

ENERGETYKA

ORGAN MINISTERSTWA ENERGETYKI
PISMO POŚWIĘCONE ZAGADNIENIOM ENERGETYKI

ROK IX

WRZESIEŃ-PAŹDZIERNIK 1955

ZESZYT 5

Pomoc energetyków radzieckich dla energetyków polskich

Braterska pomoc Związku Radzieckiego dla energetyki polskiej zapoczątkowana została przy odbudowie zniszczonej Elektrowni Warszawskiej. W tym samym czasie, kiedy żołnierz Odrodzonego Wojska Polskiego przy boku zwycięskiej Armii Radzieckiej szedł na zachód, niosąc narodowi polskiemu upragnioną wolność, radziecki inżynier energetyk ob. Ławronienko w mundurze pułkownika wraz z grupą radzieckich i polskich specjalistów kierował pracą robotników w Elektrowni Warszawskiej przy uruchomieniu zniszczonych przez wycofującego się okupanta urządzeń tej elektrowni.

Doświadczenie i ofiarna praca towarzyszy radzieckich oraz zapał robotników oswobodzonej Warszawy sprawiły, że pomimo zniszczeń, których naprawa zdawałoby się wymagała długich miesięcy lub nawet lat — elektrownia już na wiosnę 1945 r. dostarczała energii elektrycznej odradzającej się do nowego życia Stolicy.

W ślad za Elektrownią Warszawską odbudowywane były zniszczone urządzenia w innych elektrowniach i sieciach rozdzielczych.

Zapoczątkowana jeszcze w czasie działań wojennych odbudowa elektrowni i sieci kontynuowana była w okresie planu 3-letniego. Dzięki twórczej inicjatywie szerokiego rzesz pracowników energetyki uruchomiono istniejące rezerwy mocy i maksymalnie wykorzystano moc urządzeń do pokrycia rosnącego zapotrzebowania energii elektrycznej w kraju.

W stosunku do wzrastających potrzeb w okresie wojennym nieliczne były kadry doświadczonych inżynierów, techników i kwalifikowanego personelu obsługującego w elektrowniach. Remonty, zaniedbane w latach okupacji, brak rezerw i środków do szybkiego nadrobienia tego wieloletniego zaniedbania wywołały dużą awaryjność urządzeń. Niedostateczny poziom eksploatacji elektrowni powodował nadmiernie duże zużycie węgla na produkcję energii elektrycznej.

Jakkolwiek dzięki wielkiemu wysiłkowi zbudowano linię 220 kV Śląsk — Łódź i powiązano wiele dotychczas pracujących na wydzieloną sieć elektrowni, przez kilka lat nie było u nas systemu energetycznego, zapewniającego racjonalną gospodarkę energetyczną i ciągłą dostawę energii elektrycznej dla potrzeb ludności i przemysłu.

U progu planu 6-letniego, planu budowy podstaw socjalizmu stanęło przed energetyką polską wielkie zadanie — stworzenie systemu energetycznego, zabezpieczającego rozwój gospodarki socjalistycznej.

Dla energetyków polskich, którzy w warunkach gospodarki socjalistycznej, pracując w elektrowniach zasilających wydzielone sieci, nie mieli możliwości nabrania doświadczenia w projektowaniu systemów energetycznych, realizacja tego zadania groziła podjęciem wielu błędnych decyzji. Decyzje takie nie tylko drogo kosztowałyby gospodarkę narodową, lecz również przez długie lata stałyby się przeszkodą w dalszym racjonalnym rozwoju energetyki. Dlatego w opracowaniu 6-letniego planu budownictwa energetycznego nieoceniona była pomoc energetyków radzieckich, mających za sobą — poczynając od Wielkiego Leninowskiego Planu Elektryfikacji Rosji — trzydziestoletnie doświadczenie rozwoju przodującej obecnie energetyki Kraju Rad.

