w wybranych sieciach mieszanych

W rozważaniach technicznych, zjawiska przepięciowe w sieciach mieszanych rozpatruje się najczęściej w oparciu o klasyczną teorię fal wędrownych w obwodach o stałych rozłożonych [1,2] .
Zakłada się przy tym uproszczony, jednoprzewodowy schemat obliczeniowy w postaci układu doziemnego jednej linii napowietrznej, połączonej z urządzeniami stacyjnymi za pośrednictwem kabla (rys. 1). Zwykle rozpatruje się przypadek najprostszy i jednocześnie najgroźniejszy, gdy układ nie jest chroniony odgromnikami a wyłącznik na stacyjnym końcu kabla jest otwarty.



Rys. 1. Uproszczony schemat do obliczeń przepięciowych w sieci mieszanej
Fig. 1. Simplified scheme for calculation of overvoltages in overhead-cable line networks

Ze względu na znacznie zróżnicowane wartości doziemnych impedancji falowych linii napowietrznej (Z_1 = 350...500 Ω) i linii kablowej (Z_2=15...75 Ω) skutkiem nadejścia fali początkowej (u_o,i_o) do punktu węzłowego (1) jest dynamiczny stan nieustalony, który można opisać ogólnie za pomocą układu równań:

$$u_o + u_{11} = u_{2p} \quad \text{oraz} \quad i_o + i_{11} = i_{2p}, \tag{1}$$

gdzie: $i_o = \frac{u_o}{Z_1}$ - fala prądowa początkowa; $i_{2p} = \frac{u_{2p}}{Z_2}$ - fala prądowa przepuszczona na linię kablową; $i_{11} = -\frac{u_{11}}{Z_1}$ - składowa fala prądowa odbita od punktu węzłowego (wracająca na linię napowietrzną). Dla określonego rodzaju napięcia wymuszającego (w postaci wędrownej fali przepięciowej u_o) oraz zadanych parametrów falowych po obu stronach węzła 1, układ równań (1) umożliwia obliczenie fali napięciowej przepuszczonej:

$$u_{2p} = \frac{2Z_2}{Z_1+Z_2}\, u_o = \alpha_{12}\, u_o, \qquad (2)$$

przy czym $\alpha_{12} = \frac{2Z_2}{Z_1+Z_2} < 1$ - współczynnik przepuszczenia z linii napowietrznej na linię kablową.

Fala przepuszczona, opisana równaniem (2), dochodząc do końca kabla trafia na punkt węzłowy 2, dla którego są również słuszne zależności określone dla węzła 1, z tym jednak, że jako falę nadchodzącą (wymuszającą) należy traktować falę u_{2p}, i_{2p}. Wynika stąd, że napięciowa fala przepuszczona może być w tym przypadku opisana formalnie następująco:

$$u_{3p} = \frac{2Z_3}{Z_2+Z_3}\, u_{2p} = \alpha_{23} u_o, \qquad (3)$$

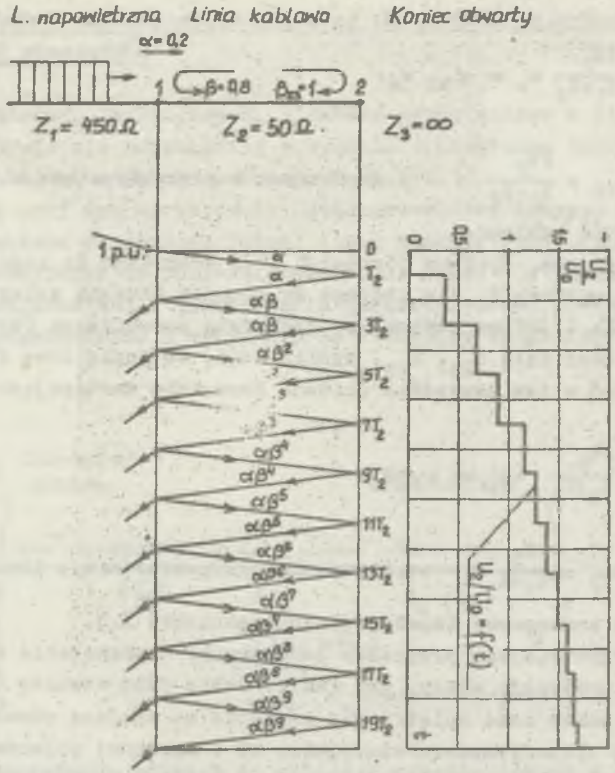
przy czym $\alpha_{23} = \frac{2Z_3}{Z_2+Z_3}$ - współczynnik przepuszczenia z linii kablowej do stacji (o zastępczej impedancji obliczeniowej Z_3).

Najniekorzystniejszy przypadek teoretyczny - podwojenie się napięcia w węźle 2 - występuje wtedy, gdy koniec kabla jest otwarty ($Z_3 = \infty$). Praktycznie takie samo spiętrzenie napięcia ma miejsce również w przypadku przyłączenia transformatora stacyjnego SN o znacznej pojemności wejściowej (C_w = 1000...4000 pF) i obliczeniowej impedancji falowej (Z_3 = 2000...4000Ω).

Rozpatrując zjawiska przepięciowe w powyższym układzie (w przedziale czasowym dłuższym od podwojonego czasu propagacji w odcinku kabla), należy uwzględnić kolejne odbicia wielokrotne fal w punktach węzłowych 1 i 2, posługując się np. metodą graficzną Bewley'a [1,2,3]. Napięcie w dowolnym punkcie kabla jest bowiem równe w każdej chwili sumie fal biegnących w obu kierunkach. Z przykładu podanego na rys. 2 wynika, że napięcie na otwartym końcu kabla (lub na przyłączonych urządzeniach stacyjnych) może znacznie przewyższać wartość szczytową fali nadchodzącej.

Przepięcia na końcach kabla w układzie linia napowietrzna-kabel z odgromnikiem zaworowym na liniowym końcu kabla (przy otwartym wyłączniku w stacji) zależą przede wszystkim od:

- kształtu i wartości szczytowych fali prądowej i_o oraz fali napięciowej u_o w miejscu uderzenia piorunu w linię napowietrzną,
- odległości punktu węzłowego linia-kabel od miejsca uderzenia piorunu (l_1), wyrażonej przez czas propagacji $T_1 = l_1/v_1$,
- długości odcinka kabla (l_2), wyrażonej przez czas propagacji $T_2 = l_2/v_2$,
- impedancji falowych linii napowietrznej (Z_1) i kablowej (Z_2),



Rys. 2. Przykład wyznaczania przebiegu fali napięciowej w punkcie węzłowym 2 metodą graficzną Bewley'a [4]

Fig. 2. Example of estimation of voltage wave in the node 2 using graphical Bewley's method [4]

- udarowego napięcia zapłonowego odgromnika (U_z),
- charakterystyki napięciowo-czasowej (ochronnej) odgromnika.

Wyrażenie fal napięciowych w postaci przebiegów czasowych w punktach węzłowych (w każdym z końców kabla) jest w ogólnym przypadku zadaniem trudnym, a uzyskiwane wyniki analityczne są niezbyt przydatne w praktyce [3]. Zazwyczaj jest ono dokonywane przy daleko idących założeniach upraszczających, sprowadzających się do:

- rozpatrywania uderzenia piorunu w linię napowietrzną daleko od liniowej głowicy kablowej ($T_1 \gg T_2$),
- założenia przepięcia nadbiegającego z linii napowietrznej w postaci fali o kształcie prostokątnym i wielokrotnie dłuższej od długości kabla,
- pominięcia zjawiska tłumienia oraz odbić fal od miejsca uderzenia piorunu.

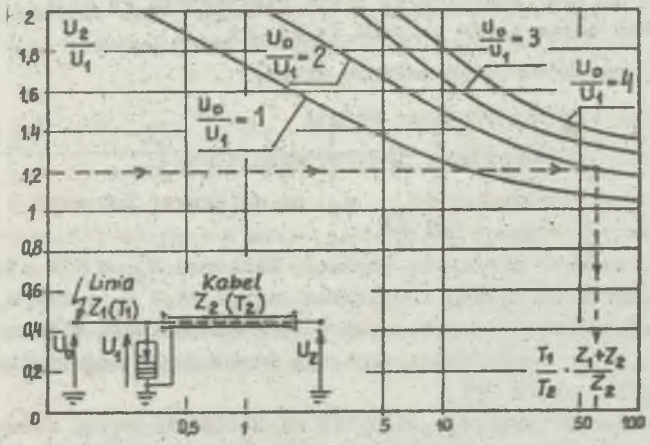
Przy takich założeniach można uzasadnić [3] , że wartości szczytowe przepięć na stacyjnym oraz liniowym końcu kabla w chwili dojścia do niego n-tej fali odbitej od końca przeciwległego wynoszą odpowiednio:

$$u_2(t = T_1 + T_2 + 2nT_2) = 2U_0(1 - \beta_{21}^{n+1}), \tag{4}$$

$$u_1(t = T_1 + 2nT_2) = U_0\left[2 - \beta_{12}^{n}(1 + \beta_{21})\right], \tag{5}$$

przy czym $\beta_{21} = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2}$ - współczynnik odbicia dla fali biegnącej z kabla do linii napowietrznej; U_0 - wartość szczytowa fali napięciowej nadchodzącej z linii w wyniku dalekich uderzeń piorunów (ograniczona od góry wytrzymałością udarową piorunową izolacji liniowej).

Wzory (4) i (5) nie uwzględniają jednak działania odgromnika zaworowego, obcinającego przepięcia w węźle 1 do poziomu zbliżonego do wartości udarowego napięcia zapłonowego ($U_1 = U_R \approx U_z$). Zależności empiryczne między wielkościami ujętymi w tych wzorach, z uwzględnieniem działania odgromnika zaworowego, podano na rys. 3.



Rys. 3. Względne amplitudy przepięć na końcach kabla w zależności od parametrów falowych układu linia-kabel z odgromnikiem zaworowym [7]

Fig. 3. Relationship between relative magnitudes of overvoltages on cable line ends and parameters of the overhead-cable network with lightining arresters [7]

3. Ocena narażenia przepięciowego kabli w wybranej sieci mieszanej SN

W dostępnej literaturze nie znaleziono wyników badań eksploatacyjnych lub modelowych, pozwalających na określenie narażenia przepięciowego izolacji kablowej w sieciach mieszanych SN. Próbę oceny tego narażenia podjęto w oparciu o wyniki obliczeń spodziewanych wartości przepięć piorunowych nadchodzących z linii napowietrznych [4] , przyjmując wymienione poniżej założenia.

- Rozpatruje się układ linia napowietrzna-kabel-stacja 30 kV, zawierający linię napowietrzną o impedancji falowej $Z_1 = 360\ \Omega$ (bez przewodu odgromowego na całej długości) oraz linię kablową o impedancji falowej $Z_2 = 25\ \Omega$.
- Nie uwzględnia się wielokrotnych odbić fal przepięciowych w linii napowietrznej oraz możliwości wystąpienia przeskoków międzyfazowych.
- Przy uderzeniu piorunu w słup, fala przepięciowa przedostaje się na przewód roboczy linii w wyniku przeskoku odwrotnego, jej wartość szczytowa (w kV) wynosi:

$$U_o \cong I_{pR} R_s + L'_s h_s \overline{s}_I , \qquad (6)$$

gdzie: $I_{pR} \cong I_{po}$ - wartość szczytowa prądu piorunowego płynącego przez słup, zbliżona do tzw. zwarciowego prądu piorunowego (w kA);

s_I - stromość czoła prądu piorunu (w $kA.\mu s^{-1}$);

$R_s = 10\Omega$ - rezystancja uziemienia słupa;

$h_s = 12{,}2$ m - średnia wysokość słupa;

$L'_s = 0{,}7\ \mu H.m^{-1}$ - jednostkowa indukcyjność słupa.

