

SPIS TREŚCI

	Str.
Wspomnienie o profesorze Andrzeju Kamińskim	5
1. Zbigniew Gacek: Przegląd tendencji rozwojowych w wysokonapięciowej technice izolacyjnej	9
2. Zbigniew Gacek, Tomasz Rusek: Izolatory odstępnikowe w gazoszczelnych przewodach szynowych 123 ÷ 420 kV	25
3. Marian Mikrut, Zygmunt Pilch, Marian Sauczek: Wykrywanie jednofazowych zwarć rezystancyjnych w kompensowanych sieciach ŚN z wymuszeniem składowej czynnej prądu	37
4. Wiktor Kiś: Obliczanie oddziaływania cieplnego niejednorodności termokinetycznych w instalacjach prądowych	51
5. Adrian Halinka: Estymacja wielkości kryterialnych zabezpieczeń dla zmiennej częstotliwości sygnałów	61
6. Joachim Bargiel, Wiesław Goc, Antoni Przygodzki: Ocena niezawodności pracy toru prądowego ekranowanego	79
7. Joachim Bargiel, Wiesław Goc, Antoni Przygodzki, Bogusław Teichman: Określenie skutków niezawodnościowych współpracy krajowego systemu elektroenergetycznego z systemem elektroenergetycznym Europy Zachodniej	89
8. Franciszek Buchta, Henryk Kocot: Uwzględnienie zdolności przesyłowej sieci w module nieciągłości zasilania systemu komputerowego ROZWÓJ	101
9. Witold Kaduk: Proces prognozowania rozwoju SEE - krótkka charakterystyka oraz przegląd używanych narzędzi	115

CONTENTS

	Page
Remembrance of Professor Andrzej Kamiński	5
1. Zbigniew Gacek: Review of growth trends in high voltage insulating technology	9
2. Zbigniew Gacek, Tomasz Rusek: Epoxy spacers for the 123÷420 kV gas-tight buses	25
3. Marian Mikrut, Zygmunt Pilch, Marian Sauczek: Resistance single phase--to--earth fault detection in the MV-compensated networks with the forced active current	37
4. Wiktor Kiś: Calculation of thermal interaction due to thermokinetic heterogeneity in the current systems	51
5. Adrian Halinka: Critical quantities estimation of protective algorithms for variable signal frequency	61
6. Joachim Bargiel, Wiesław Goc, Antoni Przygodzki: Busway reliability evaluation	79
7. Joachim Bargiel, Wiesław Goc, Antoni Przygodzki, Bogusław Teichman: Impact of cooperation with the West-European Power System (UCPTE) on reliability factors of the Polish Power System	89
8. Franciszek Buchta, Henryk Kocot: Grid transmission capacity taking into consideration in the supply non-continuity module of the ROZWÓJ computer system	101
9. Witold Kaduk: Planning in power systems - short characteristic and survey of tools	115



Prof. zw. dr inż. Andrzej KAMIŃSKI - nauczyciel akademicki, wychowawca kilku pokoleń elektroenergetyków oraz kilkunastu samodzielnych pracowników nauki - zmarł 20 lutego 1995 roku.

Profesor Andrzej KAMIŃSKI urodził się 17 września 1916 roku w Eisleben (Niemcy). Szkołę średnią ukończył w Katowicach, a studia wyższe podjął w 1934 roku na Wydziale Mechanicznym - Oddziale Elektrycznym - Politechniki Lwowskiej. Absolutorium na tejże uczelni uzyskał w roku 1939, ale wybuch wojny uniemożliwił Mu pełne ukończenie studiów. Dyplom magistra inżyniera elektryka uzyskał w 1946 roku na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej.

Profesor Andrzej KAMIŃSKI był jednym z ostatnich wychowanków nestora elektroenergetyków polskich i jednego z założycieli Wydziału

Elektrycznego, profesora Jana Obrąpalskiego, u którego przeszedł pierwszy etap rozwoju naukowego. Od niego też przejął nawyk ścisłego powiązania działalności naukowo-badawczej z potrzebami gospodarki narodowej.

Pracę zawodową prof. Andrzej KAMIŃSKI podjął w 1940 roku w firmie Siemens w Warszawie. W latach 1942-1945 brał aktywny udział w pracach SEP-owskiego konspiracyjnego Komitetu Elektryfikacji Polski, którym kierował prof. J. Obrąpalski, a który opracował projekt elektryfikacji Polski powojennej. Jest to fakt godny podkreślenia, a patriotyczna postawa, odwaga i zdolność przewidywania Profesora Andrzeja KAMIŃSKIEGO wzbudzały nasz podziw i głęboki szacunek.

Pracę naukowo-dydaktyczną prof. Andrzej KAMIŃSKI rozpoczął w roku 1946 w Katedrze Elektroenergetyki na stanowisku starszego asystenta, a następnie adiunkta. W roku 1946 obronił, jako pierwszy na Wydziale Elektrycznym Politechniki Śląskiej, pracę doktorską na temat: "Przyczynek do zagadnienia równowagi dynamicznej turbogeneratorów. Obliczenia przebiegów wyrównawczych o czasie trwania dłuższym niż kilka dziesiątych sekundy". Promotorem rozprawy był profesor Władysław Kołek.

W 1954 roku został powołany na stanowisko docenta. W roku 1961 Rada Państwa nadała Mu tytuł naukowy profesora nadzwyczajnego. Najwyższy tytuł naukowy profesora zwyczajnego uzyskał w 1976 roku.

W latach 1962-1969 Profesor Andrzej KAMIŃSKI pełnił funkcję kierownika Katedry Gospodarki Elektroenergetycznej, którą zorganizował od podstaw. Po reorganizacji Wydziału Elektrycznego w roku 1971 pracował w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów, w Zakładzie Gospodarki Elektroenergetycznej.

Równocześnie z pracą naukowo-dydaktyczną na Uczelni Profesor Andrzej KAMIŃSKI pracował w latach 1949-1951 na stanowisku inżyniera w Zjednoczeniu Energetycznym Okręgu Południowego w Katowicach i zajmował się rozwojem systemu elektroenergetycznego. Przez okres dwóch lat - 1951-1952 - był konsultantem w Zakładzie Elektroenergetyki Politechniki Wrocławskiej.

Godny podkreślenia jest także Jego wkład w organizację Instytutu Energetyki, powołanego przez Ministra Górnictwa i Energetyki, z którym przez okres swej aktywnej działalności naukowo-badawczej ściśle współpracował. Ponadto współpracował z Państwową Dyspozycją Mocy, Okręgową Dyspozycją Mocy Okręgu Południowego oraz Centrum Informatyki w Energetyce. Z więzi z energetyką wylaniały się kolejne tematy prac naukowo-badawczych, które Profesor podejmował osobiście, lub którymi kierował. Jest to bardzo znamienne cecha działalności naukowej Profesora. Wszystkie tematy prac doktorskich, których był promotorem, bezpośrednio nawiązują do aktualnej problematyki nurtującej energetykę. W ten sposób powstał wokół Profesora Andrzeja KAMIŃSKIEGO silny zespół naukowo-badawczy, którego efekty pracy były cenione w środowisku energetyków. Wychowankowie Profesora kontynuują z powodzeniem Jego styl pracy, a niektórzy z nich już kierują własnymi zespołami naukowymi, pozostając wierni metodom pracy, jakie im wszczepił.

Dorobek naukowy Profesora Andrzeja KAMIŃSKIEGO obejmuje ponad 100 prac naukowych, w tym dwie wybitne monografie, około 50 opublikowanych studiów, rozpraw i artykułów naukowych. W okresie 40-letniej pracy naukowo-dydaktycznej na Politechnice Śląskiej koncentrował się na czterech głównych kierunkach:

- problemach stabilności systemów elektroenergetycznych,
- metodach analiz techniczno-ekonomicznych,
- niezawodności wielkich systemów elektroenergetycznych,
- wprowadzaniu nowoczesnej techniki obliczeniowej i przetwarzania informacji do zagadnień związanych z niezawodnością systemów elektroenergetycznych.

W latach 1946-1960 Profesor Andrzej KAMIŃSKI zajmował się problemami stabilności lokalnej i globalnej systemów elektroenergetycznych. Były to pionierskie w kraju badania. Z tej tematyki przedstawił swoją pracę doktorską i wydał w 1956 roku obszerną monografię pt.: "Równowaga współpracy układów elektroenergetycznych". Warto tu podkreślić, że była to pierwsza - i jak dotąd jedyna - książka wydana w języku polskim, poświęcona wyłącznie zagadnieniom równowagi lokalnej i globalnej systemów elektroenergetycznych. Wydanie pracy o takiej tematyce stanowiło w owych latach wybitne osiągnięcie, a o poziomie, jaki reprezentowała, świadczy fakt przetłumaczenia jej na język niemiecki i wydanie - po rozszerzeniu i uzupełnieniu - przez VEB Verlag Technik w Berlinie.

Po objęciu w 1962 kierownictwa Katedry Gospodarki Elektroenergetycznej Profesor koncentruje się na metodach analiz techniczno-ekonomicznych w energetyce. Aspekt ekonomiczny w rozpatrywaniu systemowych zagadnień technicznych nie był dotąd uwzględniany. Zasluga Profesora jest nie tylko opracowanie nowych metod, ale również wdrożenie ich do prac projektowych i eksploatacyjnych w energetyce. Profesor stał się w tej dziedzinie twórczym kontynuatorem prac wcześniej podjętych w środowisku gliwickim przez prof. Lucjana Nehrebeckiego i w środowisku gdańskim przez prof. Kazimierza Kopeckiego.

Równolegle Profesor Andrzej KAMIŃSKI podjął badania związane z niezawodnością pracy systemu elektroenergetycznego. Jego prace z tej tematyki były pionierskie i wysoko oceniane w środowisku elektroenergetyków. Profesor Andrzej KAMIŃSKI reprezentował duży autorytet naukowy w zakresie niezawodności systemów elektroenergetycznych. Stąd też miał liczne kontakty z wybitnymi naukowcami zagranicznymi (z ZSRR, NRD, Wielkiej Brytanii, Kanady, Rumunii, Francji i RFN). Z inspiracji Profesora Andrzeja KAMIŃSKIEGO zespoły problemowe w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów, zajmujące się wytwarzaniem, przesyłem i rozdziałem energii, urządzeniami elektrycznymi oraz automatyką w elektroenergetyce, wprowadziły w obszar swoich badań problematykę niezawodnościową. W ten sposób powstała gliwicka szkoła niezawodności systemów elektroenergetycznych, której Profesor Andrzej KAMIŃSKI był niekwestionowanym liderem. Z tej tematyki Profesor Andrzej KAMIŃSKI wypromował dziewięciu doktorów, w tym sześciu pracowników przemysłowych instytutów naukowo-badawczych i specjalistów z zakresu eksploatacji systemu elektroenergetycznego. Ponadto był opiekunem naukowym jednej pracy habilitacyjnej i opracował 21 recenzji prac doktorskich oraz 5 recenzji rozpraw habilitacyjnych. Jego recenzje były bardzo wnikliwe, surowe, ale i sprawiedliwe i były przyjmowane przez zainteresowanych z dużą wdzięcznością.

Profesor Andrzej KAMIŃSKI był współinicjatorem pierwszej w kraju międzynarodowej konferencji naukowej "Ciągłość zasilania z systemów elektroenergetycznych", zorganizowanej w 1977 roku w Gliwicach przy współudziale Komitetu Elektrotechniki PAN oraz BSiPPUE "Elektroprojekt", w której wzięli udział przedstawiciele 18 ośrodków zagranicznych. Następna II Konferencja pod zmienioną nieco nazwą "Jakość zasilania z układów sieciowych" została zorganizowana w celu przedstawienia osiągnięć i zasług Profesora Andrzeja KAMIŃSKIEGO i Jego wkładu w rozwój omawianej dyscypliny. Warto podkreślić, że Profesor Andrzej KAMIŃSKI był też współinicjatorem wprowadzenia tej tematyki do planu badań naukowych w ramach współpracy Akademii Nauk krajów środkowo- i wschodnioeuropejskich. Nic dziwnego, że właśnie w ramach tej współpracy ośrodkowi gliwickiemu zlecono zorganizowanie w 1986 roku kolejnego międzynarodowego seminarium nt.: "Zagadnienia metodyczne badania niezawodności wielkich systemów elektroenergetycznych".

Uzupełnieniem działalności Profesora był Jego aktywny udział w licznych komitetach, komisjach i radach naukowych. Był członkiem Komitetu Energetyki PAN oraz Komisji Energetyki Śląskiego Oddziału PAN w Katowicach, przewodniczącym grupy roboczej ds. niezawodności zasilania Międzynarodowej Konferencji Energetyki Przemysłowej.

Prace własne Profesora oraz prace wykonane pod Jego kierownictwem reprezentują wysoki poziom naukowy i wszystkie zostały wykorzystane w praktyce. Zespół naukowy Profesora bardzo ściśle związał się z Instytutem Energetyki oraz Centrum Informatyki w Energetyce, a sam Profesor jako ekspert włączył się do zadań realizowanych w ramach problemu węzłowego pt.: "Zintensyfikowanie pracy systemu elektroenergetycznego przez automatyzację obiegu i przetwarzania informacji w Dyspozycji Mocy i węzłach sieci przesyłowej". Najlepszym miernikiem oceny prac Profesora jest fakt cytowania Go we wszystkich rozprawach doktorskich i habilitacyjnych, podręcznikach, książkach, artykułach

i referatach dotyczących tematyki działalności naukowej Profesora. Prawie wszystkie Jego publikacje są odnotowane w bibliografiach zagranicznych.

Godną podkreślenia była intuicja Profesora w wytyczaniu kierunków prac naukowo-badawczych. Z wieloletnim wyprzedzeniem przewidywał potrzeby elektroenergetyki, a przykładem były prace z zakresu równowagi systemów oraz z niezawodności zasilania odbiorów energetycznych. Źródłem tych trafnych przewidywań była głęboka wiedza i doświadczenie inżynierskie Profesora. W tym kontekście można uznać Profesora za współtwórcę polskiej szkoły niezawodności wielkich systemów elektroenergetycznych.

Bogata była również działalność Profesora w zakresie dydaktyki i wychowania. Wydał dwie książki i dwa skrypty. Był promotorem ponad stu prac dyplomowych, z których wszystkie wiązały się z tematyką prac naukowo-badawczych wykonywanych dla przemysłu. W działalności dydaktycznej Profesor nie tylko starał się przekazywać studentom swoją głęboką i wszechstronną wiedzę, ale również wielką uwagę przywiązywał zawsze do kształtowania ich postaw obywatelskich. Słowem, a przede wszystkim własnym przykładem, przyczyniał się do wyrabiania w nich poczucia odpowiedzialności, sumienności, pracowitości i systematyczności. Był wymagający w stosunku do siebie, a także w stosunku do studentów i młodszych pracowników naukowo-dydaktycznych. Jednocześnie był im bardzo życzliwy, służył radą i pomocą, stwarzał klimat wzajemnego zaufania. Te cechy charakteru Profesora zasługują w pełni na naśladownictwo.

W uznaniu osiągnięć naukowych, dydaktycznych i wychowawczych oraz zasług dla rozwoju energetyki otrzymał Profesor wysokie odznaczenia państwowe, a m.in. Krzyż Kawalerski Orderu Odrodzenia Polski. Był wyróżniony nagrodą I stopnia Ministra Nauki, Szkolnictwa Wyższego i Techniki oraz wieloma nagrodami Rektora Politechniki Śląskiej.

Profesor Andrzej KAMIŃSKI cieszył się nie tylko dużym autorytetem naukowym, ale również wielkim autorytetem moralnym. W wyrażaniu swoich poglądów był otwarty i konstruktywny. Swoją cierpliwością, swoistym sposobem bycia nieraz wpływał na uspokojenie nastrojów i łagodzenie napiętych sytuacji. Na podkreślenie zasługuje fakt, że Profesor Andrzej KAMIŃSKI był Polakiem z wyboru, gdyż Jego matka była Niemką i po wojnie mógł On wybrać sobie obywatelstwo. Był wielkim patriotą, którego dobrem nadrzędnym było dobro ojczyzny. Był człowiekiem niezwykle skromnym.

Takim pozostanie w naszej pamięci.

Pogrzeb Profesora Andrzeja KAMIŃSKIEGO odbył się 23 lutego 1995 roku na cmentarzu ewangelickim w Wiśle.

Prof. dr hab. inż. Tadeusz GLINKA
Dziekan Wydziału Elektrycznego
Politechniki Śląskiej

Zbigniew GACEK

PRZEGLĄD TENDENCJI ROZWOJOWYCH W WYSOKONAPIĘCIOWEJ TECHNICIE IZOLACYJNEJ

Streszczenie. W artykule dokonano bardzo skrótego przeglądu tendencji rozwojowych w wysokonapięciowej technice izolacyjnej. Rozważa się osiągnięcia pod względem materiałowym i konstrukcyjnym oraz postępy w badaniach izolacji sieci i wybranych urządzeń elektroenergetycznych.

REVIEW OF GROWTH TRENDS IN HIGH VOLTAGE INSULATING TECHNOLOGY

Summary. A very brief review of growth trends in high voltage insulating technology is given in the paper. Attainments in respect of material and constructional aspects and progress in insulation test techniques of high voltage power networks and choice power devices are considered.

1. WPROWADZENIE

Wysokonapięciowa technika izolacyjna w zastosowaniu do elektroenergetyki jest dziedziną wiedzy o właściwościach układów izolacyjnych występujących w sieciach oraz obwodach głównych urządzeń, maszyn i aparatów elektrycznych. Zaczęła się ona kształtować około sto lat temu, gdy pojawiły się pierwsze sieci wysokiego napięcia, a izolacja zaczęła decydować o ich funkcjonalności i niezawodności. Ze względu na dużą "odpowiedzialność techniczną" izolacji taka prawidłowość występuje również obecnie.

Szeroko rozumiana wysokonapięciowa technika izolacyjna obejmuje wiele zagadnień z zakresu projektowania, konstruowania, wytwarzania i użytkowania układów izolacyjnych. Coraz częściej wykorzystuje się doświadczenia wynikające z tzw. *nauki konstrukcji*, będącej rezultatem integrowania i systematyzowania wiedzy zgromadzonej w różnych obszarach konstruowania środków technicznych [4]. Istnieje również wyraźna tendencja do coraz szerszego stosowania algorytmicznych metod projektowania i konstruowania układów izolacyjnych. Jest

to związane z systematycznym postępowaniem w rozwoju techniki komputerowej i powszechnym dostępem do coraz doskonalszych mikrokomputerów. Zakres wspomagania komputerowego projektowania i konstruowania wysokonapięciowych układów izolacyjnych obejmuje już obecnie wiele działań operacyjnych.

Najbardziej dynamiczne zmiany w wysokonapięciowej technice izolacyjnej występują w zakresie zwiększania się możliwości praktycznego stosowania syntetycznych materiałów elektroizolacyjnych (gazowych, ciekłych i stałych), a także opanowania nowych technik izolowania linii napowietrznych i kablowych oraz rozmaitych urządzeń, maszyn i aparatów elektrycznych. Duże postępy osiągnięto również w zakresie badań wysokonapięciowych układów izolacyjnych, szczególnie badań diagnostycznych - wykonywanych podczas eksploatacji badanego obiektu.

W artykule dokonano skróconego przeglądu niektórych osiągnięć materiałowo-konstrukcyjnych w wysokonapięciowej technice izolacyjnej oraz postępów w badaniach izolacji wysokonapięciowych urządzeń elektroenergetycznych. Zakres rozważań nie obejmuje wielu szczegółowych zagadnień technicznych, technologicznych i pomiarowych.

2. NIEKTÓRE NOWOCZESNE MATERIAŁY ELEKTROIZOLACYJNE

Materiały odgrywają decydującą rolę w rozwoju techniki, a nawet cywilizacji. Dotyczy to również elektrotechniki i elektroenergetyki, gdyż postęp w zakresie konstruowania i wytwarzania urządzeń elektrycznych zależy w znacznej mierze od możliwości praktycznego stosowania materiałów elektrotechnicznych - w tym elektroizolacyjnych - o jak najlepszych cechach użytkowych i technologicznych. O jakości tych materiałów decydują surowce oraz parametry technologiczne, związane z procesami ich przetwarzania.

Współczesny konstruktor ma do dyspozycji ciągle rosnącą liczbę materiałów elektroizolacyjnych, które mogą pracować w warunkach rozmaitych obciążeń i narażeń. Poza materiałami tradycyjnymi, jak np. olej mineralny, porcelana elektrotechniczna lub papier kablowy, w wysokonapięciowej technice izolacyjnej stosuje się sprężony sześćsiork siarki (SF_6), syntetyczne ciecze dielektryczne oraz wielkocząsteczkowe organiczne tworzywa sztuczne (plastomery i elastomery). Wprowadzenie do produkcji nowoczesnych tworzyw i technologii ich przetwórstwa należy uznać za jedno z najważniejszych osiągnięć elektrotechniki stosowanej, a szczególnie techniki izolacyjnej. Tworzywa te skutecznie zastępują tradycyjne materiały izolacyjne, a niekiedy pełnią również funkcje konstrukcyjne. Szeroka oferta chemii sprawia, że nieśmiało stosowane tworzywa sztuczne stają się czynnikiem napędowym wielu branży przemysłu elektrotechnicznego.

Sześćciofluorek siarki

Sprężony SF₆ jest podstawowym czynnikiem izolującym i chłodzącym w gazoszczelnych układach izolacyjnych (ang. GIS). Stosując ten gaz pod ciśnieniem od 0,2 MPa do 0,5 MPa można efektywnie wykorzystać jego bardzo dobre właściwości, a jednocześnie uniknąć niebezpieczeństwa przejścia gazu w stan ciekły podczas pracy rozdzielnicy lub przewodu szynowego w warunkach napowietrznych. Korzystne właściwości elektryczne sprężonego SF₆ w układach elektrod o polu co najwyżej umiarkowanie nierównomiernym pozwalają na stosowanie niewielkich odstępów izolacyjnych. Dzięki temu uzyskuje się małe wymiary poprzeczne urządzeń - nawet o bardzo wysokich napięciach roboczych. SF₆ jest wykorzystywany również jako gasiwo w coraz powszechniej stosowanych wyłącznikach gazowych.

Oleje syntetyczne

Oprócz olejów mineralnych - nadal szeroko stosowanych jako materiały elektroizolacyjne, nasycające, chłodzące i niekiedy gaszące - w niektórych urządzeniach elektroenergetycznych stosuje się również oleje syntetyczne. Nie są to już jednak toksyczne i niezdolne do biodegradacji chlorowane dwufenyle, zwane olejami PCB. Substytutami powyższych olejów są nietoksyczne i biodegradowalne ciecze dielektryczne, uzyskiwane na bazie węglowodorów aromatycznych (alkilobenzeny, alkilodwufenyloetany, alkilonaftaleny) oraz oleje estrowe. Niektóre z tych cieczy wytwarza się również w Polsce, np. syciwo kondensatorowe niechlorowane AKB (alkilokerylobenzen) i syciwo kondensatorowe estrowe pod nazwą handlową FDO.

Tworzywa sztuczne

Do grupy nowych materiałów elektroizolacyjnych stałych zalicza się niektóre tworzywa sztuczne, będące niekiedy wynikiem osiągnięć inżynierii materiałowej. Obserwuje się jednak zanik bezkrytycznej fascynacji wyłącznie ich nowoczesnością oraz wyraźną tendencję do wszechstronnego badania własności tych materiałów przed wprowadzeniem ich do eksploatacji. Niektóre z tworzyw sztucznych można już zaliczyć do materiałów "klasycznych", np. polietylen sieciowany, lane kompozycje epoksydowe lub folie polipropylenowe. Zakres zastosowania tych materiałów w wysokonapięciowej technice izolacyjnej ulega nadal rozszerzeniu.

Stopniowe wypieranie tradycyjnych materiałów izolacyjnych w elektroenergetyce nastąpiło najwcześniej w aparatach i rozdzielniach wewnętrznych. Izolatory ceramiczne zostały zastąpione izolatorami z tzw. *lanych kompozycji epoksydowych*. Tendencja do zastępowania ceramiki i szkła przez tworzywa i kompozyty organiczne jest uzasadniona uzyskiwanymi dzięki temu oszczędnościami energii, a także coraz większymi możliwościami technicznymi i technologicznymi przemysłu chemicznego.

Organiczne tworzywa sztuczne są stosowane w przemyśle elektrotechnicznym od kilkadziesiąt lat. Wykorzystuje się je w różnych celach, ale tylko niektóre z nich służą do wytwarzania elementów wysokonapięciowych układów izolacyjnych pracujących w warunkach napowietrznych [20]. Najważniejsze spośród tych materiałów to:

- kauczuki etylenowo-propylenowo-dianowe (EPDM),
- kauczuki silikonowe (typu RTV i HTV),
- cykloalifatyczne żywice epoksydowe,
- nowe materiały kompozytowe, zwane w literaturze anglojęzycznej polymer concretes, czyli betonami polimerowymi (BP).

Kauczuki EPDM należą do grupy elastomerów syntetyzowanych z trzech różnych monomerów, a więc do tzw. terpolimerów. Jest to interesująca grupa materiałów izolacyjnych, wykazująca naturalną odporność na działanie różnorodnych czynników środowiskowych (w tym również promieniowania ultrafioletowego). Poprzez odpowiednie modyfikowanie woskami olefinowymi i węglowodorami parafinowymi można nadać powierzchni izolacyjnej trwale własności hydrofobowe. Modyfikowany EPDM nie traci tych własności w warunkach eksploatacyjnych, ponieważ odnawiają się one samorzutnie.

Kauczuki silikonowe są wykonywane w dwóch odmianach: jako tzw. kauczuki RTV (wulkanizowane w temperaturze pokojowej pod wpływem wilgoci zawartej w powietrzu) i tzw. kauczuki HTV (wulkanizowane w wysokiej temperaturze). Kauczuki silikonowe, szczególnie wulkanizowane na gorąco, wykazują trwałą elastyczność oraz są odporne na utlenianie, działanie pleśni i wielu czynników chemicznych. Pęcznieją one jednak pod wpływem węglowodorów aromatycznych. Do zalet kauczków silikonowych należy niewielka stratność dielektryczna, nieznaczna zależność $\tan\delta$ od temperatury oraz duża przewodność cieplna i hydrofobowość. Znaczącą barierą w szerszym zastosowaniu tych kauczków i wytwarzanych z nich gum silikonowych jest ich wysoka cena.

Cykloalifatyczne żywice epoksydowe (cykloolefiny), będące jedną z trzech odmian żywic epoksydowych, stanowią podstawowy składnik lanych kompozycji epoksydowych (LKE). Żywice te - wytwarzane dla potrzeb wysokonapięciowej techniki izolacyjnej - charakteryzują się doskonałymi własnościami elektrycznymi oraz dobrą odpornością na łuk elektryczny, prądy pełzne, wyładowania niepełne i promieniowanie ultrafioletowe. Są one jednak produkowane jedynie przez nielicznych wytwórców i mają wysoką cenę. Dlatego też poszukuje się nadal najlepszych sposobów takiej modyfikacji tanich i dostępnych dianowych żywic epoksydowych, która pozwoli na ich wykorzystanie również w warunkach napowietrznych. Dobre rezultaty w zakresie zwiększenia ich trwałości eksploatacyjnej i odporności na wyładowania pełzne uzyskano poprzez zastosowanie uwodnionych wypełniaczy mineralnych, eliminowanie słabych miejsc na granicach ziarn wypełniacza (silanowanie wypełniacza) i aktywną ochronę hydrofobowości powierzchni materiału (dzięki odpowiedniej modyfikacji składu LKE za pomocą poliolefin i wosków poliolefinowych).

Zupełnie realnym przedsięwzięciem wydaje się produkcja izolatorów z nowych materiałów kompozytowych, zwanych *betonami polimerowymi* (BP). Są to materiały składające się z odpowiednio dobranych wypełniaczy mineralnych, organicznego lepiszcza i dodatków specjalnych. Z uwagi na wysoką zawartość wypełniaczy (70-90% wagowo) i możliwość utwardzania w temperaturze pokojowej (małą energochłonność procesu) koszt izolatora z BP jest bardzo niski - szacunkowo 5-10% ceny porównywalnego izolatora porcelanowego. Izolatory z BP wytwarza się już w kilku krajach (USA, Brazylii i Wielkiej Brytanii) i instaluje powoli w wysokonapięciowych liniach napowietrznych (obecnie do 230 kV).

Wielkocząsteczkowe związki organiczne uzyskiwane na drodze syntezy chemicznej są coraz częściej stosowane do wytwarzania nowoczesnych materiałów izolacyjnych (w postaci płyt, taśm, ceratek, folii), będących elementami izolacji wewnętrznej urządzeń, maszyn i aparatów elektrycznych. Niektóre z tworzyw sztucznych są stosowane do izolowania kabli, cewek i uzwojeń oraz do wypełniania pustych przestrzeni w mufach kablowych i kondensatorach. Są one ponadto używane do produkcji lakierów i emalii elektroizolacyjnych. Coraz szerzej stosuje się rozmaite kompozycje materiałowe i materiały kompozytowe - uzyskiwane za pomocą technologii nasycania, klejenia lub prasowania (np. papiery przesycone żywicami, laminaty, tłoczywa itd.). Przykładami nowoczesnych materiałów warstwowych (laminatów), stosowanych jako izolacja maszyn i urządzeń elektrycznych, są taśmy *szkloflex* (laminat giętki z tkaniny szklanej i folii poliestrowej, sklejonych żywicą poliuretanową) oraz *Epoksterm 6* (laminat z papieru mikowego i tkaniny szklanej, sklejonych żywicą poliuretanową).

Dotychczasowe doświadczenia wskazują, że zakres stosowania syntetycznych materiałów izolacyjnych będzie ulegać zwiększeniu, a nowe organiczne tworzywa sztuczne będą wykorzystywane coraz częściej w postaci cienkowarstwowej (folie, taśmy, laminaty) oraz jako kompozyty. W odróżnieniu od lat siedemdziesiątych, nowinki materiałowe traktuje się jednak obecnie znacznie bardziej odpowiedzialnie. Zastosowanie nowych materiałów jest poprzedzone wszechstronnymi badaniami laboratoryjnymi, a często również terenowymi - wykonywanymi w rzeczywistych warunkach eksploatacyjnych.

3. POSTĘPY W ZAKRESIE TECHNIKI IZOLOWANIA W ELEKTROENERGETYCE

Bardzo istotny i nadal daleki od zadowalającego rozwiązania problem zwiększenia niezawodności izolacji zewnętrznej i wewnętrznej urządzeń elektroenergetycznych próbuje się rozwiązywać w różny sposób, przede wszystkim jednak poprzez wprowadzenie nowych jakościowo rozwiązań konstrukcyjnych i materiałowych układów izolacyjnych.

W przypadku izolacji zewnętrznej dobre rezultaty można uzyskać wprowadzając do eksploatacji tzw. *izolatory kompozytowe*, składające się z rdzenia nośnego (najczęściej szklano-

epoksydowego), metalowych okuć i izolacyjnej osłony zewnętrznej, wykonywanej z hydrofobowego elastomeru syntetycznego (najczęściej kauczuku silikonowego lub kauczuku EPDM). Izolatory kompozytowe są już obecnie dość szeroko stosowane w liniach wysokich i najwyższych napięć - szczególnie w USA, Kanadzie i Australii [7].

W przypadku izolacji wewnętrznej stosuje się różnorodne rozwiązania techniczne, technologiczne i materiałowe. Gwarantują one dużą żywotność izolacji, m.in. ze względu na zmniejszenie do minimum intensywności wyładowań niezupełnych (wnz). W praktyce eksploatacyjnej obserwuje się tendencję do stosowania różnorodnych taśm izolacyjnych i półprzewodzących oraz syntetycznych folii elektroizolacyjnych - na ogół o bardzo dobrych właściwościach elektrycznych, cieplnych i mechanicznych. Dotyczy to w szczególności izolacji niektórych maszyn elektrycznych, głowic i muf kablowych oraz nowoczesnych kondensatorów energetycznych.

Bardzo realna wydaje się możliwość dalszego zmniejszenia wymiarów nie tylko niekonwencjonalnych układów izolacji wewnętrznej (np. gazowej ciśnieniowej w rozdzielnicach i przewodach szynowych izolowanych SF₆), ale również układów izolacji zewnętrznej (w liniach napowietrznych i stacjach elektroenergetycznych). Jest to związane z możliwością obniżenia napięć probierczych i oszczędniejszej koordynacji izolacji. Wiąże się to z kolei przede wszystkim z coraz powszechniejszym stosowaniem bardzo skutecznych beziskiernikowych ograniczników przepięć, czyli ochronników z warystorami zawierającymi tlenki metali (zwykle tlenek cynku). Aparaty te mogą być stosowane zarówno do ochrony przed przepięciami piorunowymi i łączeniowymi, jak i przepięciami dorywczymi o długich czasach trwania (rzędu kilku milisekund). W najbliższej przyszłości ten rodzaj ochronników wpływowych będzie prawdopodobnie powszechnie stosowany do ochrony przed wszystkimi rodzajami przepięć.

Izolacja linii napowietrznych

Polska jest jednym z ostatnich krajów europejskich, gdzie jeszcze buduje się elektroenergetyczne linie napowietrzne niskiego i średniego napięcia z przewodami gołymi, instalowanymi na ciężkich żelbetowych słupach. Można jednak przypuszczać, że w najbliższej przyszłości linie te będą budowane prawie wyłącznie jako linie z przewodami izolowanymi (cienką warstwą odpowiednio spreparowanego polietylenu sieciowanego, uodpornionego na działanie promieniowania ultrafioletowego) i instalowane na lekkich słupach drewnianych lub konstrukcjach strunobetonowych wirowanych, a także na fasadach budynków. Ten ostatni przypadek odnosi się do linii niskiego napięcia z przewodami izolowanymi samonośnymi, głównie w warunkach miejskich. Coraz bardziej uzasadnione jest również stosowanie linii z przewodami izolowanymi średniego napięcia, a w wyjątkowo trudnych warunkach terenowych i środowiskowych - nawet krótkich odcinków linii napowietrznych 110 kV w fińskim systemie konstrukcyjnym PAS(SAX), znacznie tańszych od tradycyjnych linii kablowych.

Unowocześnienia wymagają linie napowietrzne wysokich i najwyższych napięć, m.in. w związku z trudnościami terenowymi i prawnymi w uzyskaniu nowych tras linii, dążeniem do zwiększania ich zdolności przesyłowej oraz koniecznością ograniczenia oddziaływania linii na środowisko. Istnieje tendencja do budowania linii wielotorowych, instalowanych na wąskogabarytowych konstrukcjach wsporczych. Linie te są coraz częściej wyposażane w przewody odgromowe typu OPGW, będące także nośnikami światłowodów (służących do telekomunikacji i telesterowania).

Z powodu wyższych cen elektroenergetyczne izolatory kompozytowe nie stanowią jeszcze znaczącej konkurencji dla tradycyjnych izolatorów liniowych (porcelanowych i szklanych). Należy jednak podkreślić, że różnica w cenach wykazuje tendencję malejącą - szczególnie w przypadku linii bardzo wysokich napięć. Niektóre z właściwości osłonowych tworzyw polimerowych stosowanych w tych izolatorach (np. hydrofobowość) mogą zadecydować, że izolatory kompozytowe zaczną powoli zastępować rozwiązania tradycyjne. Rysuje się także możliwość wprowadzenia do eksploatacji innych konstrukcji izolatorów kompozytowych, szczególnie stacyjnych (np. z rdzeniem ceramicznym i pokryciem silikonowym lub fluoroetanowym). Dotyczy to również izolatorów z betonów polimerowych, pokrywanych cienką warstwą pokrycia hydrofobowego (w postaci kauczuku silikonowego typu RTV lub HTV).

Izolatory przepustowe

Dość zaskakujące tendencje występują obecnie w zakresie rozwoju konstrukcji wysokonapięciowych izolatorów przepustowych aparaturowych, wyposażonych w sterowane pojemnościowo układy izolacji wewnętrznej. Są to tzw. *przepusty kondensatorowe*, które przez ostatnie 20-30 lat wykonywano prawie wyłącznie jako konstrukcje o izolacji papierowo-żywicznej (twardej). Konstrukcja przepustów o izolacji wykonanej z papieru powlekanego żywicą jest bowiem znacznie prostsza i łatwiejsza do uszczelnienia, a przy tym - znacznie mniej wrażliwa na utratę szczelności. Rozwój produkcji takich przepustów został jednak parę lat temu zahamowany wskutek wprowadzenia do zbioru wymagań atestacyjnych bardzo ostrego kryterium dopuszczalnej intensywności wyładowań niezupełnych.

Tym też można tłumaczyć wyraźną tendencję do ponownego stosowania izolacji papierowo-olejowej (miękkiej) w przepustach aparaturowych, szczególnie transformatorowych. Tylko taki bowiem rodzaj izolacji stwarza szansę sprostania wymaganiom związanym z dopuszczalnym poziomem intensywności wnz. Przewaga techniczno-ekonomiczna przepustów o izolacji miękkiej nad równoważnymi rozwiązaniami konstrukcyjnymi o izolacji twardej jest jednak co najmniej dyskusyjna. Nie wynika ona z dotychczasowych doświadczeń eksploatacyjnych, lecz raczej z niezbyt dotąd udokumentowanych poglądów o rzeczywistej szkodliwości oddziaływań wnz o niewielkiej intensywności na izolację twardą.

Izolacja linii kablowych

Tendencje rozwojowe w zakresie izolacji kabli elektroenergetycznych średniego i wysokiego napięcia są w dużej mierze związane z dążeniem do dalszego zmniejszenia strat dielektrycznych oraz wydatnego zwiększenia niezawodności linii kablowych. Dąży się więc do uproszczenia izolacji i stosowania materiałów izolacyjnych o niewielkim współczynniku strat dielektrycznych. Szeroko stosuje się polietylen sieciowany (XLPE), a niekiedy również izolację warstwową, składającą się z papieru kablowego i cienkiej folii elektroizolacyjnej (głównie polipropylenowej). W celu zmniejszenia ryzyka wystąpienia zjawiska *drzewienia wodnego* w izolacji kabli średniego i wysokiego napięcia stosuje się rozmaite metody ich uszczelniania. Najszersze zastosowanie znajdują obecnie kable o izolacji z polietylenu XLPE i ta tendencja staje się coraz wyraźniejsza.