Prośba o udzielenie pomocy przy opracowaniu planu 6-letniego naszej energetyki spotkała się z pełnym zrozumieniem Rządu ZSRR. Ministerstwo Elektrowni ZSRR wydelegowało do nas grupę wybitnych specjalistów w zakresie planowania, projektowania i eksploatacji systemów energetycznych. Ten sam pułkownik Ławronienko, który w 1945 roku kierował odbudową Elektrowni Warszawskiej, w 5 lat później stanął na czele grupy specjalistów pomagających nam w opracowaniu właściwego planu rozwoju socjalistycznej energetyki naszego kraju.

Dla naszych planistów nieoceniona była pomoc i nauka M. Z. Kikinej, naczelnika oddziału planowania Ministerstwa Elektrowni ZSRR oraz T. P. Łukianowa, specjalisty z Państwowej Inspekcji Energetycznej, którzy zaznajomili nas z radziecką metodą sporządzania wieloletnich bilansów mocy i energii.

Dzisiaj można ocenić trafność ich przewidywań, gdyż zaplanowane przez nich zużycie energii elektrycznej na rok 1955 zgadza się z dokładnością do ułamka procentu z faktycznym wykonaniem. Dzięki tow. Zykowowi — specjalście w projektowaniu elektrowni i elektrociepłowni — potrafiliśmy właściwie zlokalizować wiele dużych obiektów, ustalić najlepsze parametry i wielkość jednostek dla projektowanych obiektów. Tow. Zykow nauczył naszych projektantów rozwiązywać wiele trudnych i nowych dla nas zagadnień z dziedziny projektowania elektrowni i elektrociepłowni.

Doświadczony kierownik Dyspozycji Mocy Okręgu Leningradzkiego tow. Darmanczew — po dokładnej analizie organizacji i metod pracy młodych jeszcze u nas okręgowych komórek rozrzędu mocy — opracował wytyczne, dzięki którym od razu podniósł się

poziom pracy dyspozycji mocy, a jej nowa forma organizacyjna zapewni dzisiaj właściwe kierowanie pracą systemu.

Znaczne obniżenie jednostkowego zużycia węgla, jakie nastąpiło w 1951 r. zawdzięczać należy przede wszystkim pogłębieniu zasad ekonomicznego rozdziału obciążeń, przeniesionych na nasz teren przez tow. Darmanczewa.

Ekonomiczny rozdział obciążeń jest stale pogłębiany przez służby programów naszych okręgowych dyspozycji mocy i Państwowy Zarząd Dyspozycji Mocy, a także analizowanie metod ekonomicznego rozdziału obciążeń w oparciu o doświadczenia energetyki radzieckiej w tej dziedzinie i realizowanie najbardziej ekonomicznego rozdziału obciążeń pozwoli na jeszcze większe zmniejszenie średniego jednostkowego zużycia węgla.

Dla pracowników naszych biur projektowych konsultacje z projektantami radzieckimi, opracowywanymi projekty nowych naszych elektrowni były w wielu wypadkach nauką w rozwiązywaniu trudnych problemów z dziedziny projektowania elektrowni i sieci.

Tow. Grygorianc był głównym projektantem elektrowni Jaworzno II, Żerań, Skawina i Tarnów. Projekty opracowane pod jego kierownictwem posłużyły nie tylko do budowy wymienionych obiektów, lecz stały się wzorami, na których kształciły i kształcą się liczne kadry polskich projektantów. Wzorując się na dostarczonym z ZSRR projekcie elektrowni Jaworzno II, który był pierwszym kompletnym projektem elektrowni u nas w kraju — „Energoprojekt“ określił fazy, wartość i formę projektu elektrowni.

Tow. inż. Grygorianc zarówno podczas wizytacji budów w kraju jak też i konsultacji naszych projektantów przekazywał zawsze swoje doświadczenie naszym projektantom i budowniczym, czym w wysokim stopniu przyczynił się do podniesienia poziomu krajowych opracowań projektów elektrowni i ciepłowni.