- Parametry prądu piorunowego (I_{po}, s_I) są zmiennymi losowymi o dystrybuantach podanych w pracy [6] x).
- Wytrzymałość udarowa piorunowa izolacji liniowej $U_{pp} = 170$ kV, natomiast izolacji urządzeń za węzłem linia-kabel wynosi $1{,}2\ U_z = 1{,}2\ U_o/2$ [8] .
- Stosunek wartości szczytowych przepięcia nadchodzącego z linii napowietrznej ($U_o = U_{pp}$) do udarowego napięcia zapłonowego odgromnika zaworowego (U_z) wynosi ok. 2 [9].
- Narażenie izolacji kablowej zależy od częstości przepięć nadchodzących z linii o amplitudach zbliżonych lub równych U_{pp}.
- Rozpatruje się trzy strefy możliwych uderzeń w linię napowietrzną względem liniowej głowicy kabla:

x) Parametry prądów piorunowych i prawdopodobieństwa ich występowania znaleść można również w materiałach VII SPETO [5] .

a) w odległości $l_b \leqslant 400$ m (2 przęsła linii), w której amplituda przepięć zależy przede wszystkim od parametrów piorunów, rezystancji uziemienia i indukcyjności słupa;
b) w odległości $400 < l_d \leqslant 3000$ m, w której amplituda przepięć jest w przybliżeniu równa wartości U_{pp};
c) w odległości większej od 3000 m (fala nadchodząca do węzła linia kabel jest wytłumiona do wartości bezpiecznej dla izolacji rozpatrywanego układu).

- Prawdopodobieństwa uderzenia piorunu w słup i przewód roboczy linii napowietrznej są w przybliżeniu jednakowe (po ok. 0,5).
- Powierzchnie strefy uderzeń piorunów wokół odcinka linii napowietrznej (w km^2):

$$S \cong 10\, h_{śr}\, l \cdot 10^{-6} \tag{7}$$

przy czym $h_{śr} = 9$ m - średnia wysokość zawieszenia przewodu roboczego linii; l - długość rozpatrywanego odcinka linii napowietrznej (w m).

- Spodziewana liczba uderzeń piorunów w ciągu roku w danym terenie wynika z wartości wskaźnika aktywności burzowej $n_r = 1...4$ uderzeń /km^2.rok.
- Prawdopodobieństwa $P(s_n)$ występowania prądu piorunowego o największych stromościach czoła zawartych w rozpatrywalnych kolejno n = 8 przedziałach (na podstawie dystrybuanty $P(s_I)$ z pracy [6]):

s_I, kA.μs^{-1}	0...4	4...6	6...10	10...15	15...20	20...30	30...60	60...100
$P(s_n)$	0,01	0,04	0,15	0,25	0,20	0,23	0,11	0,01

W przypadku uderzeń w słup linii napowietrznej blisko głowicy kablowej (do 400 m), przepięcie przedostanie się na przewód roboczy wskutek przeskoku odwrotnego, gdy: $I_{pR} R_s + I_s' h_s s_I \geqslant U_{pp} = 170$ kV (patrz wzór (6)). Prawdopodobieństwo wystąpienia przeskoku odwrotnego dla przyjętych przedziałów wartości stromości czoła prądu piorunowego: $P_{bs} = \sum_n P(s_n)$.

. $P(I_{pn}) = 0{,}964$, natomiast prawdopodobieństwa przekroczenia określonych wartości szczytowych prądu piorunu ($I_{po} > I_{pn}$), wynikające z dystrybuanty $P(I_{po})$ podanej w pracy [6], wynoszą:

s_n, kA.μs^{-1}	4	6	10	15	20	30	60	100
$I_{pn} \geqslant \frac{U_{pp} - I_s' h_s s_n}{R_s}$, kA	13,6	11,9	8,5	4,2	Przeskok odwrotny niezależnie od wartości I_{pn}			
$P(I_{pn})$	0,75	0,8	0,88	0,97	1			

Przy uderzeniu piorunu w przewód roboczy w strefie bliskiej głowicy kablowej, wartość szczytowa przepięcia nie przekroczy poziomu U_{pp}, jeśli $0,5\ I_{pR}\ Z_1 < U_{pp}$. Prawdopodobieństwo niespełnienia tego warunku jest równoznaczne z prawdopodobieństwem wystąpienia wartości szczytowej prądu piorunu: $I_{pR} > 2U_{pp}/Z_1 = 0,94$ kA, wynoszącym $P_{bp} = 1$ [6]. Uwzględniając, że liczba uderzeń piorunów w strefę bliską: $N_b \cong 10\ h_{śr}\ l_b\ n_r \cdot 10^{-6} = 0,036...0,144$ a ponadto, że liczba uderzeń w słupy i przewody jest praktycznie taka sama, więc: $N_{bs} \cong N_{bp} \cong 0,5\ N_b = 0,018...0,072$. Wynikająca stąd spodziewana liczba przepięć o wartościach szczytowych $U_o \geqslant U_{pp}$ wynosi: $N_{ob} \cong N_{bs}\ P_{bs} + N_{bp}\ P_{bp} = 0,035...0,141$.

Liczba uderzeń piorunów w ciągu roku w strefę daleką: $N_d \cong 10\ h_{śr}(l_d - l_b)\ n_r \cdot 10^{-6} = 0,234...0,936$ a ponieważ prawdopodobieństwo nadejścia z linii przepięcia o wartości $U_o \approx U_{pp}$ wynosi z założenia $P_d \approx 1$, więc spodziewana liczba przepięć nadchodzących w takim przypadku do głowicy kablowej: $N_{od} \cong N_d P_d = 0,234...0,936$.

Uwzględniając łącznie uderzenia bliskie i dalekie, spodziewana liczba przepięć piorunowych w ciągu roku, zagrażających izolacji kabla:

$$N_o = N_{ob} + N_{od} \cong 0,269...1,077.$$

W celu oceny stopnia narażenia izolacji na stacyjnym końcu kabla wykorzystano wykres z rys. 3 dla amplitudy względnej $U_o/U_1 = 2$. Przy założonej dopuszczalnej wartości szczytowej przepięcia, wyższej o 20% od napięcia obniżonego przez odgromnik ($U_2/U_1 \leqslant 1,2$), uzyskano warunek:

$$\frac{Z_1+Z_2}{Z_2} \cdot \frac{T_1}{T_2} = \frac{Z_1+Z_2}{Z_2} \cdot \frac{l_1}{2l_2} \geqslant 60 \qquad (8)$$

pozwalający na ocenę skuteczności ochrony przeciwprzepięciowej układu za pomocą odgromnika zaworowego w zależności od stosunku odległości uderzenia do długości kabla $l_1/l_2 \geqslant 7,8$ (dla rozpatrywanego przypadku). Przy uderzeniach bliższych niż wynika to z podanego stosunku, ochrona odgromowa kabla jest w zasadzie nieskuteczna. Możliwość przebicia izolacji kabla jest w tym przypadku uzależniona od mało prawdopodobnego wystąpienia dostatecznie dużych wartości prądów piorunowych.

Przykładowo, dla długości kabla $l_2 = 100$ m, niebezpieczna odległość miejsca uderzenia od głowicy kablowej $l_1 \leqslant 780$ m. Obejmuje ona całą strefę uderzeń bliskich ($l_b = 400$ m) i tylko część strefy uderzeń dalekich. Ponieważ w strefie uderzeń bliskich: $N_{ob} \cong 0,035...0,141$ a w strefie uderzeń dalekich: $N_{od} \cong 0,234...0,936$, to spodziewana liczba przepięć w ciągu roku zagrażających izolacji na stacyjnym końcu kabla - skorygowana stosownie do uwzględnionej części długości strefy: $N_o \cong N_{ob} + N_{od} \frac{l_1 - l_b}{l_d - l_b} =$ $= 0,07...0,28$. W wyniku przepięć piorunowych nadchodzących z linii napo-

wietrznej, przebicie izolacji przykładowo rozpatrywanego kabla może wystąpić więc raz na ok. 3,6...14,5 lat (zależnie od wartości wskaźnika aktywności burzowej n_r = 1...4 uderzeń/km^2.rok).

4. Podsumowanie

Przebiegi przepięć piorunowych w sieciach mieszanych narastają w wyniku nakładania się fal nadchodzących z linii napowietrznych (powstających wskutek bezpośredniego uderzenia w przewód fazowy lub przeskoku odwrotnego) oraz odbić wielokrotnych od końców kabla i od miejsca uderzenia. Obliczenia takich przebiegów są bardzo utrudnione. Statystyczny rozkład wartości szczytowych przepięć w kablu uzależniony jest m.in. od losowego rozkładu punktów uderzenia piorunów w linię napowietrzną oraz od rozkładów szczytowych i stromości czoła udarowych prądów piorunowych.

Najniekorzystniejszym układem z punktu widzenia narażenia przepięciowego jest układ połączeń linia napowietrzna-linia kablowa otwarta na końcu. W skrajnym przypadku, amplituda przepięć może osiągnąć teoretycznie podwojoną wartość szczytową fali nadchodzącej z linii napowietrznej. Z uwagi na spiętrzenie przepięć w kablu znacznie powyżej amplitudy fali nadchodzącej, stosowanie środków ochrony przeciwprzepięciowej w układzie linia napowietrzna-kabel SN jest konieczne. Jednym z możliwych wariantów ochrony jest zastosowanie odgromników zaworowych przy głowicach kablowych od strony linii. Wariant ten rozpatrywano przy założeniu, że: nie uwzględnia się odbić fal od miejsca uderzenia, charakterystyki odgromników zaworowych są idealne, fale nadchodzące są długie w porównaniu z długością kabla, zapłon odgromnika następuje natychmiast po osiągnięciu wartości udarowego napięcia zapłonowego.

Należy podkreślić, że przedstawiona próba oceny narażenia izolacji kabla ma charakter uproszczony i szacunkowy. Uzyskanie bardziej wiarygodnych i dokładnych wyników bez badań symulacyjnych wydaje się praktycznie niemożliwe.

LITERATURA

[1] Szpor S.: Ochrona odgromowa. WNT, Warszawa 1975, t.2.

[2] Jakubowski J.L.: Podstawy teorii przepięć w układach energoelektrycznych. PWN, Warszawa 1968.

[3] Gervais G.: Etude des surtensions externes transmises par les jonctions aéro-souterraines à un poste protégé par parafoudres. RGE n°2, 1972, s. 105-118.

[4] Stępniewski T., Gacek Z., Kiś W.: Warunki współpracy linii napowietrznych z siecią kablową 6-110 kV, cz.I-IV. Inst. Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej. Gliwice 1977-1980 (praca niepublikowana)

[5] Stępniewski T.: Parametry i działania wyładowań piorunowych. Mat. SPETO VII. Gliwice-Ustroń 1984, s. 9-21.

[6] Berger K., Anderson R.B., Kröninger H.: Parameters of lighting flashes. Electra n° 41, 1975, s. 23-27.

[7] Widmann W.: Überspannungsschutz von Transformatoren bei nahen Blitzschlagen. Elektrizitätswirtschaft H.2, 1973, s. 33-40.

[8] PN-81/E-05001 Urządzenia elektroenergetyczne wysokiego napięcia. Znamionowe napięcia probiercze izolacji.

[9] Karta katalogowa G06/052/00. Odgromniki zaworowe typu GZSc 3...30 kV. ZWAR, Warszawa.

Recenzent: doc. dr hab. inż. Zbigniew Pohl

Wpłynęło do redakcji dn. 15 kwietnia 1985 r.

ОЦЕНКА УГРОЗЫ ИЗОЛЯЦИИ ОТНОСИТЕЛЬНО ЗЕМЛИ В ВОЗДУШНО - КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ МОЛНИЕВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯХ

Р е з ю м е

В статье намечен вопрос определения и оценки угрозы при перенапряжениях в смешанных воздушно-кабельных электроэнергетических сетях среднего напряжения. Обсуждена простейшая и в то же время наиболее опасная, с точки зрения перенапряжений, сетевая схема: воздушная линия - кабельная линия - подстанция (с разомкнутым линейным разъединителем).