Tendencję tę obserwuje się również w przypadku kabli bardzo wysokich i najwyższych napięć. Głównie ze względów ekologicznych następuje bowiem dość wyraźne zmniejszenie zainteresowania projektantów i konstruktorów tradycyjną izolacją papierowo-olejową. W istniejących liniach kablowych wprowadza się specyficzne systemy zabezpieczeń, alarmujące o uszkodzeniach kabli olejowych (działające na zasadzie śledzenia zmian ciśnienia oleju). Ciekawą propozycją rozwiązania izolacji kabli najwyższych napięć jest zastosowanie tzw. *laminatu PPL*, czyli laminatu papierowo-polipropylenowego przesyconego olejem [5]. Dokonuje się również prób mających na celu zastąpienie oleju kablowego gazem obojętnym, stanowiącym specyficzne "syciwo" dla takiej izolacji warstwowej.

Duże postępy notuje się w rozwiązaniach układów izolacyjnych osprzętu kablowego, szczególnie muf i głowic. W przypadku kabli średniego napięcia, a coraz częściej również 110 kV, są to rozwiązania prefabrykowane, lekkie, osłonięte przed szkodliwym wpływem czynników klimatycznych i środowiskowych. Zasadnicze części izolacji takich muf i głowic kablowych są wykonywane z syntetycznych taśm elektroizolacyjnych, w tym również zimnokurczliwych. Rozkład pola elektrycznego w takich układach jest zazwyczaj dość dokładnie wysterowany. Podobnie jak w przypadku kabli, istnieje wyraźna tendencja do sukcesywnego wycofywania z eksploatacji muf i głowic tradycyjnych, głównie olejowych.

Izolacja kondensatorów energetycznych

Obserwuje się wzrastający popyt na rozmaite kondensatory energetyczne, zarówno do kompensacji mocy biernej, jak i przeznaczonych do nowoczesnych układów energoelektronicznych (szczególnie tyrystorowych). We współczesnych kondensatorach energetycznych szerokie zastosowanie znajdują elektroizolacyjne folie syntetyczne (głównie polipropylenowe, rzadziej poliestrowe), uwarstwione z bibułka kondensatorową lub występujące samodzielnie - po odpowiednim ukształtowaniu powierzchni. Dzięki wprowadzeniu niskostratnych folii z tworzyw sztucznych i biodegradalnych syciw (dostatecznie odpornych na wnz) zwiększono kilkakrotnie robocze natężenie pola elektrycznego w porównaniu z konstrukcjami konden-

satorów z lat sześćdziesiątych, obniżono kilkakrotnie straty dielektryczne, a jednocześnie zwiększono moc znamionową i wskaźnik gęstości mocy biernej. Dalsze postępy w rozwoju konstrukcji kondensatorów energetycznych są uzależnione od szerszego zastosowania izolacji wykonanej tylko z szorstkiej folii polipropylenowej dwukierunkowo orientowanej.

Izolacja transformatorów energetycznych

Poza stosowaniem coraz lepszych materiałów izolacyjnych, dominującą tendencją w zakresie izolacji wysokonapięciowych transformatorów energetycznych jest nie tyle rozwój nowatorskich rozwiązań konstrukcyjnych (np. transformatorów gazowych bardzo dużej mocy), ale przede wszystkim wprowadzanie coraz bardziej efektywnych metod diagnozowania długotrwale eksploatowanych transformatorów ([3], [10] i [11]). Zmniejszyły się bowiem naciski, aby zwiększać moce i napięcia znamionowe transformatorów, ale w wielu krajach intensywnie rozwija się diagnostyka urządzeń elektroenergetycznych o dużej odpowiedzialności technicznej. Postęp w tej dziedzinie wyraża się przede wszystkim we wprowadzaniu nowych, bardziej precyzyjnych metod diagnostycznych (np. oceny stanu izolacji olejowej na podstawie zawartości furfuranów) oraz stosowaniu technik komputerowych do przetwarzania wyników pomiarów i edytowania diagnoz o stanie izolacji transformatora. Coraz częściej są bowiem stosowane systemy komputerowe, które umożliwiają rejestrację wybranych wielkości w czasie rzeczywistym (ang. *on-line*) oraz interpretację wyników pomiarów poprzez tworzenie baz danych i ich statystyczną obróbkę.

Problem opanowania wnz w transformatorach energetycznych został w znacznym stopniu rozwiązany dzięki: postępom w zakresie obliczeń rozkładu pola elektrycznego, poprawie właściwości materiałów izolacyjnych, ścisłemu nadzorowi procesu produkcji, ulepszeniu procesu suszenia papieru, poprawie procesów projektowania, wprowadzeniu do norm odbiorczych wymagań dotyczących poziomu wnz, odróżnieniu wnz szkodliwych od nieszkodliwych dla izolacji transformatora, efektywnemu wykorzystaniu informacji technicznych do doskonalenia technologii produkcji.

W różnych ośrodkach badawczych trwają prace, mające na celu znalezienie skutecznych środków zaradczych przeciwko negatywnym skutkom elektryzacji statycznej w bardzo dużych transformatorach z chłodzeniem kierowanym strumieniem oleju ([12], [13] i [16]). Stwierdzono bowiem liczne awarie takich transformatorów, spowodowane elektryzacją statyczną ich układów izolacyjnych. Przypuszcza się, że elektryzacja jest wywołana przez procesy generacji, przenoszenia i akumulacji ładunków elektrostatycznych w izolacji olejowej.

Izolacja maszyn elektrycznych

Postęp w zakresie izolowania wysokonapięciowych maszyn elektrycznych polega przede wszystkim na wprowadzaniu coraz bardziej nowoczesnych materiałów izolacyjnych. Dotyczy to w szczególności izolacji żłobkowej (zwojowej i międzywarstwowej) stojanów dużych maszyn elektrycznych, w tym również generatorów. W praktyce stosowane są obecnie specy-

ficzne materiały kompozytowe (np. papiery mikowe i poliamidowe), materiały warstwowe (np. mikanity, mikafolie, płyty warstwowe i rozmaite taśmy mikowe) oraz różne ceratki i taśmy nasącane lakierami. Wynika to z ogólnoświatowej tendencji do zmniejszania gabarytów maszyn, co narzuca z kolei konieczność poszukiwania nowych tworzyw o coraz wyższej temperaturze pracy (ciepłoodporności) oraz stosowania coraz efektywniejszych metod odprowadzania ciepła [19]. Ciepłoodporność i wynikająca stąd tzw. *klasa izolacji* jest jedną z najważniejszych właściwości technicznych izolacji wewnętrznej każdej maszyny elektrycznej. W celu zwiększenia trwałości maszyny dość często stosuje się materiały zapewniające wyższą klasę izolacji, niż to wynika z przewidywanych przyrostów temperatury uzwojeń i magnetowodów.

Izolacja gazowa ciśnieniowa

Coraz powszechniej stosuje się wysokonapięciowe urządzenia elektroenergetyczne izolowane sprężonym SF_6 . Są to rozdzielnie gazoszczelne (produkowane obecnie na szeroką skalę przez wyspecjalizowane firmy w wielu krajach) oraz gazoszczelne wielkoprądowe przewody szynowe. Rozdzielnice ze sprężonym SF_6 są już rozwiązaniami w pełni dopracowanymi pod względem konstrukcyjnym. W praktyce spotyka się zarówno rozdzielnice o izolacji jednobiegunowej (każda faza w oddzielnej obudowie), jak również trójbiegunowe (wszystkie fazy we wspólnej osłonie). Rozdzielnice gazoszczelne stają się powoli konwencjonalnymi urządzeniami elektrycznymi, a ich zastosowanie jest uzasadnione przede wszystkim w aglomeracjach miejskich oraz w obszarach o dużym narażeniu zabrudzeniowym (rejonach przemysłowych i nadmorskich). Pierwsze dwie rozdzielnice izolowane sprężonym SF_6 (o górnym napięciu znamionowym 110 kV) zostały zainstalowane również w Polsce.

Korzystną alternatywą dla tradycyjnych kabli elektroenergetycznych wysokiego i bardzo wysokiego napięcia mogą się stać gazoszczelne przewody szynowe izolowane sprężonym SF_6 . Odznaczają się one bowiem zdolnością do przenoszenia znacznie większych mocy, małymi kosztami eksploatacji i dużą niezawodnością, a poza tym - nie stanowią znaczącego zagrożenia dla otoczenia. Gazoszczelne przewody szynowe można wykorzystywać do przesyłania i rozdziału energii elektrycznej w obrębie jednego lub kilku obiektów elektroenergetycznych.

4. POSTĘPY W ZAKRESIE BADAŃ IZOLACJI

Cel, zakres, miejsce i metody wykonywania badań wysokonapięciowych układów izolacyjnych są bardzo zróżnicowane. Badania izolacji wykonuje się zarówno w specjalistycznych laboratoriach materiałowych lub naukowych i fabrycznych laboratoriach wysokich napięć, jak i w warunkach eksploatacyjnych. W tym ostatnim przypadku chodzi o sprawdzenie stanu technicznego izolacji po wykonaniu montażu oraz w miarę upływu czasu

eksploatacji i - ewentualnie - o poprawienie niektórych czynności montażowych lub wykonanie stosownych zabiegów profilaktycznych.

Laboratoryjnym i eksploatacyjnym badaniom izolacji przypisuje się bardzo duże znaczenie, gdyż ich wyniki są najbardziej wiarygodnym i ostatecznym sprawdzianem obliczeń projektowo-konstruktorskich oraz rzeczywistych parametrów technicznych i jakościowych izolacji. Istnieje wyraźna potrzeba poprawy efektywności i zwiększenia wiarygodności tych badań. Dotyczy to szczególnie badań diagnostycznych izolacji wewnętrznej transformatorów i innych urządzeń elektroenergetycznych, mających na celu:

- wykrywanie objawów stanów zagrażających awarią, aby co najmniej ograniczyć rozmiar uszkodzeń i uniknąć zniszczenia obiektu,
- śledzenie naturalnego (powolnego) starzenia się izolacji, co umożliwia wyznaczenie przedziału czasu do jej regeneracji lub wymiany.

W obu przypadkach istotne znaczenie mają metody pomiarowe oraz - nie mniej ważne - wartości kryterialne mierzonych wielkości. Pozwalają one uznać stan izolacji za bezpieczny, alarmowy lub niebezpieczny dla dalszej pracy obiektu (np. transformatora energetycznego). Coraz większego znaczenia nabiera ciągle obserwowanie zmian wybranych wielkości i parametrów, czyli tzw. *monitoring* ([1] i [17]). Wiele wysiłków kieruje się na opracowanie nowych metod pomiarowych, umożliwiających ciągle (on-line) pomiar wielkości mierzonych dotychczas wyłącznie metodami laboratoryjnymi (off-line).

Największy postęp uzyskano w zakresie rozwoju diagnostyki dużych transformatorów energetycznych, w tym również izolacji wewnętrznej. Wyraża się on przede wszystkim we wprowadzaniu nowych, coraz bardziej precyzyjnych metod pomiarowych i w coraz powszechniejszym stosowaniu technik komputerowych do oceny wyników pomiarów i wydawania jednoznacznych diagnoz o stanie technicznym transformatora. Podstawowym narzędziem diagnostycznym staje się powoli skomputeryzowany system monitoringu, uzupełniony elementami systemów ekspertowych.

Podobne tendencje obserwuje się w przypadku wysokonapięciowych gazoszczelnych układów izolacyjnych (GIS), występujących w coraz bardziej rozpowszechnionych rozdzielnicach i przewodach szynowych izolowanych sprężonym SF_6 [2]. Proponuje się rozmaite diagnostyczne metody pomiarowe (elektryczne, chemiczne, akustyczne), służące do wykrywania i oceny szkodliwości rozmaitych defektów. Taka ocena jest dokonywana coraz częściej na podstawie wyników pomiarów wnz, wykonywanych w warunkach eksploatacyjnych metodami elektrycznymi lub akustycznymi. Skutkiem wyladowań elektrycznych w SF_6 (w obecności nawet śladowych ilości wody i tlenu) jest bowiem tworzenie się silnie trujących fluorków i agresywnego fluorowodoru, a następnie kwasu siarkowego. Trwają prace nad metodami wykrywania i oceny określonych rodzajów wnz oraz nad zastosowaniem systemów ekspertowych i metody sieci neuronowych do wyznaczania czasu życia izolacji. Rozważa się celowość szerokiego wprowadzenia monitoringu gazoszczelnych układów izolacyjnych.

Jednym z ważniejszych źródeł informacji o stanie technicznym izolacji są powstające w niej wyladowania niezupełne. Współcześnie problem wnz jest istotny dla większości wysokonapięciowych układów izolacyjnych. W transformatorach, kondensatorach, urządzeniach izolowanych sprężonym SF₆, maszynach elektrycznych i innych pomiary wnz są wykonywane zarówno podczas prób odbiorczych, jak i profilaktycznych badań diagnostycznych w czasie eksploatacji ([10] i [21]).

Powszechne dążenie do zmniejszania wymiarów wysokonapięciowych urządzeń, maszyn i aparatów elektrycznych powoduje, że ich izolacja pracuje w coraz silniejszym polu elektrycznym, a pomiary wnz stają się ponownie ważnym zadaniem technicznym. Zmieniło się jednak podejście do pojęcia "wyladowania niezupełne", gdyż rozszerzono je na wszystkie etapy zjawiska - od początkowej nierównowagi energetycznej w izolacji, aż do końcowego wyladowania niezupełnego. Zaczęto również zajmować się defektami izolacji o wymiarach mikronowych w gazoszczelnych i próżniowych układach izolacyjnych ([8], [9] i [10]). Mimo wieloletnich badań problem dogłębnego poznania natury wnz jest nadal aktualny. Powszechnie stosowane mierniki wnz wyposaża się w coraz bardziej rozbudowaną aparaturę rejestracyjno-diagnostyczną, począwszy od liczników impulsów i wielokanałowych analizatorów amplitudy, aż po samouczące się sieci neuronowe. Kontrola i ograniczenie do minimum wyladowań niezupełnych są bowiem istotnymi sposobami zwiększania trwałości i niezawodności większości urządzeń elektroizolacyjnych wysokiego napięcia.

5. PODSUMOWANIE

- W wysokonapięciowej technice izolacyjnej dokonują się znaczące przemiany jakościowe i ilościowe, mimo wyraźnej tendencji do ograniczania dalszego wzrostu napięć znamionowych i mocy przesyłowych sieci elektroenergetycznych.
- Coraz szerzej wykorzystuje się doświadczenia wynikające z tzw. nauki konstrukcji oraz wprowadza się technikę wspomaganą komputerowego do projektowania i konstruowania układów izolacyjnych.
- Istnieje wyraźna tendencja do wprowadzania nowoczesnych syntetycznych materiałów elektroizolacyjnych i technologii ich przetwórstwa. Dotyczy to gazów i cieczy dielektrycznych, a przede wszystkim organicznych tworzyw sztucznych. Tworzywa te służą do wytwarzania różnorodnych wyrobów użytkowych w postaci płyt, taśm, folii, laminatów, tłoczyw itd.
- Znaczące postępy osiągnięto w zakresie techniki izolowania linii napowietrznych (izolatory kompozytowe, przewody izolowane XLPE), linii kablowych (kable o izolacji z XLPE), nowoczesnego osprzętu kablowego (taśmy izolacyjne i półprzewodzące) i kondensatorów

energetycznych (izolacja papierowo-foliowa lub wyłącznie foliowa, przesycona biodegralnym syciwem).

- Poza stosowaniem coraz lepszych materiałów elektroizolacyjnych, dominującą tendencją w zakresie izolacji wysokonapięciowych transformatorów energetycznych, dużych maszyn elektrycznych (generatorów) oraz gazoszczelnych rozdzielnic i przewodów szynowych jest nie tyle rozwój nowatorskich rozwiązań konstrukcyjnych, ile wprowadzanie coraz lepszych metod diagnozowania stanu technicznego tych urządzeń.
- Znaczące postępy uzyskano w zakresie poprawy efektywności i zwiększenia wiarygodności badań izolacji. Dotyczy to w szczególności badań diagnostycznych izolacji wewnętrznej niektórych urządzeń elektroenergetycznych, wykonywanych podczas ich eksploatacji. W przypadku dużych transformatorów podstawowym narzędziem diagnostycznym jest skomputeryzowany system monitoringu, uzupełniony elementami systemów ekspertowych.

LITERATURA

1. Allan D., Corderoy B.: Transformer Insulation Condition Monitoring, Life Assessment and Life Extension Techniques in Australia. CIGRE 1992 Session, rep. 12-101.
2. Boeck W. et al.: Diagnostic Methods for GIS Insulating Systems. Working Group 15.03. CIGRE 1992 Session, rep. 15/23-01.
3. Breen G.: Essential Requirements to Maintain Transformers in Service. On behalf of Study Committee 12. CIGRE 1992 Session, rep. 12-103.
4. Dietrych J.: System i konstrukcja. WNT, Warszawa 1993.
5. Endersby T. M., Gregory B., Swingler S. G.: The Application of Polypropylene Paper Laminate Insulated Oil Filled Cable to EHV and UHV Transmission. CIGRE 1992 Session, rep. 21-307.
6. Gacek Z., Pieńkowski A., Rusiński J., Skomudek W.: Elektroenergetyczne linie napowietrzne z przewodami izolowanymi. Wyd. PTPiREE, Poznań 1995.
7. Gasperowicz A., Stankiewicz J.: Tendencje rozwojowe, aktualne zagadnienia konstrukcyjno-technologiczne izolatorów kompozytowych. Prace Nauk. Inst. Elektrotechniki i Elektrotechnologii Pol. Wrocławskiej nr 28 (konf. nr 7), 1994, ss. 133-139.
8. Gulski E., Kreuger F. H.: Diagnostics of Insulating Systems Using Statistical Tools. IEEE Int. Symp. on Electrical Insulation, vol. 27, N^o 1, Febr. 1992, pp. 82-92.
9. Gulski E., Kreuger F. H.: Diagnostics of Insulating Systems Using Statistical Tools. IEEE Int. Symp. on Electrical Insulation, Baltimore 1992, pp. 292-296.
10. Kaźmierski M., Kulikowski J.: Zagadnienia eksploatacji transformatorów na XXXIV Sesji CIGRE. Przegląd Elektrotechniczny z. 7/1993, ss. 156-160.
11. Kaźmierski M., Pinkiewicz I., Domżałski T.: Nowoczesna diagnostyka transformatorów energetycznych. Energetyka nr 9/1994, Biul. Inst. Energetyki, ss. 36-42.

12. Kędzia J.: Badania elektryzacji statycznej mineralnych olejów izolacyjnych. WSI Opole, Studia i Monografie, z. 23, Opole 1988.
13. Kozłowski M.: O zagrożeniu dużych transformatorów wskutek elektryzacji statycznej. Przegląd Elektrotechniczny z. 1/1993, ss. 8-10.
14. Kreuger F. H., Moshuis P. H. F., Gulski E.: Evaluation of Discharge by Fast Detection and Statistical Analysis. CIGRE 1994 Session, rep. 15-106.
15. Opydo W., Ranachowski J.: Właściwości elektryczne próżniowych układów izolacyjnych przy napięciu przemiennym. IPPT PAN, Warszawa-Poznań 1993.
16. Poittevin J., Sapet J.: Preventive Detection of Electrostatic Phenomena in Transformers. CIGRE 1992, rep. 15/12-01.
17. Provazana J. H. et al.: Transformer Condition Monitoring - Realizing an Integrated Adaptive Analysis System. CIGRE 1992 Session, rep. 12-105.
18. Skubis J.: Emisja akustyczna w badaniach izolacji urządzeń elektroenergetycznych. IPPT PAN, Warszawa 1993.
19. Stephan G. E., Liptak G., Schuler G.: An Improved Insulation System for the Newest Generation of Stator Windings of Rotating Machines. CIGRE 1994 Session, rep. 11-101.
20. Sundhar S. et al.: Polymer Insulating Materials and Insulators for High Voltage Outdoor Applications. IEEE Int. Symp. on Electrical Insulation, Baltimore 1992, pp. 222-228.
21. Zaengl S. W., Lehman K., Albiez M.: Conventional PD Measurement Techniques used for Complex HV Apparatus. IEEE Trans. on Electrical Insulation, vol. 27, N^o 1, Febr. 1992, pp. 15-27.
22. Zalewski J.: Dielektryki kondensatorów energetycznych. WSI Opole, Studia i Monografie, z. 20, Opole 1988.

Recenzent: dr hab. inż. Janusz Fleszyński, prof. Pol. Wrocławskiej

Wpłynęło do Redakcji dnia 13 października 1995 r.

Abstract

The article contents a brief review of growth trends in high voltage insulating technology applied in electrical power engineering. The most dynamic changes are observed in the field of use of new synthetic insulating materials (gaseous, liquid or solid ones) as well as in the field of new insulating techniques in overhead and cable lines and divers power devices and apparatus overcoming. Significant progress has been achieved in the field of insulation test technique. It concerns especially diagnostic tests performed during operating conditions of the tested object. The scope of considerations doesn't include many detailed technical, technological and measuring problems.

Several modern electroinsulating materials applied in electrical power engineering are discussed: hexafluoride sulphur, some synthetic liquids, extruded polyethylene, divers synthetic rubbers (EPDM and silicone ones), cycloaliphatic epoxide resins and the so called polymer concretes. These materials are applied to made of insulating systems assigned for divers power equipment: gas-tight buses, overhead lines, condensers, power cables, overhead line and station insulators.

The sufficient reliability of external and internal insulating systems may be achieved by means of new constructional and material solutions as well as specific and sophisticated diagnostic techniques. These techniques are treated as preventive tests and - simultaneously - an efficient maintenance policy which has considerable influence on the reliability and availability of the power networks. Larger and larger practical importance has so called "monitoring" of large power transformers and high voltage metalclad stations. Many efforts are aimed at new measuring methods for choice quantities measurement in the on-line manner. Expert systems also appears as a mean of faults diagnosis.

Zbigniew GACEK
Tomasz RUSEK

IZOLATORY ODSTĘPNIKOWE W GAZOSZCZELNYCH PRZEWODACH SZYNOWYCH 123–420 kV

Streszczenie. W artykule omawia się problem wymiarowania i kształtowania izolatorów odstępnikowych w gazoszczelnych przewodach szynowych 123-420 kV. Analizowane są wymagania elektryczne stawiane izolacji tego typu urządzeń. Zasady dotyczące kształtowania dyskowych i kielichowych izolatorów odstępnikowych w gazoszczelnych przewodach szynowych oparte są na wynikach obliczeń rozkładu pola elektrycznego.

EPOXY SPACERS FOR THE 123-420 kV GAS-TIGHT BUSES

Summary. The problem of an effective dimensioning and shaping of epoxy spacers for the 123-420 kV gas-tight buses is presented in this paper. Electric requirements established for above kind of buses are analysed. The principles concerning shaping of disk and conic spacers for the unipolar busbars follow from electric field computations.

1. WPROWADZENIE

Przewody szynowe o izolacji gazowej w postaci sprężonego sześćciofluorku siarki (SF_6) są relatywnie nowym rozwiązaniem technicznym w grupie urządzeń elektroenergetycznych średniego i wysokiego napięcia. Znajdują one coraz szersze zastosowanie w energetyce światowej. Pierwszy odcinek polskiego doświadczalnego przewodu szynowego o napięciu roboczym 123 kV ma być zainstalowany w jednej z elektrowni w najbliższym czasie.

Gazoszczelne przewody szynowe składają się z szyn (torów) prądowych, izolatorów odstępnikowych (wsporczych i grodziowych), osłon zewnętrznych, odprowadzeń i odgałęzień oraz innych elementów konstrukcyjnych i pomocniczych. Służą one do przesyłania i rozdziału energii elektrycznej w obrębie jednego lub kilku obiektów elektroenergetycznych, np. elektrowni i stacji elektroenergetycznej.

Rozważane przewody są obecnie produkowane jedynie przez nieliczne wielkie firmy. W literaturze światowej brak jest informacji pozwalających na wykonanie obliczeń i konstruowanie takich rozwiązań technicznych. Przewody szynowe są budowane jako urządzenia jednobiegunowe (każda faza w osobnej obudowie), lub - znacznie rzadziej - jako trójbiegunowe (wszystkie trzy fazy we wspólnej obudowie). Poniżej rozpatruje się tylko przewody jednobiegunowe o najprostszej budowie, identycznej dla poszczególnych faz. Elementami przewodzącymi prąd, a będącymi jednocześnie elektrodami układów izolacyjnych w przewodach szynowych o izolacji gazowej (pod ciśnieniem) są rozmieszczone współosiowo szyny prądowe i uziemione osłony zewnętrzne. Szynę prądową (elektrodę wewnętrzną) stanowi rura wykonana zazwyczaj z aluminium, stopu aluminium lub miedzi (o grubości ścianki $5+15$ mm). Osłonę (elektrodę zewnętrzną) stanowi również rura wykonana z aluminium, stopu miedzi lub innego materiału (o grubości ścianki $2+6$ mm).

Podstawową zaletą przewodów szynowych izolowanych sprężonym SF_6 jest zdolność do przenoszenia znacznie większych mocy niż za pomocą porównywalnych konwencjonalnych kabli elektroenergetycznych. Nie opłaca się nimi wprawdzie zastępować linii napowietrznych lub kablowych, ale mogą być one korzystną alternatywą - szczególnie na krótkich odcinkach w nietypowych i trudnych warunkach terenowych. W wielu przypadkach jest to jedyna możliwość modernizacji i rozbudowy układu sieciowego, szczególnie w połączeniu z zainstalowaniem importowanych rozdzielnic gazoszczelnych. Gazoszczelne przewody szynowe mają również wiele innych zalet (patrz np. [1]), odznaczając się m.in. niewielkimi kosztami eksploatacyjnymi i dużym bezpieczeństwem pracy. Przykładowymi zastosowaniami rozważanych przewodów szynowych są: połączenia transformatora blokowego ze stacją przesyłowo-rozdzielczą, odcinek połączenia bardzo stromego, lub nawet pionowego, skrzyżowania linii z drogą albo rzeką.

2. UWARUNKOWANIA KONSTRUKCYJNE I MATERIAŁOWE

Izolacją główną gazoszczelnego przewodu szynowego jest sprężony gaz (zwykle SF_6), a izolacją pomocniczą - spełniającą również istotne funkcje mechaniczne i uszczelniające - są izolatory odstępnikowe (wsporcze i grodziowe), wykonywane zazwyczaj z lanych żywic epoksydowych. Izolatory te stanowią na ogół najbardziej newralgiczne elementy przewodu szynowego. Wynika to z ogólnej prawidłowości, że - pod względem elektrycznym - najslabszym ogniwem nawet zupełnie poprawnie zaprojektowanego i skonstruowanego układu izolacyjnego o uwarstwieniu równoległym (np. izolator epoksydowy- SF_6) jest zawsze obszar, w którym stykają się różne rodzaje izolacji. Pod względem mechanicznym najslabszymi miejscami konstrukcji przewodu są obszary, w których występują połączenia jego podstawowych elementów funkcjonalnych.

Gazoszczelne przewody szynowe mają wprawdzie bardzo prostą budowę, ale wymagają stosowania najlepszych materiałów, a ponadto dużej staranności wykonania oraz kultury technicznej podczas montażu i eksploatacji. Są to zresztą uwarunkowania charakterystyczne dla większości tzw. nowoczesnych urządzeń technicznych. Dotyczy to również rozpatrywanego przypadku, ponieważ:

- układy izolacyjne gazowo-ciśnieniowe są bardzo wrażliwe na nierównomierność pola elektrycznego (znacznie silniejszego niż w większości układów izolacji powietrznej),
- większość elektrycznych i mechanicznych właściwości izolatorów odstępnikowych zależy w dużej mierze od stopnia jednorodności kompozycji epoksydowej, powtarzalności jej parametrów oraz możliwości praktycznego wyeliminowania wtrącin stałych i gazowych.

Zasadnicze znaczenie ma staranność montażu, a w szczególności - dokładność montażu izolatorów i wykonania wszystkich połączeń. Na przykład, niedostateczne dokręcenie elementu przewodu szynowego do okucia izolatora może spowodować obniżenie napięcia przeskoku nawet o kilkadziesiąt procent.

Szczególnie ważnymi i jednocześnie wrażliwymi elementami konstrukcyjnymi przewodu szynowego izolowanego sprężonym SF_6 są izolatory odstępnikowe (wsporcze i grodziowe). Oprócz zadań elektroizolacyjnych spełniają one określone zadania mechaniczne, polegające na zapewnieniu trwałej współosiowości szyny prądowej i osłony zewnętrznej oraz skutecznego i trwałego uszczelnienia gazoszczelnych przedziałów szynoprzewodów (izolatory grodziowe). Na izolację stałą w przewodach szynowych oddziałują bowiem różnorodne siły spowodowane statycznymi i dynamicznymi naprężeniami pochodzenia elektrycznego, mechanicznego i termicznego. Niezależnie od tego, izolacja stała może być narażona na działanie agresywnych chemicznie produktów rozkładu SF_6 . Dlatego też materiał stosowany do wytwarzania izolatorów odstępnikowych musi spełniać wymagania (tablica 1) w zakresie wytrzymałości elektrycznej skrośnej i powierzchniowej, a ponadto w zakresie następujących właściwości: wytrzymałości mechanicznej (statycznej i dynamicznej), odporności cieplnej i zgodności termomechanicznej z materiałem elektrod oraz jakości wykonania poszczególnych elementów konstrukcyjnych.

3. ZASADY WYMIAROWANIA

Najmniejsze dopuszczalne wymiary poprzeczne promienia zewnętrznego szyny prądowej (R_1) i promienia wewnętrznego osłony (R_2) przewodów szynowych o napięciach roboczych 123-420 kV ze względu na wymagania elektryczne stawiane ich izolacji gazowej muszą być tak dobrane, aby spełniać jednocześnie kryteria cząstkowe, podane w tablicy 2.

Najtrudniejsze problemy techniczne i technologiczne, związane z konstruowaniem i wytwarzaniem izolatorów wsporczych i grodziowych w przewodach szynowych, polegają na:

Tablica 1

Zestawienie najważniejszych wymagań stawianych materiałom izolacyjnym stałym, przeznaczonym do konstruowania odstępników izolacyjnych

Lp.	Cecha materiału	Wymagania (dane dla lanych kompozycji epoksydowych-LKE)	Uwagi
1	Wytrzymałość elektryczna skrośna i powierzchniowa	<ul style="list-style-type: none"> • Duże napięcie przebicia skrośnego i przestoku powierzchniowego (wytrzymałość istotna $E_p \geq 20 \text{ kV/mm}$) 	Dotyczy wytrzymałości doraźnej i długotrwałej
2	Przenikalność elektryczna względna	<ul style="list-style-type: none"> • Pożądana jak najmniejsza wartość ($\epsilon_r = 3-6$) 	Zmniejszenie nierównomierności pola elektrycznego
3	Stopień jednorodności	<ul style="list-style-type: none"> • Możliwie największy 	Uniknięcie krytycznych gradientów pola
4	Stopień higroskopijności	<ul style="list-style-type: none"> • Jak najmniejszy (nasiąkliwość wodą mniejsza niż 0,3%) 	W zasadzie zbliżony do zera
5	Odporność na działanie tuku elektrycznego	<ul style="list-style-type: none"> • Możliwie duża 	Wymaganie istotne, gdy wystąpi tuk elektryczny lub waz
6	Rezystywność elektryczna	<ul style="list-style-type: none"> • Możliwie duża - zarówno skrośna (ρ_s), jak i powierzchniowa (ρ_p) ($\rho_s = 10^{12}-10^{15} \Omega \cdot \text{m}$, $\rho_p = 10^{11}-10^{12} \Omega$) 	Warunkuje m.in. napięciową krzywą życia materiału
7	Niektóre własności termiczne i termomechaniczne	<ul style="list-style-type: none"> • Odporność na długotrwałe i krótkotrwałe działanie podwyższonej temperatury (np. temperatura ugięcia wg. Martensa min. 100°C) • Dostateczna zgodność termomechaniczna materiałów (wsp. rozszerzalności $(1-6) \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$, zależnie od rodzaju i ilości wypełniacza) 	W warunkach roboczych i zwarciovych. Celem uniknięcia dodatkowych naprężeń w skutek skurczu i rozszerzalności
8	Dobre własności mechaniczne	<ul style="list-style-type: none"> • Duża wytrzymałość mechaniczna (znacznie lepsza od porcelany) • Duża uderalność 	Dotyczy wytrzymałości mechanicznej statycznej i dynamicznej
9	Odporność na wzn i inne czynniki starzeniowe	<ul style="list-style-type: none"> • Możliwie duża (zależna od rodzaju i ilości wypełniacza oraz utwardzaczą także stopnia jednorodności kompozycji) 	Decyduje o długotrwałej wytrzymałości mechanicznej i elektrycznej materiału
10	Aktywność chemiczna	<ul style="list-style-type: none"> • Jak najmniejsza 	Szczególnie względem SF_6 i produktów jego rozkładu

Tablica 2

Sposoby wyznaczania najmniejszych dopuszczalnych wymiarów poprzecznych jednobiegunowych przewodów szynowych 123-420 kV izolowanych sprężonym SF₆ (wg [1] i [2])

Kryterium wystarczającej wytrzymałości elektrycznej dla:	Najmniejszy dopuszczalny promień osłony zewnętrznej:
● izolacji gazowej przy ciśnieniu roboczym SF ₆ i napięciach probierczych	$R_2 \geq \exp\left(\frac{U_d}{R_1 E_{wi}}\right)$
● rozhermetyzowanego przedziału gazowego przy napięciu roboczym	$R_2 \geq R_1 \frac{U_m}{8,22 R_1}$
● izolatora odstępnikowego przy napięciu roboczym	$R_2 > R_1 + \frac{\beta_i U_m}{\sqrt{3} E_d}$
gdzie:	
R_1 - promień zewnętrzny szyny prądowej (mm),	
U_d ($i = 1, 2, 3$) - znamionowe napięcie probiercze (kV),	
$E_{wi} = 13,3 - 15,4 - 13,4$ kV/mm - największe natężenie pola elektrycznego, wytrzyma- wane przez odstęp gazowy przy ciśnieniu roboczym $p = 0,25$ MPa i napięciach probierczych (odpowiednio): przemiennym - ujemnym udarowym piorunowym - ujemnym udarowym łączeniowym,	
U_m - najwyższe napięcie urządzenia (kV),	
$E_d = 2,5$ kV/mm - wartość skuteczna największego dopuszczalnego długotrwałe natęże- nia pola elektrycznego wewnątrz izolatora,	
$\beta_i = 1,2 \div 1,3$ - współczynnik nierównomierności pola elektrycznego wewnątrz izolatora.	

- niedopuszczeniu do powstania i rozwoju jakichkolwiek form wyładowań niezupełnych,
- zapewnieniu dostatecznej wytrzymałości elektrycznej skrośnej i powierzchniowej.

Powyższe wymagania elektryczne można spełnić poprzez: dobór odpowiedniego materiału izolacyjnego stałego, odpowiednie ukształtowanie geometryczne powierzchni bocznych izolatorów i stosowanie wewnętrznych lub zewnętrznych ekranów sterujących.

Większość wymagań technicznych i technologicznych, stawianych materiałom służącym do wytwarzania izolatorów wsporczych i grodziowych, spełniają w dużym zakresie niektóre lane kompozycje epoksydowe (LKE), zawierające odpowiednio dobrane napełniacze nieorganiczne (patrz [3], [6]). Wytrzymałość elektryczna izolatorów epoksydowych zależy od następujących czynników:

- kształtu geometrycznego izolatorów,
- stanu powierzchni izolatorów (stopnia szorstkości i zdolności do adhezji cząstek zanieczyszczeń),

- jakości wykonania i montażu elementów konstrukcji przewodu szynowego (szczególnie na styku każdego z izolatorów z szyną prądową).

Kształt geometryczny izolatorów odstępnikowych jest uzależniony od rodzaju konstrukcji przewodu szynowego, poziomu jego napięcia roboczego i innych czynników. W praktyce stosuje się najczęściej dwa podstawowe rodzaje izolatorów: dyskowe i kielichowe (patrz szkice w tablicy 3). Izolatory dyskowe są prostsze do wykonania i częściej stosowane, lecz ich niektóre właściwości mechaniczne mogą być gorsze od właściwości izolatorów kielichowych.

Ogólna zasada obowiązująca w zakresie odpowiedniego kształtowania izolatorów odstępnikowych polega na wyborze stosownej kombinacji ich skoordynowanych wymiarów geometrycznych (średnic, kształtów profili krawędzi bocznych itd.) oraz - ewentualnie - wewnętrznych lub zewnętrznych ekranów sterujących. Dobierając kształt izolatora ze względu na stawiane mu wymagania w zakresie wytrzymałości elektrycznej należy kierować się następującymi kryteriami:

- 1) rozkład przestrzenny natężenia pola elektrycznego (wewnątrz i wokół powierzchni izolatora) powinien być możliwie najmniej nierównomierny;
- 2) natężenie pola elektrycznego wewnątrz izolatora w normalnych warunkach pracy urządzenia (przy napięciu roboczym) powinno być możliwie małe, a jego największa wartość nie może przekraczać poziomu uznanego za dopuszczalny długotrwale;
- 3) natężenie pola elektrycznego w dowolnym punkcie powierzchni izolatora nie powinno przekraczać największego natężenia pola elektrycznego w gazowym odstepie izolacyjnym.

Pierwsze kryterium ma na celu zapewnienie możliwie efektywnego wykorzystania właściwości elektroizolacyjnych sprężonego SF_6 i współpracującego z nim dielektryku stałego.