Tow. Sołodowowi zawdzięczamy rozwiązanie skomplikowanego zagadnienia zapewnienia właściwych warunków obiegu wody chłodzącej dla budowanej obecnie wielkiej elektrowni w Skawinie oraz trafne rozwiązania zagadnień wodnych elektrowni Jaworzno II, Żerań i Tarnów.

Dużą pomoc naszym projektantom w rozwiązywaniu wielu nieopanowanych dostatecznie problemów w rozbudowie linii i stacji najwyższych napięć i opracowaniu właściwych koncepcji zasilania dużych miast oraz zakładów przemysłowych okazał ekspert radziecki tow. Zeligier.

Realizacja zadań planu 6-letniego na odcinku budownictwa elektrowni nie dałaby się pomyśleć bez dostaw radzieckich urządzeń. Związek Radziecki dostarczył nam dokumentację techniczną oraz pełne urządzenia dla elektrowni Jaworzno II, Żerań, Huty im. Lenina i Dychów. Budowa tych elektrowni odbywa się pod kierunkiem doświadczonych specjalistów radzieckich. Pomoc Związku Radzieckiego nie ogranicza się jednak do dostarczania urządzeń i ich zainstalowania. Towarzysze radzieccy dzielą się z polskimi specjalistami swymi doświadczeniami i wiadomościami, zapoznają przyszły personel obsługujący z konstrukcją i działaniem mechanizmów, szkoląc go w czasie montażu. Dzięki wytrwałej pracy instruktazowej grupy specjali-

stów pod kierownictwem tow. Szemiota i Archipowa w Elektrowni Jaworzno II i w Elektrowni Huty im. Lenina wykształciły się nowe kadry zarówno budowniczych i montażowców, jak i eksploataatorów urządzeń.

Nasi budowniczowie elektrowni nauczyli się nowych postępowych metod budownictwa energetycznego, np. blokowego systemu montażu kotłów i rurociągów, które pozwalają na znaczne skrócenie czasu montażu w stosunku do dawniej stosowanych metod. Chcąc sprostać zadaniom stojącym przed budownictwem energetycznym w planie 5-letnim należy stale korzystać z nieustannie rozwijających się w ZSRR nowatorskich metod organizacyjnych i technicznych budownictwa i montażu, które pozwalają obecnie na montaż kotła w ciągu 70 dni i na całkowity montaż z oddaniem do eksploatacji turbozespołu o mocy 100 MW w ciągu 100 dni.

Możliwość skorzystania z przyjacielskiej pomocy Związku Radzieckiego stwarza przed nami perspektywę szybkiego rozwoju budownictwa elektrowni wodnych. Celem wyzyskania naszych rzek, w ciągu ubiegłych 10 lat odbudowano i uruchomiono w pierwszym okresie zniszczone elektrownie wodne, potem przy pomocy Związku Radzieckiego wyposażono i uruchomiono zakład wodno-pompowy w Dychowie oraz wybudowano nowe, stosunkowo małe elektrownie w Smukale, Czchowie i Porąbce. Produkcja elektrowni wodnych nie przekracza obecnie 4% całości produkowanej w kraju energii elektrycznej, co świadczy o niskim poziomie naszej gospodarki wodnej. Wykorzystujemy zaledwie 6% potencjału energii naszych rzek. Musimy zatem odrobić nasze zacofanie w budownictwie wodnym i w budowie dużych (o mocy kilkudziesięciu MW) elektrowni przepływowych na Wiśle, dużych elektrowni zbiornikowych na Dunajcu i na Sanie, elektrowni na Bugu, Brdzie i Odrze.