Качественное описание волновых процессов основано на классической теории блуждающих волн, движущихся в цепях с распределёнными параметрами. В количественных расчётах использовались результаты зарубежных анализов и модельных исследований, касающихся смешанных сетей среднего напряжения. Учитывались только перенапряжения вызванные прямым волновым ударом в конструкционные детали воздушной линии (принимая одинаковую вероятность удара в опору и рабочие провода).

Ожидаемые максимальные значения перенапряжений поставлены в зависимость от растояния места удара молнии до концевой кабельной муфты, различая при этом три возможных промежутка зоны молниевой угрозы. Проведена попытка количественной оценки изоляции относительно земли от перенапряжений в конкретной сетевой схеме 30 кв, как с пренебрежением так и с учётом вентильных разрядников в поблизости концевой кабельной муфты.

ESTIMATION OF INSULATION OVERSTRESSING IN THE MEDIUM VOLTAGE OVERHEAD-CABLE POWER NETWORKS DURING LIGHTNING OVERVOLTAGES

S u m m a r y

The problem of analysis and estimation of insulation overstressing in the medium voltage overhead-cable power networks is discussed. The simpliest but the most liable to overstressing arrangement is considered: overhead line - cable line - substation (with an opened disconnector).

The qualitative description of wave propagation is based on the classic theory of traveling waves in circuits with distributed parameters. For quantitative considerations, the results of foreign investigations of overhead-cable medium voltage lines are applicated. The overvoltages caused by direct stroke of lightning on an overhead line are only taken into account (providing that the probabilities of stroke on a tower and on a conductor are equal).

The expected peak values of overvoltages depend on the distance between stroke location and the cable-line end. Three zones of lightning stroke exposure are determined. An attempt is made for the estimation of the line - to - ground insulation overstressing of the equipment in a certain 30 kV power network with and without lightning arresters located near the cable-line end.

ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1986

Seria: ELEKTRYKA z. 99 Nr kol. 860

EDWARD LAWERA

Instytut Elektroenergetyki i Sterowania
Układów Politechniki Śląskiej

MACIEJ MARKIEWICZ

Instytut Górnictwa Naftowego
i Gazownictwa w Krakowie

ODDZIAŁYWANIE NAPOWIETRZNYCH LINII PRZESYŁOWYCH NAJWYŻSZYCH NAPIĘĆ NA PODZIEMNE STALOWE RUROCIĄGI PRZY ZWARCIACH JEDNOFAZOWYCH

Streszczenie. Podziemne stalowe rurociągi przebiegające w zbliżeniu z elektroenergetycznymi liniami przesyłowymi są narażone na oddziaływania wynikające ze sprzężeń w układzie linia-rurociąg. W wyniku oddziaływań na rurociągach pojawiają sie potencjały elektryczne, które mogą stanowić zagrożenie dla instalacji rurociągowych oraz ich obsługi. Potencjały o największych wartościach są wynikiem oddziaływań galwanicznych i indukcyjnych linii najwyższych napięć, pracujących z uziemionym punktem zerowym, podczas zwarć z udziałem ziemi.

W artykule omówiono oddziaływania galwaniczne i indukcyjne linii przesyłowych przy zwarciach jednofazowych z ziemią. Przedstawiono dokładne i uproszczone modele matematyczne obydwóch rodzajów oddziaływań. Podano i skomentowano wyniki obliczeń potencjałów rurociągu przebiegającego w zbliżeniu z linią 400 kV, otrzymane przy użyciu metod obliczeniowych opartych na przedstawionych modelach.

1. Wstęp

Rozbudowa systemu elektroenergetycznego i rozwój transportu rurociągowego z jednej strony oraz konieczność oszczędnej gospodarki terenami z drugiej strony powodują, że coraz częściej występują bliskie, równoległe przebiegi oraz skrzyżowania linii elektroenergetycznych i podziemnych rurociągów. W wielu krajach wyznacza się specjalne korytarze, o długości sięgającej niejednokrotnie kilkudziesięciu kilometrów, w których grupuje się linie przesyłowe oraz rurociągi paliwowe i wodne. W miejscach zbliżeń i skrzyżowań, napowietrzne linie elektroenergetyczne oddziałują na podziemne stalowe rurociągi, czego efektem jest pojawienie się na rurociągach potencjałów oraz przepływ w nich prądu elektrycznego. Potencjały elektryczne powstające na rurociągach mogą stanowić zagrożenie dla obsługi oraz urządzeń i instalacji.

Oddziaływania są skutkiem sprzężeń pojemnościowych, magnetycznych i galwanicznych występujących w układzie linia - rurociąg zarówno w stanie normalnej pracy jak i w stanach zakłóceniowych linii.

Oddziaływania wynikające ze sprzężeń pojemnościowych bez względu na stan pracy linii, nie są znaczące dla podziemnych rurociągów, których susceptancja pojemnościowa jest pomijalna w porównaniu z konduktancją względem ziemi. Oddziaływania indukcyjne i galwaniczne mają charakter prądowy, ich efekty są więc najbardziej znaczące podczas jednofazowych zwarć z ziemią w liniach pracujących z uziemionym punktem zerowym, czyli w warunkach krajowych w liniach 110, 220 i 400 kV. Galwanicznie oddziałuje prąd zwarciowy płynący w ziemi w miejscu ułożenia rurociągu, indukcyjnie natomiast prąd zwarciowy w przewodzie fazowym oraz prądy w przewodach odgromowych linii przebiegającej równolegle do rurociągu.

Zagadnienia oddziaływania linii elektroenergetycznych na podziemne rurociągi stają się coraz bardziej aktualne z uwagi na: ciągłe podnoszenie napięć znamionowych linii przesyłowych, wzrost wartości prądów zwarciowych, wyposażenie rurociągów w antykorozyjne pokrycia ochronne, wprowadzenie specjalnych urządzeń i instalacji ochronnych. Na zagadnienia te zwrócono uwagę stosunkowo niedawno. Pierwsze prace pomiarowe i obliczeniowe dotyczące oddziaływań linii przesyłowych na rurociągi zostały podjęte w Europie w latach 1955-60 (RFN, Francja), a w Polsce w pierwszej połowie lat siedemdziesiątych. Od roku 1977 prace dotyczące oddziaływań linii przesyłowych na gazociągi są prowadzone w Instytucie Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, a częściowa prezentacja tych prac jest celem niniejszej publikacji. Istotne dla podejmowanych badań teoretycznych i pomiarowych dotyczących rurociągów są osiągnięcia w znacznie wcześniej rozpoczętych i prowadzonych pracach związanych z oddziaływaniami elektroenergetycznych linii przesyłowych na obwody telekomunikacyjne.

2. Prąd i potencjał rurociągu w warunkach oddziaływania linii elektroenergetycznej podczas zwarcia jednofazowego

Podziemne rurociągi służące najczęściej do transportu gazu lub wody buduje się w warunkach krajowych wyłącznie z rur stalowych o średnicach od 200 do 1200 mm i grubości ścianek od kilku do kilkunastu milimetrów. Rurociągi posiadają antykorozyjne pokrycia ochronne wykonane najczęściej z mas bitumicznych, aczkolwiek w wielu rozwiniętych krajach na coraz większą skalę stosowane są powłoki z tworzyw sztucznych. Głębokość ułożenia rurociągów wynosi 1,0 - 1,5 m.

Jako przewód elektryczny rurociąg charakteryzuje się impedancją własną Z oraz admitancją upływnościową Y, zwaną często admitancją przejścia rurociąg-ziemia. Z uwagi na małą wartość pojemności względem ziemi przyjmuje się, że admitancja upływnościowa rurociągu jest równa konduktancji G - dla rurociągów z powłokami bitumicznymi $\omega C < 10^{-2} G$. Konduktancja upływnościowa rurociągów waha się w szerokich granicach, dla rurociągów z powłokami bitumicznymi można przyjąć przedział wartości od 10^{-4} S/km do $5 \cdot 10^{-3}$ S/km.

Podziemny rurociąg przebiegający w zbliżeniu z napowietrzną linią przesyłową można traktować jako przewód stykający się z ziemią na całej długości i znajdujący się w polu elektromagnetycznym.

Pole elektromagnetyczne w ziemi towarzyszące stanowi zwarcia jednofazowego linii przesyłowej wysokiego napięcia można scharakteryzować [1] za pomocą dwóch funkcji: skalarnej V - zwanej potencjałem skalarnym i wektorowej $\vec{A}$ - zwanej potencjałem wektorowym. Zależność między potencjałami V i $\vec{A}$ a natężeniem pola elektrycznego posiada postać:

$$\vec{E} = j\omega\vec{A} - \text{grad } V, \tag{1}$$

przy czym:

$$-j\omega\vec{A} = \vec{E}_i \tag{2}$$

$$-\text{grad } V = \vec{E}_g, \tag{3}$$

gdzie:

$\vec{E}_i$ - składowa indukowana natężenia pola elektrycznego,

$\vec{E}_g$ - składowa potencjalna (galwaniczna) natężenia pola elektrycznego.

Jeżeli rurociąg przebiega równolegle do przewodów linii przesyłowej prostoliniowo w kierunku Ox, to jest on zasilany galwanicznie i indukcyjnie prądem zwarciowym linii. Zasilanie galwaniczne następuje przez prądy wypływające z uziomów konstrukcji wsporczych linii. Zasilanie indukcyjne następuje przez prądy płynące w przewodach roboczych i odgromowych linii. W wyniku obydwu rodzajów zasilania w rurociągu płynie prąd elektryczny. Na pole pierwotne w ziemi pochodzące od linii przesyłowej dotkniętej zwarciem, nakłada się pole wtórne pochodzące od prądu płynącego w rurociągu. W miejscu zetknięcia się ziemi z powierzchnią rurociągu natężenie pola pierwotnego posiada w osi Ox składową $E^o(x)$. Natomiast natężenie pola wtórnego posiada w osi Ox składową $E'(x)$. Składowa wypadkowa natężenia pola w rozpatrywanym miejscu ziemi w osi Ox jest określona relacją:

$$E(x) = E^o(x) + E'(x) \tag{4}$$

W przypadku istnienia powłoki ochronnej na rurociągu natężenie pola na powierzchni część metalowej $E_r(x)$ i natężenie pola w ziemi stykającej się z powłoką ochronną $E_z(x)$ mogą mieć różne wartości:

$$E_r(x) = -\frac{dV_r(x)}{dx} - j\omega A_{rx}(x) \tag{5}$$

$$E_Z(x) = -\frac{dV_Z(x)}{dx} - j\omega A_{Zx}(x) \tag{6}$$

Z równań (5) i (6) wynika:

$$E_r(x) - E_Z(x) = -\frac{d}{dx}\left[V_r(x) - V_Z(x)\right] \tag{7}$$

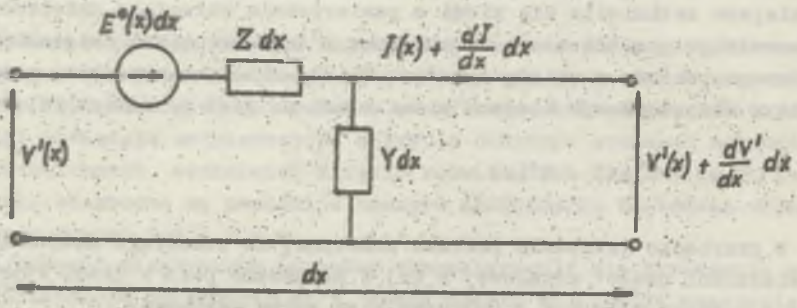
bowiem $A_{rx}(x) = A_{Zx}(x)$.

Wielkość $[V_r(x) - V_Z(x)]$ jest równa napięciu panującemu na powłoce ochronnej i nazywana jest potencjałem rurociągu względem ziemi bliskiej w odróżnieniu od potencjału względem ziemi odniesienia (odległej).