Drugie kryterium wynika z konieczności zapewnienia izolatorom dostatecznej trwałości i odporności na różnorodne procesy długotrwałej eksploatacji przewodu szynowego. Największe dopuszczalne długotrwale natężenie pola elektrycznego wewnątrz epoksydowych izolatorów odstępnikowych, przyjmowane obecnie na dość niskim poziomie, jest określone zależnością:

$$\text{Max } E_i \leq E_d, \quad (1)$$

gdzie $E_d = 2,5$ kV/mm - największe dopuszczalne długotrwale natężenie pola elektrycznego wewnątrz izolatora.

Trzecie kryterium wynika z konieczności ograniczenia do minimum ryzyka wystąpienia przeskoaku powierzchniowego. W praktyce można to uzyskać wtedy, gdy największa wartość natężenia pola elektrycznego na powierzchni izolatorów będzie mniejsza o ok. 10% od największego natężenia pola w gazowym odstepie izolacyjnym:

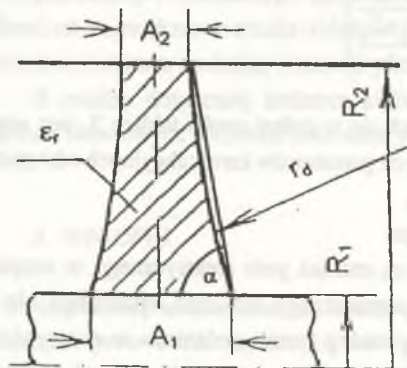
$$\text{Max } E_s \leq E_g = 0,9 E_g, \quad (2)$$

gdzie E_g - największe natężenie pola elektrycznego w odstepie gazowym.

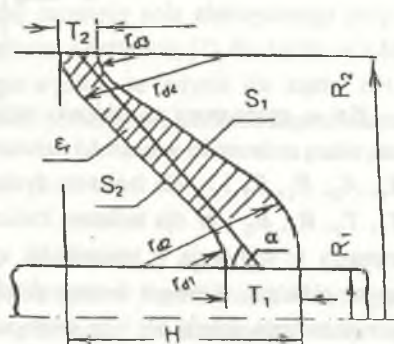
Tablica 3

Dane wejściowe do obliczeń numerycznych rozkładu pola elektrycznego

Wielkość	Dane obliczeniowe	Uwagi
Największe napięcie urządzenia U_m	420 kV	Wartości skuteczne
Promień zewnętrzny szyny prądowej R_1	100 mm	Wymiary poprzeczne uznane za najkorzystniejsze ze względu na własności elektryczne dla $p = 0,25$ MPa (wg [2])
Promień wewnętrzny osłony R_2	250 mm	
Grubość ścianki izolatora dyskowego przy osłonie A_2	20÷40 mm	Zależnie od napięcia U_m i wymagań mechanicznych
Grubość ścianki izolatora dyskowego przy szynie prądowej A_1	$A_1 = f(r_d)$	Dla promieni $r_d = 250 + 5000$ mm (patrz szkic a)
Długość poosiowa izolatora kielichowego H	150÷375 mm	Dla promieni kół decydujących o kształcie krawędzi bocznych: $r_{d1} = 30 + 60$ mm, $r_{d2} = 65 + 110$ mm, $r_{d3} = 22,5$ mm, $r_{d4} = 52,5$ mm (patrz szkic b)
Grubość ścianki izolatora kielichowego przy osłonie T_2	30 mm	
Grubość ścianki izolatora kielichowego przy szynie prądowej T_1	40÷50 mm	
Przenikalność elektryczna względna ϵ_r	6	Zależnie od składu kompozycji materiałowej



a - izolator dyskowy



b - izolator kielichowy

Zaproponowane rozwiązania wymiarowe izolatorów odstepnikowych umożliwiające określenie danych wejściowych do dalszych obliczeń sprawdzających i optymalizacyjnych; nie są one pełnymi projektami technicznymi. Na podstawie rezultatów wykonanych obliczeń numerycznych można było ustalić jedynie najważniejsze prawidłowości w zakresie wzajemnych uwarunkowań wybranych właściwości elektroizolacyjnych i ukształtowania geometrycznego izolatorów.

4. PRZYKŁADY OBLICZENIOWE

Dla zilustrowania przeprowadzonych rozważań rozpatruje się modele obliczeniowe izolatorów odstepnikowych: dyskowego i kielichowego o zmiennych parametrach geometrycznych.

W celu uproszczenia rozważań oraz uwzględnienia wpływu podstawowych parametrów konstrukcyjnych na poziom największych wartości natężenia pola elektrycznego wprowadzono dodatkowy parametr geometryczny α , będący kątem nachylenia powierzchni bocznej izolatora odstepnikowego względem szyny prądowej (patrz [5]). Kąt ten zdefiniowany jest następująco:

- dla izolatora dyskowego

$$\alpha = \arctg \left(\frac{R_2 - R_1}{\frac{A_1 - A_2}{2}} \right). \quad (3)$$

- dla izolatora kielichowego

$$\alpha = \arctg \left(\frac{R_2 - R_1}{H - \frac{T_1 + T_2}{2}} \right). \quad (4)$$

Kąt α , zaznaczony na szkicach znajdujących się w dolnej części tablicy 3, jest uogólnioną miarą zmienności większości najważniejszych parametrów konstrukcyjnych odstepnika:

- A_1, A_2, R_1, R_2 i r_d dla izolatora dyskowego,
- T_1, T_2, R_1, R_2 i H dla izolatora kielichowego.

Parametry te wpływają w bezpośredni sposób na rozkład pola elektrycznego w rozpatrywanym układzie. Krawędź boczna przekroju poprzecznego izolatora dyskowego nie jest wprawdzie linią prostą, ale - ze względu na wysmukły kształt izolatora - w rzeczywistych układach zakrzywienie tej krawędzi jest do pominięcia (dla $\alpha \geq 75^\circ$). Zmiana parametru A_2 (grubości ścianki izolatora przy osłonie zewnętrznej) nie wpływa na kąt α . Jednakże grubość ścianki izolatora jest uwarunkowana przede wszystkim wymaganiami dotyczącymi wytrzymałości mechanicznej odstepnika.

W przypadku izolatora kielichowego korzystanie z analogicznego parametru α jest wprawdzie dość dużym uproszczeniem, ale możliwym jeszcze do zaakceptowania. Poza tym rozważania dla izolatorów kielichowych prowadzi się tylko dla niektórych układów rzeczywistych. Zmiana parametru T_1 (grubość ścianki izolatora przy szynie prądowej) jest uwarunkowana przede wszystkim wymaganiami wynikającymi z narażeń mechanicznych.

Dane wejściowe do obliczeń numerycznych zestawione są w tablicy 3. Promienie szyn prądowych i osłon jednobiegunowych przewodów szynowych 420 kV wybrano spośród wielu wartości, należących do zbiorów rozwiązań dopuszczalnych pod względem wymiarowym. Zostały one uznane za najkorzystniejsze ze względu na własności elektryczne izolacji gazowej i stałej.

Analiza dotyczy największych wartości natężenia pola elektrycznego:

- składowej normalnej wewnątrz izolatora przy powierzchni toru prądowego (E_n),
- składowej stycznej przy powierzchni izolatora (E_s).

Powyższe parametry pola elektrycznego są analizowane w zależności od ukształtowania geometrycznego układu elektrod walcowych i izolatorów odstępnikowych.

Zależności $E_n = f(\alpha)$ i $E_s = f(\alpha)$ dla fragmentu przedziału gazoszczelnego przewodu szynowego o napięciu roboczym 420 kV, zawierającego izolator odstępnikowy [4], przedstawiono na rys. 1 i 2.

Obliczenia wykonano dla typowych wartości parametrów konstrukcyjnych:

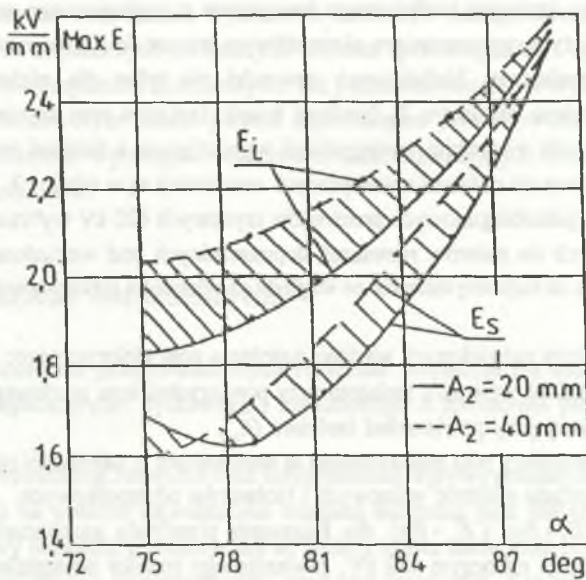
- dla izolatora dyskowego $\alpha = 75^\circ \pm 90^\circ$,
- dla izolatora kielichowego $\alpha = 20^\circ \pm 45^\circ$.

Z uzyskanych charakterystyk wynika, że wraz ze wzrostem wartości kąta α wartości obu składowych natężenia pola elektrycznego rosną. Największe wartości składowej normalnej natężenia pola elektrycznego wewnątrz izolatora nie przekraczają poziomu uznawanego za dopuszczalny i określonego zależnością (1), z wyjątkiem kilku punktów dla $\alpha > 87^\circ$. Natomiast największe wartości składowej stycznej natężenia pola elektrycznego przy powierzchni izolatora spełniają trzecie kryterium opisane zależnością (2) dla kątów $\alpha > 81^\circ$.

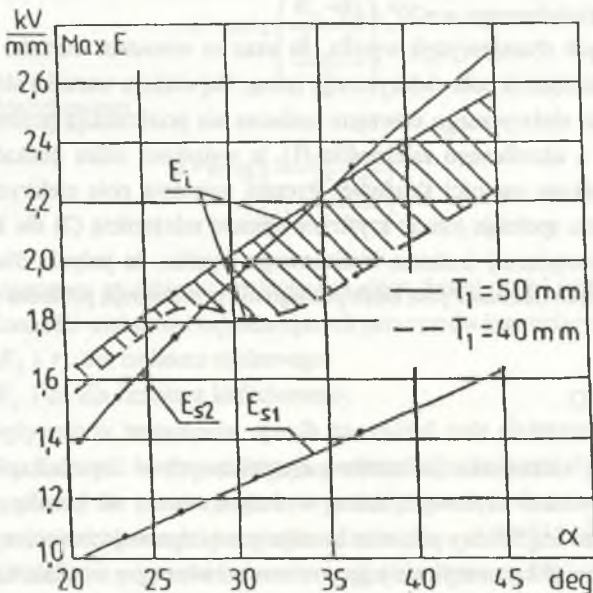
Z analizy dotyczącej izolatora kielichowego wynika, że jedynie dla kątów $\alpha < 35^\circ$ wartości składowych natężenia pola elektrycznego nie przekraczają poziomu dopuszczalnego.

5. WNIOSKI

● Wytrzymałość elektryczna izolatorów odstępnikowych w wysokonapięciowych gazoszczelnych przewodach szynowych zależy w dużym stopniu od kształtu geometrycznego odstępników. Jako uogólniony parametr kształtu geometrycznego izolatora odstępnikowego proponuje się przyjąć kąt nachylenia jego powierzchni bocznej α względem szyny prądowej. Uzyskane zależności składowych wektora natężenia pola elektrycznego od kąta α wynikają z analizy rozkładu pola elektrycznego w wybranych obszarach przewodu szynowego.



Rys. 1. Zależności $E_i = f(\alpha)$ i $E_s = f(\alpha)$ dla izolatora odstępnikowego w kształcie dysku
 Fig. 1. Dependences $E_i = f(\alpha)$ and $E_s = f(\alpha)$ for the disk spacer



Rys. 2. Zależności $E_i = f(\alpha)$ i $E_s = f(\alpha)$ dla izolatora odstępnikowego w kształcie kielicha
 Fig. 2. Dependences $E_i = f(\alpha)$ and $E_s = f(\alpha)$ for the conic spacer

- Prezentowane zasady i kryteria mogą być wykorzystane - zarówno w zakresie teorii i metod obliczeniowych, jak i nowych rozwiązań konstrukcyjnych - w pracach prowadzących do uruchomienia w kraju produkcji gazoszczelnych przewodów szynowych 123÷420 kV.
- Jednoczesne spełnienie większości wymagań technicznych stawianych izolatorom odstepnikowym w przewodach szynowych izolowanych sprężonym SF₆ jest możliwe tylko w przypadku zastosowania nowoczesnych, często specjalnie w tym celu wytwarzanych materiałów. Korzysta się w tym względzie z doświadczeń inżynierii materiałowej.

LITERATURA

1. Baron B., Gacek Z., Kiś W.: Obliczanie rozkładu pola elektrycznego, wymiarowanie układów izolacyjnych i wyznaczanie temperatur w przewodach szynowych izolowanych sprężonym SF₆. Zesz. Nauk. Pol. Śląskiej nr 1196 "Elektryka", z. 131, Gliwice 1993 (monografia).
2. Baron B., Gacek Z.: Computation of electric field distribution inside high voltage metal-clad SF₆ buses. 7th Int. Symp. on High Voltage Engineering, Vol. 1, Paper 12-09, Dresden 1991.
3. Gacek Z., Rusek T.: Gazoszczelne przewody szynowe - uwarunkowania materiałowe. Mat. II Sem. Techn. "Materiały i układy elektroizolacyjne w przemyśle elektrotechnicznym", ss. 193-200, Ustroń-Jaszowiec 1995.
4. Rusek T.: Procedura obliczeniowa wymiarowania izolatorów odstepnikowych w gazoszczelnych przewodach szynowych. Zesz. Nauk. Pol. Śląskiej "Elektryka", z. 137, ss. 173-182, Gliwice 1994.
5. Trinh N. G., Rizk F. A. M., Vincent C.: Electrostatic Field Optimization for the Profile of Spacers for Compressed SF₆-Insulated Cables. IEEE Trans. on Power App. and Syst., Vol. PAS-99, № 6, Nov./Dec. 1980, pp. 2164-2174.
6. Winkler J.: Lane kompozycje epoksydowe w technice wysokich napięć. Prace Inst. Elektrotechniki, z. 127, Warszawa 1983.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Zbigniew Pohl

Wpłynęło do Redakcji dnia 15 czerwca 1995 r.

Abstract

The principles of an effective dimensioning and geometrical shaping of epoxy spacers for SF₆-insulated buses are considered in the paper. The problem is analysed in regard to

electric requirements established for the above kind of buses. Specification of the main requirements related to insulating solid materials applied in the above epoxy spacers constructions (Table 1) and criteria for calculation of transverse dimensions of the 123-420 kV unipolar busbars (Table 2) are presented.

Two examples selected from among a lot of numerical computations, realised for the models of disk and conic spacers, are presented in the graphic form in Figs. 1 and 2. They are succeeding relationships between the highest values of electric field intensities (E_1 , E_2) and the tangent of the dielectric cone angle (α), as a geometrical parameter of spacers. The input data for numerical computations are presented in Table 3.

From the multi-variant numerical computations follows that the highest values of electric field intensities inside the spacer and on internal side of the spacer surface do not exceed the permissible levels, supposing that the dielectric cone angle has the following values: $\alpha \leq 35^\circ$ for the conic spacer and $\alpha \leq 87^\circ$ for the disk spacer.



Marian MIKRUT
Zygmunt PILCH
Marian SAUCZEK

WYKRYWANIE JEDNOFAZOWYCH ZWARĆ REZYSTANCYJNYCH W KOMPENSOWANYCH SIECIACH SN Z WYMUSZENIEM SKŁADOWEJ CZYNNEJ PRĄDU

Streszczenie. W artykule przedstawiono zależności opisujące wielkości wejściowe zabezpieczeń ziemnozwarciowych przy zwarciach pośrednich w kompensowanych sieciach średnich napięć z układem wymuszenia składowej czynnej prądu ziemnozwarciowego. Określono wartości graniczne rezystancji przejścia w miejscu zwarcia dla zabezpieczeń nadprądowych, kierunkowych i admitancyjnych w zależności od wartości składowych pojemnościowej i czynnej prądu ziemnozwarciowego oraz stopnia rozstrojenia kompensacji.

RESISTANCE SINGLE PHASE-TO-EARTH FAULT DETECTION IN THE MV-COMPENSATED NETWORKS WITH THE FORCED ACTIVE CURRENT

Summary. The relationships describing input quantities of earth fault protection during resistance single phase-to-earth faults in the MV-compensated networks with the forced active current are presented. The fault resistance boundary values for overcurrent-, directional and admittance protection schemes are determined according to capacitive and active current components values and to the detuning coefficient level.

1. WPROWADZENIE

Sieci średnich napięć (SN) w krajowym systemie elektroenergetycznym pracują z punktem gwiazdowym izolowanym lub uziemionym przez dławik kompensacyjny lub rezystor. To ostatnie rozwiązanie, tj. trwałe uziemienie punktu gwiazdowego przez rezystor o odpowiednio dobranej rezystancji, jest wzorowane na sieciach zagranicznych (m.in. francuskich) i w kraju znajduje zastosowanie dopiero od kilkunastu lat. W takich sieciach - jak wykazano

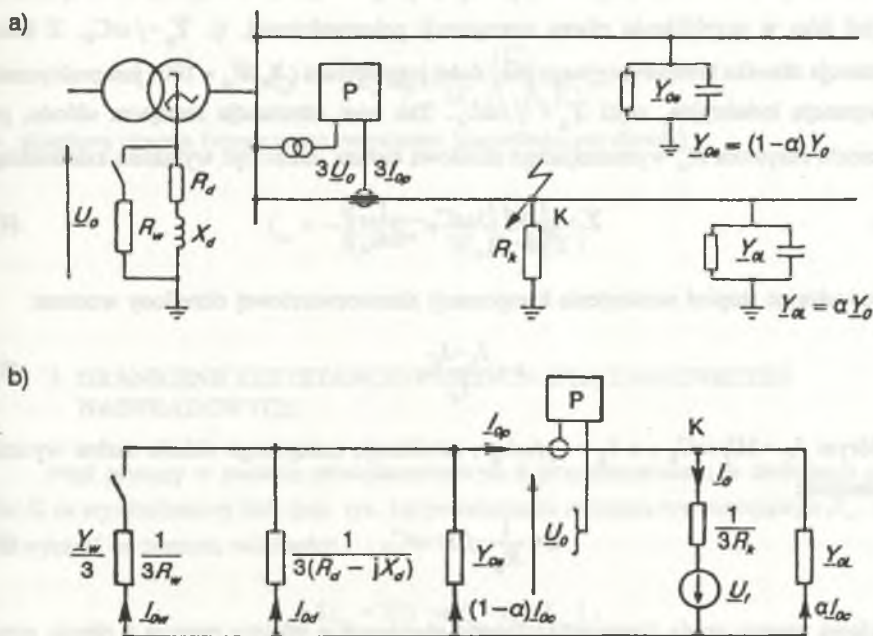
w [2] - możliwości wykrywania zwarc rezystancyjnych z ziemią zależą od rodzaju zastosowanego zabezpieczenia, wartości prądu pojemnościowego sieci i wartości wymuszanego prądu czynnego przez rezystor uziemiający. M.in. dowiedziono, że przy stosowaniu zabezpieczeń kierunkowych występuje ograniczenie obszaru wykrywania zwarc rezystancyjnych w porównaniu z zabezpieczeniami nadprądowymi.

Znacznie bardziej rozpowszechnione w systemie krajowym są sieci pracujące z kompensacją prądów pojemnościowych. Jak podano w [1], ponad 70% sieci SN pracuje właśnie z punktem gwiazdowym uziemionym przez dławik kompensacyjny, a jeśli chodzi o sieci energetyki zawodowej o napięciach od 10 kV do 20 kV udział ten wynosi nawet ponad 90%. Do ochrony linii od skutków jednofazowych zwarc z ziemią w tych sieciach stosowane są najczęściej zabezpieczenia kierunkowe czynno-mocowe, rzadziej zabezpieczenia zerowoprądowe, a w ostatnich latach także zabezpieczenia admitancyjne.

Kompensacja składowej pojemnościowej prądu ziemnozwarciowego ma wiele zalet; powoduje m.in. samolikwidację zwarc przemijających, ale utrudnia wykrywanie zwarc doziemnych ze względu na zbyt małą wartość wypadkowego prądu ziemnozwarciowego (tzw. prądu resztkowego), który ma charakter czynny. Polepszenie warunków działania zabezpieczeń, a w szczególności zwiększenie czułości, uzyskuje się poprzez wymuszenie dodatkowej składowej czynnej prądu zwarcowego. W praktyce stosuje się krótkotrwałe wymuszenie prądu czynnego o zadanej wartości, zapewniającej wymaganą czułość zabezpieczenia ziemnozwarciowego (zwykle jest to prąd o wartości z przedziału 10÷40 A). Większość zwarc, w tym także zwarc jednofazowych, stanowią zwarcia rezystancyjne, których wykrywanie jest konieczne, ale nie zawsze jest możliwe. O możliwości wykrywania takich zwarc decydują m.in. rodzaj zastosowanego zabezpieczenia oraz wzajemne relacje zachodzące między wartościami charakterystycznych wielkości dla zwarcia jednofazowego z ziemią. Bezpośrednim wskaźnikiem możliwości wykrywania przez dane zabezpieczenie zwarc rezystancyjnych jest graniczna rezystancja przejścia w miejscu zwarcia, której wartości zostaną niżej określone dla sieci modelowej wyposażonej w różne rodzaje zabezpieczeń ziemnozwarciowych.

2. MODEL SIECI I WIELKOŚCI WEJŚCIOWE ZABEZPIECZEŃ ZIEMNOZWARCIOWYCH

Do rozważań przyjęto sieć modelową pracującą z punktem gwiazdowym uziemionym przez dławik kompensacyjny bocznikowany krótkotrwałe rezystorem, z wyodrębnioną linią chronioną od skutków zwarc jednofazowych z ziemią za pomocą zabezpieczenia nadprądowego, kierunkowego czynno-mocowego lub admitancyjnego. Schemat ideowy takiej sieci oraz jej schemat zastępczy przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Schemat ideowy sieci modelowej (a) oraz jej schemat zastępczy (b)
 Fig. 1. Schematic diagram of the model network (a) and its equivalent diagram (b)

Składowa zerowa napięcia przy zwarciu jednofazowym z ziemią przez rezystancję R_k , określona na podstawie bilansu napięć w obwodzie z rys. 1b, wynosi:

$$U_0 = -U_f + 3I_{oc}R_k, \quad (1)$$

gdzie:

$$I_{oc} = I_{oc} + I_{od} + I_{ow}, \quad (2)$$

jest składową zerową prądu ziemnozwarciowego, będącą sumą składowych pojemnościowej (I_{oc}), indukcyjnej (I_{od}) oraz czynnej (I_{ow}).

Uwzględniając, że $I_{oc} = -Y_0 U_0$, $I_{od} = -\frac{1}{3}Y_d U_0$, $I_{ow} = -\frac{1}{3}Y_w U_0$ oraz że admitancja zastępcza sieci $Y = 3Y_0 + Y_d + Y_w$, otrzymuje się:

$$U_0 = -\frac{U_f}{1 + R_k Y}. \quad (3)$$

Jeśli zauważyć, że w sieciach SN $G_0 < B_0$ ($B_0/G_0 = 10$), to admitancję zerową można przyjąć jako w przybliżeniu równą susceptancji pojemnościowej, tj. $Y_0 = j\omega C_0$. Z kolei admitancja dławika kompensacyjnego przy dużej jego dobroci ($X_d/R_d = 100$) jest praktycznie susceptancją indukcyjną, czyli $Y_d = -j/\omega L_d$. Tak więc admitancja zastępcza układu, po włączeniu rezystora R_w wymuszającego składową czynną, może być wyrażona zależnością:

$$Y = \frac{1}{R_w} + j \left(3\omega C_0 - \frac{1}{\omega L_d} \right). \quad (4)$$

Wprowadzając stopień rozstrojenia kompensacji ziemnozwarciowej określony wzorem:

$$s = \frac{I_L - I_C}{I_C}, \quad (5)$$

w którym $I_C = 3U_f \omega C_0$, a $I_L = U_f/\omega L_d$, admitancję zastępczego układu można wyrazić zależnością:

$$Y = \frac{1}{R_w} - j 3s \omega C_0. \quad (6)$$

Składowa zerowa prądu ziemnozwarciowego płynącego w miejscu zwarcia z ziemią przez rezystancję R_k po włączeniu rezystora bocznikującego dławik kompensacyjny wynosi:

$$I_0 = \frac{U_0 + U_f}{3R_k}, \quad (7)$$

a uwzględniając wyrażenie (3) można ją opisać wzorem:

$$I_0 = \frac{U_f Y}{3(1 + R_k Y)}. \quad (8)$$

Prąd ziemnozwarciowy jest natomiast równy:

$$I_s = 3I_0 = \frac{U_f Y}{1 + R_k Y}. \quad (9)$$

Udziały poszczególnych składowych w prądzie zerowym wynoszą:

► składowa pojemnościowa

$$I_{\alpha} = -Y_0 U_0 = -\frac{j\omega C_0 U_f}{1 + R_k Y}, \quad (10)$$

► składowa indukcyjna (wymuszana dławikiem kompensacyjnym)

$$I_{0d} = -\frac{1}{3}Y_d U_0 = \frac{jU_f}{3X_d(1+R_k Y)} \quad (11)$$

► składowa czynna (wymuszona rezystorem bocznikującym dławik)

$$I_{0w} = -\frac{1}{3}Y_w U_0 = \frac{U_f}{3R_w(1+R_k Y)} \quad (12)$$

3. GRANICZNE REZYSTANCJE PRZEJŚCIA DLA ZABEZPIECZEŃ NADPRĄDOWYCH

Prąd płynący w punkcie zabezpieczeniowym P przy doziemieniu w dowolnym punkcie K na wyodrębnionej linii (por. rys. 1a) po załączeniu rezystora wymuszającego R_w , można wyrazić za pomocą zależności:

$$I_p = 3I_{0p} = 3[(1-\alpha)I_{0c} + I_{0d} + I_{0w}] \quad (13)$$

w której α jest współczynnikiem "lokalizacji zabezpieczenia", określającym udział admitancji zabezpieczanej linii w admitancji całej sieci galwanicznie połączonej. Po podstawieniu zależności (10), (11), (12) i (6) oraz uwzględnieniu, że $I_C = 3\omega C_0 U_f$, $I_L = 3I_d = U_f/X_d$ i $I_R = U_f/R_w$ otrzymuje się ostatecznie:

$$I_p = U_f \frac{I_R - j(\alpha+s)I_C}{(U_f + R_k I_R) - jsR_k I_C} \quad (14)$$

Prąd rozruchowy zabezpieczenia nadprądowego zerowego dobierany jest na podstawie warunku:

$$I_r \geq k_b \alpha I_C \quad (15)$$

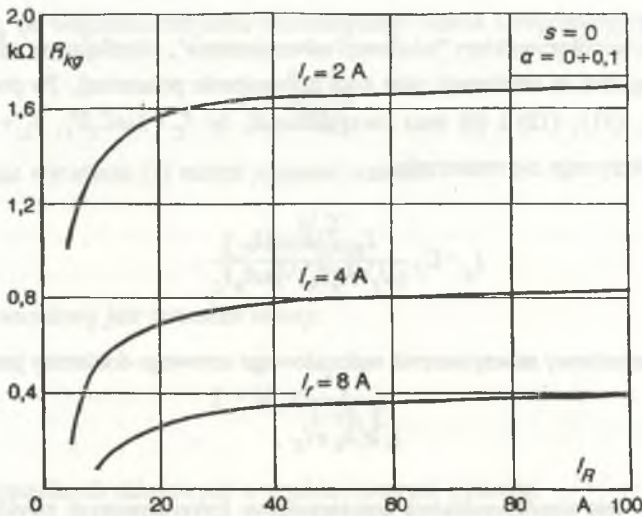
w którym k_b jest współczynnikiem bezpieczeństwa (przyjmowanym zwykle z przedziału 2÷8). Przy znanej wartości prądu I_r , można, korzystając z zależności (14), wyznaczyć wartość granicznej rezystancji przejścia R_{k_g} z równości:

$$I_r = U_f \frac{|I_R - j(\alpha + s)I_C|}{|(U_f + R_{kg}I_R) - jsR_{kg}I_C|} \quad (16)$$

Zależność (16) umożliwia określenie wartości R_{kg} przy różnych wartościach I_r , I_R , I_C , s oraz U_f i α , a więc jest podstawą oceny możliwości wykrywania jednofazowych zwarć rezystancyjnych przez zabezpieczenie nadprądowe zerowe o danym prądzie rozruchowym w dowolnie wybranej sieci.

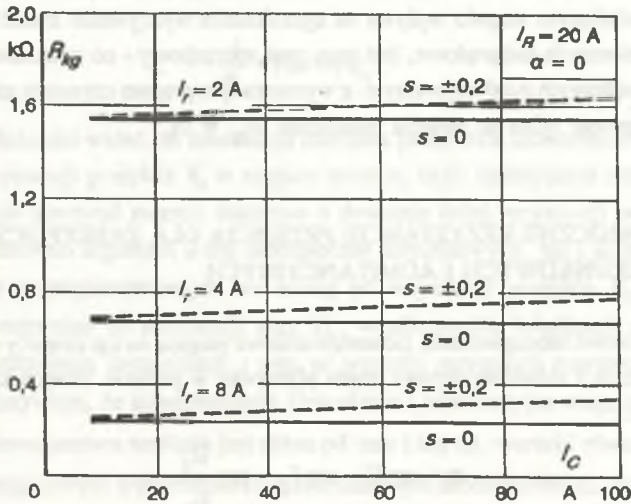
Przykładowe wyniki analizy ilościowej wykonanej dla sieci o napięciu znamionowym $U_n = 6$ kV ($U_f = 6/\sqrt{3}$ kV) pokazano na rys. 2, 3, 4.

Z zamieszczonych wykresów (rys. 2) widać, że przy wymuszonym prądzie czynnym powyżej 20 A rezystancja graniczna praktycznie nie zależy od wartości tego prądu. Maleje ona natomiast wraz ze wzrostem prądu rozruchowego (rys. 2, 3 i 4). Wpływ stopnia rozstrojenia kompensacji w granicach $\pm 20\%$ na wartość rezystancji granicznej jest niewielki; rozstrojenie powoduje nieznaczny wzrost rezystancji granicznej. W warunkach pełnej kompensacji ($s = 0$) rezystancja graniczna nie zależy od składowej pojemnościowej prądu ziemnozwarciowego, a więc od wykonania i rozległości sieci (rys. 3). Przy rozstrojeniu kompensacji rezystancja graniczna bardzo nieznacznie różni się wraz ze wzrostem składowej



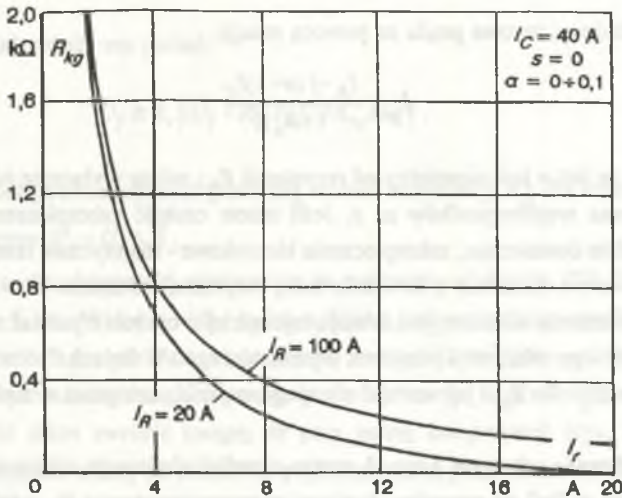
Rys. 2. Wartości granicznej rezystancji przejścia dla zabezpieczenia nadprądowego w zależności od wymuszonego prądu czynnego

Fig. 2. Boundary values of the fault resistance according to the forced active current for the over-current protection



Rys. 3. Wartości granicznej rezystancji przejścia dla zabezpieczenia nadprądowego w zależności od składowej pojemnościowej prądu ziemnozwarciowego

Fig. 3. Boundary values of the fault resistance according to the capacitive current component for the overcurrent protection



Rys. 4. Wartości granicznej rezystancji przejścia dla zabezpieczenia nadprądowego w zależności od prądu rozruchowego

Fig. 4. Boundary values of the fault resistance according to the starting current of the overcurrent protection

pojemnościowej prądu ziemnozwarciowego. Reasumując, warto podkreślić, że wielkością, która w największym stopniu wpływa na ograniczenie wykrywania zwarcń rezystancyjnych przez zabezpieczenie nadprądowe, jest jego prąd rozruchowy - co pokazano na rys. 4. Przy prądzie rozruchowym porównywalnym z wymuszonym prądem czynnym zabezpieczenie jest w stanie reagować tylko na zwarcia metaliczne ($R_{kg} = 0$).

4. GRANICZNE REZYSTANCJE PRZEJŚCIA DLA ZABEZPIECZEŃ KIERUNKOWYCH I ADMITANCYJNYCH

Kierunkowe zabezpieczenia ziemnozwarciowe reagują na kąt zawarty między składową zerową napięcia i składową zerową prądu płynącego w punkcie zabezpieczeniowym, czyli kąt φ równy:

$$\varphi = \arg U_0 - \arg I_{\varphi} = \arg \frac{U_0}{I_{\varphi}}. \quad (17)$$

Składowa zerowa napięcia wyrażona jest zależnością:

$$U_0 = - \frac{U_f}{1 + R_k Y}, \quad (18)$$

natomiast składowa zerowa prądu za pomocą relacji:

$$I_{\varphi} = \frac{I_R - j(\alpha + s)I_C}{1 + R_k Y}. \quad (19)$$

Widać więc, że kąt φ jest niezależny od rezystancji R_k ; zależy wyłącznie od takich wielkości jak I_R, I_C oraz współczynników α, s . Jeśli zatem czułość zabezpieczenia (napięciowa i prądowa) będzie dostateczna, zabezpieczenie kierunkowe - teoretycznie rzecz ujmując - może wykrywać zwarcia doziemne o dowolnie dużej rezystancji przejścia.

Zabezpieczenia admitancyjne działają najczęściej w oparciu o pomiar różnicy admitancji zerowej przed i po włączeniu rezystora wymuszającego. W liniach "zdrowych" admitancja ta jest równa $Y_x = 3\alpha Y_0$ i jej wartość nie ulega zmianie, natomiast w linii z doziemieniem zmienia się.

Na podstawie schematu z rys. 1 można określić admitancję widzianą z punktu zabezpieczeniowego w linii ze zwarcie doziemnym przez rezystancję R_k , zdefiniowaną stosunkiem I_{φ} / U_0 . Admitancja ta przed włączeniem rezystora wymuszającego R_w wynosi:

$$Y' = 3(\alpha + s)Y_0, \quad (20)$$

natomiast po włączeniu rezystora R_w jest równa:

$$Y'' = -\frac{1}{R_w} + 3(\alpha + s)Y_0. \quad (21)$$

Z powyższych zależności widać, że admitancja mierzona przez takie zabezpieczenie również nie zależy od rezystancji przejścia R_k w miejscu zwarcia, czyli teoretycznie zabezpieczenie admitancyjne może ujmować zwarcia doziemne o dowolnie dużej rezystancji przejścia.

Tak więc zarówno argument φ dla zabezpieczeń kierunkowych, jak i admitancja mierzona w punkcie zabezpieczeniowym nie zależą od rezystancji przejścia R_k w miejscu zwarcia. Zależą natomiast od admitancji sieci Y_0 , współczynnika lokalizacji zabezpieczenia α , stopnia rozstrojenia kompensacji s oraz od wartości rezystancji rezystora wymuszającego R_w . Jest oczywiste, że zabezpieczenia kierunkowe i admitancyjne mogą działać tylko wtedy, gdy składowa zerowa napięcia jest różna od zera i ma np. wartość równą $U_0 = k_r U_f$ (k_r jest tu tzw. napięciowym współczynnikiem rozruchowym zabezpieczenia). Musi być więc spełniony warunek:

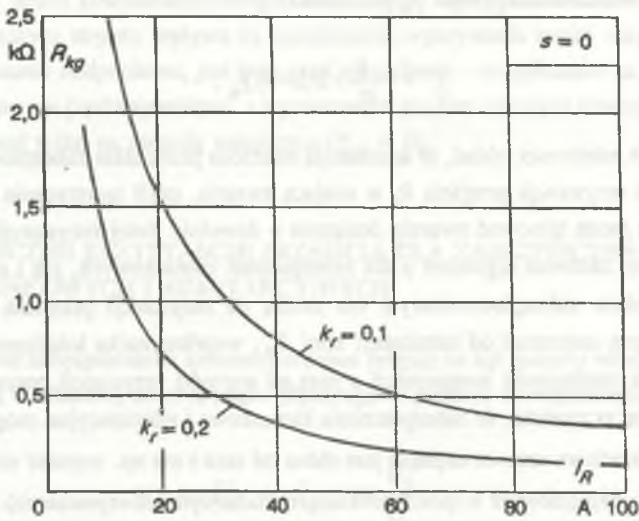
$$U_0 = \left| -\frac{U_f}{1 + R_k Y} \right| \geq k_r U_f, \quad (22)$$

który po przekształceniach ma postać:

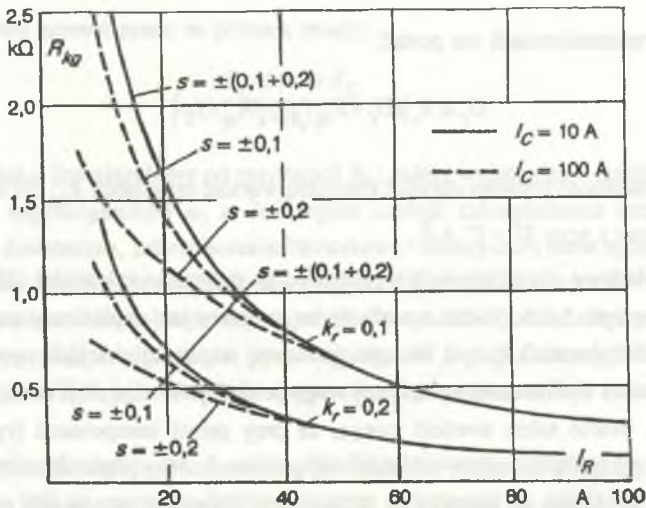
$$U_f \geq k_r |(U_f + R_{kg} I_R) - j R_{kg} s I_C|. \quad (23)$$

Powyższa zależność pozwala określić graniczną wartość rezystancji R_{kg} dla różnych wartości k_r , I_R , I_C oraz s przy $U_f = U_n / \sqrt{3}$.