Realizacja tych zadań wymaga rozwiązania wielu problemów, przeprowadzenia studiów i badań, opracowania projektów budowli hydroenergetycznych, nowoczesnych maszyn budowlanych, turbozespołów i wyposażenia elektrowni oraz — co jest bardzo ważne — doświadczenia w dziedzinie budownictwa wodnego. Nasze kadry projektantów i budowniczych nie mają jeszcze doświadczenia niezbędnego do budowy wielkich elektrowni wodnych, a nasz przemysł krajowy nie produkuje ani nowoczesnych maszyn budowlanych, ani turbin wodnych. Mamy jednak zapewnioną pomoc Związku Radzieckiego, zarówno w dostarczeniu nam kompletnej dokumentacji i urządzeń, jak i stałej pomocy technicznej specjalistów radzieckich dla naszych biur projektowych. W ciągu ostatnich lat zespoły inżynierów radzieckich przeprowadziły w naszym kraju wiele ekspertyz w dziedzinie hydroenergetyki. Dzięki konsultacjom z projektantami radzieckimi oraz wyjazdom naszych projektantów i budowniczych do ZSRR, gdzie otrzymują oni wszechstronną pomoc specjalistów radzieckich, rosną i krepną nasze kadry potrzebne do realizacji wielkiego budownictwa wodnego w Polsce.

Doświadczeniom i radom radzieckim zawdzięczamy zapoczątkowanie rozwoju ciepłownictwa w naszym kraju. Pod kierunkiem tow. Pimienowa, eksperta radzieckiego do spraw ciepłownictwa opracowane zostały

konceptje uciepłownienia wielu miast, a w szczególności Warszawy, Łodzi i Bielska. Przy jego czynnej pomocy zostały opracowane projekty sieci ciepłych m. Warszawy.

Realizacja ciepłownictwa poszła dwoma drogami: przez dostosowanie urządzeń starych elektrowni do pracy ciepłowniczej oraz przez budowę nowych elektrociepłowni. W Elektrowni Warszawskiej przez znaczną przeróbkę przystosowano dwie stare turbiny do oddawania pary grzejnej i dzięki temu wcześniej uruchomiono w stolicy ciepłownictwo. Ten pierwszy krok pozwolił na uzyskanie cennych doświadczeń nie tylko w zakresie pracy elektrociepłowni, ale i w projektowaniu, w budowie i eksploatacji sieci ciepłych. W 1954 r. ułożono w Warszawie około 22 km rurociągów sieci ciepłowniczej do ogrzewania 6200 tys. m³ budynków. Zasilono w energię ciepłą Pałac Kultury i Nauki im. J. Stalina, MDM oraz wiele domów w śródmieściu Warszawy. W tym samym roku uruchomiono pierwszy kocioł i turbozespół w elektrociepłowni Żerań — w obiekcie projektowanym w ZSRR i wyposażonym w maszyny i urządzenia wyprodukowane przez ZSRR. Co kilka miesięcy uruchamiane są na Żeraniu dalsze kotły i turbozespoły, tej pierwszej dużej elektrociepłowni. W poszukiwaniu oszczędności węgla i w dążeniu do podniesienia kultury technicznej rozpoczęto budowę elektrociepłowni w największych ośrodkach naszego przemysłu tekstylnego, tj. w Łodzi i Bielsku. Elektrociepłownie te będą dostarczać parę do celów technologicznych dla przemysłu i wody grzejnej do ogrzewania miast.

Oszczędność paliwa jest co prawda głównym celem, ale ciepłownictwo przyczynia się również do zmniejszenia zadyminienia miast oraz do wykorzystania miejsca w starych kotłowniach ciasno zabudowanych fabryk.

Centralizacja produkcji ciepła umożliwia przesunięcie wielu ludzi zatrudnionych dotychczas w małych kotłowniach do innych prac produkcyjnych. Osiągana przez elektrociepłownictwo oszczędność paliwa wyraża się nie tylko w ilości zaoszczędzonego paliwa, lecz — co ważniejsze może z punktu gospodarki narodowej — że w nowoczesnych dużych urządzeniach wykorzystuje się najgorsze sortymenty węgla i zwalnia węgiel gatunkowy na inne potrzeby przemysłu oraz na eksport.