Schemat zastępczy rurociągu znajdującego się w pierwotnym polu elektromagnetycznym pozwalający uzyskać zgodność z ogólnymi rozwiązaniami dotyczącymi przepływu prądów w przewodach podziemnych odpowiada schematowi linii długiej [1,2]. W schemacie tym występują rozłożone parametry rurociągu: impedancja własna Z i admitancja upływnościowa Y i rozłożone napięcia zasilające, odpowiadające składowej natężenia pola $E^o(x)$. Schemat elementarnego odcinka rurociągu, podany na rys. 1, opisują równania różniczkowe I rzędu:

$$\frac{dV'(x)}{dx} + ZI(x) = E^o(x) \tag{8}$$

$$\frac{dI(x)}{dx} = -YV'(x) \tag{9}$$



Rys. 1. Schemat zastępczy elementarnego odcinka rurociągu podlegającego oddziaływaniu linii elektroenergetycznej

Fig. 1. Equivalent network of the elementary pipeline section influenced by power line

lub II rzędu:

$$\frac{d^2V'(x)}{dx^2} - \alpha^2 V'(x) = \frac{dE^o(x)}{dx} \tag{10}$$

$$\frac{d^2I(x)}{dx^2} - \alpha^2 I(x) = - Y E^o(x), \tag{11}$$

w których:

$E^o(x)$ - natężenie pierwotnego pola elektrycznego wzdłuż rurociągu,
$V'(x)$ - wtórny potencjał rurociągu,
$I(x)$ - prąd płynący w rurociągu,
Z - impedancja własna rurociągu,
$\alpha = \sqrt{ZY}$ - stała przenoszenia rurociągu,
Y - admitancja przejścia rurociąg-ziemia.

Schemat przedstawiony na rys. 1, jak również opisujące go równania obejmują zarówno oddziaływanie indukcyjne jak i galwaniczne na rurociąg nieskończenie długi. Założenie to jest spełnione, w przypadku gdy długość rurociągu jest dostatecznie duża. Można przyjąć [2], że długość l rurociągu jest dostatecznie duża, jeżeli spełniony jest warunek:

$$l > \frac{2}{Re(\alpha)} \tag{12}$$

Przy spełnieniu warunku (12) można przyjąć, że:

$$\left| e^{-\alpha l} \right| << 1 \tag{13}$$

3. Oddziaływanie indukcyjne

W przypadku oddziaływania indukcyjnego pola elektromagnetycznego prądu zwarciowego linii na rurociąg przebiegający równolegle do przewodów linii równanie (6) przybiera postać:

$$\frac{dV_i'(x)}{dx} = - Z I(x) + j\omega M J(x) , \tag{14}$$

gdzie:

M - reaktancja indukcyjna wzajemna linia-rurociąg [Ω/m] ,
$J(x)$ - prąd indukujący [A] ,
$I(x)$ - prąd wyindukowany w rurociągu [A] .

Rozwiązaniem układu równań różniczkowych I rzędu (9) i (14) są zależności przedstawiające rozkład potencjału rurociągu V(x) oraz rozkład prądu w rurociągu I(x):

$$V_1(x) = A\,e^{\alpha x} + B\,e^{-\alpha x} \tag{15}$$

$$I(x) = -\frac{j\omega M J(x)}{Z} - \frac{1}{Z_c}\left(A\,e^{\alpha x} - B\,e^{-\alpha x}\right), \tag{16}$$

gdzie:

A, B – stałe, które wyznacza się z warunków brzegowych, istniejących na krańcach odcinka równoległości rurociągu i linii, tj. w miejscach x = 0 i x = L,

$Z_c = \sqrt{\frac{Z}{Y}}$ – impedancja charakterystyczna rurociągu.

Jeżeli rurociąg rozciąga się poza odcinek równoległego przebiegu z linią, to impedancje własne rurociągu na krańcach odcinka OL wzajemnej równoległości Z_0 i Z_L są równe impedancji charakterystycznej rurociągu Z_c. Wówczas:

$$A = -j\frac{M\omega J}{2}\,e^{-\alpha L} \tag{17}$$

$$B = \frac{j\omega MJ}{2\alpha} \tag{18}$$

i ostatecznie:

$$V_1(x) = -j\frac{M\omega J}{2\alpha}\left(e^{-\alpha(L-x)} - e^{-\alpha x}\right) \tag{19}$$

$$I(x) = -j\frac{M\omega J}{2Z}\left(2 - e^{-\alpha(L-x)} - e^{-\alpha x}\right). \tag{20}$$

Możliwe jest również [2] określenie oddziaływania indukcyjnego na drodze rozwiązywania równań różniczkowych II rzędu (10) i (11). Można wówczas otrzymać następujące wyrażenie na potencjał rurociągu $V_1(x)$, w przypadku gdy długość rurociągu $L > \frac{2}{\mathrm{Re}(\alpha)}$:

$$V_1(x) = \frac{E_0(x)}{\alpha}\left[-\frac{Z_1}{Z_1+Z_c}\,e^{-\alpha x} + \frac{Z_2}{Z_2+Z_c}\,e^{\alpha(x-L)}\right], \tag{21}$$

gdzie:

Z_1, Z_2 – impedancje rurociągu względem ziemi odległej na krańcach odcinka równoległości linii i rurociągu.

4. Oddziaływania galwaniczne

Przy założeniach, że na rurociąg oddziałuje jedynie prąd zwarciowy spływający przez uziom najbliższego słupa oraz że rurociąg przyjmuje potencjał ziemi w miejscu swojego ułożenia, oddziaływanie galwaniczne można wyznaczyć z zależności:

$$V_{gy} = V_s \frac{a}{y} , \tag{22}$$

gdzie:

V_{gy} - potencjał ziemi w odległości y od osi podstawy słupa,
a - odległość pomiędzy osią podstawy słupa a uziomem otokowym słupa,
V_s - potencjał słupa względem ziemi odległej.

Korzystanie z zależności (22) jest dopuszczalne w przypadku skrzyżowań prostopadłych linii z rurociągami posiadającymi niskiej jakości pokrycia antykorozyjne.

W innych przypadkach wyznaczenie potencjału rurociągu wymaga rozwiązania równań (8) i (9). Ogólna postać tego rozwiązania przedstawia się stępująco [1] :

$$V_g(x) = V_g^o(x) + V_g'(x) = \frac{\alpha}{2}\left[e^{-\alpha x}\int_{-\infty}^{x} V_g^o(\psi)\, e^{\alpha\psi}\, d\psi + \right.$$

$$\left. + e^{\alpha x}\int_{-x}^{+\infty} V_g^o(\psi) e^{-\alpha\psi}\, d\psi\right] , \tag{23}$$

gdzie:

$V_g^o(x)$ - potencjał pola pierwotnego w ziemi wzdłuż rurociągu,
$V_g'(x)$ - potencjał wtórny rurociągu,
ψ - rozpatrywany obszar zamknięty w polu elektromagnetycznym.

Wyznaczanie potencjałów rurociągu przy oddziaływaniach galwanicznych odbywa się w sposób przybliżony w oparciu o zależność (23). W rozwiązaniach przybliżonych zależnych od rodzaju i rozmieszczenia uziomów oraz danych geometrycznych układu linia - rurociąg korzysta się z pomocniczych funkcji Ω i Ψ , których wartości zostały stabelaryzowane i podane w literaturze [1,5] .

5. Wyznaczanie potencjałów rurociągu

W badaniach oddziaływań linii przesyłowych na podziemne rurociągi, prowadzonych dla potrzeb projektowych lub eksploatacyjnych najczęściej wystarczające jest określenie maksymalnych wartości potencjałów rurociągu występujących w miejscach krytycznych. Miejscami krytycznymi są miejsca zakłócenia geometrycznej lub elektrycznej ciągłości przebiegu linii i rurociągu, a więc np. nagła zmiana odległości linia-rurociąg, wyraźna zmiana parametrów elektrycznych linii lub rurociągu, a zwłaszcza krańce odcinka równoległego przebiegu linii i rurociągu. Na krańcach tych w wyniku oddziaływania indukcyjnego linii maksymalne wartości $V_i(x)$ dla $x = 0$ i $x = L$ wg zależności (19) wynoszą:

$$V_{i0} = \frac{M\omega J}{2\alpha}(1-e^{\alpha L}) \tag{24}$$

oraz

$$V_{iL} = -\frac{M\omega J}{2\alpha}(1-e^{-\alpha L}) \tag{25}$$

Wartości potencjałów V_{i0} i V_{iL} można również wyznaczyć z zależności (21):

$$V_{i0} = \frac{-E_0}{\alpha}\cdot\frac{Z_1}{Z_1+Z_0} \tag{26}$$

$$V_{iL} = \frac{E_0}{\alpha}\cdot\frac{Z_2}{Z_2+Z_0} \tag{27}$$

Zależności (26) i (27) otrzymano przy pominięciu członów równania (21) mnożonych przez $e^{-\alpha L}$, co uzasadnia warunek (13).

Szczególnym przypadkiem miejsca krytycznego z uwagi na oddziaływanie galwaniczne jest skrzyżowanie rurociągu z linią w pobliżu słupa. W miejscu tym nie wystąpi oddziaływanie indukcyjne.

Metodyka wyznaczania wielkości charakterystycznych oddziaływań jest zależną przede wszystkim od przyjętego modelu matematycznego oddziaływania.

Wyznaczanie wielkości charakterystycznych oddziaływań przy wykorzystaniu relacji (22), (24) i (25) odbywa się na drodze nieskomplikowanych, bezpośrednich obliczeń [3,4] . Ponadto niektórzy autorzy [3,4] podają zależności graficzne ułatwiające obliczenia.

Dokładna analiza rozkładu potencjału wzdłuż rurociągu bazująca na równaniach (16) i (18) prowadzi do zależności na tyle złożonych, że korzystanie z nich nie jest praktycznie możliwe bez użycia ETO [2,5] .

Dla porównania metod opartych o modele matematyczne oddziaływań dokładne i uproszczone przeprowadzono obliczenia potencjałów rurociągu przebiegającego w zbliżeniu z linią 400 kV. W metodzie uproszczonej wyznaczania potencjałów rurociągu przy oddziaływaniach indukcyjnych [3,4] uwzględniono tylko część prądu zwarciowego płynącego w linii. Wyniki obliczeń zestawiono w tablicy 1.

Na ich podstawie można sformułować następujące wnioski:

- wyniki uzyskane metodą dokładną różnią się znacznie od wyników uzyskanych metodą uproszczoną w całym zakresie obliczeń. W krańcowych przypadkach różnice sięgają 500%;
- wartości V_g obliczone metodą uproszczoną dla przypadków skrzyżowań rurociągu z linią są w istocie wartościami potencjału ziemi w miejscu ułożenia rurociągu. Przewyższają one znacznie wartości wyznaczone metodą dokładną, która uwzględnia fakt, że rurociąg posiadający izolujące pokrycie antykorozyjne nie może przyjąć wartości potencjału ziemi;
- wartości V_g obliczone metodą dokładną są znacznie wyższe w przypadkach równoległych przebiegów niż w przypadkach skrzyżowań. Wynika to z faktu, że metoda dokładna uwzględnia wtórny potencjał rurociągu wywołany prądami, które wpłynęły do rurociągu poprzez uziomy sąsiednich słupów. Faktu tego nie uwzględnia metoda uproszczona;
- mniejsze wartości V_i obliczone metodą uproszczoną od wartości obliczonych metodą dokładną w przypadku długiego odcinka równoległego przebiegu rurociągu i linii (~ 4 km) są spowodowane nieuwzględnieniem w metodzie uproszczonej wtórnego potencjału rurociągu wywołanego prądem w nim wyindukowanym;
- arytmetyczne dodawanie V_g i V_i w metodzie uproszczonej oparte na założeniu, że prądy oddziałujące galwanicznie i indukcyjnie są przesunięte w fazie o 90°, prowadzi do wyznaczenia nadmiernie wysokich wartości wypadkowych V_{g+i};
- wzajemna kompensacja V_g i V_i wynikająca z ich rzeczywistych kierunków - uwzględnianych w obliczeniach metodą dokładną - powoduje, że przy zwarciu na jednym krańcu odcinka równoległego zbliżenia największa wartość wypadkowego potencjału rurociągu występuje na drugim krańcu tego odcinka, gdzie oddziaływanie indukcyjne nie jest kompensowane oddziaływaniem galwanicznym.