Przykładowe charakterystyki wyznaczone na podstawie zależności (23) dla sieci 6 kV pokazano na rys. 5 i 6. Widać z nich, że im mniejszy jest napięciowy współczynnik rozruchowy zabezpieczenia k_r , tym wartości granicznej rezystancji przejścia są większe. Ponadto wzrost wartości wymuszanego prądu czynnego powoduje bardzo silne obniżenie wartości tej rezystancji. Warto także zwrócić uwagę, że przy pełnej kompensacji (rys. 5) graniczna rezystancja przejścia nie zależy od składowej pojemnościowej prądu ziemnozwarciowego I_C . Zależy ona natomiast od wartości tej składowej w przypadku stosowania rozstrojenia kompensacji (rys. 6). Wzrost wartości stopnia rozstrojenia kompensacji powoduje zmniejszenie wartości rezystancji R_{kg} .

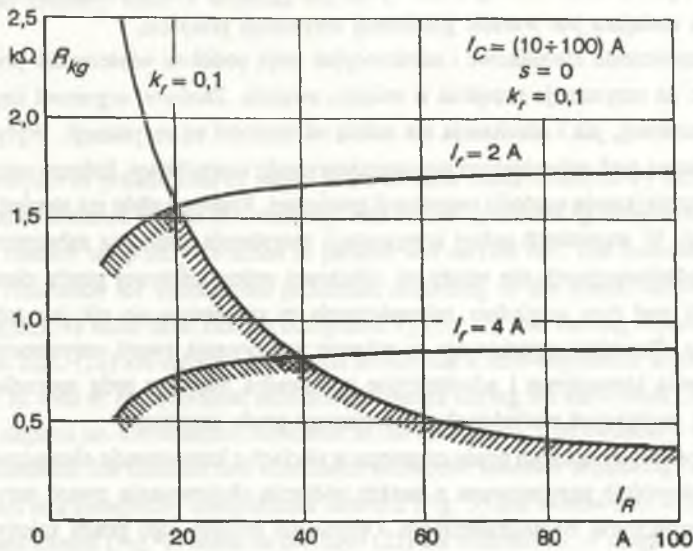


Rys. 5. Wartości granicznej rezystancji przejścia dla zabezpieczeń kierunkowych i admitancyjnych w zależności od wymuszanego prądu czynnego w sieci z pełną kompensacją
 Fig. 5. Boundary values of the fault resistance for the directional and admittance protection according to the forced active current in the full-compensated network



Rys. 6. Wartości granicznej rezystancji przejścia dla zabezpieczeń kierunkowych i admitancyjnych w zależności od wymuszanego prądu czynnego w sieciach o różnych stopniach rozstrojenia kompensacji
 Fig. 6. Boundary values of the fault resistance for the directional and admittance protection according to the forced active current in the networks with the various detuning level

Ocenę możliwości wykrywania zwarc rezystancyjnych przez zabezpieczenia kierunkowe i admitancyjne można przeprowadzić w stosunkowo prosty sposób wyznaczając strefę graniczną dla sieci o danych parametrach, przyjmując określone progi prądowy i napięciowy zabezpieczenia. Przykładowe obszary rezystancji przejścia dla zabezpieczeń o minimalnie możliwym w praktyce progu napięciowym $k_r = 0,1$ i dwóch różnych wartościach progu prądowego - jak widać z rysunku - obszar rezystancji przejścia jest ograniczany progiem napięciowym w znacznie szerszym przedziale wymuszanego prądu czynnego I_R , niż przy progu prądowym o wyższej wartości. Wymuszanie dużych wartości prądu I_R mija się z celem, gdyż powoduje ograniczenie zdolności zabezpieczenia do reagowania na zwarcia pośrednie, co wynika także z rys. 5 i 6.



Rys. 7. Obszary rezystancji przejścia dla zabezpieczeń kierunkowych o różnych prądowych progach rozruchowych

Fig. 7. Fault resistance ranges for the directional protection with various starting current values

5. WNIOSKI

Obszar wykrywania zwarc rezystancyjnych przez zabezpieczenia ziemnozwarciowe może być określony na podstawie granicznej rezystancji przejścia, którą w sieciach kompensowanych z wymuszeniem składowej czynnej prądu, w zależności od rodzaju zastosowanego

zabezpieczenia (nadprądowe, kierunkowe, admitancyjne), można określić korzystając z zależności (16) lub (23) podanych w niniejszym artykule. Zamieszczone przykładowo wykresy zmienności granicznej rezystancji przejścia dotyczą sieci o napięciu znamionowym 6 kV. Wnioski ilościowe dotyczące wartości granicznej rezystancji przejścia zabezpieczeń ziemnozwarciowych w sieciach SN o innym napięciu znamionowym (U_{nx}) mogą być formułowane na podstawie charakterystyk z rys. 2+7, po pomnożeniu wartości R_{kg} przez $U_{nx}/6$.

Dla zabezpieczeń nadprądowych graniczna rezystancja przejścia praktycznie nie zależy od wartości wymuszanego prądu czynnego, jeśli jego wartość jest nie mniejsza od ok. 20 A. W sieciach z pełną kompensacją graniczna rezystancja przejścia nie zależy od składowej pojemnościowej prądu ziemnozwarciowego, czyli od wykonania i rozległości sieci. Zasadniczy wpływ na zdolność reagowania zabezpieczeń nadprądowych na zwarcia rezystancyjne ma wartość prądu rozruchowego; im wyższa jest wartość prądu rozruchowego zabezpieczenia, tym mniejsza jest wartość granicznej rezystancji przejścia.

Zabezpieczenia kierunkowe i admitancyjne mają podobne właściwości pod względem wrażliwości na rezystancje przejścia w miejscu zwarcia. Zarówno argument impedancji dla składowej zerowej, jak i admitancja nie zależą od wartości tej rezystancji. Wpływ na rezystancję graniczną tych zabezpieczeń ma napięciowy próg rozruchowy, którego wzrost wartości powoduje zmniejszenie wartości rezystancji granicznej. Podobny efekt ma stopień rozstrojenia kompensacji. W warunkach pełnej kompensacji rezystancja graniczna zabezpieczeń kierunkowych i admitancyjnych nie zależy od składowej pojemnościowej prądu ziemnozwarciowego, czyli pod tym względem zabezpieczenia te zachowują się tak jak zabezpieczenia nadprądowe. Poważne ograniczenia w zakresie wykrywania zwarc rezystancyjnych przez zabezpieczenia kierunkowe i admitancyjne wprowadza prądowy próg rozruchowy, szczególnie przy mniejszych wartościach wymuszanego prądu czynnego.

Wartość wymuszanego prądu czynnego w sieciach z kompensacją ziemnozwarciową nie może być dowolnie przyjmowana z punktu widzenia obejmowania zwarc rezystancyjnych przez zabezpieczenia ziemnozwarciowe. Optymalny poziom tego prądu zależy od rodzaju zabezpieczenia i jego progów rozruchowych, tak prądowego, jak i napięciowego.

LITERATURA

1. Kowalski J.: Możliwości eliminowania błędnych działań zabezpieczeń ziemnozwarciowych kierunkowych czynnomocowych w kompensowanych sieciach śn. *Energetyka* nr 4, 1995 r., s. 146.
2. Mikrut M., Pilch Z., Sauczek M.: Wykrywanie jednofazowych zwarc rezystancyjnych w sieciach średnich napięć o punkcie gwiazdowym uziemionym przez rezystor. *ZN Pol. Śląskiej, Elektryka* nr 127, Gliwice 1992, s. 63.

3. Mikrut M., Pilch Z., Sauczek M.: Automatyczna regulacja kompensacji ziemnozwarciowej w przemysłowych sieciach 6 kV. Mat. IV Międzynarodowej Konferencji Naukowej "Aktualne problemy automatyki w energetyce", Gliwice 1985, t. B, s. 180.
4. Sauczek M.: Wykrywanie doziemień rezystancyjnych w sieciach przemysłowych 6 kV z kompensacją ziemnozwarciową. Mat. V Międzynarodowej Konferencji Naukowej "Aktualne problemy automatyki w energetyce", Gliwice 1989, t. II, s. 250.
5. Synal B.: Porównanie sposobów uziemienia punktu zerowego sieci SN. Biuletyn Elektroprojektu, 1983.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Tadeusz Łobos

Wpłynęło do Redakcji dnia 15 września 1995 r.

Abstract

An analysis of possibilities of single phase-to-earth faults detection by different earth-fault protective schemes for the MV-network with neutral grounded by compensating reactor with linear resistor temporary switched in parallel was carried out. The boundary values of a transient resistance for overcurrent protection according to the forced active current I_R (Fig. 2), capacitive earth-fault current component I_C (Fig. 3) and starting current I_r (Fig. 4) based on the Eqn. (16) are determined. It was shown that a zero-impedance argument (Eqns. 17, 18, 19) as well as an equivalent network admittance during the earth-fault (Eqns. 20 and 21) do not depend on the transient resistance in the fault point. The boundary values of the transient resistance for distance and admittance protective schemes depending on the forced active current in a completely compensated network (Fig. 5) and in networks with the various detuning coefficients (Fig. 6) based on the Eqn. (23) are determined. A range of the transient resistances for distance and admittance protection with the smallest from practically occurring voltage starting levels and various current levels (Fig. 7) was determined. It was also shown that the value of the forced active current in networks with earth-fault compensation should not be chosen arbitrary because of embracing the resistance faults by earth-fault protection. The optimal level of this current depends on the kind of protection and its starting levels.

The given boundary values of the transient resistance refer to a nominal voltage 6 kV. For networks of another nominal voltage (e.g. U_{nx}) the mentioned values should be multiplied by $U_{nx}/6$.

Wiktor KIŚ

OBLICZANIE ODDZIAŁYWANIA CIEPLNEGO NIEJEDNORODNOŚCI TERMOKINETYCZNYCH W INSTALACJACH PRĄDOWYCH

Streszczenie. Artykuł dotyczy obliczeń cieplnych wykonywanych podczas projektowania instalacji prądowych i konstruowania ich elementów pod względem obciążalności prądowej długotrwałej. Zaproponowano przydatny dla tych obliczeń model obwodowy zjawisk cieplnych i jego rozwiązanie. Przedstawiono wyniki obliczeń przykładowych i wskazano przykłady zastosowań praktycznych modelu.

CALCULATION OF THERMAL INTERACTION DUE TO THERMOKINETIC HETEROGENEITY IN THE CURRENT SYSTEMS

Summary. The article deals with thermal calculations made to design the current systems and their components, considered in respect of prolonged current-carrying capacity. The circuitual model of thermal phenomena and its solution, used to this calculations, is proposed. The exemplary calculation results and the practical model applications are presented.

1. WPROWADZENIE

Każda instalacja prądowa jest na ogół obiektem niejednorodnym pod względem termokinetycznym. Niejednorodności występują w niej przede wszystkim w kierunku osiowym i wynikają z uwarunkowań konstrukcyjnych, środowiskowych lub montażowych (izolatory wsparcze i gradziowe w przewodach szynowych obudowanych, przepusty kablowe, złącza, odgałęzienia itp.). Niejednorodności te mają wpływ na obciążalność prądową całej instalacji, co wiąże się z potrzebą wykonywania odpowiednich badań, zwłaszcza na etapie prac konstruktorskich.

W porównaniu z wymiarami promieniowymi instalacje prądowe mają zwykle znaczną długość i stosunkowo małe zagęszczenie niejednorodności. W takich warunkach celowe jest oszacowanie zasięgu oddziaływania poszczególnych niejednorodności dla dokonania oceny, czy niejednorodności te mogą być uznane za odosobnione. Wynik oceny ma zasadniczy wpływ na złożoność przyjmowanego modelu obliczeniowego oraz uciążliwość obliczeń konstruktorskich [1], [3], [4].

2. OBIEKT BADAŃ

Rozważany jest fragment instalacji (rys. 1a), zawierający dwa długie odcinki szyny prądowej oraz - umieszczony między nimi - krótki element o długości l_z , reprezentujący np. złącze elektryczne. Parametry termokinetyczne tego elementu różnią się na tyle znacznie od parametrów szyny, że w danym układzie stanowi on pojedynczą niejednorodność.

Przyjęto, że układ jest: liniowy, jednorodny w granicach rozróżnianych odcinków i symetryczny względem swojego środka. Znane są wszystkie wymiary geometryczne i dane fizyczne, niezbędne do obliczenia następujących wielkości, odpowiednio dla szyny (s) i złącza (z):

- jednostkowe straty mocy Joule'a p_{0s} i p_{0z} (w W/m),
- opory cieplne jednostkowe przepływu ciepła w kierunku osiowym R_{0s} i R_{0z} (w $\frac{\text{K}}{\text{W}\cdot\text{m}}$),
- przewodności cieplne jednostkowe przepływu ciepła w kierunku promieniowym G_{0s} i G_{0z} (w $\frac{\text{W}}{\text{K}\cdot\text{m}}$),
- wielkość analogiczna do impedancji falowej:

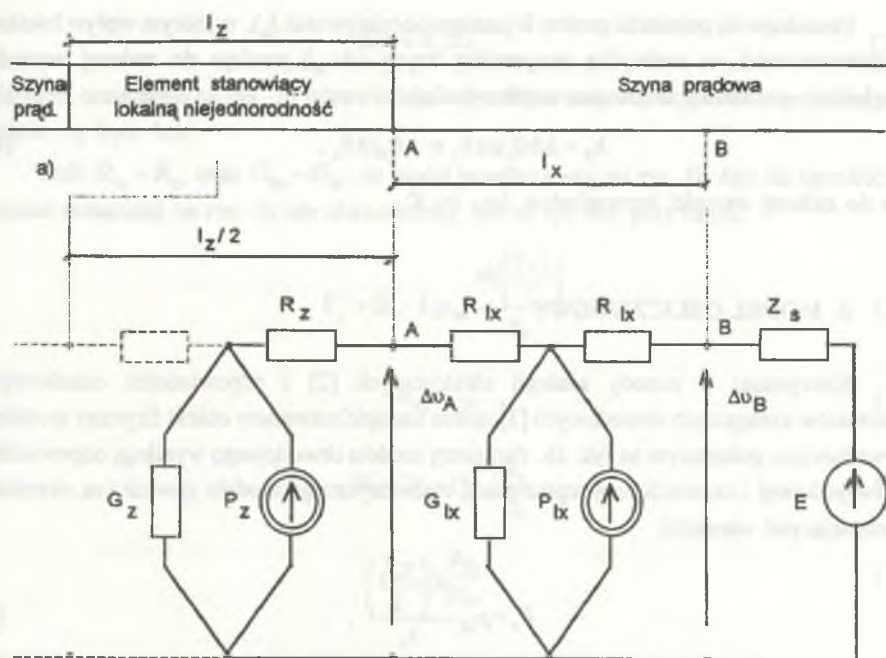
$$Z_s = \sqrt{\frac{R_{0s}}{G_{0s}}} \quad \text{i} \quad Z_z = \sqrt{\frac{R_{0z}}{G_{0z}}} \quad (1)$$

- wielkość analogiczna do współczynnika tłumienia:

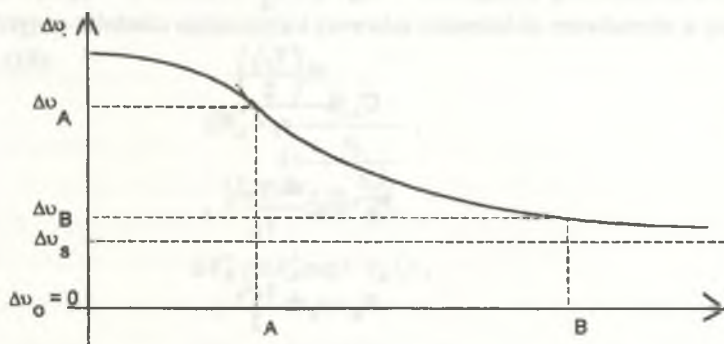
$$\gamma_s = \sqrt{R_{0s}G_{0s}} \quad \text{i} \quad \gamma_z = \sqrt{R_{0z}G_{0z}} \quad (2)$$

- nadwyżka temperatury szyny względem temperatury otoczenia, jaka wystąpiłaby w układzie jednorodnym z szyną nieskończenie długą:

$$\Delta v_s = \frac{p_{0s}}{G_{0s}} \quad (3)$$



b)



c)

Rys. 1. Ilustracja do badań nadwyżki temperatury szyny prądowej względem temperatury otoczenia: a) układ fizyczny obiektu badań, b) schemat zastępczy obwodowy, c) szkic rozkładu nadwyżek temperatury

Fig. 1. Illustration for studies on surplus of current bar temperature versus the ambient temperature: a) the physical system of an examined object, b) the circuital equivalent diagram, c) the sketch of surplus of temperature distribution

Poszukuje się położenia punktu B (zasiegu oddziaływania l_x), w którym wpływ lokalnej niejednorodności na nadwyżkę temperatury szyny (Δv_k) zmaleje do zadanej wartości względnej, wyrażonej za pomocą współczynnika:

$$k_0 = \Delta \vartheta (l_x) / \Delta \vartheta_s \equiv \Delta \vartheta_B / \Delta \vartheta_s, \quad (4)$$

lub do zadanej wartości bezwzględnej Δv_B (w K).

3. MODEL OBLICZENIOWY

Korzystając z metody analogii elektrycznych [2] i odpowiednich cząstkowych schematów zastępczych obwodowych [3] można zastąpić rozważany obiekt fizyczny modelem obwodowym, pokazanym na rys. 1b. Parametry modelu obwodowego wynikają odpowiednio z dwójnikowej i czwórnikowej reprezentacji matematycznego modelu zjawisk i są określone następującymi wzorami:

$$P_z = p_{0z} \frac{\operatorname{sh} \left(\frac{\gamma_z l_z}{2} \right)}{\gamma_z}, \quad (5)$$

$$R_z = z_z \operatorname{th} \frac{\gamma_z l_z}{4}, \quad (6)$$

$$G_z = \frac{\operatorname{sh} \left(\frac{\gamma_z l_z}{2} \right)}{z_z}, \quad (7)$$

$$P_k = p_{0k} \frac{\operatorname{sh}(\gamma_k l_k)}{\gamma_k}, \quad (8)$$

$$R_k = z_k \operatorname{th} \frac{\gamma_k l_k}{2}, \quad (9)$$

$$G_k = \frac{\operatorname{sh}(\gamma_k l_k)}{z_k}, \quad (10)$$

$$E = \Delta \vartheta_s = \frac{p_{0z}}{G_{0z}} \equiv p_{0z} \frac{z_z}{\gamma_z}. \quad (11)$$

Rozwiązanie postawionego problemu sprowadza się do wyznaczenia wartości l_x , przy której potencjał w punkcie B nie przekracza zadanej wartości

$$\Delta\theta \leq k_0 \Delta v_z \quad (12)$$

Napięcia oznaczone na rys. 1b odpowiadają nadwyżkom temperatur ponad temperaturę otoczenia v_0 (rys. 1c).

Jeśli $R_{0z} = R_{0r}$ oraz $G_{0z} = G_{0r}$, to model przedstawiony na rys. 1b daje się uprościć do postaci pokazanej na rys. 2a lub równoważnej, jak na rys. 2b, przy czym:

$$P_z^* = (k_z - 1)P_{0z} \frac{\text{sh}\left(\frac{\gamma_z l_z}{2}\right)}{\gamma_z} \quad (13)$$

$$R_{zE} = \frac{1}{G_z} \quad (14)$$

$$E_z = (k_z - 1)P_{0z} \frac{z_z}{\gamma_z} \quad (15)$$

$$k_z = \frac{P_{0z}}{P_{0r}} \quad (16)$$

Napięcia oznaczone na rys. 2 odpowiadają nadwyżkom temperatur ponad v_0 .

W ogólnym przypadku analiza modelu z rys. 1a wymagałaby prowadzenia obliczeń iteracyjnych. Przyjęte założenia upraszczające prowadzą natomiast do rozwiązania w postaci jawnej (17) do (19):

$$\Delta\theta_A^* = \frac{E_z}{z_z \left(1 + \frac{\gamma_z l_z}{2}\right)} \quad (17)$$

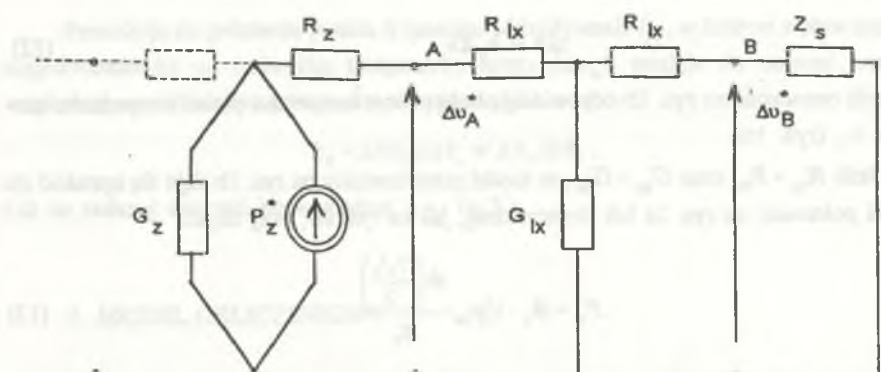
$$\Delta\theta_B^* = \Delta\theta_A^* \exp(-\gamma_k l_x) \quad (18)$$

stad:

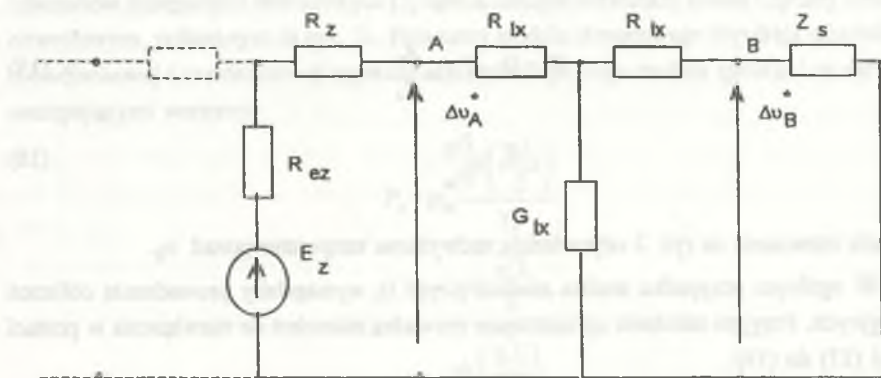
$$l_x = \frac{1}{\gamma_k} \ln \frac{\Delta\theta_B^*}{\Delta\theta_A^*} \quad (19)$$

Zależności od (17) do (19) są przydatne również do obliczeń szacunkowych prowadzonych ręcznie.

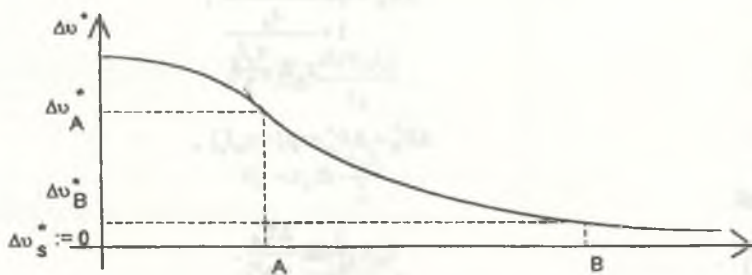
W przypadkach instalacji rzeczywistych - złożonych z wielu elementów o zróżnicowanych parametrach - należy zbadać zasięg oddziaływania (l_x) każdej niejednorodności. Niejednorodności, których zasięgi nie nakładają się wzajemnie, można uznać za odosobnione.



a)



b)



c)

Rys. 2. Ilustracja jak na rys. 1, lecz względem temperatury szyny jednorodnej:
 a), b) schematy zastępcze obwodowe (równoważne), c) szkic rozkładu nadwyżek temperatury

Fig. 2. Illustration like in Fig. 1 but versus the homogeneous current bar temperature:
 a), b) the circuitual equivalent diagrams, c) the sketch of surplus of temperature distribution

Ma to istotne znaczenie z uwagi na możliwość uproszczenia modelu obliczeniowego, dyskretyzacji przestrzennej obiektu oraz pracochłonności kompletowania i wprowadzania danych dla wykonania obliczeń numerycznych [3].

4. PRZYKŁAD OBLICZEŃ

Obliczenia przykładowe wykonano dla przypadku, gdy niejednorodność układu polega na zróżnicowaniu strat mocy Joule'a. Sytuacja taka może wystąpić np. przy badaniu, jak pogorszenie się jakości złącza elektrycznego wpływa na nagrzewanie się przewodu. Jakość złącza może być wówczas wyrażana za pomocą współczynnika k_z w odniesieniu do szyny litej:

$$P_{0z} = k_z P_{0s}, \quad (20)$$

natomiast impedancje falowe i współczynniki tłumienia mają wartości jednakowe na całej długości układu ($z_z = z_k = z_s = \sqrt{R_0/G_0}$; $\gamma_z = \gamma_k = \gamma_s = \sqrt{R_0G_0}$).

Uzyskane wyniki obliczeń przykładowych zestawiono w tabl. 1. Dane zawarte w tablicy odpowiadają warunkom znamionowym dla wymienionych przewodów.

5. WNIOSKI

1. Zaproponowany model obliczeniowy umożliwia badanie oddziaływania cieplnego wybranego fragmentu instalacji prądowej na rozkład osiowy temperatury w pozostałej części tego obwodu. Badania mogą ujmować różne parametry geometryczne, konstrukcyjne i materiałowe, rozważane zwykle w ramach prac projektowo-konstrukcyjnych.
2. Przedstawiony model prowadzi do zależności jawnych i prostych, możliwych do wykorzystania nawet w odręcznych obliczeniach szacunkowych. W oparciu o nie można m.in. oceniać zasadność wykonywania obliczeń instalacji w sposób uproszczony, odpowiedni dla układu z niejednorodnościami odosobnionymi.
3. Przewiduje się w przyszłości rozwinięcie rozważanego modelu dla wykonywania obliczeń osiowego rozkładu temperatury w elektrycznych złączach stykowych.

Tablica 1

Przykładowe dane i wyniki obliczeń

DANE WYJŚCIOWE								
Rodzaj przewodu	Linka Al	Walec Al	Rura Al	AP				
Wymiary mm	\emptyset	\emptyset	e_z/g	$a \times b$				
	22,5	20,0	60/5	120 × 10				
Prąd I_{dd} , A	600	505	1260	2500				
l_x , m	0,1							
Δv_B^* , K	1,0							
DANE OBLICZONE - pośrednie								
P_{0s} , W/m	41	28	63	179				
R_{0s} , $\frac{K}{W \cdot m}$	15,3	14,6	5,3	3,8				
G_{0s} , $\frac{W}{K \cdot m}$	1,02	0,62	1,4	3,97				
z , K/W	3,9	4,9	1,9	0,98				
γ , 1/m	3,95	3,0	2,7	3,9				
WYNIKI OBLICZEŃ dla $k_z = 1,5$ i $2,0$								
k_z	1,5	2,0	1,5	2,0	1,5	2,0	1,5	2,0
Δv_A^* , K	3,30	6,44	2,96	5,88	2,62	5,24	3,63	7,25
l_x , m	0,30	0,47	0,36	0,59	0,36	0,61	0,33	0,51

LITERATURA

1. Bartodziej G., Kiś W.: Obliczanie obciążalności prądowej długotrwałej linii kablowej lokalnie niejednorodnej. ZN Pol. Śląskiej "Elektryka", z. 116, Gliwice 1991, ss. 17-28.
2. Hering M.: Termokinetika dla elektryków. WNT, Warszawa 1980.
3. Kiś W.: Obliczanie nagrzewania przewodów szynowych ekranowanych z izolacją gazową SF₆, w stanie cieplnie ustalonym. ZN Pol. Śląskiej "Elektryka", z. 116, Gliwice 1991, ss. 39-57.

4. Baron B., Gacek Z., Kiś W.: Obliczanie rozkładu pola elektrycznego, wymiarowanie układów izolacyjnych i wyznaczanie temperatur w przewodach szynowych izolowanych sprężonym SF₆. ZN Pol. Śląskiej "Elektryka", z. 131, Gliwice 1993.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Jerzy Kulczycki

Wpłynęło do Redakcji dnia 25 czerwca 1995 r.

Abstract

Thermal calculations of current systems are connected frequently with calculations of their prolonged current-carrying capacity. They may be very laborious first of all because of heterogeneity of thermokinetic parameters appearing principally in axial direction of a system.

The heterogeneity of the current system considered in the paper follows exclusively from an installment in it a single element with different thermokinetic parameter values than in the remaining part of a circuit. The circuital model of thermal phenomena for such a system is proposed. The model has been obtained as a result of use of two- and four-terminal network representation of the mathematical model.

The proposed model makes the calculations more efficient in many practical cases, particularly when elements disturbing a homogeneity of a system are placed adequately sparsely. Calculations results allow to estimate the above mentioned density in respect of the simplified calculations admissibility. The solution of the model determines a coordinate (l_x) of a point, in which an influence of considered local heterogeneity on the surplus of the bar temperature (Δv_k) towards the ambient temperature is reduced to a given relative value (k_v) or an absolute value (Δv_B). The solution of the model has an evident form, which makes it useful to estimated calculations executed by hand.

An exemplary calculation refers to the possibly simplest case when the heterogeneity of the system is relevant exclusively to power loss distribution. According to the physical aspect, it may be approximately conformed e.g. to a fragment of research, concerning an influence of a joint deterioration (given values of $k_z > 1$) on the axial temperature distribution. This example has been only enclosed to illustrate the use of the presented model. The further procedure depends on the purpose of calculations and on conclusions from the actual results analysis.

Adrian HALINKA

ESTYMACJA WIELKOŚCI KRYTERIALNYCH ZABEZPIECZEŃ DLA ZMIENNEJ CZĘSTOTLIWOŚCI SYGNAŁÓW

Streszczenie. Pomiar częstotliwości f odbywa się przez porównanie położenia fazora napięcia na płaszczyźnie zespolonej co jeden okres podstawowej harmonicznej sygnału wejściowego. W przypadku stabilnej częstotliwości różnica położenia fazora w poszczególnych cyklach pomiarowych powinna być równa zero. W przypadku zmiany częstotliwości różnica kątów jest proporcjonalna do zmiany częstotliwości.

CRITERIAL QUANTITIES ESTIMATION OF PROTECTIVE ALGORITHMS FOR VARIABLE SIGNAL FREQUENCY

Summary. The proposed method of the frequency measurement is based on the comparison of the voltage phasor position on the complex-plane every period of the input signal fundamental component. In case of the stable frequency the difference of the phasor layout in the following cycles is equal to zero. In other case the phase shift is proportional to the frequency variation.

1. WSTĘP

Obecnie stosowane algorytmy zabezpieczeń cyfrowych bazują na założeniu, że częstotliwość pierwszej harmonicznej sygnałów wejściowych otrzymywanych z zabezpieczanego obiektu ma wartość stałą i może ulegać zmianie tylko w stanach zakłóceń. Istnieją jednak układy generatorowe, których częstotliwość pracy ulega zmianom w dość szerokim zakresie, np. hydrozespoły zasilane z układów przekształtnikowych zainstalowanych w obwodzie stojana lub wirnika generatora, generatory z turbinami gazowymi. Ponadto każdy rozruch generatora synchronicznego wiąże się ze zmianą częstotliwości jego pracy od kilku herców, na początku rozruchu, do osiągnięcia synchronizmu z systemem (częstotliwość 50Hz). Wskutek zmian częstotliwości podczas rozruchu układów generatorowych większość zabezpieczeń w trakcie trwania tego procesu jest blokowana.

Obecnie w coraz większym stopniu stosowana w elektroenergetycznej automatyce systemowej technika cyfrowa stwarza możliwości pomiaru i śledzenia zmian częstotliwości, co pozwala na adaptację algorytmów zabezpieczeniowych do aktualnego stanu chronionego obiektu (określonego poprzez aktualną wartość częstotliwości). Umożliwia to zwiększenie liczby aktywnych zabezpieczeń w trakcie rozruchu generatorów, jak i pozwala na poprawną pracę algorytmów zabezpieczeniowych w stanach charakteryzujących się częstotliwością odbiegającą od nominalnej częstotliwości systemowej 50 Hz (hydrogeneratory pracujące z układami falownikowymi).

W artykule przedstawiono wyniki analizy pracy dwóch metod pomiaru częstotliwości bazujących na składowych ortogonalnych sygnału wejściowego.

2. ALGORYTMY POMIARU CZĘSTOTLIWOŚCI W OPARCIU O SKŁADOWE ORTOGONALNE

Pomiar aktualnej częstotliwości odbywa się przez porównanie położenia fazona sygnału wejściowego (sygnał napięciowy) na płaszczyźnie zespolonej w interwałach czasowych wyznaczonych okresem aktualnej, podstawowej harmonicznej sygnału wejściowego (wyznaczonej w poprzednim cyklu obliczeniowym).

Algorytm metody wyznaczania częstotliwości w oparciu o składowe ortogonalne przedstawia rys. 1. Jako przedział częstotliwości, w którym były badane i weryfikowane algorytmy wyznaczania częstotliwości, przyjęto zakres (2+150) Hz. Analizowano dwie metody pomiaru częstotliwości w oparciu o składowe ortogonalne, bazując na stałej częstotliwości próbkowania sygnału wejściowego wynoszącej 600 Hz.

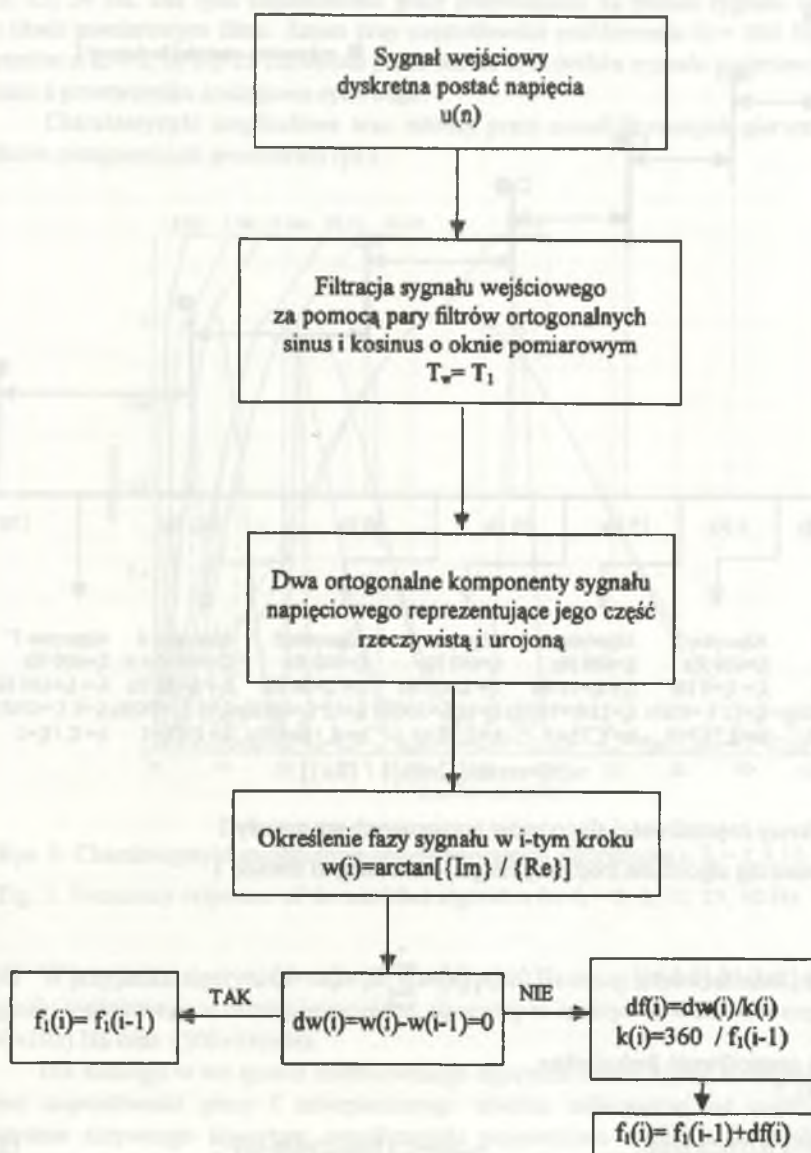
Metoda 1

Zakres badanej częstotliwości został podzielony na przedziały pracy danego algorytmu pomiarowego wyznaczania składowych ortogonalnych. Dany algorytm charakteryzuje się tzw. „częstotliwością pracy” f_b . Jest to częstotliwość, dla której zostały określone: liczba i wartości współczynników pary filtrów ortogonalnych o oknach pomiarowych zbliżonych do uproszczonych funkcji sinus i cosinus.

Algorytmy te zostały zmodyfikowane w taki sposób, aby w przedziale częstotliwości, w którym dany algorytm jest aktywny, uzyskać zbliżony przebieg charakterystyki amplitudowej dla składowej „sinusowej” i „kosinusowej” oraz charakterystykę fazową zapewniającą ortogonalność filtrów w całym zakresie częstotliwości - rys 2.