Opanowanie w ciągu dosłownie kilku lat produkcji ciepła w elektrociepłowniach i przy jego rozdzielaniu było możliwe zarówno dzięki radzieckim ekspertyzom i konsultacjom przy wykonywaniu projektów, jak i dostawie maszyn i urządzeń oraz pomocy przy ich montażu. Równolegle z pomocą przy opracowaniu planu 6-letniego grupa radzieckich energetyków pod kierownictwem głównego inspektora eksploatacji tow. Ławrenienko dopomogła nam przy doraźnej poprawie zafowanej eksploatacji naszych elektrowni i sieci. W ciągu kilku miesięcy towarzysze ci szczegółowo analizowali pracę urządzeń prądotwórczych w wielu elektrowniach, dzieląc się szczerze swymi doświadczeniami, udzielając nam cennych rad i wskazówek, które pozwoliły na poprawę eksploatacji, stałe polepszenie wskaźników techniczno-ekonomicznych i zwiększenie pewności ruchu urządzeń. Dziś, gdy po upływie 5 lat od pierwszej ekspertyzy radzieckiej zalecenia jej są ciągle aktualne, należy stwierdzić, że na niektórych odcinkach eksploatacji

zdarzają się jednak wypadki zaniedbywania cennych wskazówek ekspertów radzieckich, co przyczynia się do wielu niedociągnięć eksploatacyjnych i hamuje postęp na drodze poprawy wskaźników. Dlatego nasz kierowniczy personel eksploatacyjny powinien jak najczęściej korzystać z zaleceń ekspertów. Studiowanie ekspertyzy depomoże mu dostrzec i usunąć wymykające się niekiedy z pola widzenia ruchowca niedociągnięcia w eksploatacji elektrowni.

Opierając się na doświadczeniach radzieckich mamy duże możliwości podniesienia poziomu eksploatacji starych elektrowni przez stosowanie modernizacji urządzeń.

Cenne wskazówki tow. Iliuchina odnośnie możliwości modernizacji kotłów w Elektrowni Warszawskiej przyczyniły się decydująco do osiągnięć, jakimi poszczycić się może jej załoga w zakresie podniesienia sprawności i wydajności kotłów. Za wzór przekształcenia przestarzałej elektrowni w elektrownię o korzystnych wskaźnikach techniczno-ekonomicznych powinna nam służyć Elektrownia Kaszyrska. Rozporządza ona stosunkowo starymi urządzeniami o takich średnich parametrach, jakie spotkać można w wielu naszych elektrowniach, a jednak jej załoga potrafiła obniżyć jednostkowe zużycie węgla umownego, które w roku 1940 wynosiło 0,523 kg/kWh, do 0,494 kg kWh w 1951 r. (nie spotykanego u nas dla tego typu elektrowni wskaźnika) a w 1952 r. — do 0,483 kg/kWh. W maju bieżącego roku grupa naszych inżynierów w czasie zwiedzania tej elektrowni mogła przekonać się, że zużycie węgla wynosi obecnie już 0,463 kg/kWh, a więc osiągnięto wskaźnik, jakim nie może się dotychczas pochwalić żadna z naszych elektrowni.

Kolektyw Elektrowni Kaszyrskiej dla osiągnięcia takich wyników zastosował wiele usprawnień pracujących urządzeń. np. zainstalował podgrzewacze wody, usprawnił konstrukcję cyklonów pyłowych suszarek, zastosował tzw. skrubery do odpylania spalin, wymienił izolację cieplną na lepszą itd.