Tablica 1

Zestawienie wyników obliczeń potencjałów rurociągu dwiema metodami w krytycznych punktach skrzyżowań i zbliżeń z linią 400 kV

Nr słupa na którym założono wystąpienie zwarcia	Rodzaj zbliżenia odległość rurociąg-uziom słupa oraz rurociąg-przewód fazowy linii	Nr słupa w pobliżu którego obliczono wartości potencjałów	Rezystywność gruntu	Rezystancje przejście rurociąg-ziemia	Wynik obliczeń metodą dokładną			Wyniki obliczeń metodą uproszczoną			Prąd zwarcia 1-fazowego
					V_g	V_1	V_{g+1}	V_g	V_1	V_{g+1}	
			Ωm	Ωm	V	V	V	V	V	V	A
93	Skrzyżowanie odległość rurociąg-uziom 20 m	99	2500	200	563	0	563	-	-		12642
				1000	397	0	397	1976	0	1976	
				10000	391	0	391	-			
102	Skrzyżowanie odległość rurociąg-uziom 30 m	102	2500	200	517	0	517	-	-	-	12614
				1000	495	0	495	1877	0	1877	
				10000	364	0	364	-	-	-	
152	Przebieg równoległy na długości 876 m (3 przęsła) odległość rurociąg-uziom słupa 152-10 m odległość rurociąg-uziom słupa 155-20 m odległość rurociąg-przewód fazowy - 30 m	152	1000	1000	1019	391	934	2731	575	3306	13369 (8211) x)
		155			0	391	391	0	575	575	
155		152			0	393	393	0	357	575	13485 (5096) x)
		155			913 a)	393	842	1776	357	2133	
127	przebieg równoległy na długości 4017 m (11 przęseł odległość rurociąg uziom - 20 m odległość rurociąg-przewód fazowy - 30 m	127	2500	200	2177	2433	811	1586	938	2524	12670 (6825) x)
				1000	2095	2529	884				
138		138		200	0	2433	2433	0	938	938	
				1000	0	2529	2129				
		127		200	0	2474	2474	0	760	760	12880 (5530) x)
				1000	0	2571	2571				
		138		200	2213	2474	824	2257	760	3017	
				1000	2130	2571	899				

x) Wartości prądów umieszczone w nawiasach są wartościami przyjętymi w obliczeniach oddziaływania indukcyjnego metodą uproszczoną. Są to prądy zasilające zwarcie ze stacji znajdującej się od strony odcinka równoległego zbliżenia.

6. Wnioski

a) Zagadnienie oddziaływań elektroenergetycznych napowietrznych linii przesyłowych na podziemne rurociągi stalowe staje się coraz bardziej aktualne przy projektowaniu i eksploatacji zarówno linii jak i rurociągów.

b) Z uwagi na znaczne rozbieżności wartości wielkości charakterystycznych oddziaływań - przede wszystkim potencjałów - wyznaczanych metodami bazującymi na modelach oddziaływań o różnym stopniu uproszczenia, celowa staje się weryfikacja tych metod.

c) Prace nad metodami wyznaczania wielkości charakterystycznych oddziaływań powinny zmierzać do opracowania metod z jednej strony zapewniających pożądaną dokładność, z drugiej strony możliwie najmniej skomplikowanych, przydatnych przy pracach eksploatacyjnych.

d) Celowe byłoby również podjęcie prac, których przedmiotem byłaby analiza wpływu parametrów, sposobu wykonania i warunków pracy linii przesyłowych i rurociągów na wielkości charakterystyczne oddziaływań.

LITERATURA

[1] Krakowski M.: Obwody ziemnopowrotne. WNT, Warszawa 1979.

[2] Taflove A., Dąbkowski J.: Prediction method for buried pipeline voltages due to 60 Hz AC inductive coupling. Part I - Analysis. IEEE Transactions on PAS Vol. PAS-98, Nr 3/1979.

[3] Favez B., Bougenil I.C.: Contribution á l'etude des probemes poses par la proximite de lignes electriques aeriennes et de conduites metalliques enterres. CIGRE, nr 336, Paris 1966.

[4] Pohl J.: Influence des lignes aeriennes a haute tension sur les conduites tubulaires gaimees. CIGRE, nr 336, Paris 1966.

[5] Praca zbiorowa: Określenie oddziaływania linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia na rurociągi gazowe mające czynną ochronę katodową. Praca Instytutu Elektrotechniki przemysłowej Politechniki Poznańskiej, nr 42-030/77/B, Poznań 1977, 1978.

Recenzent: prof. dr hab. inż. Marian Cegieski

Wpłynęło do redakcji dn.21 marca 1985 r.

ВОЗДЕЙСТВИЕ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ СВЕРХВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ПОДЗЕМНЫЕ СТАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Р е з ю м е

Подземные стальные трубопроводы проходящие в поблизости линий электропередачи находятся под угрозой воздействий от электромагнитной связи в схеме ЛЭП - трубопровод. В результате этих воздействий на трубопроводах появляются электрические потенциалы, которые могут быть опасны для сооружений и обслуживающего персонала. Максимальные значения потенциалов получаются как результат гальванических и индукционных воздействий ЛЭП сверхвысокого напряжения, работающих с заземлённой нейтралью, во время короткого замыкания на землю.

В статье обсуждены гальванические и индуктивные воздействия ЛЭП при однофазных коротких замыканиях на землю. Показаны точные и упрощённые математические модели этих двух видов воздействий. Проведены и обсуждены результаты расчётов потенциалов трубопровода проходящего в поблизости ЛЭП 400 кв, полученные с применением показанных моделей.

THE EFFECTS OF OVERHEAD HVAC TRANSMISSION LINES ON BURIED STEEL PIPELINES DURING SINGLE-PHASE-TO-GRUOND FAULTS

S u m m a r y

Due to the mutual couplings, buried steel pipelines can be influenced by overhead HVAC transmission lines. The interference results in pipeline voltages which can be hazardous both to pipeline equipment and service staff. The maximum pipeline potentials are caused by galvanic and inductive effects of HVAC lines with grounded neutral during the earth faults.

In the paper the theory of the galvanic and inductive effects of HVAC line on buried steel pipeline during single-phase-to-ground faults has been discussed. The simplified and accurate mathematical models of both galvanic and inductive couplings have been presented. The results of the potential calculation along the buried pipeline in close proximity with 400 kV line using prediction approaches based on the models developed, have been reported and commented.

ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1986

Seria: ELEKTRYKA z. 99 Nr kol. 860

SZYMON CIURA
FRANCISZEK BUCHTA

Instytut Elektroenergetyki
i Sterowania Układów
Politechniki Śląskiej

GRANICZNE DŁUGOŚCI LINII NAPOWIETRZNYCH SN POMIĘDZY ŁĄCZNIKAMI

Streszczenie. W artykule przedstawiono sposób wyznaczania liczby łączników w napowietrznych liniach SN w zależności od długości tych linii i ich obciążenia z uwzględnieniem aktualnych wartości jednostkowego kosztu energii nie dostarczonej odbiorcom w wyniku przerw planowych i awaryjnych, kosztu nakładów inwestycyjnych oraz z uwzględnieniem przewidywanego rozwoju sieci rozdzielczej. Przeprowadzono analizę w modelowej sieci napowietrznej SN. Odpowiednie zależności regresyjne pomiędzy wartościami energii nie dostarczonej a liczbą łączników, rozmieszczonych w liniach SN, uzyskano wykorzystując teorię planowania doświadczeń. Na podstawie otrzymanych wyników stwierdzono, że graniczne długości linii napowietrznych SN pomiędzy łącznikami, wyznaczone przy uwzględnieniu tylko kosztu energii nie dostarczonej w wyniku przerw zakłóceniowych zbliżone są do długości spotykanych w praktyce. Uwzględnienie w analizie także kosztu energii nie dostarczonej w wyniku przerw planowych powoduje wzrost liczby łączników w określonej linii nawet do wartości granicznej ze względów technicznych. W takim przypadku tylko stosowanie techniki mikrokomputerowej jest w stanie zapewnić prowadzenie lokalizacji odcinkowej uszkodzeń w sposób optymalny.

1. Wprowadzenie

Urządzeniami służącymi do dokonywania trwałych podziałów w napowietrznych sieciach SN mogą być odłączniki, odłączniki automatyczne, rozłączniki, bezpieczniki wielokrotne i wyłączniki. Z różnych względów nie znajdują obecnie szerszego zastosowania odłączniki automatyczne i bezpieczniki wielokrotne, natomiast wyłączniki nie były do tej pory stosowane w krajowych sieciach SN poza stacjami 110 kV/SN lub rozdzielniami sieciowymi SN/SN. Należy się liczyć z tym, że i w przyszłości w krajowych napowietrznych sieciach SN stosowane będą głównie odłączniki lub rozłączniki, zwane dalej łącznikami. Liczba i rozmieszczenie tych łączników w liniach napowietrznych SN ma istotne znaczenie zarówno w procesie likwidacji zakłóceń trwałych w tych liniach, jak i podczas wykonywania przeglądów i remontów linii w ramach prac planowych, wymagających wyłączenia napięcia. W pierwszym przypadku bowiem wraz ze wzrostem liczby łączników w liniach rośnie dokładność zlokalizowania miejsca uszkodzenia za pomocą łączeń próbnych, ale

odbywa się to kosztem wzrostu czasu trwania lokalizacji. Wynika stąd większa wartość energii nie dostarczonej odbiorcom na tym etapie likwidacji uszkodzenia. Po zlokalizowaniu uszkodzonego odcinka linii brygady obsługujące sieć zużywają mniej czasu na jego obchód (ze wzrostem liczby łączników maleją przeciętne długości odcinków pomiędzy nimi). Wraz ze zmniejszeniem się długości odcinków linii pomiędzy łącznikami maleje zwykle liczba odbiorców, zasilanych z tych odcinków. Zatem ze wzrostem liczby łączników w linii maleje energia nie dostarczona odbiorcom na etapie lokalizacji punktowej uszkodzenia i jego naprawy. Podobnie podczas wykonywania prac planowych: im więcej łączników rozmieszczonych jest w liniach, tym mniejsza jest moc wyłączona, związana z przeglądem odcinka linii, zawartego pomiędzy sąsiednimi łącznikami przy założeniu, że pozostała część odbiorców jest zasilana w czasie trwania tego przeglądu. Powstaje zatem pytanie, ile łączników należy rozmieścić w poszczególnych liniach, aby sumaryczny koszt energii nie dostarczonej odbiorcom podczas procesu likwidacji zakłóceń trwałych i prac planowych w tych liniach był najmniejszy. Rozwiązania tego problemu wygodnie jest szukać, analizując oddzielnie proces likwidacji zakłóceń trwałych i prowadzenie prac planowych w napowietrznych sieciach SN.