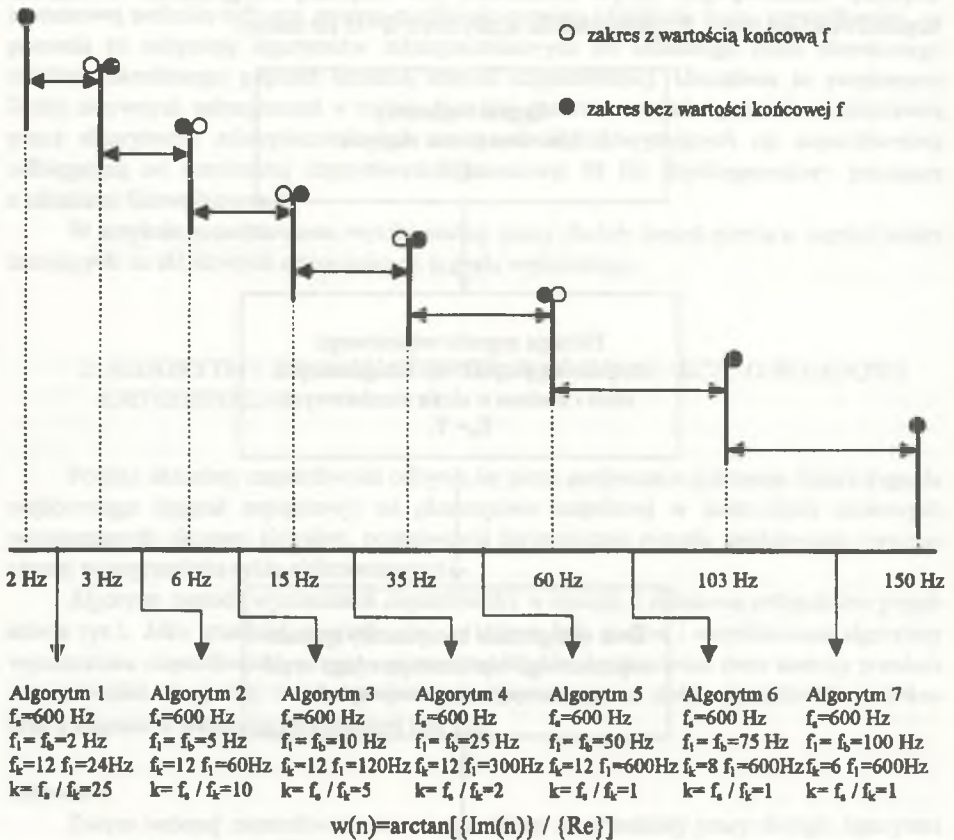
Próbki sygnału wejściowego poddane są filtracji przez pełnookresowy filtr o współczynnikach wagi określonych za pomocą równania b_k , następnie jest dokonywany spłot sygnału wyjściowego $y(n)$ z filtru z parą prostych, wzajemnie ortogonalnych funkcji o współczynnikach wagi zawartych odpowiednio w wektorach: b_1 i b_2 . Funkcje te są fragmentami funkcji okresowych tak rozmieszczonych w oknie pomiarowym, że jedna z nich przechodzi przez zero, druga zaś przez maksimum w środku okna pomiarowego. Można je przyrównać do zdeformowanych (uproszczonych) fragmentów funkcji sinus i cosinus. Badając charak-

terystykę widmową tych filtrów stwierdzono ich wzajemną ortogonalność w zakresie częstotliwości ich pracy. Przykładowo dla algorytmu o $f_b=75$ Hz mamy:



Rys.1. Algorytm wyznaczania częstotliwości w oparciu o składowe ortogonalne

Fig. 1. The orthogonal components-based frequency calculation algorithm



Rys. 2. Zakresy częstotliwości algorytmów pomiarowych wg metody 1

Fig. 2. Measuring algorithms frequency ranges - according to method 1

$$b_k = 0.25 \sin[2\pi f_0 / f_c (3.5 - k)] , \quad y_k(n) = \sum_{k=0}^7 b_k x(n - k) , \quad (1)$$

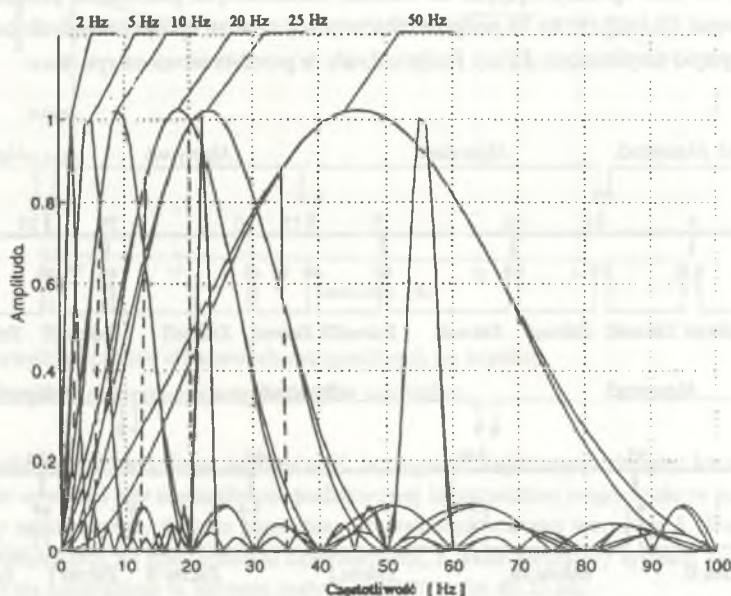
gdzie : f_0 - częstotliwość funkcji okna,
 $k=0..7$

$$b_a = 0.5 [0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ -1 \ 0 \ 0] , \quad y_{wa}(n) = 0.5 [x(n-2) - x(n-6)] , \quad (2)$$

$$b_c = 0.5 [-0.25 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1.5 \ 0 \ 0 \ 0 \ -0.25] , \quad y_{wc}(n) = 0.5 \{ 1.5 x(n-4) - 0.25 [x(n) - x(n-8)] \} . \quad (3)$$

Dla przedziału częstotliwości (2+60) Hz mamy pięć algorytmów o charakterystycznych (będących podwielokrotnościami częstotliwości próbkowania) częstotliwościach pracy f_b : 2, 5, 10, 25, 50 Hz. Dla tych częstotliwości pracy przewidziano 12 próbek sygnału wejściowego w oknie pomiarowym filtru. Zatem przy częstotliwości próbkowania $f_s = 600$ Hz dla algorytmów o $f_b = 2, 5, 10, 25$ Hz będzie pobierana co k -ta próbka sygnału wejściowego uzyskiwana z przetwornika analogowo-cyfrowego.

Charakterystyki amplitudowe oraz zakresy pracy zmodyfikowanych pierwszych pięciu filtrów ortogonalnych przedstawia rys.3.



Rys. 3. Charakterystyki amplitudowe zmodyfikowanych algorytmów o $f_b = 2, 5, 10, 25, 50$ Hz

Fig. 3. Frequency responses of the modified algorithm for $f_b = 2, 5, 10, 25, 50$ Hz

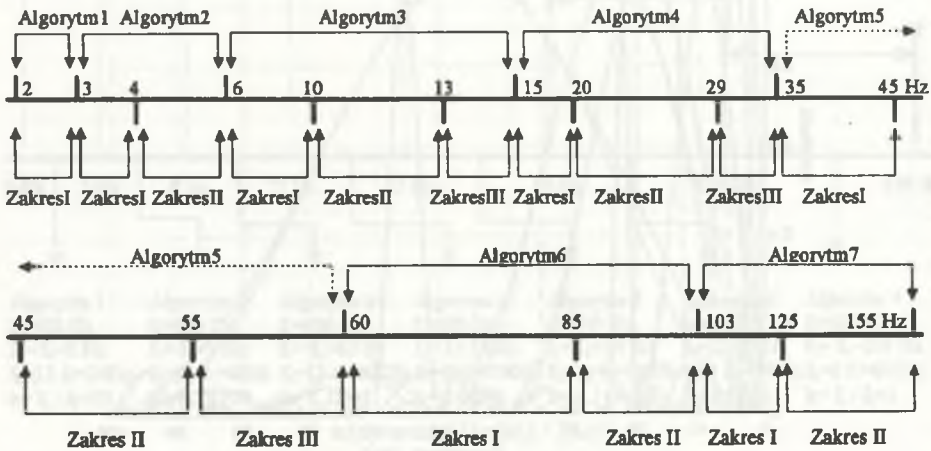
W przypadku algorytmów o $f_b = 75$ Hz i $f_b = 100$ Hz mamy odpowiednio 8 i 6 próbek sygnału wejściowego w oknie pomiarowym, algorytmy te są aktywne w zakresie częstotliwości (60+103) Hz oraz (103+150) Hz.

Dla każdego w ten sposób zdefiniowanego algorytmu muszą zostać określone, dla aktualnej częstotliwości pracy f zabezpieczanego obiektu, odbiegającej od częstotliwości f_b aktualnie aktywnego algorytmu, współczynniki poprawkowe wyznaczania amplitudy składowych ortogonalnych. Wyznaczone współczynniki poprawkowe korygują ponadto tłumienie sygnału wejściowego powodowane obecnością na wejściu układu zabezpieczeniowego analogowego, dolnoprzepustowego filtru tzw. "Antialiasfilter". Składowe ortogonalne wykorzystywane są nie tylko do wyznaczenia kąta aktualnego położenia fazona sygnału wej-

ściowego na płaszczyźnie zespolonej (wykorzystywane do aktualizacji częstotliwości), ale również są wykorzystywane w algorytmach obliczających amplitudy zadanych wielkości jak: napięcie, prąd, moc czy impedancja.

Korekcja amplitud wyznaczonych składowych ortogonalnych sygnału wejściowego odbywa się za pomocą równań drugiego rzędu, aproksymujących wartości współczynników korygujących w danym przedziale częstotliwości wartości charakterystyki amplitudowej $H(j\omega)$ filtrów ortogonalnych do wartości równej jeden.

W związku z koniecznością uzyskania dużej dokładności dopasowania wartości otrzymanych z równań aproksymujących do wartości oczekiwanych podzielono przedział badanej częstotliwości (2-160) Hz na 16 podprzedziałów pracy równań aproksymujących korygujących charakterystyki amplitudowe $H(j\omega)$. Podprzedziały te przedstawiono na rys. 4.



Rys. 4. Przedziały pracy równań aproksymujących wg metody 1

Fig. 4. The ranges of the input signal suppression corrections equation according to method 1

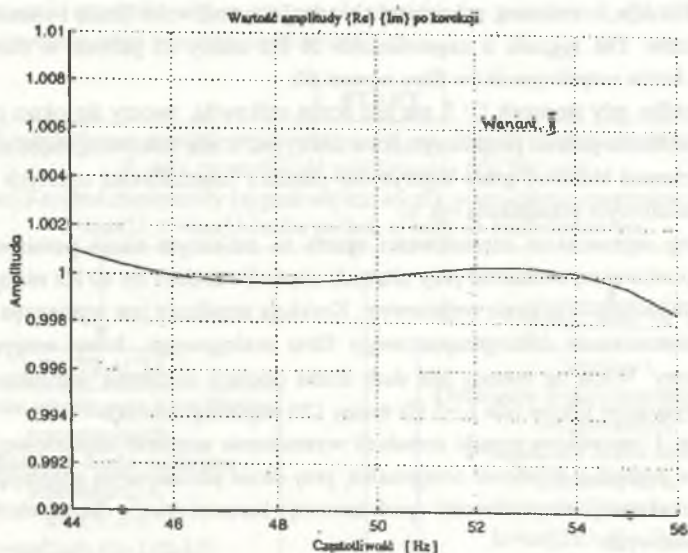
Mając dane, w postaci wektora, wartości amplitudy charakterystyk widmowych pary filtrów ortogonalnych, wyznacza się wektory odwrotności tych amplitud w zadanym przedziale częstotliwości, stanowiące zbiór wartości funkcji. Funkcje te następnie aproksymujemy w zdefiniowanych przedziałach częstotliwości równaniami drugiego rzędu, wg metody najmniejszych kwadratów błędu.

Przykładowy przebieg składowych ortogonalnych $\{Re\}$, $\{Im\}$ po korekcji amplitudy wg równania aproksymującego:

$$k_{\{Re\}} = 0.0012f_1^2 - 0.1108f_1 + 3.5268$$

$$k_{\{Im\}} = 0.0012f_1^2 - 0.1105f_1 + 3.5187,$$

gdzie f_1 - aktualna częstotliwość podstawowej harmonicznej w zakresie (45+55) Hz, przedstawiona na rys.5.



Rys. 5. Wartość amplitudy składowych ortogonalnych po korekcji

Fig. 5. Orthogonal components amplitude after correction

Metoda ta jest wrażliwa na obecność w sygnale wejściowym drugiej harmonicznej, szczególnie wówczas gdy częstotliwość podstawowej harmonicznej znajduje się w pobliżu dolnej granicy zakresu pracy danego algorytmu, scharakteryzowanego wartością f_b . Duży wpływ drugiej harmonicznej na błąd pomiaru częstotliwości, a także amplitudy sygnału wejściowego uwidacznia się szczególnie w zakresie małych częstotliwości do 35 Hz.

W przypadku sygnału napięciowego, będącego sygnałem wejściowym dla aktualizacji częstotliwości, nie należy spodziewać się w nim drugiej harmonicznej, mogą wystąpić harmoniczne nieparzyste mające swe źródło w nieliniowości obwodów magnetycznych. Jednakże przy wyznaczaniu amplitud sygnałów prądowych możliwość wystąpienia znaczącej wartości drugiej harmonicznej jest prawdopodobna, odnosi się to zwłaszcza do stanów zakłóceńowych.

Ponieważ metoda pomiaru częstotliwości bazująca na składowych ortogonalnych może być wykorzystywana przez algorytmy zabezpieczeniowe prądowe, napięciowe czy impedancyjne, proponuje się wykorzystać w zakresie niższych częstotliwości (2-40) Hz drugą metodę wyznaczania składowych ortogonalnych (wyznaczania częstotliwości) bazującą na zmiennym, dynamicznie dostosowującym się do aktualnej częstotliwości oknie pomiarowym.

Metoda 2

Do wyznaczenia składowych ortogonalnych {Re}, {Im} sygnału wejściowego wykorzystano parę filtrów ortogonalnych o zmiennym oknie pomiarowym równym aktualnemu

okresowi podstawowej harmonicznej sygnału wejściowego. Przy stałej częstotliwości próbkowania $f_s=600$ Hz daje to zmienną, zależną od aktualnej częstotliwości liczbę i wartości współczynników filtrów. Dla sygnału o częstotliwości 10 Hz mamy 60 próbek w oknie pomiarowym, zatem liczba współczynników filtru wynosi 60.

W przypadku gdy stosunek f_s / f_1 nie jest liczbą całkowitą, tworzy się okno pomiarowe filtru, w którym liczba próbek (współczynników filtru) jest liczbą całkowitą, najbliższą stosunkowi f_s / f_1 . Schemat blokowy pracy algorytmów pomiaru częstotliwości opartych na zmiennym oknie pomiarowym przedstawia rys. 6.

Algorytmy wyznaczania częstotliwości oparte na zmiennym oknie pomiarowym dają dobre wyniki pomiarowe, zwłaszcza przy niższych częstotliwościach do 40 Hz nie są wrażliwe na wyższe harmoniczne w sygnale wejściowym. Korekcja amplitudy jest wymagana jedynie ze względu na zastosowanie dolnoprzepustowego filtru analogowego, który wstępnie filtruje sygnał wejściowy. Wadą tej metody jest duża liczba operacji mnożenia warunkowana dużą liczbą współczynników filtrów (dla $f_1=5$ Hz mamy 120 współczynników).

W tablicy 1 zestawiono wyniki symulacji wyznaczenia amplitud napięciowego sygnału wejściowego w oparciu o składowe ortogonalne, przy oknie pomiarowym adaptującym się do aktualnie wyznaczonej częstotliwości podstawowej harmonicznej, dla dwóch różnych sygnałów wejściowych:

$$\text{sygnał 1: } u(t) = 100 \sin(\omega_1 t + 30^\circ)$$

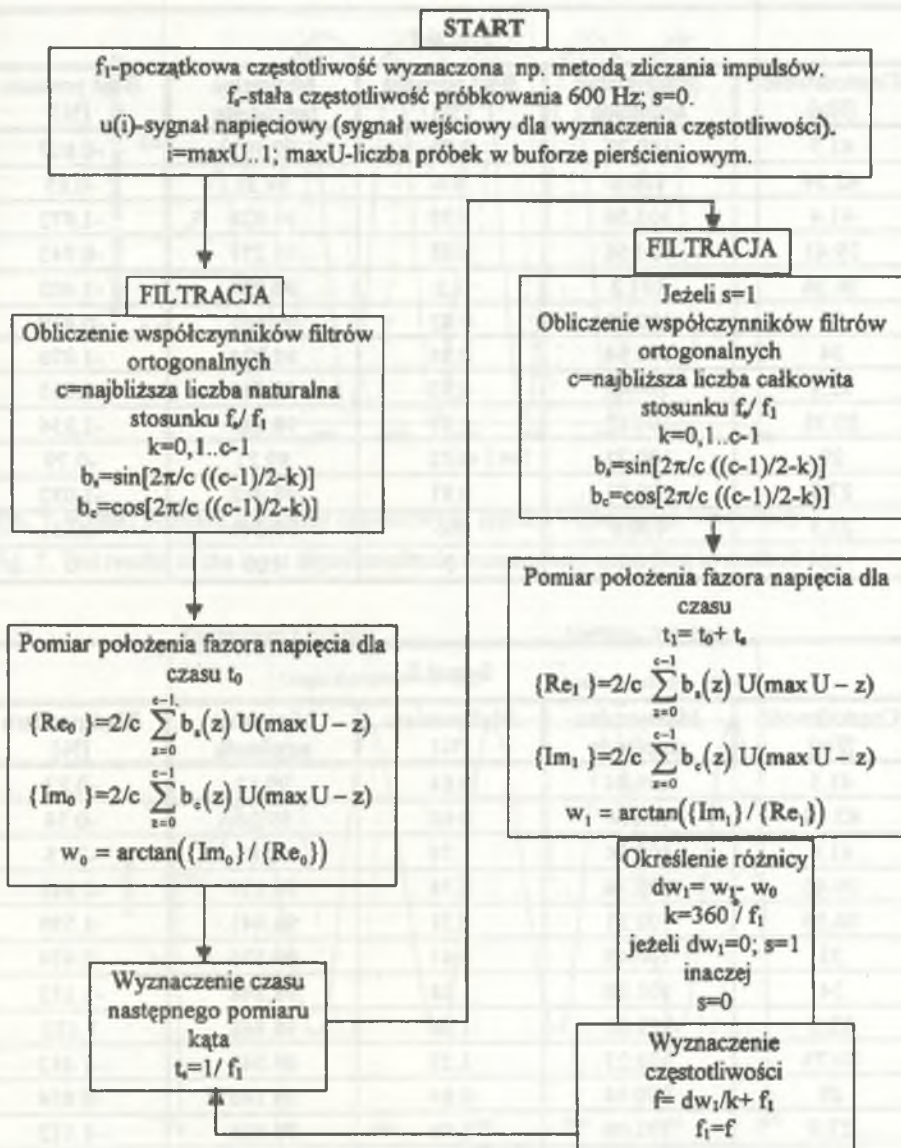
sygnał 2:

$$u(t) = 100 \sin(\omega_1 t + 30^\circ) + 10 \sin \omega_2 t + 10 \sin(\omega_3 t + 60^\circ) + 10 \sin \omega_4 t + 8 \sin \omega_7 t + 9 \sin \omega_9 t .$$

Dla wyższych częstotliwości powyżej 45 Hz duży błąd w określeniu składowych ortogonalnych, a co za tym idzie - w wyznaczeniu aktualnej częstotliwości i amplitudy wprowadzają różnice pomiędzy częstotliwością funkcji sinus i cosinus tworzących okno pomiarowe a częstotliwością sygnału wejściowego, w przypadku gdy stosunek f_s / f_1 nie jest liczbą całkowitą. Jest to spowodowane małą liczbą próbek w oknie pomiarowym przy założonej stałej częstotliwości próbkowania $f_s=600$ Hz. Przykładowo, dla sygnału wejściowego o częstotliwości podstawowej harmonicznej równej 134 Hz stosunek f_s / f_1 wynosi 4,4776, zatem tworzymy okno pomiarowe o czterech próbkach i częstotliwości funkcji ortogonalnych równej 150 Hz. Porównanie wyznaczenia amplitud sygnału wejściowego wg algorytmów bazujących na metodzie 1 i 2 przedstawiają rys. 7, 8.

W przypadku możliwości występowania w sygnale wejściowym drugiej harmonicznej można zastosować do wyznaczenia częstotliwości i amplitudy w zakresie częstotliwości (2+45) Hz algorytmy oparte na metodzie 2, w zakresie częstotliwości (45+150) Hz algorytmy 5, 6 i 7 oparte na metodzie 1.

Zestawienie porównawcze wyznaczenia amplitudy, będącej równocześnie miarą dokładności wyznaczenia częstotliwości za pomocą algorytmów wg metod 1 i 2, dla różnych kombinacji sygnału wejściowego przedstawiono w tablicy 2.



Rys. 6. Algorytm pomiaru częstotliwości przy zmiennym oknie pomiarowym

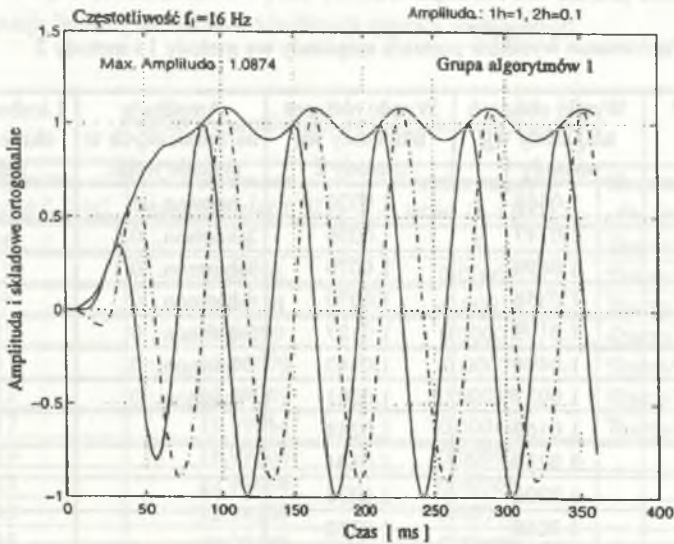
Fig. 6. Frequency measurement algorithm using a variable data window

Tablica 1

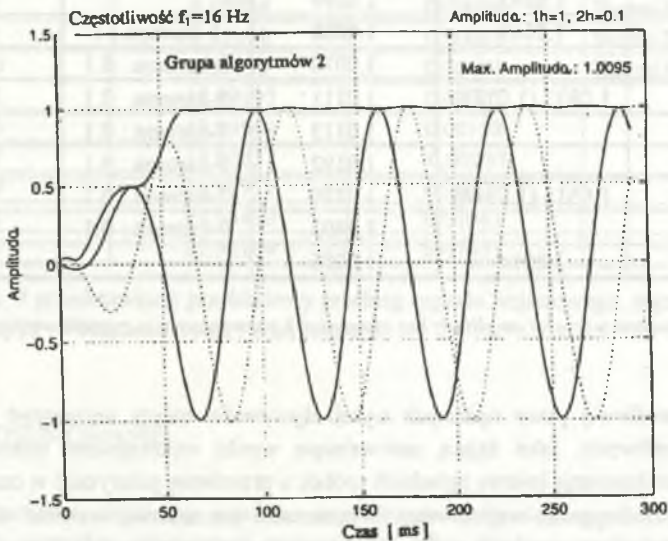
Porównanie wyników pomiaru amplitudy wg metody 2 dla różnych sygnałów wejściowych

Sygnał 1				
Częstotliwość [Hz]	Maksymalna amplituda	Błąd pomiaru [%]	Minimalna amplituda	Błąd pomiaru [%]
43.5	100.73	0.73	99.193	-0.807
42.34	100.6	0.6	99.35	-0.65
41.4	101.59	1.59	98.028	-1.972
39.45	100.68	0.68	99.257	-0.743
36.56	101.2	1.2	98.924	-1.402
35	100.42	0.42	99.561	-0.439
34	100.94	0.94	98.924	-1.076
32.2	100.93	0.93	98.945	-1.055
30.75	101.15	1.15	98.644	-1.356
29	100.72	0.72	99.21	-0.79
27.8	100.91	0.91	98.968	-1.032
22.5	100.6	0.6	99.349	-0.651
20	100	0	100	0

Sygnał 2				
Częstotliwość [Hz]	Maksymalna amplituda	Błąd pomiaru [%]	Minimalna amplituda	Błąd pomiaru [%]
43.5	100.84	0.84	99.13	-0.87
42.34	100.66	0.66	99.26	-0.74
41.4	101.74	1.74	97.85	-2.15
39.45	100.74	0.74	99.159	-0.841
36.56	101.31	1.31	98.441	-1.559
35	100.45	0.45	99.526	-0.474
34	101.08	1.08	98.848	-1.152
32.2	101.06	1.06	98.868	1.132
30.75	101.27	1.27	98.548	-1.452
29	100.84	0.84	99.146	-0.854
27.8	101.06	1.06	98.888	-1.112
22.5	100.71	0.71	99.291	-0.709
20	100	0	100	0



Rys. 7. Wyniki pomiaru amplitudy napięciowego sygnału wejściowego wg metody 1
Fig. 7. The results of the input signal amplitude measurement according to method 1



Rys. 8. Wyniki pomiaru amplitudy napięciowego sygnału wejściowego wg metody 2
Fig. 8. The results of the input signal amplitude measurement according to method 2

Tablica 2

Porównanie wyników pomiaru amplitudy wg metody 1 i metody 2

Częstotliwość [Hz]	Wyniki obliczeń amplitudy wg metody 1	Wyniki obliczeń amplitudy wg metody 2	Amplitudy harmonicznych w sygnale wejśc.	Liczba próbek w oknie pom. wg metody 2
7	1.0561	1.0020	1-harmon.: 1	86
11	1.0147	1.0050	2-harmon.: 0.1	55
16	1.0899	1.0079	3-harmon.: 0.1	38
19	1.0358	1.0079	4-harmon.: 0	32
29.2	1.0199	1.0127	5-harmon.: 0	21
36.15	1.0494	1.0140	7-harmon.: 0	17
47.8	1.0037	1.0201	9-harmon.: 0	13
57	1.0169	1.0248		11
61	1.0255	1.0104		10
63	1.0203	1.0276		10
70	1.0060	1.0282		9
74	1.0001	1.0074		8
89	1.0237	1.0243		7
112	1.0065	1.0449		5
134	1.0034	1.0980		4
145	1.0242	1.0699		4
7	1.0569	1.0028	1-harmon.: 1	86
11		1.0070	2-harmon. 0.1	55
16	1.0837 (1.0189)	1.0111	3-harmon. 0.1	38
19		1.0113	4-harmon.: 0.1	32
29.2		1.0192	5-harmon.: 0.1	21
36.15	1.0515 (1.0116)	1.0229	7-harmon.: 0.1	17
47.8		1.0403	9-harmon.: 0.1	13
57	1.0294	1.0936		11

W nawiasach podano wartości amplitudy bez obecności 2 harmonicznej w sygnale wejściowym.

Dla prawidłowej pracy opisanych wyżej algorytmów należy wyznaczyć początkową wartość częstotliwości. Jako dającą zadowalające wyniki wykorzystano metodę zliczania impulsów z aproksymacją liniową sąsiednich próbek o przeciwnej polaryzacji w czasie równym jednemu okresowi sygnału wejściowego. Wyznaczenie początkowej wartości częstotliwości pozwala określić czas pierwszego pomiaru kąta wykorzystując opisane algorytmy, a następnie wyznaczyć aktualną częstotliwość i amplitudę sygnału wejściowego.

W tablicy 3 przedstawiono wyniki pomiaru częstotliwości metodą zliczania impulsów z aproksymacją liniową dla różnych kombinacji sygnału wejściowego.

Tablica 3

Pomiar częstotliwości metodą zliczania impulsów

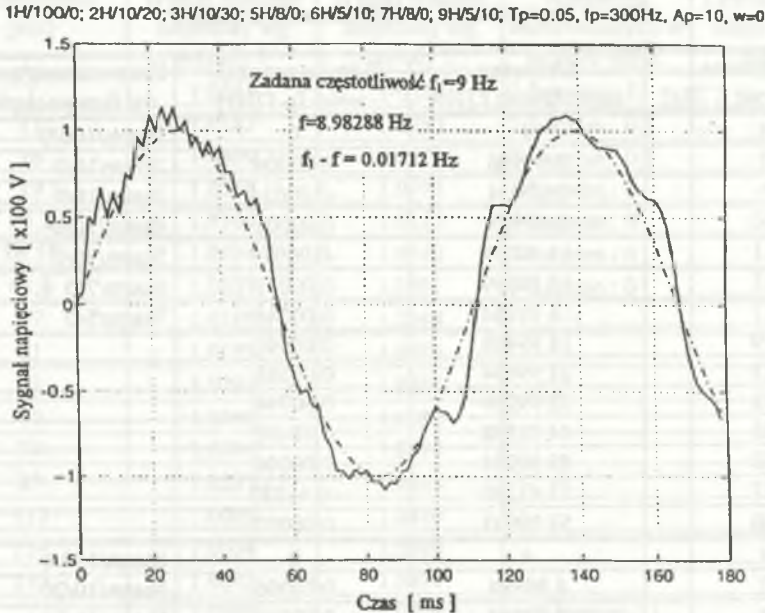
Rzeczywista częstotliwość f_1 [Hz]	Obliczona częstotliwość f [Hz]	Różnica częstotliwości $f_1 - f$ [Hz]	Harmoniczna/amplituda/ faza początkowa.
4	4	0	1harm/100/0
7	6.99996	0.00004	2harm/10/0
9	9.00014	-0.00014	3harm/10/0
10	9.99999	0.00001	4harm/10/0
11	11.00079	-0.00079	5harm/10/0
13	12.99969	0.00031	6harm/7/0
17	16.99954	0.00046	7harm/5/0
19	18.99408	0.00592	
23	22.99634	0.00366	
33	32.99256	0.00744	
45	44.92598	0.07402	
50	49.99994	0.00006	
57	57.41230	-0.41230	
60	59.99993	0.00007	
4	4	0	1harm/100/0
7	6.99994	0.00006	3harm/10/20
8	7.99999	0.00001	5harm/10/30
10	9.99999	0.00001	7harm/10/0
11	10.99997	0.00003	
13	12.99862	0.00138	
17	17.00237	-0.00237	
19	18.98771	0.01229	
23	22.98939	0.01061	
33	32.92169	0.07831	

Na rys. 9 przedstawiono przykładowy przebieg sygnału wejściowego, jego podstawowej harmonicznej ($f_1 = 9$ Hz) oraz wynik i błąd pomiaru.

3. PODSUMOWANIE

Przedstawione algorytmy pomiaru częstotliwości pozwalają uzyskać dobre wyniki zarówno dla sygnałów wejściowych zawierających tylko składową podstawową, jak i dla sygnałów zawierających szeroką gamę harmoniczných (do 9 włącznie) czy też składową aperiodyczną. Wyznaczone składowe ortogonalne sygnału wejściowego, na których bazuje

określenie aktualnej częstotliwości, mogą być wykorzystane przez algorytmy zabezpieczeniowe prądowe, napięciowe itd., których działanie oparte jest na znajomości amplitud czy wartości skutecznych odpowiednich sygnałów wejściowych.



Rys. 9. Wyniki pomiaru częstotliwości metodą zliczania impulsów

Fig. 9. The frequency measurement results by use of the impulses counting method

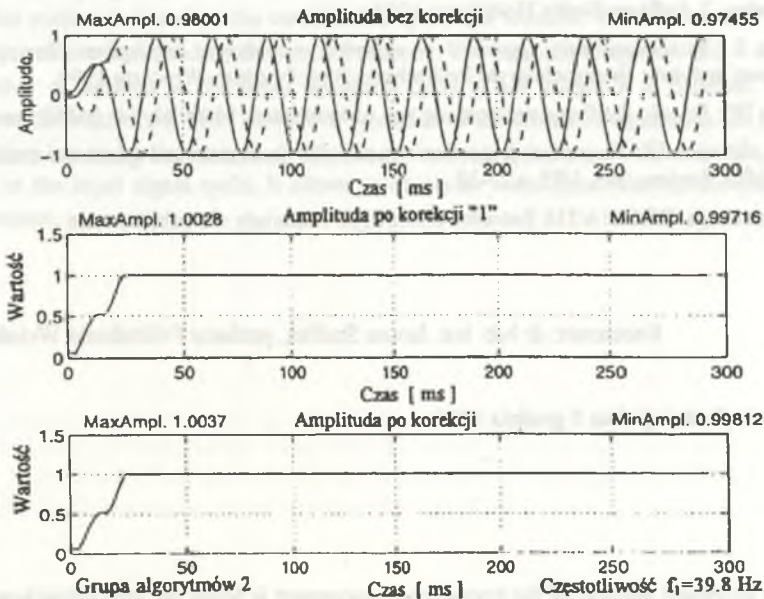
W obecnie stosowanych rozwiązaniach zabezpieczeń cyfrowych wykorzystuje się stałą częstotliwość próbkowania. Dla tych rozwiązań można stosować algorytmy oparte na składowych ortogonalnych i to zarówno do wyznaczania częstotliwości, jak i amplitudy prądu, napięcia, impedancji czy też mocy. W związku z możliwością wystąpienia, zwłaszcza w sygnałach prądowych, drugiej harmonicznej dzieli się określenie częstotliwości w badanym zakresie częstotliwości (2+150) Hz na następujące etapy:

- początkowy pomiar częstotliwości metodą zliczania impulsów;
- w zakresie częstotliwości (5+45) Hz wykorzystuje się algorytmy o zmiennym oknie pomiarowym, dopasowującym się do aktualnie wyznaczonej częstotliwości pracy chronionego obiektu; eliminuje się duży wpływ drugiej harmonicznej na wyznaczenie składowych ortogonalnych, na których bazuje pomiar częstotliwości i amplitudy. Przykładowe wyniki pomiaru składowych ortogonalnych i amplitudy sygnału wejściowego o częstotliwości $f_1=39.8\text{ Hz}$ wg metody 2 przedstawia rys. 10;
- w zakresie częstotliwości do 20 Hz nie jest konieczna korekcja obliczeń amplitudy ze względu na tłumienie sygnału wejściowego przez dolnoprzepustowy, analogowy filtr

wejściowy. W zakresie częstotliwości (20+45) Hz współczynniki korekcji amplitudy zostały zdefiniowane w postaci tablicy (z dokładnością do 1 Hz), skracając czas pracy algorytmu (jest to tzw. korekcja), lub były wyznaczone w każdym cyklu obliczeniowym za pomocą równania aproksymującego (korekcja 1):

$$A(f_i) = K(1)f_i^2 + K(2)f_i + K(3), \quad (4)$$

gdzie: $K(1) = 1.4694E-05$,
 $K(2) = 3.0589E-05$,
 $K(3) = 0.9997$.



Rys. 10. Wyniki pomiaru składowych ortogonalnych i amplitudy sygnału wg metody 2

Fig. 10. The results of the orthogonal components and voltage signal amplitude measurement according to method 2

Duża liczba potrzebnych próbek, zwłaszcza przy niskich częstotliwościach, wymaga odpowiednio dużej pamięci, w której w sposób dynamiczny będą składowane próbki sygnału wejściowego;

- w przedziale częstotliwości (45+150) Hz pracują trzy algorytmy (algorytm 5, 6, 7) w oparciu o metodę 1 oraz sześć równań aproksymujących do wyznaczenia współczynników korygujących tłumienie amplitudy.

Przedstawione dwie metody (grupy algorytmów) wyznaczania aktualnej częstotliwości w oparciu o składowe ortogonalne zostały zaimplementowane w języku MODULA-2 i pod-

dane wstępnym testom w zakresie częstotliwości (20-75) Hz w cyfrowym zabezpieczeniu generatora. Otrzymane wyniki pomiaru częstotliwości, prądu, napięcia, mocy potwierdziły słuszność przyjętych założeń oraz rezultaty badań symulacyjnych. Następnym etapem będzie próba poszerzenia zakresu, częstotliwości w którym zabezpieczenie będzie aktywne.

LITERATURA

1. Ungrad H., Winkler W., Wiszniewski A.: Schutztechnik in Elektroenergiesystemen. Springer-Verlag, 2 Auflage, Berlin Heidelberg 1994.
2. Szafran J.: Rozpoznawanie sygnałów w cyfrowej automatyce zabezpieczeniowej. Prace Naukowe Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 1990.
3. Fromm W.: Prinzip für Frequenzmessung aus Abtastwerten. Materiały nie publikowane.
4. Ilar M., Stranne G.: Numerical protection systems for generators and generator transformer units. ABB Review, No. 1/93, s.27-38.
5. Dokumentacja REG216/316 Betriebsvorschriften. Materiały nie publikowane.

Recenzent: dr hab. inż. Janusz Szafran, profesor Politechniki Wrocławskiej

Wpłynęło do Redakcji dnia 5 grudnia 1995 r.

Abstract

The proposed method of the frequency measurement is based on the comparison of the voltage phasor position on the complex-plane every period of the input signal fundamental component. In case of the stable frequency the difference of the phasor layout in the following cycles is equal to zero. In other case the phase shift is proportional to the frequency variation.

The voltage phasor phase angle is obtained from the orthogonal components - sinusoidal and cosinusoidal - which one the outputs of the orthogonal filters pair used also for the measurement of the signal amplitude. The correction factor df is added to the previous sample frequency $f^{(n-1)}$. As a result one obtains frequency f and a following measurement time, which is inversely proportional to the frequency f . Therefore, the main problem is to determine the accurate value of the voltage phasor phase angle in the following cycles of the frequency measurement, which requires the voltage orthogonal components determination. It may be realised using one of the proposed methods.

Method 1

The frequency interval (2+150) Hz is divided into separate sections. In each of these sections operates the orthogonal components calculations algorithm. In the range (2+60) Hz five algorithms are used with characteristic frequencies f_b : 2, 5, 10, 25, 50 Hz. The input signal sampling frequency is constant and equal to 600 Hz. For $f_b = 75$ Hz frequency range (60+103) Hz and for $f_b = 100$ Hz (103+150) Hz respectively 8 samples and 6 samples in the measuring window are used. For each algorithm and actual frequency the amplitude and input signal phase angle correction factors are calculated.

Method 2

This method is based on the variable, full-cycle data window. The number and values of the filter coefficients depend on the actual frequency. The sampling frequency is $f_s = 600$ Hz. If the number of samples in the basic waveform cycle is not integer it is rounded in a data window to the value f_s / f_1 . For the proper operation of the described algorithms the frequency initial value has to be determined. It may be realised e.g. by using of the impulses counting method in the input signal cycle. It allows to obtain an initial time value of the phase angle measurement.

Joachim BARGIEL
Wiesław GOC
Antoni PRZYGRÓDZKI

OCENA NIEZAWODNOŚCI PRACY TORU PRĄDOWEGO EKRANOWANEGO

Streszczenie. Przedstawiono rozwiązania torów prądowych ekranowanych (szynoprzewodów), które zostały wykonane w Polsce. Tory te służą do przesyłu dużych prądów, o wartościach kilku kA. Dokonano oceny niezawodnościowej tych torów prądowych i przedstawiono przykład obliczeniowy.

BUSWAY RELIABILITY EVALUATION

Summary. In the paper are presented some realizations of the shielded high-current bus solid conductor (busway) which were made in Poland. Such busways are used to the high current with values of several kiloamperes transmission. The reliability evaluation of these busways is performed and a computational example is shown.

1. UKŁADY ZASILANIA STACJI TORAMI PRĄDOWYMI EKRANOWANYMI

Układy zasilania stacji torami prądowymi ekranowanymi, zwanymi też mostami szynowymi ekranowanymi lub skrótowo szynoprzewodami, stosuje się najczęściej w układach wy-prowadzenia mocy z zacisków generatorów do zacisków transformatorów blokowych. Rzadziej są stosowane jako połączenia rozdzielni średniego napięcia. Czynnikiem wskazującym potrzebę stosowania tego rodzaju rozwiązań są: konieczność prowadzenia torami prądów o dużej wartości oraz niezawodność pracy układu. Rozwiązaniem alternatywnym są wiązki kablowe.

Prowadzenie prądów o wartości kilku kA wymaga stosowania odpowiednio dużych przekrojów kabli. Ze względu na zjawiska naskórkowości przekrój pojedynczej żyły kabla jest ograniczony, należałoby więc stosować wiązki kablowe. Stwarza to dodatkowe problemy z zabezpieczeniem prawidłowej pracy wiązki, równomierności przepływu prądów i niezawodności pracy wiązki kablowej.

Rozwiązania torów prądowych szynowych ekranowanych pozwalają na przesył dużych wartości prądów (do kilkunastu kA) jednym torem prądowym. W zależności od wartości prądu może być to wykonane przekrojem pełnym lub profilowym pozwalającym na zmniejszenie strat związanych ze zjawiskiem naskórkowości. Ekranowanie torów prądowych pozwala na uniknięcie strat w konstrukcjach stalowych znajdujących się w pobliżu torów prądowych związanych ze zjawiskiem indukcji elektromagnetycznej i strumieniem rozproszenia. Zasadniczym efektem wskazującym na konieczność stosowania szynoprzewodów jest niezawodność pracy układów przesyłowych tego rodzaju. Na niezawodność pracy układów torów prądowych ma wpływ poprawność konstrukcji i wykonanie oraz montaż samego toru prądowego i izolacji tego toru, jak również utrzymanie wewnątrz ekranu suchego i czystego powietrza.

1.1. Rozwiązania konstrukcyjne

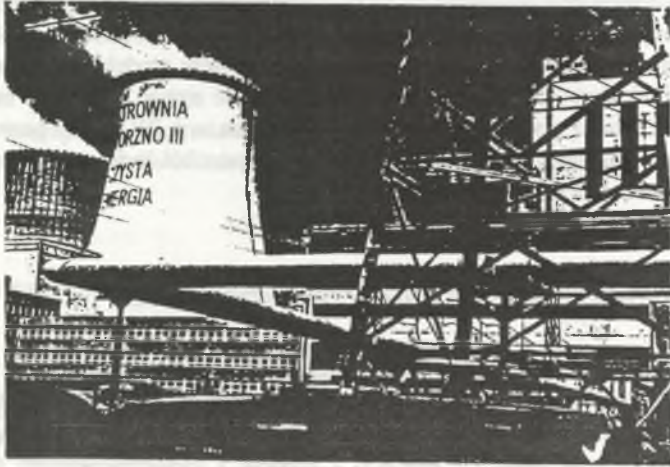
Konstrukcja i wykonanie ma wpływ na efekty związane z przyrostami temperatur poszczególnych elementów toru, a warunkiem poprawności rozwiązania jest niedopuszczenie do wzrostu temperatury powyżej stanu założonego w danych warunkach pracy toru. Tu należy dokonać analizy rozwiązań na przykładach osiągnięć i czasu pracy danego rozwiązania. Izolacja torów prądowych ma zasadniczy wpływ na długość czasu bezawaryjnej pracy szynoprzewodu. Tu należy wziąć pod uwagę rozwiązania konstrukcyjne, przeciwdziałające zjawiskom towarzyszącym stanom łączeniowym układu. Stosowanie typowej i sprawdzonej izolacji daje bardzo wysoką niezawodność pracy szynoprzewodów.

Rozwiązania konstrukcyjne torów prądowych są uzależnione od wartości prądów przesyłanych. Związane jest to w szynoprzewodach prądu przemiennego zarówno z nagrzewaniem się toru, jak i ze zjawiskami zaskórkowości. Najczęściej przyjmuje się rozwiązania w jednym ekranie trójfazowe dla prądu o wartości do 3000 A oraz trzech ekranów jednofazowych dla prądów większych. Jedno z rozwiązań przedstawiono na rys. 1.

Są jednak wyjątki, np.: wykonany w 1993 roku dla Elektrowni Łaziska trójfazowy tor prądowy na prąd 9000 A w jednym ekranie z izolacją separacyjną torów, który pracuje jako sprzęgło dla układu blok dowolny z dowolnym transformatorem. Charakteryzuje się on jednak stosunkowo dużymi wymiarami.

Do izolacji torów prądowych względem ekranów uziemionych stosuje się powszechnie typowe izolatory stacyjne wewnętrzne w zależności od wysokości napięcia znamionowego toru. W rozwiązaniach niektórych firm można spotkać rozwiązania nietypowej izolacji doziemnej wykonanej indywidualnie do przyjętej konstrukcji. Jako materiały izolacyjne stosuje się najczęściej izolatory żywiczne wsporcze z wypełniaczami kwarcowymi, lub dla warunków o specjalnych wymaganiach izolatory porcelanowe wsporcze. Sposoby mocowania torów do izolatorów oraz odległości między podporami są dobierane w zależności od warunków zwarciovych danego układu i wynikających z obliczeń, a sprawdzonych doświadczalnie, występujących sił dynamicznych podczas zwarć.

Jako izolację stosuje się powszechnie przestrzeń powietrzną występującą między torami, a odległości są obliczane zgodnie z przyjętymi normami i sprawdzane w warunkach rzeczywistych wg norm PN-88/E-05/55 oraz PN-88/E02000. Dla szynoprzewodów o napięciu powyżej 12 kV wymagane jest konstrukcyjnie sterowanie pola elektrycznego w układzie izolującym celem uniknięcia zjawisk wynikających z wyładowań niezupełnych w układzie.



Rys. 1. Przykładowe rozwiązanie toru prądowego ekranowanego (6 kV, 3500 A)
Fig. 1. The example of a busbar construction (6 kV, 3500 A)

W celu poprawienia warunków pracy szynoprzewodów i uczynienia jej wysoce niezawodną wymaga się utrzymania wewnątrz ekranu szynoprzewodu nadciśnienia suchego i czystego powietrza lub azotu w stosunku do otoczenia, niezależnie od warunków zewnętrznych. Wymaga to odpowiednich urządzeń o wysokiej niezawodności. Tak przystosowany do pracy szynoprzewód gwarantuje niezawodną i długą pracę.

1.2. Przegląd spotykanych rozwiązań

Powszechnie stosowane są rozwiązania wyprowadzeń mocy z zacisków generatorów do transformatorów blokowych jako jednofazowe z odpowiednimi odczepami do transformatorów potrzeb własnych i transformatorów wzbudzenia statycznego generatorów. Długości tych rozwiązań są rzędu do 50 m, a napięcia do 24 kV. Są one uznane powszechnie jako niezawodne. Stosowane są też jako układy do przesyłu mocy między rozdzielniami przy napięciu 6 kV i 20 kV w wykonaniu trójfazowym i wartościach prądów nominalnych do 3000 A. Długości tych szynoprzewodów są już znaczne - do kilkuset metrów, a nawet ponad 1000 m, najczęściej jako dwa tory oddzielne. Przykładem tu mogą być: Huta Łaziska (ok. 430 m), Zakład Odsalania KWK Dębieńsko (ok. 1700 m), ZA Włocławek, Huta Częstochowa (ok. 800 m), Rafineria Gdańsk, Dzieckowice Jamnice (ok. 175 m), Elektrownia Prużenow - Czechy (9673 m).

1.3. Warunki badań i odbioru

Przyjęta konstrukcja szynoprzewodu przechodzi badania w Instytucie Energetyki w Warszawie. Wykonywane w odcinkach szynoprzewody winny być poddawane próbom wyrobu w laboratorium. Wymagana jest ciągła kontrola jakości procesu produkcyjnego oraz okresowy nadzór zlecniodawcy. Zbadane elementy winny posiadać numer i protokół badań. Zmontowany szynoprzewód podlega odbiorowi technicznemu wg PN przez powołany zespół pomiarowy o odpowiednich uprawnieniach. Uzyskany protokół badań uprawnia do podania napięcia i dopuszczenie do pracy szynoprzewodu.

2. NIEZAWODNOŚĆ ZASILANIA SZYNOPRZEWODAMI

Niezawodnością układu szynoprzewodu nazwano tutaj tę jego właściwość, która określa zdolność do wykonania postawionego mu zadania w ustalonych warunkach eksploatacyjnych i w ustalonym czasie. Zadaniem szynoprzewodu jest zasilanie odbioru pobierającego prąd o dużej wartości - rzędu kilku kA (por.p.1) - zgodnie z zapotrzebowaniem tego odbioru w ustalonym czasie. Jako miary niezawodności dostosowane do tego zadania przyjęto:

λ - intensywność przerw zasilania w roku,

q - współczynnik zawodności,

między którymi istnieje przybliżona zależność:

$$q \approx \frac{\lambda t_s}{T}, \quad (1)$$

gdzie: t_s - średni czas przerwy zasilania,

T - okres pracy w roku, praktycznie $T = 8760$ h.

Układ szynoprzewodu z technicznego punktu widzenia jest konstrukcją złożoną. Dla celów analizy niezawodnościowej podzielono go na trzy części. Tak więc model niezawodnościowy układu szynoprzewodu stanowi:

- 1) szynoprzewód jako układ szeregowy n węzłów izolacyjnych,
- 2) ekran,
- 3) stacja filtrująca powietrze, która zapewnia nadciśnienie powietrza czystego o dopuszczalnej wilgotności we wszystkich warunkach atmosferycznych. Składa się ona z co najmniej dwóch układów rezerwujących się wzajemnie.

2.1. Układ n węzłów izolacyjnych

Szynoprzewód stanowi układ szeregowy n węzłów izolacyjnych wsporczych. Prawdopodobieństwo poprawnej pracy takiego układu [1, 2] określa zależność (2):

$$R(t) = R_1(t) R_2(t) \dots R_n(t), \quad (2)$$

gdzie: t - czas, w ciągu którego określa się prawdopodobieństwo poprawnej pracy,
 $R_i(t)$ - prawdopodobieństwo poprawnej pracy dla i -tego węzła izolacyjnego, $i = 1, 2, \dots, n$,

$$R_i(t) = \exp\left(\int_0^T \lambda_i(t) dt\right), \quad (3)$$

gdzie: $\lambda_i(t)$ - intensywność uszkodzeń i -tego węzła izolacyjnego.
 Intensywność uszkodzeń dla układu szeregowego n węzłów izolacyjnych wyznacza się z zależności:

$$\lambda(t) = \lambda_1(t) + \lambda_2(t) + \dots + \lambda_n(t), \quad (4)$$

Przy stałej intensywności uszkodzeń poszczególnych węzłów izolacyjnych będzie dla układu n węzłów:

$$\lambda = \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n, \quad (5)$$

a przy $\lambda_w = \text{const}$ otrzymuje się:

$$\lambda = n \lambda_w. \quad (6)$$

Stwierdzono brak danych do określenia wartości wskaźników awaryjności dla układu szynoprzewodu [3, 4, 8, 9]. Również nie jest prowadzona statystyka awaryjności szynoprzewodów. Dlatego podjęto próbę oszacowania awaryjności szynoprzewodów w oparciu o dane dla podobnych elementów pracujących w innych układach. Dla izolatorów wykorzystano statystykę awaryjności energetyki zawodowej. Według tej statystyki awaryjności przyczynami uszkodzeń izolatorów są:

- wady fabryczne i materiałowe	17,2 %
- wyładowania atmosferyczne	32,8 %
- wichury i huragany	17,6 %
- zużycie materiału	27,6 %
- przepięcia łączeniowe i ziemnozwarciowe	1,7 %
- osoby postronne	1,7 %
- inne	2,3 %

Ze statystyki dla izolatorów wszystkich rodzajów otrzymujemy intensywność uszkodzeń λ'_i :

$$\lambda'_i = 6 \cdot 10^{-4}.$$

Wskaźnik ten należy zweryfikować kierując się ww. przyczynami. Zatem należy: pominąć wichury i huragany oraz wyładowania atmosferyczne, znacznie zmniejszyć udział wad fabrycznych i materiałowych, a pozostałe udziały przyjąć.

Wady fabryczne i materiałowe nie powinny przekraczać 5% ze względu na specjalny dobór. Tak więc intensywność uszkodzeń w przybliżeniu zmaleje do:

$$\lambda'_{\%} = 1,05 (100 - 17,2 - 32,8 - 17,6) = 34,02 \%,$$

czyli:

$$\lambda' \approx \frac{34,02}{100} 6 \cdot 10^{-4} = 2,1 \cdot 10^{-4} \text{ uszk/izolator/a.}$$

Tę wartość można przyjąć jako górną granicę średniorocznej intensywności uszkodzeń w przewidywanych warunkach pracy:

$$\lambda'_G = 2,1 \cdot 10^{-4}.$$

Według statystyk innych energetyk [8, 9]:

$$\lambda'_D = 0,7 \cdot 10^{-4},$$

którą przyjęto jako wartość dolną intensywności uszkodzeń izolatora.

Tak więc dla szynoprzewodu złożonego z n węzłów izolacyjnych:

$$\lambda_D < \lambda_S < \lambda_G, \quad (7)$$

gdzie:

$$\lambda_D = \lambda'_D n \quad \text{oraz} \quad \lambda_G = \lambda'_G n, \quad (8)$$

λ_S - intensywność uszkodzeń n węzłów izolacyjnych szynoprzewodu.

2.2. Ocena niezawodności układu szynoprzewodu

Intensywność przerw zasilania układu szynoprzewodu wyznacza się z zależności:

$$\lambda = \lambda_S + \lambda_E + \lambda_F, \quad (9)$$

gdzie: λ_E - intensywność uszkodzeń ekranu, na rok,

λ_F - intensywność wypadkowa uszkodzeń stacji filtrującej powietrze, na rok.

W przypadku gdy stacja filtrująca składa się z dwóch układów o niezawodnościowej strukturze równoległej, o intensywności uszkodzeń jednego układu λ_f w roku i średnim czasie przerwy t_f otrzymuje się:

$$\lambda_F \approx \frac{2 \lambda_f^2 t_f}{T}, \quad (10)$$

gdzie: T - roczny czas pracy, praktycznie $T = 8760$ h.

Odnośnie do intensywności uszkodzeń ekranu λ_E brak jest danych. Uważa się, że leży ona znacznie poniżej wartości λ_S i może być w praktycznych obliczeniach pominięta. Jednak decyduje ona o trwałości szynoprzewodu.

2.3. Przykład

Porównać z punktu widzenia niezawodności alternatywne rozwiązania układu zasilania stacji o napięciu 6 kV i obciążeniu 30 MV·A.

Alternatywa 1 polega na wybudowaniu dwóch torów, z których każdy jest szynoprzewodem trójfazowym ekranowanym. Do prawidłowej pracy wystarczy praca jednego toru.

Alternatywa 2 polega na wybudowaniu dwóch torów, z których każdy jest wiązką kablową.

Porównania wykonano: dla pojedynczego toru oraz dla obu torów równocześnie.

a) Obliczenia dla jednego toru

Alternatywa 1. O intensywności przerw zasilania toru decyduje praktycznie λ_S , bo $\lambda_1 = \lambda_S + \lambda_E + \lambda_F \approx \lambda_S$ oraz $\lambda'_S \in (\lambda'_D, \lambda'_G)$. Stąd dla $n=1600$ izolatorów w torze otrzymuje się:

$$\lambda_{1D} \approx \lambda'_D n = 0,7 \cdot 10^{-4} \cdot 1600 = 0,112 \text{ przerw/a,}$$

$$\lambda_{1G} \approx \lambda'_G n = 2,1 \cdot 10^{-4} \cdot 1600 = 0,336 \text{ przerw/a,}$$

czyli $\lambda_1 \in (0,112; 0,336)$. Na tej podstawie można wyznaczyć granice średniego okresu czasu między przerwami, spowodowanymi głównie uszkodzeniami izolatorów, mianowicie:

$$T_{mG} = \frac{1}{\lambda_{1D}}, \quad T_{mD} = \frac{1}{\lambda_{1G}}.$$

Wynika stąd, że przerw zasilania jednego toru można spodziewać się w przedziale $T_m \in (9; 3)$ lat, czyli od raz na 9 do raz na 3 lata. Oczekiwany czas jednej przerwy wynosi około $t_1=100$ h. Współczynnik zawodności:

$$q_1 \approx \frac{\lambda_1 t_1}{T} = 3,84 \cdot 10^{-3} \dots 1,28 \cdot 10^{-3}.$$

Alternatywa 2. Prognozowana intensywność uszkodzeń kabla wynosi

$$\lambda'_k = (7 \dots 12) \text{ uszk/100 km/a.}$$

Wiązka kablowa złożona jest z 9 kabli po 1,2 km każdy, zatem:

$$\lambda_2 = \lambda'_k k / 100 = (7 \dots 12) \cdot 9 \cdot 1,2 / 100 = (0,756 \dots 1,296) \text{ przerw/a,}$$

czyli przerwy jednego toru można spodziewać się raz na (1,3 ... 0,8) lat. Oczekiwany czas jednej przerwy jest ok. $t = 60$ h. Współczynnik zawodności wynosi:

$$q_2 \approx \frac{\lambda_2 t_2}{T} = 5,18 \cdot 10^{-3} \dots 8,88 \cdot 10^{-3}.$$

b) Obliczenia dla obu torów

Równoczesne przerwy zasilania obu torów określają:

- intensywność równoczesnych przerw zasilania obu torów

$$\lambda_r = 2 \lambda q + 2 \lambda w, \quad (11)$$

gdzie: λ , q - wskaźniki dla jednego toru,

w - współczynnik współzależności; tutaj z przyczyn brakujących działań układów wyłączających i zabezpieczeń (przyjęto $w=0,03$),

- współczynnik zawodności

$$q_r \approx q^2 + \frac{2 \lambda w f}{T}, \quad (12)$$

gdzie: f - czas przełączenia (przyjęto $f=0,5$ h).

c) Wyniki obliczeń podano w tablicy 1.

Tablica 1

Wyniki przykładowych obliczeń

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka	Alternatywa 1	Alternatywa 2
1.	Dla jednego toru:			
1.1	Intensywność przerw zasilania toru	przerw/rok	0,112 ... 0,336	0,756 ... 1,296
1.2	Współczynnik zawodności	-	$(1,28...3,84) 10^{-3}$	$(5,18...8,88) 10^{-3}$
2	Dla obu torów równocześnie przy współzależności zdarzeń			
2.1	Intensywność przerw zasilania obu torów	przerw/rok	$(7 ... 22,7) 10^{-3}$	$(53,2...100,8) 10^{-3}$
2.2	Współczynnik zawodności	-	$(2 ... 16) 10^{-6}$	$(29,4 ... 82,3) 10^{-6}$
3.	Dla obu torów równocześnie przy niezależności zdarzeń			
3.1	Intensywność przerw zasilania obu torów	przerw/rok	$(0,3 ... 2,6) 10^{-3}$	$(7,8 ... 23,0) 10^{-3}$
3.2	Współczynnik zawodności	-	$(1,6 ... 14,7) 10^{-6}$	$(26,8 ... 78,9) 10^{-6}$

Z porównania wynika, że znacznie lepsza jest alternatywa 1.

3. PODSUMOWANIE

Rozwiązania zasilania torami prądowymi ekranowanymi, zwanymi skrótowo szynoprzewodami, są rozwiązaniami stosowanymi do przesyłu znacznych mocy. Są to rozwiązania estetyczne, które charakteryzują się dużą niezawodnością. Na pewność ich pracy istotny wpływ ma utrzymanie parametrów izolacji powietrznej. Rozwiązania z szynoprzewodami są z punktu widzenia niezawodności korzystniejsze od rozwiązań kablowych.

LITERATURA

1. Bobrowski D.: Wprowadzenie matematyczne do teorii niezawodności. Politechnika Poznańska, Poznań 1977.
2. Sozański J.: Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego. WNT, Warszawa 1990.
3. Praca zbiorowa: Koncepcja gromadzenia danych o awaryjności elementów sieciowych 110-400 kV - aktualizacja wskaźników nieciągłości zasilania. Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów, Politechnika Śląska, Gliwice 1994.
4. Analizy awaryjności zakładów energetycznych południowej Polski za okres 1989 - 1993.
5. Goc W., Mrowiec H., Urban J.: Wskazówki obliczania wskaźników niezawodności przemysłowych sieci elektroenergetycznych. Elektroprojekt, Warszawa 1981.
6. Bartodziej G., Goc W., Kiś W., Przygodzki A., Siwy E.: Optymalizacja przewodów szynowych do zasilania dużych odbiorów elektrotermicznych prądu stałego. ZN Pol. Śląskiej „Elektryka”, z.127, Gliwice 1992.
7. Goc W., Bargiel J., Teichman B.: Ocena niezawodności schematu głównego stacji elektroenergetycznych. ZN Pol. Śląskiej „Elektryka”, z.127, Gliwice 1992.
8. IEEE Committee Report - Report on Reliability Survey of Industrial Plants. IEEE Trans. on Industrial Applications, 1974, Vol. IA-10, Nr 2.
9. Knothe S.: Sieci elektroenergetyczne przemysłowe. WNT, Warszawa 1980.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Andrzej Kłós

Wpłynęło do Redakcji dnia 20 listopada 1995 r.

Abstract

The busway allows a transmission of high currents on a high level of reliability. From a technical point of view the busway is a composed construction. In the reliability analysis it is divided into three elements:

- 1) the rigid busbars with n insulating nodes (i.e. every node consists of a three phase busbars isolators) co-operating in series,
- 2) the shield,
- 3) the air filter station.

The reliability of a busway depends mainly on an insulator failure rate. The reliability indices of the busway are:

λ - expected outage rate per year, see equation (9),

q - expected relative value of down-time (yearly), see equation (1).

In table 1 the result of a comparison of two alternatives for duplicate supply of a network substation are shown. The alternative 1 consists two busways and the alternative 2 - two cable bunches. The alternative 1 i.e. two busways feed is better from the reliability point of view.

[Faint, mostly illegible text, likely bleed-through from the reverse side of the page.]

Alternative	Parameter	Value	Unit
1	Expected relative value of down-time (yearly)	0.0001	1/year
	Expected relative value of down-time (yearly)	0.0001	1/year
2	Expected relative value of down-time (yearly)	0.0002	1/year
	Expected relative value of down-time (yearly)	0.0002	1/year

[Faint, mostly illegible text, likely bleed-through from the reverse side of the page.]

Joachim BARGIEL
Wiesław GOC
Antoni PRZYGRDZKI
Bogusław TEICHMAN

OKREŚLENIE SKUTKÓW NIEZAWODNOŚCIOWYCH WSPÓLPRACY KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO Z SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM EUROPY ZACHODNIEJ

Streszczenie. W artykule przedstawiono zakres działań podjętych przez krajowy system elektroenergetyczny (KSEE) w celu połączenia go z systemem elektroenergetycznym Europy Zachodniej. Przedstawiono wyniki analiz niezawodnościowych przeprowadzonych w IEiSU Politechniki Śląskiej umożliwiających ocenę skutków niezawodnościowych przewidywanego połączenia obu systemów.

IMPACT OF COOPERATION WITH THE WEST-EUROPEAN POWER SYSTEM (UCPTE) ON RELIABILITY FACTORS OF THE POLISH POWER SYSTEM

Summary. The range of the Polish Power System (PPS) operations towards its connection to the West-European Power System (UCPTE) is discussed in this paper. Moreover, the results of the interconnected systems reliability analysis and estimation are presented.

1. WPROWADZENIE

Dnia 18 października 1995 r. doszło do połączenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSEE) z systemem Europy Zachodniej (UCPTE)¹⁾. Nastąpiło blisko dwuletnie przyspieszenie procesu integracji, którego zakończenie planowano pierwotnie w 1997 r.

W dalszej części artykułu wyjaśniono przyczyny wcześniejszego, niż przewidywano, połączenia KSEE z UCPTE.

¹⁾ Union for the Coordination of Generation and Transmission of Electricity.

2. KRÓTKI RYS HISTORYCZNY PROCESU INTEGRACJI KSEE I UCPTÉ

W procesie przygotowawczym do uzyskania członkostwa w Unii Europejskiej (UE) Polska, jako państwo już stowarzyszone z Unią, rozpoczęła proces dostosowywania zasad funkcjonowania gospodarki do standardów UE. Kluczowym elementem tego procesu jest przygotowanie z wyprzedzeniem podstawowych działań gospodarki narodowej do integracji. Nie ma wątpliwości, że elektroenergetyka powinna być pierwszą gałęzią gospodarki podlegającą temu procesowi.

Już w końcu 1991 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE SA) zainicjowały proces dostosowywania standardów polskiej elektroenergetyki do obowiązujących w UCPTÉ.

Organizacja ta - utworzona w 1951 roku - jest stowarzyszeniem, którego członkowie wybierani są spośród przedstawicieli wiodących firm elektroenergetycznych Europy Zachodniej. Jej założycielami byli przedstawiciele firm z Niemiec, Francji, Włoch, Austrii, Holandii, Belgii, Luksemburga i Szwajcarii. Obecnie członkami UCPTÉ są również firmy elektroenergetyczne z Hiszpanii, Portugalii, Grecji i b. Jugosławii.

Celem UCPTÉ jest osiągnięcie najwyższej efektywności wykorzystania istniejących i przewidywanych do budowy urządzeń wytórczych i systemów przesyłowych. UCPTÉ ułatwia i promuje międzynarodową wymianę energii elektrycznej wśród swoich członków celem umożliwienia funkcjonowania w optymalnych warunkach i zasilania klientów w sposób najbardziej ekonomiczny. Wszystkich członków UCPTÉ obowiązują wymagania techniczne i organizacyjne prowadzenia synchronicznej równoległej pracy ich systemów elektroenergetycznych.

Głębokie zmiany polityczne końca lat 80 i początku 90 zmieniły obraz połączeń sieciowych w Europie. Dramatyczne wydarzenia w b. Jugosławii spowodowały przerwanie połączeń i rozpoczęcie asynchronicznej pracy systemów krajów b. Jugosławii oraz Grecji. Zjednoczenie Niemiec w sposób naturalny przesądziło o planach połączenia systemu b. NRD z systemem UCPTÉ. Wreszcie, rozpad ZSRR i kryzys energetyczny Ukrainy wpłynęły na konfigurację pracy Połączonych Systemów Energetycznych b. RWPG.

Z inicjatywy PSE SA, natychmiast po spotkaniu przywódców państw grupy wysze-hradzkiej w grudniu 1991 r., doszło do porozumienia wiodących firm elektroenergetycznych z b. Czecho-Słowacji, Polski i Węgier w kwestii zjednoczenia wysiłków w staraniach o połączenie ich systemów elektroenergetycznych z systemem UCPTÉ. Podpisano akt założycielski utworzenia grupy regionalnej, której następnie nadano nazwę CENTREL.

Formalne utworzenie grupy CENTREL nastąpiło w październiku 1992 r. Jej członkami są: Česká Energetické Závody, a.s. (ČEZ, a.s.) z Republiki Czeskiej, Magyar Villamos Művek Rt. (MVM Rt) z Węgier, Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA (PSE SA) z Polski i Slovenské Elektrárne, a.s. (SE, a.s.) ze Słowacji.

Status obserwatorów mają: Ministerstwo Energetyki i Elektryfikacji Ukrainy, Nationalna Elektricheska Kompania (NEK) z Bułgarii, Romanian Electric Authority (RENEL) z Rumunii, VEAG z Niemiec oraz Verbund z Austrii.

W październiku 1992 r. nastąpiło również utworzenie Komitetu Wykonawczego UCPTÉ-CENTREL złożonego z 4 członków grupy CENTREL i 7 członków UCPTÉ sąsiadujących z systemami grupy CENTREL, a także podpisano Katalog Działań ustalający wymagania techniczne, ekonomiczne i organizacyjne niezbędne do realizacji połączenia obu systemów.

Katalog działań określał m.in.:

- Wymagania o pokryciu zapotrzebowania w każdym czasie przez własne elektrownie (również w przypadku wypadnięcia największego bloku elektrownianego); uznano za wystarczającą rezerwę mocy ok. 20-25% w poszczególnych systemach.
- Wymagania odnośnie do regulacji pierwotnej.
 - Dla regulacji pierwotnej każdy partner powinien utrzymywać rezerwę nastawczą wynoszącą co najmniej 2,5% mocy wytwarzanej w swojej sieci.
 - Prędkości zmiany mocy bloków konwencjonalnych muszą wynosić odpowiednio: 50% zakresu nastawczego w 5 s oraz 100% zakresu nastaw w czasie 30 s. Statyka elektrowni powinna się mieścić w zakresie 2 a 6%.
- Wymagania odnośnie do regulacji wtórnej.
 - Sieci partnerów muszą być wyposażone w regulację sieciową wtórną (regulacja częstotliwościowo-mocowa), która wyrównuje zakłócenia tak szybko jak to jest możliwe.
 - Rezerwa wirująca powinna obejmować ok.3-5% mocy w danym czasie zaangażowanej.
 - Odchylenia mocy wymiany, tj. saldo żądane ok.100 MW w stosunku do partnerów UCPTe łącznie.
 - Saldo żądane energii maksymalnie 20 MWh/h z wyrównaniem odchyień w ciągu jednego tygodnia.
- Wymagania odnośnie do bloków elektrownianych.
 - Maksymalny czas rozruchu do pełnego obciążenia w zakresie od 2 godz. (ze stanu gorącego) do 5 godz. (ze stanu zimnego).
 - Przeciętna liczba rozruchów i odstawień ok.200 na 1 blok w ciągu roku.
 - Zakres częstotliwości dla łączenia bloku do pracy równoległej w przedziale 48,0 + 51,5 Hz.
 - Techniczna moc minimalna w pracy trwałej nie powinna przekraczać 40% mocy znamionowej.
- Wymagania związane z regulacją napięcia.
 - Między partnerami należy uzgodnić pasmo napięcia dla przygranicznych węzłów sieciowych na końcach linii sprzęgłowych przekraczających granice obszarów poszczególnych partnerów.
 - Rozpływy mocy biernej należy utrzymywać możliwie najniższe.
 - Optymalnie wykorzystywać generatory wirujące, przesuwniki fazowe, baterie kondensatorów i kompensatory statyczne.
- Wymagania niezawodnościowe.
 - Sieć spełnia wymagania kryterium (n-1), gdy dla dowolnej technicznie możliwej i ruchowo sensownej sytuacji wyjściowej wytrzyma wypadnięcie jednego elementu bez niedopuszczalnego ograniczenia swych funkcji. Pozostałe w ruchu elementy sieci nie mogą być obciążone ponad granice ustalone jako dopuszczalne i nie może dojść do poszerzenia zakłócenia. Kryterium (n-1) należy bezwarunkowo utrzymywać tam, gdzie mogłoby dojść do oddziaływania na sieć sąsiada (żadne wspieranie się sieciami sąsiadów dla spełnienia kryterium (n-1)). Dla zapobiegania rozległym zakłóceniom powinny być

podejmowane częściowe zrzuty obciążenia ($f \leq 49$ Hz) i różne planistyczne aspekty w zakresie połączeń przygranicznych i elektrowni. Ważne w kraju linie przesyłowe międzynarodowe należy zaprojektować z dostateczną zdolnością przesyłową, aby przy wewnętrznych i zewnętrznych zakłóceniach można było przejąć dodatkowe moce przesyłane. W przypadku całkowitego załamania się pracy sieci niezbędne jest przewidzieć kilka elektrowni, które dla odbudowy ruchu sieci będą mogły być uruchomione ze stanu beznapięciowego. Urządzenia zabezpieczające wszystkich elementów systemu winny wyłączać zakłócenie szybko i selektywnie. Dla instalacji urządzeń informatycznych i dróg komunikacyjnych również powinno być zapewnione kryterium (n-1).

- Pozostałe techniczno-sieciowe warunki w sieciach.
- Przeprowadzenie obliczeń rozptyłów mocy, prądów zwarciovych oraz stabilnościowych dla zapewnienia niezbędnej pewności zasilania w połączeniu z UCPTE.

3. CHRONOLOGIA WYDARZEŃ W LATACH 1993 - 1995

We wrześniu 1993 r. przeprowadzono z sukcesem próby autonomicznej pracy systemów CENTREL i VEAG (b. NRD).

Na przełomie r.1993/94 nastąpiło przerwanie pracy synchronicznej połączonych systemów elektroenergetycznych b. RWPG wymuszone trudnościami energetycznymi Ukrainy.

W 1994 r. nastąpiła systematyczna poprawa jakości działania systemu grupy CENTREL. Osiągnięto standardy UCPTE w zakresie regulacji pierwotnej i wtórnej.

W lutym 1995 r. CENTREL złożył propozycję rozpoczęcia próbnej synchronizacji pracy z UCPTE razem z systemem VEAG.

W marcu 1995 r. UCPTE zaakceptowało propozycję grupy CENTREL i ustanowiło Komitet Techniczny do opracowania scenariusza pracy synchronicznej z systemem CENTREL.

W sierpniu 1995 r. Komitet Wykonawczy UCPTE-CENTREL akceptuje raport końcowy Komitetu Technicznego o stanie przygotowań.

We wrześniu 1995 r. rozpoczęto ostatnią fazę integracji, a mianowicie:

- 13 września system VEAG zostaje połączony z systemem UCPTE,
- 15-18 września - ostatnie próby systemowe CENTREL' a,
- 23 września - pozytywna ocena wyników prób,
- 28 września - walne zgromadzenie UCPTE akceptuje wyniki prób i ustala, że połączenie systemów CENTREL z UCPTE nastąpi w drugiej połowie października.

W pierwszej połowie 1995 r. w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Pol. Śląskiej w ramach realizacji projektu oceniającego połączenie systemów CENTREL z UCPTE - projektu wykonywanego pod kierownictwem prof. Z. Gacka na zamówienie PSE SA - przeprowadzono ocenę możliwych skutków niezawodnościowych współpracy KSEE z UCPTE.

4. PRZEPROWADZONE OBLICZENIA NIEZWODNOŚCIOWE

4.1. Wprowadzenie

Rozwój Krajowej Sieci Przesyłowej w ciągu najbliższych 3-4 lat będzie ściśle podporządkowany wypełnieniu wniosków wynikających ze studium wykonalności przyłączenia KSEE wraz z pozostałymi krajami grupy CENTREL do UCPT. Program ten obejmuje:

- modernizację stacji przygranicznych: 400/220/110 kV, 400/110 kV, 220/110 kV,
- modernizację linii 220 kV,
- przystosowanie linii 400 kV i 220 kV wychodzących ze stacji Mikułowa w kierunku zachodnim do zmiany struktury napięć w sieci VEAG w węzłach: Kiesdorf, Hagenverder,
- budowę i modernizację elementów systemu 400 kV Ostrów w celu poprawy niezawodności zasilania obszarów południowo-zachodnich kraju w sytuacji np. awaryjnych wypadów elementów linii Mikułowa-Joachimów.

Program rozwoju infrastruktury przesyłowej będzie skorelowany z wprowadzeniem nowoczesnych środków prowadzenia ruchu, a przede wszystkim z unowocześnieniem systemu łączności elektroenergetycznej oraz wprowadzeniem funkcji EMS w systemie sterowania dyspozytorskiego z poziomu KDM i ODM-ów.

Rozwój i modernizacja Krajowego Systemu Przesyłowego (KSP) zgodnie z Katalogiem Działań ustalonym wspólnie z UCPT nie powinny ograniczać się wyłącznie do systemu NN, ale powinny również dotyczyć sieci 110 kV i sieci dystrybucyjnych. Jest to tym bardziej ważne, że sieć 110 kV w różnych obszarach kraju spełnia także funkcje przesyłowe. W roku 1994 w PSE SA zostały zakończone prace studialne nad rozwojem podsystemu wytwórczego do roku 2020. Rok 1995 powinien dostarczyć zaktualizowanych opracowań dotyczących:

- programu rozwoju KSP w horyzoncie 2005,
- koncepcji rozwoju KSP w horyzoncie 2020.

Po odłączeniu systemu VEAG od systemu CENTREL i przyłączeniu do UCPT nastąpiło w sposób istotny obniżenie pewności pracy zachodniej, a zwłaszcza południowo-zachodniej części KSEE z uwagi na nakładającą się na ten stan modernizację Elektrowni TURÓW i brak jeszcze nowych powiązań systemowych 400 kV (projekt OSTRÓW). Zjawisko to występowało najostrzej w przypadku awaryjnego wyłączenia linii 400 kV Dobrzeń-Pasikurowice.