2. Liczba łączników w liniach SN ze względu na przerwy awaryjne

Jeśli założyć, że wraz ze wzrostem liczby łączników w liniach o określonej długości i obciążeniu nastąpi zmniejszenie energii nie dostarczonej awaryjnie, to zmniejszenie to - przy określonej strategii postępowania przy likwidacji powstałych uszkodzeń - będzie efektem wzrostu nakładów inwestycyjnych na rozpatrywaną sieć. Zatem analiza prowadząca do znalezienia granicznych długości linii pomiędzy łącznikami musi uwzględniać okres eksploatacji tych łączników. W okresie tym następuje zarówno coroczny względny przyrost q_g długości sieci SN, związany m.in. z budową nowych połączeń, koniecznością zasilania nowych odbiorców itp., jak i względny przyrost q_s obciążenia powierzchniowego w tej sieci. Równocześnie też następuje względna zmiana q_l przeciętnej długości jednej linii wskutek budowy nowych stacji 110 kV/SN i nowych linii SN, zawierających w sobie również część odgałęzień starych linii. Poniesione na początku okresu obliczeniowego (t = 0) nakłady inwestycyjne, związane z wyposażeniem jednej linii w określoną liczbę łączników w miarę przebudowy połączeń sieciowych zostają "przenoszone" do innych linii. Tak więc analiza powinna dotyczyć już nie jednej linii, lecz określonego obszaru sieciowego (np. obszaru eksploatowanego przez jeden rejon energetyczny). Zatem zdyskontowany na rok t = 0 koszt K_e energii nie dostarczonej odbiorcom w wyniku przerw awaryjnych w okresie obliczeniowym N [lat] z sieci o długości

L [km] w roku t = 0, w której pracują linie o przeciętnej długości l [km], obciążone w roku t = 0 mocą P [MW] można określić jako:

$$K_a(n,l) = P\,L\,d_l\,k_a \sum_{t=1}^{N} \hat{y}\,[n,l(t)]\,(1+q_6)^t \cdot$$

$$\cdot\,(1+q_s)^t\,(1+p)^{-t} \quad \left[\frac{zł}{rok}\right], \tag{1}$$

gdzie:

$\hat{y}(n,l)$ - funkcja regresji, opisująca zależność zastępczego czasu wyłączenia całego obciążenia linii podczas likwidacji uszkodzenia od długości l linii i liczby n łączników rozmieszczonych w tej linii, w $\frac{h}{zakł.}$;

$l(t)$ - przeciętna długość jednej linii SN w roku t, określona jako:

$$l(t) = l(1+q_l)^t; \tag{2}$$

d_l - przeciętna intensywność zakłóceń trwałych w rozpatrywanej sieci w $\frac{1}{km.rok}$;

k_a - przeciętny jednostkowy koszt energii nie dostarczonej awaryjnie odbiorcom, $\frac{zł}{MW.h}$;

p - stopa dyskonta.

Funkcja regresji $\hat{y}(n,l)$ ma charakter wzoru interpolacyjnego i wg pracy [1] wystarczy szukać jej w postaci:

$$\hat{y}(n,l) = b_0+b_1n+b_2l+b_{11}n^2+b_{22}l^2+b_{12}nl, \tag{3}$$

gdzie b - współczynniki regresji.

Racjonalną liczbę n_r łączników w linii o długości l, a tym samym graniczną długość linii napowietrznej pomiędzy łącznikami można określić, znajdując wartość kosztu $K(n_r,l)$ jako:

$$K(n_r,l) = \min_n \left[K_a(n,l) + \sum_{t=0}^{N} \Delta n(t)\,K_i(1+p)^{-t}\right], \tag{4}$$

przy czym:

K_i - jednostkowy koszt inwestycyjny łącznika wg cen w roku t = 0, zł;

Δn - przyrost liczby łączników w sieci SN w poszczególnych latach (wraz z łącznikami, zainstalowanymi w sieci w roku t = 0), wynikający z rozwoju sieci, szt.

Na podstawie wyrażenia (4) wygodnie jest określić graniczny koszt jednostkowy $K_{igr}(n)$ jednego łącznika i porównać go z kosztem rzeczywistym K_i. Koszt $K_{igr}(n)$ rozumiany jest jako koszt, przy którym zainstalowanie w roku $t = 0$ następnego, $n+1$ łącznika w każdej linii o długości 1 spowoduje przyrost nakładów inwestycyjnych w rozpatrywanej sieci, równy zmniejszeniu z tego powodu zdyskontowanego kosztu energii nie dostarczonej awaryjnie:

$$K_{igr}(n) = \frac{K_a(n-1) - K_a(n)}{\Delta n_d} \tag{5}$$

We wzorze (5) przez Δn_d oznaczono zastępczą liczbę łączników, jaką należałoby zainstalować w roku $t = 0$ w całej rozpatrywanej sieci, aby koszt tego przedsięwzięcia odpowiadał zdyskontowanemu za okres N kosztowi zwiększenia o 1 rzeczywistej liczby łączników w każdej linii. Liczbę Δn_d łączników można łatwo znaleźć przy określonej wartości $\frac{n}{l}$, mając liczbę i długości linii w kolejnych latach t.

3. Wpływ przerw planowych na liczbę łączników w liniach SN

Racjonalną liczbę łączników w liniach napowietrznych SN ze względu na prace planowe można określić przyjmując, że w czasie wykonywania tych prac wyłączony jest odcinek linii, zawarty między dwoma łącznikami, a pozostała część linii jest zasilana z podstawowego lub rezerwowego źródła zasilania. Koszt K_p energii nie dostarczonej odbiorcom w wyniku przerw planowych można zatem określić wg wzoru:

$$K_p(n) = \frac{p}{n+1} L\, t_p\, \lambda_p k_p \sum_{t=1}^{N} (1+q_6)^t (1+q_e)^t (1+p)^{-t} \left[\frac{zł}{rok}\right], \tag{6}$$

w którym:

t_p - przeciętny jednostkowy czas trwania przeglądu linii, $\frac{h}{km}$;

λ_p - przeciętna intensywność przeglądów planowych napowietrznych linii SN, $\frac{1}{rok}$;

k_p - przeciętny jednostkowy koszt energii nie dostarczonej odbiorcom w wyniku planowego wyłączenia linii, $\frac{zł}{kW.h}$;

pozostałe oznaczenia - jak we wzorze (1).

Warto tu zauważyć, że koszt K_p nie zależy od długości l jednej linii, a tylko od obciążenia P tej linii i liczby n łączników w niej zainstalowanych.

Dalsza analiza przy uwzględnieniu przerw planowych jest podobna jak w przypadku przerw awaryjnych i opiera się o wzory (4) i (5). Z praktycznego punktu widzenia interesujące jest jednak uwzględnienie w analizie zarówno przerw planowych, jak i awaryjnych. Zatem graniczny koszt jednostkowy $K'_{igr}(n)$ jednego łącznika, który porównuje się kosztem K_i, należy wyznaczyć jako:

$$K'_{igr}(n) = \frac{K_a(n-1)+K_p(n-1)-K_a(n)-K_p(n)}{\Delta n_d} \qquad (7)$$

Zainstalowanie w linii kolejnego, n+1 łącznika będzie ekonomicznie uzasadnione, jeśli $K'_{igr}(n) \geqslant K_i$.

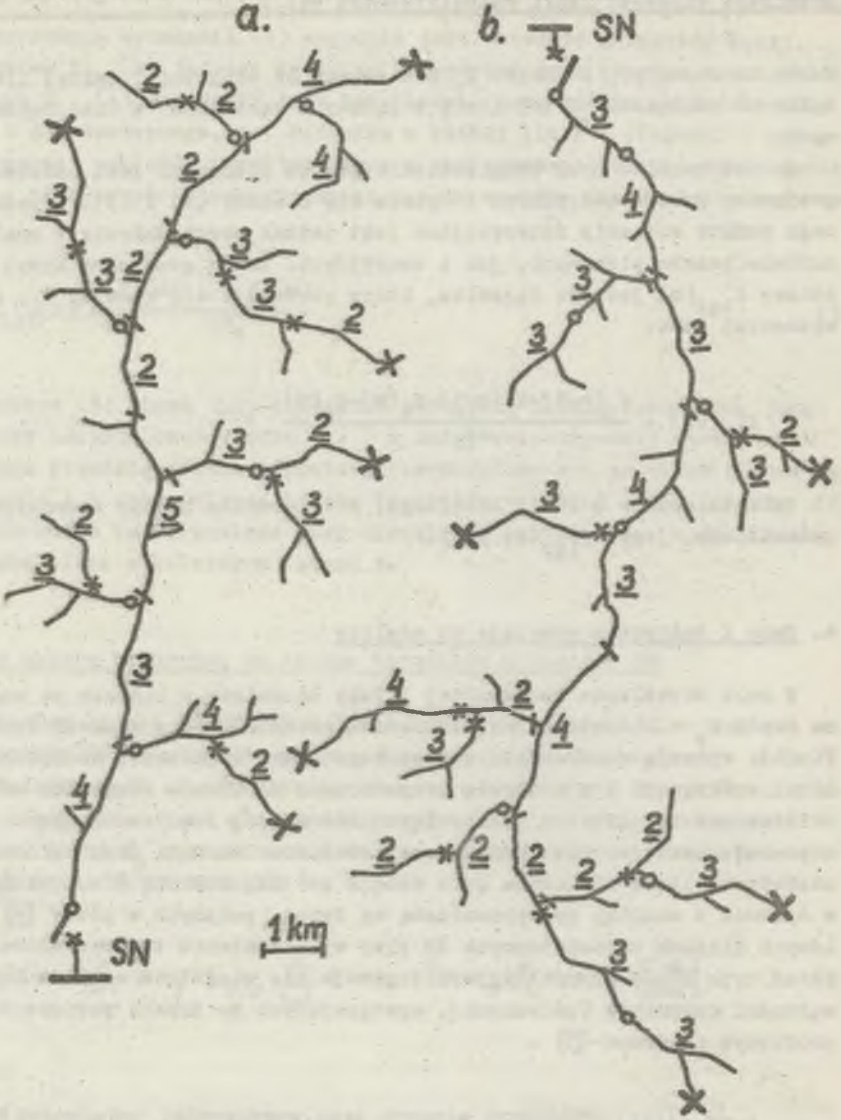
4. Dane i założenia przyjęte do analizy

W celu określenia racjonalnej liczby łączników w liniach ze względu na koszt K_a nie dostarczonej odbiorcom energii należy znaleźć funkcję $\hat{y}(n,l)$, opisującą zależność zastępczego czasu wyłączenia obciążenia całej linii o długości l w procesie przywracania zasilania wszystkim odbiorcom od długości tej linii i liczby łączników w niej rozmieszczonych. Czas ten odpowiada wartości nie dostarczonej odbiorcom energii przy założeniu, że uszkodzona linia obciążona była mocą P = 1 MW. Funkcję $\hat{y}(n,l)$ znaleziono w oparciu o analizę przeprowadzoną wg zasad, podanych w pracy [4] w modelowych liniach napowietrznych SN przy wykorzystaniu trójpoziomowego planu badań typu 3^2. W planie tym wykorzystuje się wszystkie możliwe kombinacje wartości czynników (zmiennych), występujących na trzech poziomach: dolnym, środkowym i górnym [3] .