Dla zmniejszenia zagrożeń, które wystąpić mogły po odłączeniu systemu VEAG, wynegocjowano z tą firmą wydzielenie na okres jednego roku ciągu przesyłowego 400 kV Mikułowa-Kiesdorf-Roehrsdorf-Hradec (w Czechach) pozwalającego na rezerwowanie tego rejonu od zachodu, przy awarii linii 400 kV Dobrzeń-Pasikurowice. Niezależnie od tego przygotowano w KSEE specjalne wymuszone układy pracy sieci, minimalizujące skutki takiej awarii do czasu przyłączenia krajów CENTRELA do UCPT.

4.2. Charakterystyka metody obliczeń niezawodnościowych

O niezawodności sieci 400 i 220 kV decydują z jednej strony: moc źródeł zasilania, ich liczba, rozmieszczenie, a z drugiej strony: struktura sieci i rozłożenie zapotrzebowania mocy w zasilanym obszarze. Źródłami zasilania sieci są stacje elektrowniane. Wskaźniki niezawod-

nościowe takiego źródła są wypadkową niezawodności samej stacji elektroenergetycznej i bloków wytwórczych elektrowni wraz z przyłączami, tj. transformatorami blokowymi i ewentualnymi krótkimi odcinkami linii elektroenergetycznych do jej szyn zbiorczych. Z tych stacji elektrowniarnych (o charakterze zasilającym - źródłowych) energia elektryczna dostarczana jest do pozostałych stacji o charakterze odbiorczym, które nazwano węzłami sieciowymi odbiorczymi.

Ocena niezawodności sieci 400 kV i 220 kV sprowadza się do oceny wykonania zadań tej sieci. Jako podstawowe zadanie przyjęto tutaj dostawę energii elektrycznej do węzłów tej sieci o odpowiedniej jakości, w wymaganej ilości w danej chwili rozpatrywanego okresu czasu. Z tego zadania wynika połączenie:

- a) niezawodności zasilania węzłów sieciowych 400 i 220 kV (o charakterze odbiorczym),
- b) zagrożenia niezawodności wynikające ze struktury samej sieci.

Taką ocenę wykonuje się przez wyznaczenie wskaźników niezawodności dla szyn zbiorczych węzłów sieci oraz weryfikację niezawodnościowego kryterium n-1.

Do praktycznej oceny proponuje się wskaźnik:

$$Q = \frac{E_{nd}}{E},$$

gdzie: E_{nd} - roczna oczekiwana ilość energii niedostarczonej,
 E - energia zapotrzebowana (wraz ze stratami).

Wskaźnik Q wyznacza się na podstawie wskaźników cząstkowych, które wylicza się dla szyn zbiorczych poszczególnych węzłów sieciowych. Wskaźnikami tymi zwykle są:

- oczekiwana liczba przerw w roku,
- wskaźnik niezdatności,
- energia niedostarczona.

Obliczenia niezawodnościowe zostały wykonane przy użyciu programu NIEM wchodzącego w skład systemu komputerowego ROZWÓJ.

4.3. Zagrożenia przekroczenia wartości granicznych wg kryterium n-1

Struktura sieci 400 kV i 220 kV - powstająca stopniowo przez wiele lat, może okazać się niedostosowana do występujących wymagań stawianych sieci. W przypadku wyłączenia jednego elementu tej sieci może dochodzić do przekroczenia dopuszczalnych wartości parametrów innych - pozostających w pracy - elementów. Ocena niezawodności wg kryterium n-1 praktycznie sprowadza się do określenia przekroczenia dopuszczalnych wartości granicznych obciążeń linii i transformatorów po wyłączeniu jednego elementu systemu. Przy tych badaniach nie może być przewidywana pomoc współpracujących systemów.

Takie badania wykonuje program wchodzący do systemu komputerowego ROZWÓJ. W przypadku stwierdzenia przekroczenia dopuszczalnych wartości granicznych obciążenia jakiegokolwiek elementu zmienia się w pierwszej kolejności obciążenia elektrowni (odstępstwo od ekonomicznego rozdziału obciążeń), a gdy to nie jest wystarczające, wprowadza się ograniczenia zasilania (energia niedostarczona). Jako wynik uzyskuje się zwiększenie kosztów wytwarzania i

ewentualnie kosztów niedostarczonej energii. Ograniczenia zasilania zwykle wskazują na potrzebę rozbudowy sieci.

4.4. Analiza najważniejszych wariantów

Przewidywane na drugą połowę 1995 roku przyłączenie systemu VEAG do UCPTÉ mogło prowadzić do utraty połączeń polskiego systemu elektroenergetycznego z systemem niemieckim. Tymi połączeniami są:

- linia dwutorowa 220 kV Krajnik-Vierraden,
- linia 400 kV Mikułowa-Kiesdorf,
- linia dwutorowa 220 kV Mikułowa-Hagenwerder.

Połączenia w rejonie Mikułowa-Kiesdorf-Hagenwerder służą obu systemom.

Rozważono 16 stanów pracy współpracujących sieci dla roku wyjściowego, nazwanego rok „0”, oraz po trzech latach - rok „3”. Założono, że w roku „3” nastąpi rozbudowa sieci w rejonach przygranicznych. Przyjęto dwie wersje rozbudowy tej sieci, mianowicie:

a) rozbudowa tylko sieci polskiej - bez inwestycji w strefie przygranicznej z Niemcami.

Przewidziano tutaj następujące inwestycje:

- stacja Ostrów przechodzi na 400 kV,
- połączenie tej stacji z Plewiskami, Pasikurowicami, Rogowcem i Trębaczowem.

b) rozbudowa sieci polskiej i przygranicznej niemieckiej.

Po stronie polskiej przewidziano takie same inwestycje jak w wersji a). Natomiast po stronie niemieckiej budowę linii 400 kV Mikułowa-Kiesdorf, likwidacja linii 220 kV Mikułowa-Hagenwerder oraz zainstalowanie dwóch transformatorów Kiesdorf-Hagenwerder.

Warianty pracy sieci przedstawiono w tablicy 1.

Tablica 1

Analizowane układy pracy sieci elektroenergetycznych 400/220 kV Polski i Niemiec

Lp.	Rok analizy	Połączenie z Niemcami	Wyłączenia bloków w elektrowniach	Zakres inwestycji dodatkowych
1.	0	załączone	nie ma	brak
2.	0	przerwane	nie ma	brak
3.	3	załączone	nie ma	tylko po stronie polskiej
4.	3	przerwane	nie ma	tylko po stronie polskiej
5.	3	załączone	nie ma	pełna rozbudowa po stronie polskiej i niemieckiej
6.	3	przerwane	nie ma	pełna rozbudowa po stronie polskiej i niemieckiej
7.	0	załączone	jeden blok w MIK	brak
8.	0	przerwane	jeden blok w MIK	brak
9.	3	załączone	jeden blok w MIK	tylko po stronie polskiej
10.	3	przerwane	jeden blok w MIK	tylko po stronie polskiej
11.	3	załączone	jeden blok w MIK	pełna rozbudowa po stronie polskiej i niemieckiej
12.	3	przerwane	jeden blok w MIK	pełna rozbudowa po stronie polskiej i niemieckiej
13.	0	załączone	jeden blok w KIS	brak
14.	0	przerwane	jeden blok w KIS	brak
15.	3	załączone	jeden blok w KIS	tylko po stronie polskiej
16.	3	załączone	jeden blok w KIS	pełna rozbudowa po stronie polskiej i niemieckiej

Dla rozpatrywanej sieci 400 i 220 kV polskiej i niemieckiej wykonano obliczenia niezawodnościowe:

- wskaźników niezawodności strukturalnej,
- wg kryterium n-1.

Obliczenia wykonano na komputerze programami systemu ROZWÓJ.

Ocena niezawodności została dokonana na podstawie:

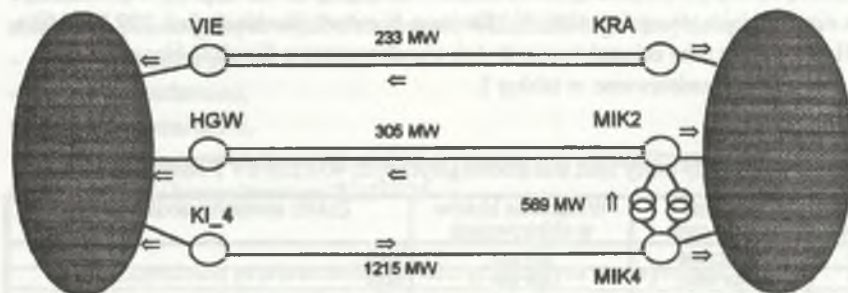
- oczekiwanej liczby przerw w roku, d ,
- wskaźnika niezdatności, q ,

które wyznacza się dla każdego węzła sieci 400 i 220 kV. Stwierdzono, że istotny wpływ na wyniki obliczeń ma rozwiązanie samej stacji i jej układ pracy. Wpływ liczby powiązań z sąsiednimi węzłami jest nieznaczny, ponieważ ich liczba jest najczęściej większa od dwóch.

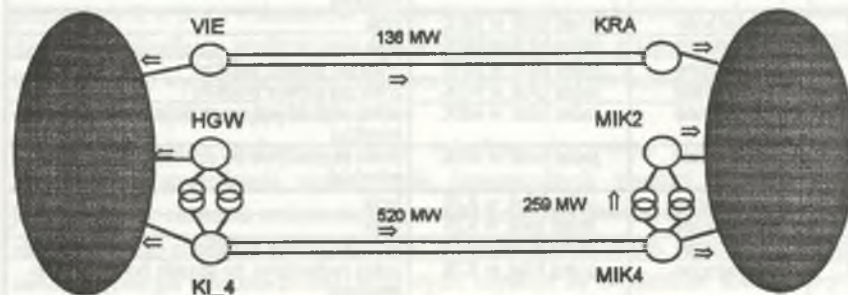
Ocenę niezawodności pracy sieci wg kryterium n-1 wykonano dla 16 układów zestawionych w tabelicy 1. Uzyskane wyniki obliczeń (szczegóły w [20]) wykazały, że w żadnym z analizowanych 16 układów pracy nie wystąpiły przekroczenia granicznych obciążeń dopuszczalnych dla linii 400 i 220 kV oraz transformatorów 400/220 kV rozpatrywanej sieci polskiej. Dodać należy tutaj, że rozpatrywane warianty obejmowały przypadki współpracy z UPCTE oraz przypadki bez tej współpracy.

Na podstawie wyników obliczeń komputerowych obciążeń wybranych linii i transformatorów w strefie przygranicznej dla układu normalnego sporządzono grafiki przepływów w strefie przygranicznej:

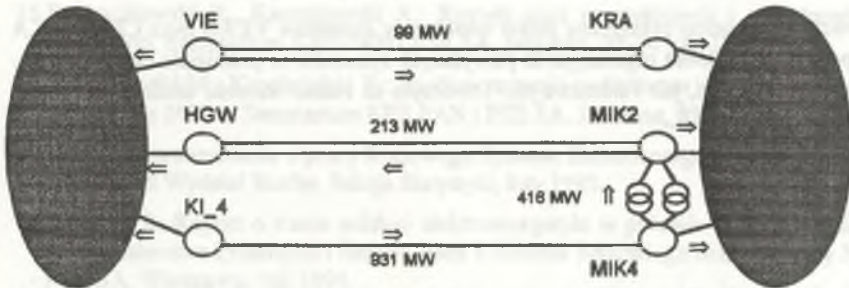
- dla roku „0”, stan normalny



- dla roku „3” inwestycje przygraniczne w obszarze Niemiec i Polski - stan normalny



- dla roku „3” inwestycje tylko w obszarze Polski - stan normalny



Z analizy wynika, że w stanie obecnym linia dwutorowa Mikułowa-Hagenwerder służy do zasilania niemieckiej sieci 220 kV. Wówczas moc dostarczana jest z węzła Kiesdorf linią 400 kV przez stacje Mikułowa 400/220 kV linią dwutorową 220 kV do stacji Hagenwerder - patrz szkic dla roku „0”.

W roku „3” rozpatrywano dwie wersje o różnym zakresie inwestowania, a wyniki przedstawiono na powyższych szkicach.

5. WNIOSKI WYNIKAJĄCE Z ANALIZY NIEZAWODNOŚCIOWEJ

- 5.1. Wykonane obliczenia dotyczyły wyłącznie wskaźników niezawodności węzłów sieciowych 400 i 220 kV, na podstawie:
 - badania niezawodności strukturalnej,
 - badania niezawodności wg kryterium n-1 dla stanu obecnego sieci NN (rok „0”) oraz dla stanu sieci w najbliższych 3 latach (rok „3”). Nie obliczano natomiast niedostarczonej energii wskutek przerw w zasilaniu oraz jej kosztu. Wynika to z braku dostatecznie rzetelnych danych, szczególnie dla sieci niemieckiej.
- 5.2. Wykonane obliczenia niezawodności strukturalnej oparto na aktualnych danych statystycznych o awaryjności elementów sieciowych 400 i 220 kV w KSEE. Wykazały one nieznaczną poprawę wskaźników niezawodności „d” i „q” dla kilku węzłów NN dla roku „3” w porównaniu ze stanem obecnym.
- 5.3. Obliczenia niezawodnościowe wg kryterium n-1 wykonano na podstawie aktualnych danych o planowanych i realizowanych inwestycjach sieciowych. Obliczenia wykazały, że przeciążenia w tzw. układach normalnych pracy sieci NN nie występują ani obecnie, ani w przyszłości. Pogorszenie pewności zasilania KSEE może nastąpić obecnie wskutek ewentualnego przzerwania połączenia z UPCTE. Jednakże nawet w tym ostatnim przypadku obliczenia wg kryterium n-1 wykazały, że przeciążenia w układzie normalnym

w KSEE nie wystąpią. Minimalnemu pogorszeniu mogą natomiast ulec wskaźniki niezawodnościowe, szczególnie w południowo-zachodniej części kraju.

- 5.4. Wykonane dotychczas praktyczne próby współpracy systemów VEAG oraz CENTRELA [19] potwierdziły dobrą regulacyjność powyższych systemów w przedziale czasowym zarówno sekundowym, jak i minutowym. Stworzyło to realne warunki skutecznej współpracy KSEE z UPCTE.

LITERATURA

1. Goc W., Bargiel J.: Ocena niezawodności układów sieciowych dla potrzeb optymalizacji ich rozwoju. Rozdział w opracowaniu pt. "Koncepcja metodyczna programu mikrokomputerowego ROZWÓJ. IEiSU Pol. Śląskiej, Gliwice 1992.
2. Bargiel J., Goc W., Teichman B.: Opracowanie programu komputerowego do ilościowej oceny niezawodności sieci przesyłowej. IEiSU Pol. Śląskiej, Gliwice 1990.
3. Bargiel J., Buchta F., Goc W., Kocot H., Teichman B.: Koncepcja gromadzenia danych o awaryjności elementów sieciowych 110 do 400 kV - aktualizacja wskaźników nieciągłości zasilania. IEiSU Politechniki Śląskiej, Gliwice 1994.
4. Bargiel J., Goc W.: Nowelizacja statystyki zakłóceń w sieciach elektroenergetycznych wysokiego napięcia. Zeszyty Naukowe Pol. Śląskiej "Elektryka", z.137, Gliwice 1994.
5. Koglin H. J.: Modelle und Methoden. Energiewirtschaftliche Tagesfragen nr 37, 1987.
6. Instrukcja badania zakłóceń w elektrowniach i sieciach elektroenergetycznych. Warszawa 1985.
7. Fass R., Koglin H. J.: Computer Aided Collecting Disturbances in HV and EHV Networks According to the Enhanced Scheme of the German VDEW-Statistic. CIGRE, Avignon 1992.
8. VDEW- Störung und Schadenstatistik Auswertung der Störungen mit Verlaufsangaben des Probelaufes von 1991, FGH Mannheim, 1993.
9. Nick W. R.: - Zuverlässigkeitskenngrößen aus der VDEW Störungen - und Schadenstatistik. Aachen Berichte, 1992.
10. Goc W.: Porównawcza ocena niezawodności zasilania krajowej sieci 110 kV w etapach jej rozwoju. Materiały Międzynarodowego Sympozjum "Jakość zasilania z układów sieciowych" 23-24 września 1986 r. Porąbka-Kozubnik, Gliwice 1986.
11. Goc W., Bargiel J., Kamiński A.: Die Versorgungszuverlässigkeit beim Ausbau von 110 kV-Netzen. Energietechnik 40, H10. Oktober 1990.
12. Goc W., Bargiel J., Kamiński A.: Reliability of the Supply in Connection with the Extension of the 110 kV Power Grids. International Meeting on the Safety and Reliability of Energy Systems, IIASA Luxemburg, Austria; Sopron - Hungary July 2-4, 1990.
13. Goc W.: Oszacowanie ilościowe stanów obliczeniowych do oceny niezawodności zasilania obszarów odbiorczych. ZN Pol. Śląskiej "Elektryka", z.127. Gliwice 1992.

14. Bargiel J.: Miary niezawodności zasilania z systemu elektroenergetycznego. ZN Pol. Śląskiej "Elektryka", z. 127. Gliwice 1992.
15. Frydrychowski R., Kaczanowski A.: Rozwój sieci przesyłowych i współpracy międzynarodowej. Seminarium KPE PAN i PSE SA, Jabłonna, 23-24 luty 1995.
16. Kwiatkowski M., Krochmalski R.: Studium rozwoju podsystemu wytwarzania energii elektrycznej do 2020 r. Seminarium KPE PAN i PSE SA, Jabłonna, 23-24 luty 1995.
17. Robocze sprawozdanie o pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w 1994 r., PSE SA - KDM Wydział Ruchu, Sekcja Statystyki, luty 1995.
18. Popczyk J.: Raport o stanie polskiej elektroenergetyki w połowie 1995 r. Raport autorski dla Ministerstwa Przemysłu i Handlu, pana Klemensa Ścierańskiego oraz dla Rady Nadzorczej PSE SA. Warszawa, maj 1995.
19. Zieliński Z.: Wyniki prób wydzielonej pracy połączonych systemów elektroenergetycznych CENTREL i VEAG. Energetyka nr 8, 1994.
20. Praca zbiorowa: „Określenie możliwych dla KSEE skutków niezawodnościowych współpracy równoległej z UCPTE”. Gliwice, lipiec 1995 r. - praca nie publikowana.

Recenzent: Prof.dr hab.inż. Andrzej Kłos

Wpłynęło do Redakcji dnia 1 grudnia 1995 r.

Abstract

A short historical draft of the integration process of the Polish Power System (PPS) with the West-European Power System (UCPTE) and the most relevant events that occurred in the period 1993 - 18.10.1995 (date of linking) are done as an introduction.

Next the computational results obtained within the framework of accomplishing of the project of the reliability estimation of the linking between the both systems has been presented and discussed.

The reliability calculations were carried out for various variants - as well planned as emergency states - of cooperation between PPS and UCPTE. The calculations confirmed both possibility and purposefulness of the above systems connection. Neither overloads nor substantial systems deterioration of reliability factors have appeared in any of the considered variants.

Franciszek BUCHTA

Henryk KOCOT

UWZGLĘDNIENIE ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWEJ SIECI W MODULE NIECIĄGŁOŚCI ZASILANIA SYSTEMU KOMPUTEROWEGO ROZWÓJ

Streszczenie. System komputerowy ROZWÓJ jest narzędziem planowania rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV opracowanym na zlecenie Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA przez Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej przy współpracy wielu innych ośrodków naukowo-badawczych. System ten jest wdrożony tylko w Sekcji Rozwoju Oddziału Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice (PSE SA). W niniejszym artykule przedstawiono ostatnio wprowadzony do tego systemu moduł odciążania sieci spowodowanego jej niewystarczającą zdolnością przesyłową. Krótko opisano metodykę zrealizowaną w tym module oraz przedstawiono niektóre wyniki uzyskane za pomocą tego modułu w analizie rzeczywistych sieci.

GRID TRANSMISSION CAPACITY TAKING INTO CONSIDERATION IN THE SUPPLY NON-CONTINUITY MODULE OF THE ROZWÓJ COMPUTER SYSTEM

Summary. ROZWÓJ computer system is a tool for the development planning of the transmission and 110 kV grids. It has been developed under a contract with Polish Power Grid Company (PPGC) by Institute of the Power Systems and Control of the Silesian Technical University in co-operation with several other research centres. The system is implemented only in Development Section of the PPGC - Katowice Branch. The recently introduced into the system module of grid unloading - caused by non-sufficient transmission capacity - is presented in the paper. The methodology applied in the module is briefly described and some results achieved by the module during the analysis of the existing networks are shown.

1. WPROWADZENIE

System komputerowy ROZWÓJ jest narzędziem służącym do optymalizacji rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV. Został opracowany na zlecenie Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA przez Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów (IE iSU) Politechniki

Śląskiej przy współpracy wielu innych ośrodków naukowo-badawczych. System ten jest wdrożony w Sekcji Rozwoju Oddziału Eksploatacji Sieci Przesyłowej (OESP) Katowice. Za jego pomocą wykonano już wiele analiz optymalizacyjnych rozwoju rzeczywistych sieci [6, 7, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 19]. Wzrastające zainteresowanie PSE SA i spółek dystrybucyjnych wynikami analiz optymalizacyjnych łącznego rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV najlepiej świadczy o dużym znaczeniu praktycznym tego systemu.

Mimo że system ROZWÓJ jest już narzędziem szeroko wykorzystywanym w praktyce, prowadzone są dalsze prace nad jego udoskonalaniem. Złożoność analizy optymalizacyjnej rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV wywołuje bowiem potrzebę ciągłego rozwijania narzędzi w miarę zwiększających się możliwości informatycznych i ich dostępności oraz powstawania algorytmów bardziej efektywnych, dokładniejszych i lepiej odwzorowujących zjawiska elektroenergetyczne.

Ostatnie najważniejsze udoskonalenia systemu ROZWÓJ obejmują wprowadzenie następujących modułów:

- ekonomicznego rozdziału obciążenia (ERO) uwzględniającego zdolność przesyłową sieci,
- odciążania sieci wynikającego z niewystarczającej zdolności przesyłowej w stanach awaryjnych,
- analizy w strefach rocznej krzywej obciążenia,
- nieciągłości zasilania wynikającej z niewystarczającej zdolności przesyłowej sieci,
- wizualizacji wyników analizy na schemacie układu sieciowego.

Powyższe moduły zostały szczegółowo opisane w instrukcji użytkowania systemu ROZWÓJ [15] i krótko omówione w pracy [5]. W niniejszym artykule przedstawiono ogólnie metodykę i niektóre wyniki analizy nieciągłości zasilania, wykonanej za pomocą nowych modułów.

2. POSTAĆ FUNKCJI KRYTERIALNEJ W SYSTEMIE ROZWÓJ

Koncepcja metodyczna systemu ROZWÓJ została szczegółowo opisana w pracy [8] oraz ogólnie przedstawiona w publikacjach [1, 2, 3, 4, 5, 6], natomiast instrukcja użytkowania tego systemu obejmująca najnowsze zmiany - w pracy [13]. W tym miejscu wystarczające jest przypomnienie postaci funkcji kryterialnej.

Kryterium optymalizacji rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV, zrealizowane w systemie ROZWÓJ, wyraża się następującym wzorem:

$$K = \min \left\{ \sum_{t=1}^N [K_i(t) + K_e(t) + K_r(t) + K_{ERO}(t) + K_q(t) + K_l(t)] - W(N) \right\} \quad (1)$$

gdzie:

- K - koszt optymalnego rozwoju sieci (zdyskontowany na rok poprzedzający pierwszy rok analizy)
- $K_i(t)$ - koszt inwestycyjny obiektów przekazywanych do eksploatacji w roku t ,
- $K_e(t)$ - roczny koszt eksploatacyjny stały,
- $K_r(t)$ - roczny koszt eksploatacyjny zmienny,

- $K_{ERO}(t)$ - roczny koszt odejścia od ERO,
 $K_q(t)$ - roczny koszt nieciągłości zasilania,
 $K_l(t)$ - koszt wynikający z likwidacji obiektu w roku t ,
 $W(N)$ - wartość inwestycyjna obiektu w roku końcowym analizy,
 N - okres analizy,
 t - rok analizy.

Zadanie optymalizacyjne określone wzorem (1) polega na wyznaczeniu strategii rozwoju sieci, zapewniającej minimum kosztu rozwoju sieci w analizowanym okresie przy jednoczesnym spełnieniu postawionych ograniczeń technicznych. Przez strategię rozwoju sieci rozumiane są zmiany układu sieciowego w poszczególnych latach analizy. Ograniczenia techniczne obejmują:

- obciążalności długotrwałe i wytrzymałości zwarciove elementów sieciowych,
- dopuszczalne poziomy napięć w węzłach sieci przesyłowej i 110 kV,
- wymagany poziom pewności zasilania; reguła $n - 1$, wskaźniki nieciągłości zasilania,
- wymagany zapas stabilności lokalnej.

3. KONCEPCJA METODYCZNA WYZNACZANIA WSKAŹNIKÓW NIECIĄGŁOŚCI ZASILANIA

Dotychczas w systemie ROZWÓJ wskaźniki nieciągłości zasilania z poszczególnych węzłów sieciowych obejmowały tylko tzw. nieciągłość strukturalną. Oznaczało to, że wyznaczone wskaźniki charakteryzowały jedynie przypadki przzerwania dróg zasilania węzłów sieciowych i nie obejmowały przypadków ograniczania mocy odbiorów spowodowanego przekroczeniami obciążalności długotrwałej elementów sieciowych znajdujących się w ich drogach zasilania. Sposób wyznaczania wskaźników strukturalnej nieciągłości zasilania jest omówiony szczegółowo w pracy [8].

Obecnie, wskaźniki q nieciągłości zasilania wyznaczane są jako sumy dwóch składników, z których pierwszy określa nieciągłość strukturalną natomiast drugi uwzględnia wpływ ograniczonej zdolności przesyłowej elementów sieciowych. Wzór określający wskaźnik q_w nieciągłości zasilania węzła w ma następującą postać:

$$q_w = \frac{\lambda_w t_w}{T} + \frac{1}{E_w} \sum_{s=1}^s \sum_{j=1}^j Pog_{wq} \lambda_j \frac{T_j}{T} t_j, \quad (2)$$

gdzie:

- E_w - roczna energia pobierana z węzła w ,
 Pog_{wq} - ograniczenie mocy węzła w w strefie s spowodowane wyłączeniem elementu j ,
 λ_w - przeciętna roczna liczba wyłączeń węzła w ,
 t_w - przeciętny roczny czas wyłączeń węzła w ,

- λ_j - przeciętna roczna liczba wyłączeń elementu j ,
 t_j - przeciętny roczny czas wyłączenia elementu j ,
 T - roczny czas pracy układu sieciowego,
 T_S - czas trwania strefy s ,
 S - liczba stref,
 J - liczba wyłączanych elementów sieciowych.

Koszt $K_q(t)$ nieciągłości zasilania obliczany jest wtedy jako:

$$K_q(t) = d^{-t} k_a \sum_{w=1}^W q_w E_w, \quad (3)$$

gdzie k_a jest jednostkowym kosztem nieciągłości zasilania, natomiast d jest współczynnikiem dyskonta.

Moce Pog_{wj} uzyskuje się z rozwiązania:

$$\min_{Pog_{wj}(t)} \sum_{w=1}^W \frac{Pog_{wj}(t)}{1 - \left[\frac{\partial \Delta P_{js}(t)}{\partial P_{ws}(t)} - \frac{\partial \Delta P_s(t)}{\partial P_{ws}(t)} \right]}, \quad (4)$$

gdzie:

$\frac{\partial \Delta P_{js}(t)}{\partial P_{ws}(t)}$ - pochodna strat mocy czynnej w sieci po wyłączeniu elementu j względem mocy $P_{ws}(t)$ węzła w w strefie s ,

$\frac{\partial \Delta P_s(t)}{\partial P_{ws}(t)}$ - pochodna strat mocy czynnej w sieci bez wyłączeń względem mocy $P_{ws}(t)$ węzła w w strefie s ,

W - liczba węzłów odbiorczych.

Według powyższej zależności, ograniczenia mocy odbiorczych Pog_{wj} w stanach $n-1$ uzależnione są od różnic pochodnych strat mocy w sieci w stanie $n-1$ i w stanie normalnym. Wykorzystano w tej zależności istniejącą korelację parametrów elementów sieciowych i ich zdolności przesyłowej. Inaczej mówiąc, tam gdzie występują przeciążenia wynikające z wyłączenia elementu sieciowego, wystąpią również duże różnice strat sieciowych w porównaniu do stanu normalnego. Minimalizacja funkcji (4) uwzględniającej różnice pochodnych tych strat względem mocy odbiorczych $P_{ws}(t)$ umożliwia określenie ograniczeń mocy Pog_{wj} . Moduł realizujący tę funkcję nazwano modulem odciążania sieci.

Rozpływ mocy w zamkniętym układzie sieciowym jest uzależniony nie tylko od mocy odbiorczych, ale również od rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze. Ewentualne przeciążenia elementów sieciowych w stanach awaryjnych można zatem próbować usunąć lub ograniczyć przez zmianę rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze. Jeśli założyć, że w układzie normalnym jest realizowany ekonomiczny rozdział obciążenia, to staje się oczywiste, że zmiana tego rozdziału będzie prowadzić do zwiększenia kosztu wytwarzania energii. Zwiększenie tego kosztu przynosi jednak znacznie mniejsze straty ekonomiczne i społeczne niż ograniczenie lub wyłączenie mocy odbiorczych.

W systemie ROZWÓJ, w przypadku stwierdzenia przekroczenia obciążalności długotrwałej elementów sieciowych podejmowana jest w pierwszej kolejności próba wyeliminowania bądź ograniczenia przeciążeń przez zmianę rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze. Dokonuje się tego rozwiązując zadanie analogiczne do zadania (4), lecz obejmujące węzły wytwórcze. Zadanie to można wyrazić następującym wzorem:

$$\min_{P_{is}(t)} \sum_{i=1}^I \frac{P_{is}(t)k_i}{1 - \left[\frac{\partial \Delta P_{js}(t)}{\partial P_{is}(t)} - \frac{\partial \Delta P_{is}(t)}{\partial P_{is}(t)} \right]} \quad (5)$$

gdzie:

$P_{is}(t)$ - moc bloku i po wyłączeniu elementu j w strefie s ,

k_i - jednostkowy koszt produkcji energii w bloku i ,

$\frac{\partial \Delta P_{js}(t)}{\partial P_{is}(t)}$ - pochodna strat mocy czynnej w sieci po wyłączeniu elementu j względem mocy $P_{is}(t)$ bloku i w strefie s ,

$\frac{\partial \Delta P_{is}(t)}{\partial P_{is}(t)}$ - pochodna strat mocy czynnej w sieci bez wyłączeń względem mocy $P_{is}(t)$ bloku i w strefie s ,

I - liczba węzłów wytwórczych.

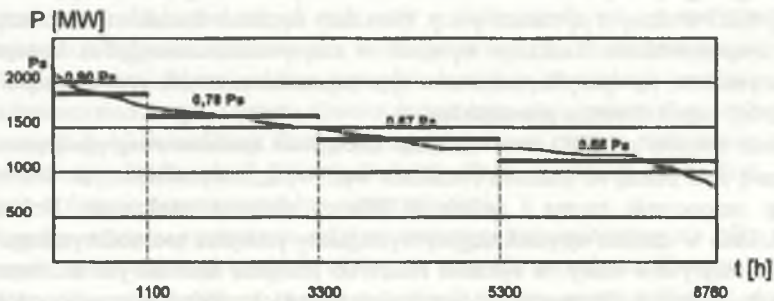
Moduł realizujący tę funkcję nazwano modulem zmiany rozdziału obciążenia (ZRO). Zwiększenie kosztu produkcji energii wynikające z odejścia od ERO jest wprowadzane do funkcji kryterialnej w postaci $K_{ERO}(t)$.

Jeśli zmiana rozdziału obciążenia nie wyeliminuje istniejących przeciążeń, następuje odciążanie sieci. Do funkcji kryterialnej wprowadzany jest wtedy koszt $K_q(t)$ uwzględniający ograniczenia mocy w węzłach odbiorczych i ewentualnie koszt $K_{ERO}(t)$, jeśli odejście od ERO zmniejszyło występujące przeciążenia. W tym miejscu należy podkreślić, że celem omówionego algorytmu jest ocena zdolności sieci do nieprzerwanego zasilania odbiorców oraz realizacji ERO w różnych jej stanach pracy. Nie należy się zatem doszukiwać tu rzeczywistych działań dyspozytorskich. Realizacja wyłączeń w rzeczywistości uwzględnia bowiem wiele innych czynników, np. specyfikę odbiorców i jest poprzedzona zwykle przełączeniami w sieci, które bardzo często eliminują przeciążenia.

Koszt odejścia od ERO oraz wskaźniki nieciągłości zasilania uwzględniające zdolność przesyłową sieci zależą od poziomu i rozkładu węzłowych mocy odbiorczych. Istotne zatem stają się: sezonowość roczna i zmienność dobową obciążeń węzłowych. Dokładne ich uwzględnienie w analizie optymalizacyjnej wymagałoby podejścia probabilistycznego do wyznaczania rozpyłów mocy. W systemie ROZWÓJ podejście takie nie jest stosowane z powodu braku znajomości krzywych dobowych obciążenia i ich rozkładów prawdopodobieństwa w okresie analizy (np. 20 lat) we wszystkich węzłach odbiorczych (do węzłów odbiorczych zaliczane są stacje 110/SN oraz stacje wielkich odbiorców podłączonych do sieci przesyłowej) oraz z powodu niedopuszczalnego praktycznie zwiększenia czasu realizacji obliczeń komputerowych. Wykorzystywana jest jednak znajomość obciążeń węzłowych określanych w tzw. dniach pomiarowych. Zwykle są to obciążenia z godz. 3⁰⁰, 11⁰⁰ i 20⁰⁰ w wybranych

dniach roboczych i świątecznych grudnia, marca, września i lipca. W spółkach dystrybucyjnych dni i godziny pomiarowe nie są przyjmowane jednakowo. Znajomość tych pomiarów z kilku lat wykorzystywana jest w systemie ROZWÓJ do podzielenia rocznej krzywej obciążenia na strefy czasowe. Algorytm postępowania jest następujący.

Na podstawie dostępnych pomiarów określone są charakterystyczne krzywe dobowe obciążenia we wszystkich węzłach odbiorczych w dniach roboczych i świątecznych poszczególnych sezonów roku. Tymi sezonami mogą być np.: zima, wiosna+jesień oraz lato. Następnie dla poszczególnych sezonów dokonywany jest podział węzłów odbiorczych na obszary sieciowe charakteryzujące się podobną zmiennością dobową obciążenia (z dokładnością przyjętych przedziałów obciążeń wprowadzanych jako dane wejściowe). Charakterystyczne krzywe dobowe obciążenia węzłów w poszczególnych obszarach sieciowych i sezonach roku są podstawą oszacowania rocznej uporządkowanej krzywej obciążenia na obszarze analizy. Krzywa ta jest następnie dzielona na zadaną przez użytkownika liczbę stref czasowych. Algorytm taki umożliwia, chociaż w sposób uproszczony i szacunkowy, uwzględnienie w analizie optymalizacyjnej zarówno sezonowości rocznej, jak i zmienności dobowej obciążenia. Dla potrzeb planowania rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV, wobec wielu innych danych przyjmowanych szacunkowo, uproszczenia te wydają się dopuszczalne. Jest to bowiem znaczący postęp w porównaniu do dotychczasowego sposobu prowadzenia analiz optymalizacyjnych rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV. Jak istotne jest wykonywanie analizy w strefach czasowych rocznej krzywej obciążenia systemu elektroenergetycznego, świadczą wyniki uzyskane w pracy [14], w której stwierdzono na podstawie danych pomiarowych, że szczyty obciążenia wielu linii międzyobszarowych nie pokrywają się ze szczytem obciążenia systemu elektroenergetycznego, a w wielu przypadkach szczyty te występują wręcz w dolinie obciążenia systemu elektroenergetycznego. Ograniczanie się do analizy jedynie w strefie szczytowej, najczęściej występującej w tego typu analizach optymalizacyjnych, mogło zatem prowadzić do błędnych wniosków. Należy dodać, że również za granicą analizy optymalizacyjne rozwoju sieci prowadzone są w strefach czasowych. Przykładem może być praca [10] wykonana przez Electricité de France.



Rys.1. Przykład podziału na strefy czasowe wykresu uporządkowanego mocy zapotrzebowanej w 1995 r. przez GZE SA

Fig. 1. An example of dividing for the time periods 1995 annual load duration curve of GZE SA

Przykład podziału rocznej uporządkowanej krzywej obciążenia dla obszaru Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego (GZE) SA, przyjęty na podstawie powyższego algorytmu w analizie [17,18] wykonywanej obecnie przez Sekcję Rozwoju OESP Katowice, pokazano na rys. 1. Podział ten przedstawiono na tle uporządkowanej krzywej obciążenia uzyskanej dla 1994 r. w pracy [14].

4. PRZYKŁAD DZIAŁANIA PROCEDURY ZRO I ODCIĄŻANIA SIECI

Działanie procedury ZRO i odciażania sieci przedstawiono na przykładzie analizy pięciu najgroźniejszych pojedynczych wyłączeń elementów sieciowych na terenie Oddziału Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice dla minionego szczytu obciążenia 1994/95. Najgroźniejsze wyłączenia to takie, po których następują największe przekroczenia obciążalności długotrwałej linii lub mocy znamionowej transformatorów. Wykaz tych przekroczeń przedstawiono w tabl. 1.

Tablica 1

Przekroczenia obciążalności długotrwałych linii i mocy znamionowych transformatorów po wyłączeniu pojedynczych elementów sieciowych

Element wyłączony	Element z przekroczeniem	Stopień przekroczenia [%]
E401	WRZ-A3	36
	ANI-A1	30
	S103	16
ANI-A1	WRZ-A3	33
3101	WRZ-A3	33
ROK-A1	BLA-A1	30
	KED-A1	25
WRZ-A3	ANI-A1	28

W tablicy 1 poszczególne elementy sieciowe oznaczają:

- ANI - A1 - autotransformator nr 1, 220/110 kV, 160 MVA w stacji ANIOŁÓW,
- WRZ - A3 - autotransformator nr 3, 220/110 kV, 160 MVA w stacji WRZOSOWA,
- E401 - linia 400 kV ROGOWIEC - TRĘBACZEW,
- 3101 - linia 220 kV ANIOŁÓW - JOACHIMÓW,
- S103 - linia 110 kV KAWODRZA - KŁOBUK.

Wyniki działania procedury ZRO i odciażania sieci dla pięciu analizowanych pojedynczych wyłączeń elementów sieciowych podano w tabl. 2. W pierwszym etapie likwidacji przekroczeń obciążalności długotrwałej, o czym była już mowa wcześniej, jest realizowana

procedura zmiany rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze. Wielkość Δk_E jest procentowym zwiększeniem kosztu produkcji energii elektrycznej wynikającym z takiej zmiany obciążenia w porównaniu do kosztu produkcji ponoszonym w pełnym układzie sieciowym (bez wyłączeń) z ekonomicznym rozdziałem obciążenia. Brak wartości liczbowej w kolumnie określającej to zwiększenie kosztu oznacza brak możliwości zmniejszenia istniejących przekroczeń obciążalności długotrwałych elementów sieciowych poprzez zmianę rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze. Brak kodów węzłów i ograniczeń mocy w przypadku wyłączenia autotransformatora w Rokitnicy oznacza natomiast, że wykonana zmiana rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze zlikwidowała istniejące przekroczenia obciążalności długotrwałej i ograniczenia mocy w węzłach odbiorczych stały się zbyteczne.

Wpływ uwzględnienia zdolności przesyłowej sieci na wartości wskaźników nieciągłości zasilania pokazano w tabl. 3. Wskaźnik λ_{opr} oznacza przeciętną roczną liczbę ograniczeń mocy, uwzględniającą także całkowite wyłączenia węzła. Wyłączenia takie powstają w wyniku przzerwania wszystkich dróg zasilania węzła (nieciągłość strukturalna) oraz w wyniku działania procedury odciążania sieci, jeśli ograniczenie mocy obejmuje całą moc pobieraną w węźle.

Tablica 2

Wyniki działania procedury ZRO i odciążania sieci

Element wyłączony	Δk_E [%]	Węzeł	Pog [MW]
E401	5,5	KAW113	50
		KOS113	20
		RUD113	10
ANI-A1	-	KAW113	60
		HCW113	30
		HCM113	10
		RUD113	10
3101	-	KAW113	60
		HCW113	30
		HCM113	10
		RUD113	10
ROK-A1	0,4	-	-
WRZ-A3	-	HCM113	30
		HCW113	30
		RED113	20
		SIK113	10

Uwaga: Δk_E oznacza procentowe zwiększenie kosztu produkcji energii elektrycznej wynikające z odejścia od ERO spowodowanego niewystarczającą zdolnością przesyłową sieci.

W tablicy 2 poszczególne kody węzłów oznaczają:

HCM113	- HUTA CZĘSTOCHOWA MIRÓW
HCW113	- HUTA CZĘSTOCHOWA WALCOWNIA
KAW113	- KAWODRZA
KOS113	- KOSTÓW
RED113	- RĘDZINY
RUD113	- RUDNIKI
SIK113	- SIKORSKIEGO

Tablica 3

Wskaźniki nieciągłości zasilania strukturalnej oraz uwzględniające zdolność przesyłową sieci

Węzeł	Nieciągłość strukturalna		Nieciągłość z uwzględnieniem zdolności przesyłowej	
	I [wył./rok]	$q \cdot 10^{-6}$	λ_{ogr} [ogr./rok]	$q \cdot 10^{-6}$
HCM113	0,047	4,96	0,141	74,7
HCW113	0,045	5,71	0,139	123,2
KAW113	0,124	8,37	0,231	148,7
RED113	0,035	4,16	0,073	66,2
RUD113	0,052	5,30	0,159	139,4
SIK113	0,041	5,56	0,079	28,1

5. ZAKOŃCZENIE

Uwzględnienie zdolności przesyłowej sieci w analizie nieciągłości zasilania wymagało opracowania algorytmów: zmiany rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze likwidującej bądź ograniczającej istniejące przekroczenia obciążalności długotrwałej elementów sieciowych, ograniczania mocy w węzłach odbiorczych eliminującego występujące jeszcze, po zmianie rozdziału obciążenia na węzły wytwórcze, przekroczenia obciążalności długotrwałej oraz podziału rocznej uporządkowanej krzywej obciążenia na strefy czasowe. Moduły realizujące powyższe algorytmy są użyteczne nie tylko w analizie nieciągłości zasilania.

Procedura ZRO wchodzi w skład modułu ERO uwzględniającego zdolność przesyłową sieci, wykorzystywanego do rozdziału na węzły wytwórcze zmieniającego się obciążenia w poszczególnych latach okresu analizy. Podział krzywej obciążenia na strefy czasowe jest wykorzystywany również do określania kosztu strat sieciowych (wartości strat energii i jednostkowego kosztu energii w poszczególnych strefach) bez posługiwania się, budzącym duże wątpliwości, czasem maksymalnych strat.

Istotność wprowadzonych powyższych udoskonaleń do systemu ROZWÓJ dla wyników optymalizacji strategii rozwoju sieci będzie możliwa do oceny dopiero po wykonaniu realizowanych obecnie prac [16, 17, 18, 19]. Wyniki przedstawione w niniejszym artykule świadczą już o tym, że ocena nieciągłości zasilania ograniczająca się jedynie do części strukturalnej nie może być uznana za wystarczającą. Należy podkreślić, że zaprezentowane wyniki zostały uzyskane dla istniejącego układu sieciowego, którego zdolność przesyłowa jest stosunkowo dobra. Podczas analizy efektywności ekonomicznej rozbudowy układu sieciowego w latach następnych, w których istniejąca zdolność przesyłowa będzie się wyczerpywać, ocena nieciągłości zasilania uwzględniająca zdolność przesyłową sieci będzie miała dużo większe znaczenie.

Wprowadzenie do systemu ROZWÓJ przedstawionych w niniejszym artykule modułów nie kończy prac w tym zakresie. Do zauważonych już problemów wymagających szybkiego rozwiązania można zaliczyć znaczące zwiększenie czasu obliczeń komputerowych mimo ograniczenia się do analizy tylko stanów $n-1$ w czterech strefach czasowych. Z problemów metodycznych można wymienić wykorzystywanie węzła bilansującego do zmiany wytwarzania mocy wynikającej z odciążania sieci, mogące prowadzić w niektórych przypadkach do zmniejszenia efektywności odciążania sieci. Znaczenie systemu komputerowego ROZWÓJ jako narzędzia planowania rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV jest coraz większe i to gwarantuje prowadzenie dalszych prac metodycznych i udoskonalających jego wartości użytkowe.

LITERATURA

1. Buchta F., Kocot H.: System mikrokomputerowy ROZWÓJ jako narzędzie planowania rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV. Materiały konferencji "Aktualne problemy w elektroenergetyce". Gliwice-Kozubnik 1993.
2. Buchta F., Kocot H.: Miejsce systemu komputerowego ROZWÓJ w planowaniu rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV. Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej, Elektryka z. 137, 1994.
3. Buchta F., Lubicki W.: Zakres prognozy zapotrzebowania mocy i energii elektrycznej dla potrzeb planowania rozwoju sieci przesyłowej i 110 kV. Materiały sympozjum "Prognozowanie w elektroenergetyce". Częstochowa 1994.
4. Buchta F., Lubicki W., Turczak R.: Racjonalizacja kosztu rozwoju sieci na przykładzie Zakładu Energetycznego Opole SA. Materiały konferencji "Rynek Energii Elektrycznej: Systemy Rozliczeń i Taryfy", Kazimierz Dolny 1995.
5. Buchta F., Lubicki W.: Ostatnio wprowadzone zmiany do systemu komputerowego ROZWÓJ. Materiały konferencji "Optymalizacja w elektroenergetyce" (OPE'95), Jachranka 1995.
6. Chodakowska S., Kołakowski T., Buchta F.: Analiza przewidywanego rozwoju sieci 110 kV na obszarze Zakładu Energetycznego Opole. Energetyka nr 11, 1992.
7. Praca zbiorowa: Analiza wyboru układu stacji 220/110 kV Blachownia (po awarii zaistniałej w dniu 20.09.1991r.). Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1991 (praca nie publikowana).

8. Praca zbiorowa: Koncepcja metodyczna programu mikrokomputerowego ROZWÓJ. Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Gliwice 1992 (praca nie publikowana).
9. Praca zbiorowa: Analiza techniczno - ekonomiczna wariantów rozwoju sieci 110 kV na wybranych obszarach Zakładu Energetycznego Opole. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1992 (praca nie publikowana).
10. Praca zbiorowa: Studium rozbudowy polskich sieci elektroenergetycznych. Raport końcowy. Electricite de France, lipiec 1993 (praca nie publikowana, dostępna w PSE SA Katowice).
11. Praca zbiorowa: Optymalizacja rozwoju sieci przesyłowej na terenie Oddziału Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice z uwzględnieniem sieci 110 kV. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1994 (praca nie publikowana).
12. Praca zbiorowa: Łączna optymalizacja rozwoju sieci przesyłowej na terenie Oddziału Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice i sieci 110 kV na terenie Zakładu Energetycznego Opole SA. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1994 (praca nie publikowana).
13. Praca zbiorowa: Instrukcja użytkownika systemu komputerowego ROZWÓJ wersja 4.0. Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Gliwice 1995 (praca nie publikowana).
14. Praca zbiorowa: Prognoza zapotrzebowania mocy i energii elektrycznej dla woj. katowickiego do 2020 r. Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Gliwice 1995 (praca nie publikowana).
15. Praca zbiorowa: Raport z analizy techniczno-ekonomicznej warunków zasilania nowych pieców Huty Częstochowa. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice sierpień 1995 (praca nie publikowana).
16. Praca zbiorowa: Raport z wyprowadzenia mocy z Elektrowni Jaworzno II. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1995 (praca w toku, nie publikowana).
17. Praca zbiorowa: Optymalizacja rozwoju sieci przesyłowej OESP Katowice w okolicy Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego SA. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1995 (praca w toku, praca nie publikowana).
18. Praca zbiorowa: Optymalizacja rozwoju sieci 110 kV Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego SA z uwzględnieniem sieci przesyłowej. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1995 (praca w toku, praca nie publikowana).
19. Praca zbiorowa: Optymalizacja rozwoju krajowej sieci przesyłowej jako podsystemu w docelowej sieci europejskiej. Oddział Eksploatacji Sieci Przesyłowej Katowice, Katowice 1996 (projekt zamawiany KBN - praca w toku).

Recenzent: Doc. dr inż. Stefan Sobieszczański

Wpłynęło do Redakcji dnia 15 czerwca 1995 r.

Abstract

Currently one of the main problems of the Polish Power Sector is to prepare and to conduct within a relatively short period a huge program of modernisation and investments. Irremissible condition for the realisation of that task is preparation and continuous updating of the integrated development programme.

Essential element of the programme is joint development planning of the transmission network (220 and 400 kV) and 110 kV network at the whole country scale. It ought to be noticed that in Poland 110 kV network operates as a closed one and parallel to the transmission network.

For some years under the contact with the Polish Power Grid Co. (PPGC), in the Institute of the Power Systems and Control of the Silesian Technical University in co-operation with several other research centres the works are being conducted connected with the creating the tool for joint development planning of the transmission and 110 kV grids - ROZWÓJ computer system. A methodological concept of the system is described in details in [8], in general it is presented in [1, 2, 3, 4, 5, 6] and operation manual of the system containing the newest changes is presented in [13].

An optimisation criterion realised in ROZWÓJ system is expressed by formula (1) in which:

- K - optimal grid development costs (discounted for the one year before first year of analysis),
- $K_i(t)$ - investment cost of objects commissioned in t year,
- $K_o(t)$ - operation fixed costs per year,
- $K_v(t)$ - operation variable costs per year.
- $K_{ERO}(t)$ - costs of abandoning of generation in power plant designated for the energy generation according to the economic load sharing,
- $K_n(t)$ - costs of the supply non-continuity per year,
- $K_d(t)$ - costs of the object dismantling in t year,
- $W(N)$ - investment value of the object in last year of the analysis,
- N - analysis period,
- t - year of analysis.

The optimisation task expressed by formula (1) is defined by the grid development strategy, which gives in analysed period minimum costs of grid development, meeting all given technical restrictions. Under the development strategy one understands changes in grid system in particular years of the analysis. Technical restriction comprises:

- durable load abilities and short-circuit strengths of grid elements,
- admissible voltage levels in nodes of the transmission and 110 kV grids,
- required level of the supply reliability; the $n - 1$ rule, indices of the supply non-continuity,
- required reserve of the local stability.

ROZWÓJ computer system currently is being implemented in Development Section of the PPGC - Katowice Branch. With its aid several optimisation analysis of the existing real networks have been conducted.

In the paper is briefly described the method, realised in recently introduced new modules - economic load sharing and grid unloading modules. A way of determining of the operation variable costs for particular zones of the year loading curve of the power system, as well as supply non-continuity indices taking into consideration the transmission capacity of the grid are presented.

Supply non-continuity indicies for the particular grid nodes are calculated as sums of two elements; the first one expresses structural non-continuity and the second one takes into consideration influence of the limited transmission capacity of grid elements. These indices are calculated with the aid of formula (2). Load limitations in node w within the zone s caused by outage of the element j are achieved from task (4) solution.

Procedure operation of the economic load sharing and grid unloading is presented in an example of the analysis of five most dangerous single outages of the grid elements in the operating region of the PPGC - Katowice Branch for the load peak 1994/1995. The most dangerous outages means the ones, after which the greatest exceedings of the line durable load or transformer rated load occur. List of these exceedings presents table 1.

In table 2 operation results of the economic load sharing and grid unloading procedure are presented whereas table 3 shows the influence of taking into consideration transmission capacity of the grid on the supply non-continuity indicies.

Witold KADUK

PROCES PROGRAMOWANIA ROZWOJU SEE - KRÓTKA CHARAKTERYSTYKA ORAZ PRZEGLĄD UŻYWANYCH NARZĘDZI

Streszczenie. Niniejszy artykuł pokrótce opisuje stan rynku narzędzi komputerowych wspomagających proces programowania rozwoju systemu elektroenergetycznego (SEE). Opis ten jest poprzedzony krótką charakterystyką specyfiki procesu i występujących w nim trudności. Główny nacisk położono na wskazanie różnic w przeznaczeniu i specyfice poszczególnych narzędzi (skupiając się na tych narzędziach, które nie są jeszcze szeroko znane w Polsce).

PLANNING IN POWER SYSTEM - SHORT CHARACTERISTIC AND SURVEY OF TOOLS

Summary. The aim of this article is to give a state-of-the-art survey of tools for planning purposes in energy sector. The specific background of the power system planning is shortly described. The most widely used programmes are mentioned only - main stress is laid on new developed or still unknown in Poland programmes. Emphasis is put also on some detailed differences and attributes especially interesting in the present set of tools. The place of the planning tools (optimization and simulation programmes) in computer systems is generally mentioned.

UŻYWANE SKRÓTY I PODSTAWOWE DEFINICJE

Krajowy system elektroenergetyczny - KSE

Programowanie rozwoju KSE - wyznaczanie za pomocą metod programowania matematycznego względnie optymalnej strategii rozwoju KSE w długim horyzoncie czasu. Wyniki programowania nie stanowią gotowego planu inwestycyjnego, pełnią jednak rolę strategicznych wskazówek dla instytucji odpowiedzialnych za kształtowanie polityki energetycznej państwa, jej realizację i kontrolę oraz dla wszystkich podmiotów na rynku energii.

Scenariusz - zbiór (zestaw) wartości tych parametrów procesu programowania rozwoju, których przyszły stan obarczony jest niepewnością, założony przy uwzględnieniu zmienności czynników zewnętrznych.

Strategia - zbiór opcji o strategicznym znaczeniu dla przyszłego rozwoju systemu będącego podmiotem procesu programowania rozwoju, traktowanych jako pewniki w rozpatrywanym przedziale czasu (np. "energetyka nuklearna nie będzie rozwijana w Polsce", "do roku 2020 należy ograniczyć emisję CO₂ o 25 %").

System informatyczny - zbiór procedur organizacyjnych, sprzętu komputerowego, infrastruktury sieciowej i telekomunikacyjnej wraz z ich oprogramowaniem oraz specjalizowanego oprogramowania, powiązanych wzajemnie i współdziałających w gromadzeniu, przesyłaniu i informacji dla osiągnięcia zamierzonych celów (np. wzrost efektywności procesu programowania rozwoju KSE mierzony skróceniem czasu wypracowywania prognozy).

Narzędzia optymalizacyjne - pozwalają określić minimum lub maksimum funkcji celu, przez co możliwe jest wskazanie zestawu optymalnych wartości zmiennych decyzyjnych dla określonego scenariusza i zbioru ograniczeń.

Narzędzia symulacyjne - na podstawie przyjętego modelu systemu symulują przyszły stan lub przyszłe zachowanie systemu dla założonych warunków jego rozwoju i zestawu ograniczeń; dla zadanego scenariusza i strategii określają wartości zmiennych.

1. KRÓTKA CHARAKTERYSTYKA PROCESU PROGRAMOWANIA ROZWOJU SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Zmienność warunków zewnętrznych (ekonomicznych, ekologicznych, politycznych i społecznych - szczególnie w fazie transformacji gospodarczej) i duży stopień niepewności prognoz czynią podjęcie optymalnych decyzji co do kierunków rozwoju SEE sprawą wyjątkowo trudną.

Proces programowania rozwoju SEE jest wieloetapowym, skomplikowanym procesem decyzyjnym, wymagającym uwzględniania dużej ilości informacji. Jest też procesem ciągłym, gdyż zmiany zapotrzebowania mocy w KSE mają charakter dynamiczny. Szczególnie w gospodarce rynkowej, przy ciągle zmieniającym się otoczeniu gospodarczo-ekonomicznym, występuje potrzeba cyklicznego ponawiania i aktualizowania prognoz oraz programu rozwoju SEE. Nie można też zapominać o szybkim postępie technicznym i ciągłym rozwoju nowych technologii w sektorze energetycznym, rozszerzającym paletę możliwości decydentów. W przypadku naszego kraju, będącego w trakcie transformacji systemowej, należy brać pod uwagę również trwający proces zmiany przepisów prawa i przyszłą integrację ze strukturami europejskimi.

Wielkość kapitału zaangażowanego w przedsięwzięcia rozwojowe w SEE, a także wieloletni wpływ przyjętych rozwiązań na całą gospodarkę narodową zmuszają do przeprowa-

dzania szczególnie wnikliwych analiz ekonomicznych i technicznych, ale również ekonomicznych, a nawet społecznych. Zmiany w SEE wpływają bowiem poprzez wielorakie czynniki na rozwój innych gałęzi gospodarki, a tym samym w mniej lub bardziej bezpośredni sposób na poziom i jakość życia ludności.

Proces programowania rozwoju SEE zawiera w sobie cechę nieokreśloności. Przy dość długim horyzoncie czasowym planowania (ok. 20-30 lat) znaczna część danych wejściowych pochodzi z długoterminowych prognoz i przewidywań, co powoduje obarczenie wyników sporą dozą niejednoznaczności. Oprócz niemożności jednoznacznego określenia przyszłego otoczenia SEE oraz jego warunków rozwoju i pracy czynnik niepewności jest dodatkowo zwiększany przez trudności z pełną identyfikacją przeszłych i obecnego stanu systemu. Ponadto model optymalizowanego systemu zazwyczaj jest tak skomplikowany, że wykonanie niezbędnych obliczeń jest możliwe jedynie pod warunkiem przyjęcia szeregu założeń upraszczających.

Proces zintegrowanego (tj. uwzględniającego opcje popytowe na równi z podażowymi) programowania rozwoju SEE posiada swoją specyfikę - konieczne jest uwzględnienie w nim kilku charakterystycznych cech systemu i przebiegających w nim procesów:

- ekonomiczny rozdział produkcji pomiędzy poszczególne elektrownie,
- proces modernizacji odtworzeniowych i ekologicznych,
- proces wycofywania jednostek z eksploatacji,
- możliwość wprowadzania w przyszłości nowych technologii wytwarzania energii,
- możliwość sterowania popytem (DSM),
- proces decentralizacji systemu,
- konieczność uwzględniania lokalnych ograniczeń ekologicznych,
- konieczność uwzględniania dyspozycyjności elektrowni, gospodarki remontowej,
- możliwość stosowania interwencyjnych zakupów energii z zewnątrz.

Każda z wymienionych cech stwarza możliwość wyboru jednej z kilku opcji, potęgując tym samym wielokrotnie złożoność zadania. Te komplikacje wynikające ze specyfiki SEE nakładają się na typową dla gospodarki rynkowej niepewność (szczególnie dużą w czasie transformacji gospodarczej). Dopiero po uwzględnieniu wszystkich czynników (łącznie z wymienionymi poniżej) można uzyskać obraz trudności stających przed osobami próbującymi wypracować strategię rozwoju SEE:

- zależność popytu na energię elektryczną od koniunktury gospodarczej w kraju i na świecie, poziomu cen itp.,
- długi czas trwania i bardzo duża kapitałochłonność procesów inwestycyjnych w podsektorze wytwórczym,
- zmienność cen paliw i konieczność uwzględniania ich dostępności w dłuższym okresie czasu,
- zmienność ekonomicznego otoczenia inwestycji - stopy procentowe, system podatkowy,
- nakładający się w czasie proces wypracowywania systemu taryf w energetyce.

Programowanie rozwoju KSE jest procesem ciągłym, rozłożonym na wiele lat. Ciągłe zmiany warunków na rynku energii i jego otoczeniu, możliwość praktycznej weryfikacji wcześniejszych wyników i podjętych na ich podstawie decyzji oraz pojawienie się nowych, nie uwzględnianych wcześniej opcji powodują, że co pewien czas (w praktyce co rok) należy ponowić obliczenia (tzw. *petla programistyczna*). W każdej kolejnej petli część danych wejściowych stanowią wyniki poprzedniego cyklu.

Na ostatnim etapie programowania rozwoju, czyli w trakcie procesu decyzyjnego, pojawia się problem wielokryterialności (*multicriterial decision under uncertainty*). Zbiór rozwiązań możliwych, spełniających założone wymagania przy wielu kryteriach podejmowanej decyzji (a z takim przypadkiem mamy prawie zawsze do czynienia) nie poddaje się automatycznej optymalizacji - chyba że decydent jest w stanie jednoznacznie uszeregować wszystkie kryteria według z góry założonej hierarchii ważności. Najczęściej jednak to przed decydem staje zadanie elastycznego określenia priorytetów i dokonania wyboru jednego z kilku "suboptymalnych" wariantów. Tego etapu nie można standardowo zaalgorytmizować, podstawowe znaczenie ma tutaj wiedza, doświadczenie i intuicja decydenta. Gdyby myśleć o próbie wprowadzenia komputerów do procesu decyzyjnego, bardziej odpowiednie wydają się być w tym przypadku techniki "sztucznej inteligencji" (*AI - Artificial Intelligence*), np. systemy ekspertowe - bazujące na odwzorowanej w pamięci komputera wiedzy ekspertów z danej dziedziny.

2. NARZĘDZIA KOMPUTEROWE W PROCESIE PROGRAMOWANIA ROZWOJU SEE - KRÓTKI PRZEGLĄD

Procesy prognozowania i programowania rozwoju systemu ze względu na stopień ich złożoności i komplikacji są wspomagane przez zastosowanie różnorodnych technik i narzędzi komputerowych, często ujętych w ramy specjalistycznego systemu informatycznego. Pomimo wykorzystywania od wielu już lat komputerowych programów (pakietów komputerowych) optymalizacyjnych i symulacyjnych (których najbardziej znanymi przykładami są: *WASP*, *EFOM*, *MARKAL*, *PC-VALORAGUA*, *IPM*) proces prognozowania lub planowania rozwoju złożonych systemów jest wciąż praco- i czasochłonny oraz wymaga sporego doświadczenia od osób tworzących dane, na podstawie których podejmowane są późniejsze decyzje. Nie należy spodziewać się jednak możliwości całkowitego zautomatyzowania procesu decyzyjnego przy wykorzystaniu komputera. Wymienione pakiety generują zestawy danych będących podstawą do podjęcia decyzji i im zadanie bardziej złożone, tym więcej zestawów takich danych i tym trudniej o dokonanie optymalnego wyboru.

Każdy z istniejących na rynku pakietów posiada określony zakres zastosowań - złożoność tematu powoduje, że nie istnieje narzędzie uniwersalne. Zależnie od specyfiki procesu planowania użyte powinno być to narzędzie, które w zadanym przypadku w najpełniejszy sposób realizuje oczekiwania użytkownika. Wynika stąd, że nie zawsze wystarczy posiadać jeden optymalizator (a co za tym idzie - wiedzę pozwalającą na jego wykorzystanie). Przykładowo, w pakiecie *WASP* nie ma możliwości uwzględnienia zasobników energii w strukturze SEE, natomiast *PC-VALORAGUA*, będący wersją rozwojową *WASP*, kosztem ograniczenia pewnych opcji rozszerza pakiet o możliwości wprowadzenia hydrotermalnych źródeł energii, elektrowni wodnych i szczytowo-pompowych. Z tego powodu *PC-VALORAGUA* jest szczególnie często wykorzystywany w regionach o dużym znaczeniu energii wodnej (podstawowe narzędzie w krajach Ameryki Południowej i Środkowej).

Częstokroć w ostatniej fazie procesu programowania rozwoju do porównywania wyników różnych scenariuszy obliczeń bądź do wykonywania pomocniczych obliczeń wykorzystuje się któryś z popularnych arkuszy kalkulacyjnych - *Microsoft Excel*, *Lotus 1-2-3* lub *Quatro Pro*.

Szczególnie wówczas, oprócz identyfikacji specyfiki procesu planowania, przed wyborem konkretnego narzędzia należy ocenić również obszerność zadania (w sensie ilości danych). Ograniczenia rozmiaru zadania dotyczą także specjalistycznych pakietów optymalizacyjnych, gdyż większość z nich posiada kilka wersji przeznaczonych na różne platformy sprzętowo-programowe (odmiany *UNIX-a*, *PC* itp.). Wersje te różnią się wymaganiami sprzętowymi z jednej strony, z drugiej zaś wydajnością i wielkością modeli, które mogą być poddawane optymalizacji (symulacji).

Waga decyzji podejmowanych na podstawie wyników pracy tych programów powoduje, że nastawienie użytkowników jest bardzo konserwatywne. Dopiero wielokrotnie sprawdzone i rozwijane przez lata narzędzia optymalizacyjne/symulacyjne zyskują sobie zaufanie i są wykorzystywane do rozwiązywania zadań o dużej wadze. Jeden z najpopularniejszych obecnie pakietów dla sektora energetycznego - *WASP* - powstał w 1965 roku, a jest jeszcze wciąż rozwijany. Te "zaszczyty historyczne" powodują, że można łatwo odnaleźć kilka charakterystycznych, wspólnych cech tych narzędzi:

- rdzeń pakietu, czyli moduł optymalizatora, najczęściej napisany jest w Fortranie - języku programowania mającym długą historię, dobrze nadającym się do skomplikowanych zastosowań numerycznych, a przy tym posiadającym kompilatory cieszące się opinią pewnych i niezawodnych (tworzących bezbłądny kod maszynowy),
- pakiety działają w trybie wsadowym, gdzie zarówno dane wejściowe, wyniki kolejnych iteracji, jak i dane wynikowe sformatowane są w postaci tablic-plików tekstowych, niezależnie od tego czy pakiet posiada własną bazę danych, czy też korzysta z zewnętrznej,
- moduł optymalizatora z biegiem lat obudowywany był różnymi warstwami komunikacyjnymi (*user's interface*) ułatwiającymi posługiwanie się pakietem.

Najnowsze pakiety programów wspomagających procesy planowania rozwoju sektora energetycznego (takie jak *SAFIRE*, *Environmental Manual*, *MESAP III*, czy *DECADES*) projektowane są z uwzględnieniem łatwości obsługi, właściwej organizacji procesu planowania oraz ułatwionego dostępu do danych (własne bazy danych, często wstępnie wypełnione bogatymi zestawami danych przez producenta). Jednak i w ich przypadku nie można mówić o ich uniwersalności, wręcz przeciwnie – w wielu z nich można zaobserwować tendencję do specjalizacji i zawężania obszaru zastosowań. *Environmental Manual* na przykład jest narzędziem raczej analitycznym niż optymalizacyjnym, tworzącym wariantowe prognozy wpływu rozwoju sektora energetycznego na środowisko naturalne (emisje zanieczyszczeń).

SAFIRE, opierający się na systemie baz danych *FoxPro* firmy *Microsoft Corp.*, jest ukierunkowany na badanie wprowadzenia do SEE (i gospodarki w ogólności) nowych i odnawialnych źródeł energii. *SAFIRE* projektowany był specjalnie dla państw – członków Unii Europejskiej. Jego dużą zaletą jest dostarczana wraz z pakietem olbrzymia baza danych zawierająca dane o systemach energetycznych wszystkich 15 państw członkowskich Unii. Operując zestawem wielkości wejściowych (prognoza zapotrzebowania na energię, struktura cen, dostępność zasobów energii pierwotnej, dane techniczne oraz techniczne i ekonomiczne potencjały danego rynku) przy użyciu *SAFIRE* można w prosty sposób stworzyć (w horyzoncie czasowym od roku 1990 do roku 2020) prognozę wpływu zastosowania nowych technologii w energetyce na takie parametry gospodarcze, jak:

- zmiany nasycenia rynku,
- wpływ nowych technologii na rynek pracy,
- zmiany wielkości szkodliwych emisji,
- niezmiennie wydatki budżetowe/rządowe,
- dodatkowe koszty.

Jednak mimo wszystkich zalet, takich jak względna prostota obsługi, silniejsza kontrola nad przebiegiem procesu i dobrze zorganizowane bazy danych, musi minąć jeszcze pewien czas, zanim te narzędzia osiągną stadium dojrzałości i zaufanie użytkowników.

Znaczącą rolę w kraju zaczyna odgrywać sprawdzony pakiet symulacyjny *IPM* amerykańskiej firmy *ICF Resources Inc.*, wybrany przez Dyрекcję Programowania Rozwoju PSE SA. Stanowić on będzie centralne narzędzie realizujące obliczenia w ramach tzw. *zintegrowanego programowania rozwoju*. Pakiet *IPM* należy do grupy pakietów wyspecjalizowanych – jest stworzony z myślą o optymalizacji strategii rozwoju źródeł i pozwala na bardzo szczegółową reprezentację systemu oraz uwzględnienie szeregu ograniczeń rozwojowych. Jego dużą zaletą jest możliwość reprezentowania zasobników energii w strukturze SEE – istnieje możliwość uwzględniania pracy np. elektrowni szczytowo-pompowych. Danymi wejściowymi do programu *IPM* są:

- prognozy zapotrzebowania na energię dla kolejnych lat obliczeniowych (w formie uporządkowanych wykresów obciążeń),

- prognozy cen paliw oraz zewnętrznych cen zakupu i sprzedaży energii,
- wskaźniki techniczno-ekonomiczne istniejącej i projektowanej bazy wytwórczej wraz z planami modernizacji i odstawień poszczególnych jednostek,
- charakterystyki opcji popytowych (DSM),
- dane o źródłach nie podlegających regulacjom ekonomicznego rozdziału obciążeń,
- ograniczenia ruchowe (techniczne) i ograniczenia ekologiczne.

Bazując na zestawie powyższych danych za pomocą pakietu *IPM* można przeprowadzić dla założonego horyzontu czasowego (do 70 lat) szczegółową analizę dynamiki rozwoju systemu z uwzględnieniem aspektów technicznych, ekonomicznych i ekologicznych. Uwzględniając w matematycznym modelu SEE szczegółową strukturę systemu (różne typy elektrowni, elektrociepłowni, różne paliwa itp.) i różnorodne ograniczenia (np. ruchowe czy ograniczenia w przepływie mocy pomiędzy regionami) pakiet *IPM* generuje szereg zestawień opisujących optymalny stan SEE dla każdego roku analizy. Analiza ta, dokonywana z podziałem na podsystemy: wytwórczy, przesyłowy i dystrybucyjny, może być uzupełniana:

- symulacją ekonomicznego rozdziału obciążeń pomiędzy wszystkie źródła wytwórcze,
- opisem specyfiki rozwoju regionalnego systemu,
- propozycją optymalnego podziału nakładów inwestycyjnych pomiędzy stronę podażową i popytową,
- analizami opłacalności handlu pozwoleniami na emisję.

3. KIERUNKI DALSZYCH BADAŃ

Wszystkie opisane wyżej narzędzia należy traktować jako elementy większego systemu informatycznego wspomagającego podejmowanie strategicznych decyzji. Ze względu na swą specjalizację, pakiety optymalizacyjny i symulacyjny może stanowić jedynie fragment zintegrowanego systemu planowania rozwoju SEE. Każdy z nich korzysta bowiem z wielu prognoz i danych pochodzących z różnych źródeł, w tym będących wynikiem działań innych programów. Również rezultaty pracy samego optymalizatora często wymagają dodatkowego przetworzenia przed zaprezentowaniem ich decydom jako przesłanek do podejmowania decyzji.

System komputerowy wspomagający proces programowania rozwoju KSE (specjalizowany system informatyczny) powinien przede wszystkim integrować różnorodne metody i programy stosowane w fazie gromadzenia danych wejściowych i tworzenia danych wynikowych, na podstawie których podejmowane są decyzje. Integrację tę może zapewnić zastosowanie jednolitego podsystemu baz danych, pozwalającego gromadzić dane i umożliwiającącego ich wykorzystywanie przez wszystkich użytkowników procesu decyzyjnego we wszystkich fazach oraz spełniającego funkcje archiwum dla kolejnych prognoz i ich danych

wejściowych. Z drugiej zaś strony ten podsystem powinien wymuszać właściwą organizację całego procesu (od gromadzenia danych wejściowych, aż po podejmowanie strategicznych decyzji) i udostępniać narzędzia ułatwiające podjęcie optymalnej decyzji przez inteligentne zarządzanie danymi, zwłaszcza na ostatnim etapie procesu decyzyjnego.

LITERATURA

1. Janiczek R.: Założenia metodyczne Zintegrowanego Programu Rozwoju (ZPR-2) źródeł energii elektrycznej do 2020 r. Dyrekcja Programowania Rozwoju PSE SA, Warszawa 1995.
2. Ottendörfer W., Gutenberger J.: Optimierung in der Energie-versorgung: Optimale Leistungsaufteilung bei Sparkerkraftwerken im praktischen Einsatz". VDI Verlag GmbH, Düsseldorf 1994, ss. 31-44.
3. Daellenbach H. G., George A. J.: Introduction to Operation Research techniques. Allyn and Bacon Inc., Boston 1978.
4. Gill P. E., Murray W., Saunders M., Wright M. H.: Recent developments in constrained optimization. Journal of Computational and Applied Mathematics 22 (1988), Elsevier Science Publishers B. V. (North Holland), 1988.
5. Hirshfeld D. S.: Some Thoughts on Math Programming Practice in the '90s. The Institute of Management Sciences, Washington 1990.
6. Praca zbiorowa: Programy IPM/EUFM - Sprawozdanie z wdrażania w I półroczu 1995 r. Dyrekcja Programowania Rozwoju PSE SA, Warszawa 1995.
7. Beale E. M. L.: Introduction to Optimization. John Wiley & Sons Ltd., New York 1988.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Roman Janiczek

Wpłynęło do Redakcji dnia 15 grudnia 1995 r.

Abstract

Energy planning (planning in power systems) is a continuous process of a complete, rational and solid basis development for investment decisions making. Numerous uncertain information and assumptions appear in this process, such as further development of a country or region, energy prices, forecast of energy demand and many more. For this reason planning couldn't be seen just as a prediction of future and as a once happening action. It becomes a dynamic iterative process.

The complexity of energy planning requires a huge quantity of data processing. This "natural" difficulty is multiplied by impact of the uncertainty factor, and the more with regard of multiple criteria in decision-making process.

Because of many complex interactions between energy, economy, social policy and environment planning of the power systems should be integrated. It means that a planning process is multi-disciplinary and it should consider:

- the analysis of demand and supply,
- all economic sectors and policy recommendations,
- the potential of all available, different fuels,
- feasibility of new technologies,
- interdependencies between regions,
- environmental impacts.

In addition planning in power systems has a few different, specific aspects:

- optimal share energy demand on all sources on all energy sources in the power system,
- withdrawals of the old generation sources,
- modernization process,
- possibility of demand side management,
- renovation plan and its influence of disposability of sources,
- local environmental restrictions,
- possibility of energy buying from external sources.

These many aspects of the problem make it necessary to involve a number of disciplines into decision-making process. All of those make it difficult to find a simple, synonymous and optimal solution. Objective for computer aided systems (in field of energy planning) are to assist the decision maker to find a possibly best solution of a complex problem. The most widespread energy models and related optimization or simulation programmes are *IPM*, *WASP*, *EFOM*, *MARKAL*. They were developed over a long time and represent highest state of knowledge about modeling and optimization. On the other hand they have restricted handling and some of methodological improvements as multi-objective optimization, fuzzy set mathematics or stochastic programming cannot be integrated into existing models.

Many of them have limited or specialized versions, e.g. *PC-VALORAGUA* is a version of *WASP* specially developed for countries with a large share of energy from the water sources. Since last two years the significant and still growing part in Poland plays *IPM*, chosen as a main simulation tool in the Polish Power Grid Co.

Follow to the changing approaches and aspects of the problem a new generation of planning tools (computer models, simulating and optimizing tools) is being developed. The future generations of the planning tools are modular, complex systems rather than one single programme. They incorporate the sophisticated algorithm of the models (earlier developed

in most cases) and add to them a powerful data management system and a user's interface. Their goal is not only to do analysis or simulation of the model but also decision support provided by enhancement components. The few examples of the new approach are systems like *SAFIRE*, *Environmental Manual*, *MESAP III* or *DECADES*. They are very promising, but the use of these is still in introductory or even "under-construction" phase yet.