Tablica 1

Przedziały zmienności zmiennych l i n

Zmienna	Poziom dolny (-1)	Poziom środkowy (0)	Poziom górny (+1)
l [km]	27	45	63
n $\left[\frac{\text{szt.}}{\text{linię}}\right]$	3 dla l = 27 5 dla l = 45 7 dla l = 63	6 dla l = 27 10 dla l = 45 14 dla l = 63	9 dla l = 27 15 dla l = 45 21 dla l = 63
$\frac{n}{l}$ $\left[\frac{\text{szt.}}{\text{km}}\right]$	0,111	0,222	0,333

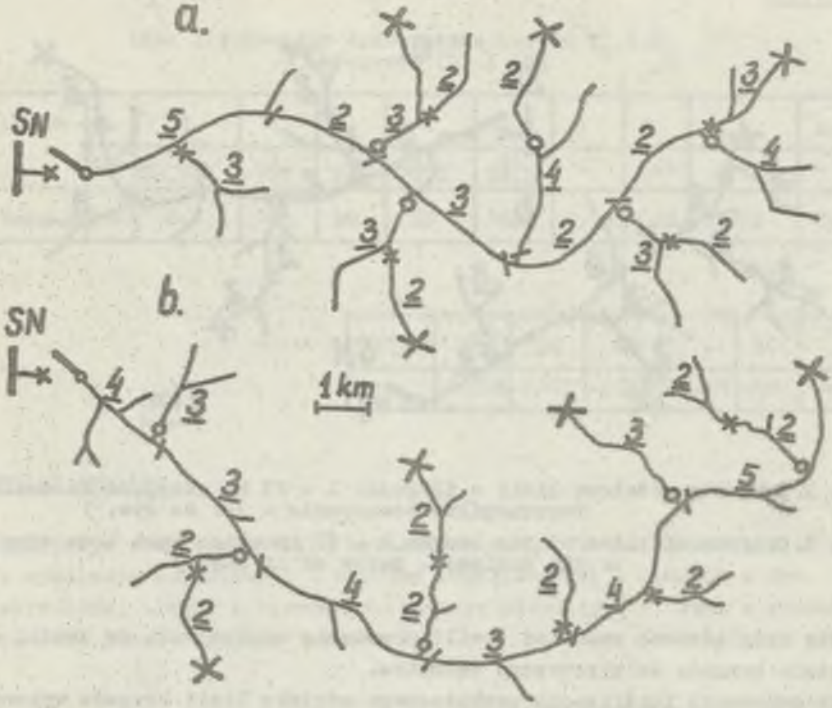


Rys. 1. Schematy modelowe linii o długości l=63 km przyjęte do analizy

——X - możliwość zasilania rezerwowego, —/— - łączniki stanowiące poziom dolny wyposażenia linii (wg tabl.1), —/— i —O— - łączniki stanowiące poziom środkowy wyposażenia linii, —/— , —O— i —X— - łączniki stanowiące poziom górny wyposażenia linii, —/———O— - długość odcinka linii w km

Fig. 1. Diagram of lines of the length l = 63 km which have been adopted to the analysis

——X - possibility of reserve supply —/— - switches determinung lower equipment of line (Tabl. 1) —/—, and —O— - switches determining middle level of equipment of line —/—, —O— and —X— - switches determing upper level of equipment of line —/———O— - length of line sector in km

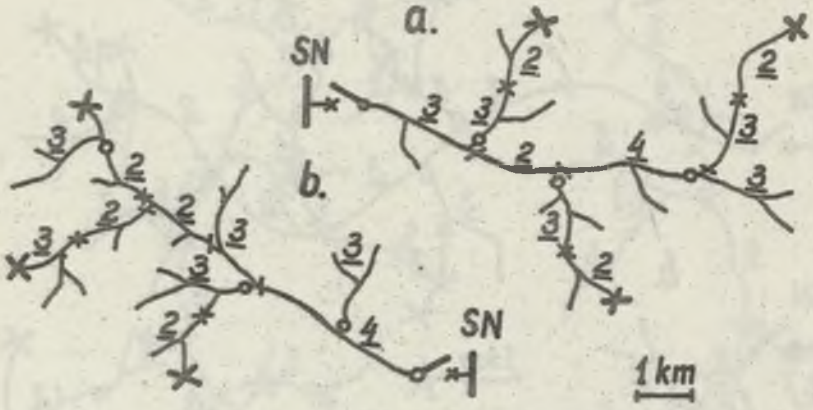


Rys. 2. Schematy modelowe linii o długości l = 45 km przyjęte do analizy. Poszczególne oznaczenia - jak na rys. 1

Fig. 2. Diagram of lines of the length l = 45 km which have been adopted to the analysis. Marks as in fig. 1

W tablicy 1 przedstawiono przedziały zmienności zmiennych l i n. Rys. 1-3 przedstawiają natomiast przyjęte do analizy schematy modelowych linii napowietrznych SN, dla których wyznaczono zastępcze, oczekiwane czasy wyłączenia linii kolejno podczas lokalizacji odcinkowej uszkodzenia (za pomocą łączeń próbnych), lokalizacji punktowej uszkodzenia (za pomocą obchodu pieszego) i podczas naprawy uszkodzenia. Na podstawie opinii specjalistów z zakresu obsługi ruchowej elektroenergetycznych sieci rozdzielczych przyjęto ponadto następujące założenia.

1. Lokalizacja odcinkowa prowadzona jest wg strategii minimalizującej wartość nie dostarczonej energii [2] aż do wyczerpania wszystkich możliwych łączeń i rozpoczynana jest w każdym przypadku od łącznika, dzielącego linię na 2 części, zbliżone do siebie pod względem długości.
2. Obciążenia poszczególnych odcinków linii oraz prawdopodobieństwa ich uszkodzenia proporcjonalne są do długości tych odcinków.



Rys. 3. Schematy modelowe linii o długości l = 27 km przyjęte do analizy. Poszczególne oznaczenia - jak na rys. 1

Fig. 3. Diagram of lines of the length l = 27 km which have been adopted to the analysis. Marks as in fig. 1

3. Nie uwzględniono czasu od chwili powstania uszkodzenia do chwili dojazdu brygady do pierwszego łącznika.
4. Po dokonaniu lokalizacji uszkodzonego odcinka linii brygada wykonuje przełączenia rezerwujące aż do przywrócenia zasilania wszystkim pozostałym odbiorcom, o ile jest to technicznie możliwe.
5. Przeciętna prędkość przemieszczania się brygady wzdłuż linii wynosi 20 km/h.
6. Stosunek drogi kołowej do odległości geometrycznej równy jest 1,3.
7. Przeciętny czas trwania jednej operacji łączeniowej (o-Z-W-z) wraz z niezbędnymi rozmowami z dyspozytorem i przebyciem drogi samochód-łącznik i z powrotem równy jest 0,1 h, natomiast bez tej drogi - 0,05 h, a dla łączenia rezerwującego - 0,08 h.
8. W obchodzie uszkodzonego odcinka bierze udział tylko jeden z członków 2-osobowej brygady pogotowia energetycznego; obchód prowadzony jest z szybkością 3 km/h.
9. Przeciętny czas naprawy udzkodzenia wraz z przygotowaniem miejsca pracy wynosi 4h.

Dla wyznaczenia kosztu K_n i K_p energii nie dostarczonej odbiorcom w procesie likwidacji uszkodzeń i podczas wykonywania prac planowych przyjęto dane, które zestawione zostały w tablicy 2.
Obliczenia wykonano alternatywnie dla P = 0,5; 1,0 i 1,5 MW.

Tablica 2

Dane liczbowe do wyznaczenia kosztu K_a i K_p wg wzorów (1) i (6)

Wielkość	L	d_1	λ_p	t_p	k_a	k_p	p	N	q_s	q_σ
	km	$\frac{1}{km.rok}$	$\frac{1}{rok}$	$\frac{h}{km}$	$\frac{zł}{kW.h}$	$\frac{zł}{kW.h}$	-	lat	-	-
Wartość	720	0,1	0,1	16	50	16,7	0,09	20	0,015	0,03

l [km]	20	30	40	51,4	60	72
q_1	-0,003	-0,005	-0,007	-0,009	-0,011	-0,013

5. Wyniki analizy

Realizacje wielkości y(n,l) wyznaczono na drodze badań modelowych poprzez symulację lokalizacji i naprawy uszkodzeń [4] w liniach z rys. 1-3 dla określonej liczby n łączników. Macierz planu typu 3^2 wraz z uzyskanymi wartościami y(n,l) zawiera tablica 3.

Tablica 3

Macierz planu typu 3^2 i wartości realizacji y(n,l)

X_o	X_1	X_2	X_1^2	X_2^2	X_1X_2	$y_1(X_1,X_2)$ h/uszk.	$y_2(X_1,X_2)$ h/uszk.	$y_{śr}(X_1,X_2)$ h/uszk.
+1	-1	-1	+1	+1	+1	0,84+0,60+1,03	0,80+0,60+1,03	2,45
+1	0	-1	0	+1	0	0,69+0,23+0,56	0,80+0,23+0,66	1,59
+1	+1	-1	+1	+1	-1	0,93+0,11+0,42	0,98+0,13+0,49	1,53
+1	-1	0	+1	0	0	1,05+0,44+0,68	1,48+0,46+0,69	2,40
+1	0	0	0	0	0	0,99+0,22+0,49	1,33+0,23+0,40	1,83
+1	+1	0	+1	0	0	1,12+0,10+0,35	1,33+0,11+0,38	1,69
+1	-1	+1	+1	+1	-1	1,28+0,37+0,53	1,46+0,35+0,51	2,25
+1	0	+1	0	+1	0	1,14+0,14+0,34	1,39+0,15+0,35	1,76
+1	+1	+1	+1	+1	+1	1,30+0,07+0,25	1,47+0,07+0,25	1,70

W tablicy tej poszczególne zmienne oznaczają:

X_o - zmienna, przyjmująca stale wartość + 1 [3],

X_1, X_2 - zmienne standaryzowane, określone jako:

$$X_1 = \frac{\frac{n}{I} - (\frac{n}{I})_o}{\Delta(\frac{n}{I})}, \quad X_2 = \frac{l - l_o}{\Delta l},$$

gdzie $(\frac{n}{I})_o$, l_o - współrzędne centralnego punktu planu (poziom środkowy z tablicy 1),

$\Delta(\frac{n}{I})$, Δl - wartości bezwzględne przyrostu obu zmiennych równe odpowiednio 0,111 $\frac{szt.}{km}$ i 18 km,

y_1, y_2 - wartości zastępczego czasu wyłączenia obciążenia całej linii, uzyskane na podstawie symulacji odpowiednio w liniach a i b z rys. 1-3; składnikami są tu zastępcze czasy trwania odpowiedniej lokalizacji odcinkowej, lokalizacji punktowej i naprawy uszkodzenia.

Funkcja regresji, wyznaczona w oparciu o pracę [3] na podstawie wartości, zawartych w tablicy 3, adekwatna na poziomie istotności $\alpha = 0,05$ ma postać:

$$\hat{y}(X_1, X_2) = 1,789 - 0,363X_1 + 0,023X_2 + 0,277X_1^2 - 0,093X_2^2 + 0,093X_1X_2 \quad \left[\frac{h}{uszk.}\right] \qquad (8)$$

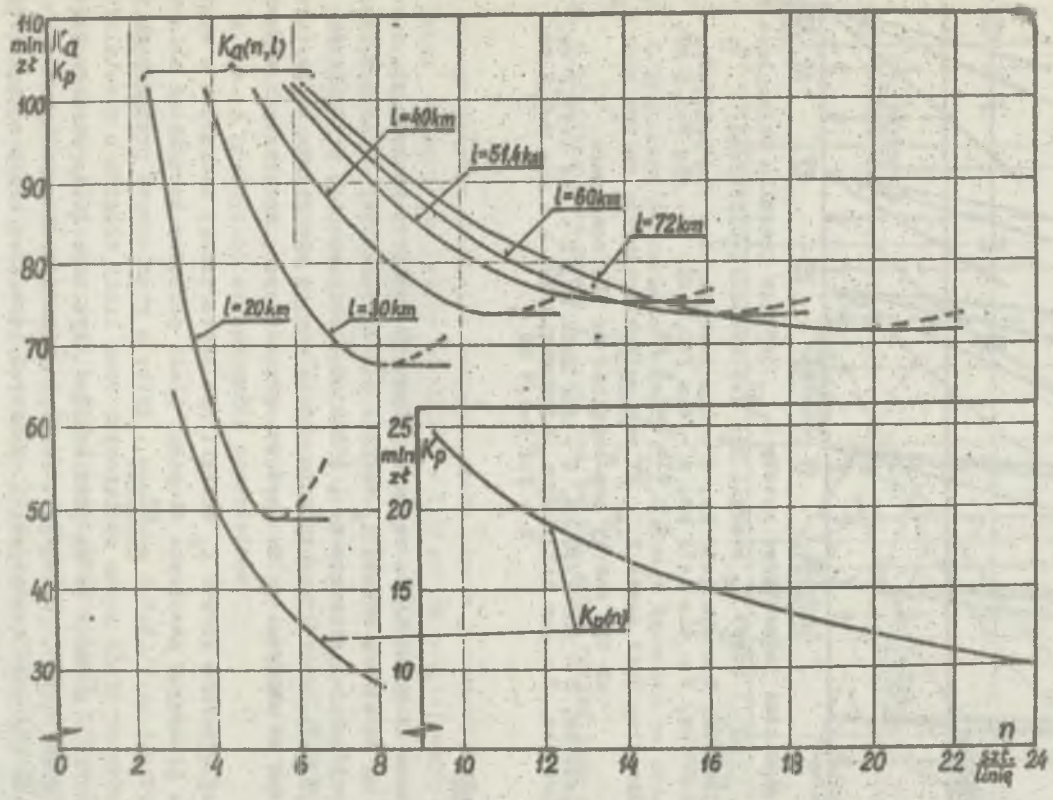
lub dla zmiennych rzeczywistych:

$$y(n,l) = 3,449 + 0,047n - 15,332(\frac{n}{I}) + 22,437(\frac{n}{I})^2 + 167,778 \cdot 10^{-4} l +$$

$$+ 2,870 \cdot 10^{-4} l^2 \quad \left[\frac{h}{uszk.}\right] \qquad (9)$$

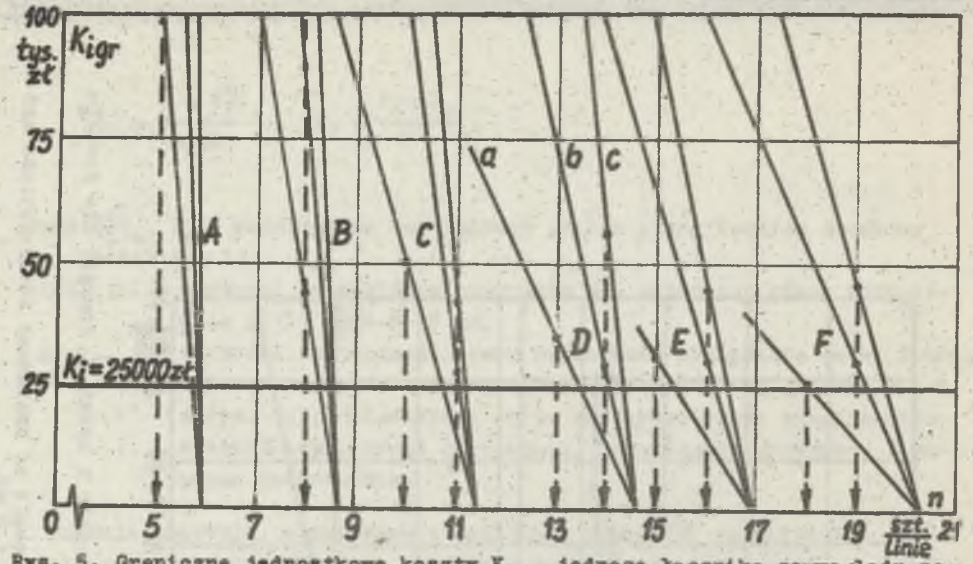
Na rys. 4 przedstawiono obliczone wg wzoru (1) wartości kosztu $K_a(n,l)$ oraz wartości kosztu $K_p(n)$, obliczone wg wzoru (6) przy założeniu, że $P = 1,0$ MW. Na podstawie rys. 4 można łatwo wyznaczyć wartości kosztu K_a i K_p dla innego obciążenia P linii oraz innych niż podano w tablicy 2 wartości k_a, k_p, d_1, λ_p, i t_p.

Rys. 5 przedstawia przebiegi zmian jednostkowego granicznego kosztu $K_{igr}(n)$ w zależności od długości l linii i ich obciążenia P. Przy założeniu, że $K_i = 25000$ zł na rysunku tym zaznaczono racjonalne ze względu na koszt K_a liczby łączników w liniach, skąd łatwo wyliczyć graniczne długości linii pomiędzy łącznikami. Na rys. 6 przedstawiono zaś zmiany jednostkowego granicznego kosztu K'_{igr} w zależności od długości l linii i ich obciążenia P (odpowiednie wykresy podano dla skrajnych wartości l i P).



Rys. 4. Zdyskontowany koszt K_a energii nie dostarczonej odbiorcom awaryjnie i koszt K_p energii nie dostarczonej planowo dla P = 1,0 MW

Fig. 4. Dicsounted cost K_a energy non-supplied to the consumers as a result of unplanned interruptions and cost K_p of the energy planned non-supplied for P = 1,0 MW.



Rys. 5. Graniczne jednostkowe koszty K_{igr} jednego łącznika ze względu na koszt K_a energii nie dostarczonej odbiorcom

A - dla l=20 km, B - dla l=30 km, C - dla l=40 km, D - dla l=51,4 km
E - dla l=60 km, F - dla l=72 km, a - dla P=0,5 MW, b - dla P=1,0 MW, c - dla P=1,5 MW

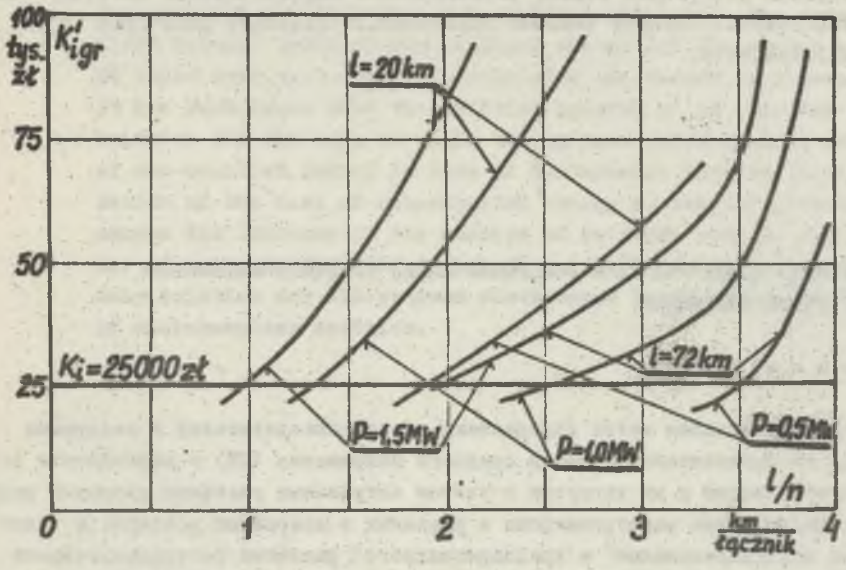
Fig. 5. Limiting unit costs K_{igr} of one switch according to the cost K_a of the energy non-supplied to the consumers

A - for l=20 km, B - for l=30 km, C - for l=40 km, D - for l=51,4 km,
E - for l=60 km, F - for l=72 km, a - for P=0,5 MW, b - for P=1,0 MW, c - for P=1,5 MW

6. Wnioski

a) Graniczne długości linii napowietrznych SN pomiędzy łącznikami, wyznaczone na podstawie kosztu K_a energii nie dostarczonej odbiorcom awaryjnie przy założeniu kosztu K_i = 25000 zł, zawierają się w granicach 3,7÷4,0 km/łącznik i praktycznie nie zależą od obciążenia linii (rys.5). Wartości te zbliżone są do wartości przeciętnych, spotykanych w praktyce.

b) Po uwzględnieniu kosztu K_p energii nie dostarczonej odbiorcom w wyniku przerw planowych graniczne długości linii pomiędzy łącznikami maleją do wartości ok. 1,5÷3,0 $\frac{km}{łącznik}$. Tylko w granicznych przypadkach - dla krótkich linii mocno obciążonych oraz linii długich o niewielkim obciążeniu - granice te są przekroczone (rys. 6). Dolna wartość długości granicznej (1,5 km) jest również graniczną długością odcinków linii ze względów technicznych. Praktycznie bowiem każdy z łączników zainstalowanych w linii byłby wtedy łącznikiem, łączącym z pniem linii odgałęzienie (odczep), z którego zasilany byłby pojedynczy transformator SN/nN.



Rys. 6. Graniczne jednostkowe koszty K'_{igr} jednego łącznika po uwzględnieniu kosztu K_a i K_p

Fig. 6. Limiting unit costs K'_{igr} of one switch after taking into account costs K_a and K_p

c) Przeprowadzona analiza z uwzględnieniem przerw planowych zakłada, że wraz ze wzrostem liczby łączników w liniach SN powyżej wartości, wynikających z rys. 5 nie wzrośnie energia nie dostarczona na etapie lokalizacji odcinkowej uszkodzeń (linie przerywane na rys. 4). Zatem lokalizacja uszkodzeń w liniach o $\frac{l}{n} < 4$ wymaga dużego doświadczenia dyspozytora i wspomagania ze strony techniki mikrokomputerowej. W przeciwnym przypadku instalowanie większej liczby łączników w liniach SN niż to wynika z rys. 5 nie byłoby ekonomicznie uzasadnione.

LITERATURA

[1] Buchta P.: O liczbie stacji SN/nN zasilanych z linii kablowych SN. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej Elektryka z. 85, Gliwice 1983.

[2] Niczyporowicz L. i inni: Optymalna lokalizacja uszkodzonego odcinka napowietrznej linii średniego napięcia. Energetyka z. 5, 1978.

[3] Pająk E., Wieczorowski K.: Podstawy optymalizacji operacji technologicznych w przykładach. PWN, Warszawa - Poznań 1982,

[4] Popczyk J.: Proces odnowy poawaryjnej w napowietrznych sieciach rozdzielczych. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej Elektryka z.66, Gliwice 1979.

ПРЕДЕЛЬНАЯ ДЛИНА УЧАСТКОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ МЕЖДУ РАЗЪЕДИНИТЕЛЯМИ

Р е з ю м е

В статье показан метод определения числа разъеднинтелей в воздушных линиях распределительных сетей среднего напряжения (СН) в зависимости от длины этих линий и их нагрузки с учётом актуальных удельных значений стоимости недоотпуска электроэнергии в плановых и аварийных режимах, а также с учётом капиталовложений и предварительного развития распределительной сети СН. Приведён анализ для модельной сети СН. Соответствующие регрессивные зависимости между стоимостью недоотпуска электроэнергии а числом разъединителей, размещённых в воздушных линиях СН, получены при использовании теории планирования экспериментов. Доказано, что предельные длины участков воздушных линий СН между разъединителями, определённые с учётом только стоимости недоотпуска электроэнергии в аварийных режимах, близки длинам встречаемым на практике. Если же учесть стоимость недоотпуска электроэнергии при плановых отключениях потребителей, то число разъединителей в определённой линии увеличивается даже до величины предельного, с технической точки зрения, количества. В таком случае, при локализации повреждённого участка линии необходимо применение микрокомпьютеров, которое обеспечит снижение недоотпуска электроэнергии потребителям.

LIMITING LENGTHS BETWEEN SWITCHES OF MEDIUM VOLTAGE OVERHEAD LINES

S u m m a r y

The paper presents the way of determining the number of switches in MV overhead lines in relation to the length and load of this lines taking the following factors into consideration: - the actual value of unit cost of non-supplied energy to the consumers as a result of planning or unplanning interruptions, - cost of inwestment, - development of the distribution network.

The analysis has been done for a MV-network model. The regression relations between costs of non-supplied energy and the number of switches in MV lines have been obtained, utilizing the theory of planned experiments. It has been found that the limiting lengths of MV overhead lines between switches are the same as real, taking into consideration only the cost of non-supplied energy in case of disturbance interruptions. The consideration of the cost of non-supplied energy in case of planned interruptions causes the increase in the numbers of switches even to the limiting number of switches from the technical point of view. In such conditions the only solution for the optimum disturbance localization is the application of microcomputer technics.