W elektrowni zainstalowano stosunkowo tanim kosztem kotły bezpaleniskowe (utylizatory), wykorzystując ciepło spalin. Zainstalowanie utylizatora na kotle o wydajności 160 t/h pozwoliło obniżyć temperaturę spalin w czopuchu do 135 ÷ 145 °C i podwyższyć sprawność kotła do 93 % brutto.

Ministerstwo Elektrowni ZSRR pragnąc udostępnić energetyce polskiej bliższe zapoznanie się z metodami pracy i usprawnieniami Elektrowni Kaszyrskiej wyraziło zgodę na dłuższy pobyt naszych specjalistów w tej elektrowni. W związku z tym w najbliższych dniach grupa 10 inżynierów z kilku naszych elektrowni wyjeździe na miesięczny pobyt do Elektrowni Kaszyrskiej.

Przeniesienie zdobytych doświadczeń do wielu naszych elektrowni stworzy nowe perspektywy przed ich załogami i przyczyni się niewątpliwie do dalszego podniesienia poziomu eksploatacji.

Wielkie znaczenie dla właściwej eksploatacji i rozwoju naszych systemów ma udzielana nam od pięciu lat pomoc radzieckich specjalistów w dziedzinie zabezpieczeń i automatyki systemowej. W 1951 r. w czasie trzymiesięcznej konsultacji eksperta inż. Cariewa zostały przeanalizowane dotychczasowe osiągnięcia w pol-

skiej energetyce. Opracowano szczegółowo wytyczne dla modernizacji istniejących zabezpieczeń, uzupełnienia braków, wprowadzenia nowych, dotąd nie stosowanych w eksploatacji zabezpieczeń oraz — co najważniejsze — stosowania automatyki. Chociaż konsultacja w 1951 r. w zasadzie obejmowała całokształt zagadnień z dziedziny zabezpieczeń i automatyki, jednak główną uwagę zwrócono przede wszystkim na zabezpieczenia i automatykę w elektrowniach oraz na zagadnienia automatyki w sieciach.

Wiele zagadnień poruszonych w ekspertyzie wymagało daleko idących zmian w dotychczasowych układach. Na przykład wskutek zaleceń ekspertyzy skasowano wszystkie regulatory prądowe i zabezpieczenia zwrotne na generatorach, będące niejednokrotnie przyczyną niewyborczego wyłączenia generatorów, wprowadzono blokadę napięciową dla zabezpieczenia nadmiarowo-prądowego generatorów i podwyższających napięcie transformatorów. Wprowadzenie blokady wyeliminowało dość często występujące w energetyce niewyborcze wyłączenia podstawowych generatorów i transformatorów: zaczęto stosować samoczynne ponowne załączanie na liniach napowietrznych, redukujące czas przerwy napięciowej do technicznie uzasadnionego minimum. Po wprowadzeniu tego rodzaju automatyki przeciętnie w 63% przypadków przerwa w dostawie energii nie powodowała przerwy w produkcji wielu zakładów przemysłowych. Podniesiono pewność zasilania potrzeb własnych w elektrowniach przez wprowadzenie samoczynnego załączania rezerwowego zasilania, wprowadzono również taką automatykę w sieciach (zapewniając w ten sposób ciągłość w zasilaniu odbiorców) oraz forsowanie wzbudzenia generatorów, podnosząc stabilną pracę systemu i pracę zabezpieczeń, zmieniono nastawienia wielu zabezpieczeń itp.

Zakres pomocy udzielonej przez eksperta inż. Cariusza był znacznie większy. Wymieniono tu jedynie niektóre z najważniejszych problemów. Tak duży zakres prac i szczegółowe opracowanie wytycznych było możliwe dzięki wielkiej wiedzy eksperta oraz niestrudzonej jego pracy.

W 1952 r. w czasie konsultacji eksperta inż. Greka zostały szczegółowo omówione zabezpieczenia sieciowe ze szczególnym zwróceniem uwagi na problemy zabezpieczeń przekątnikowych i automatyki systemowej. Również w wyniku tej ekspertyzy wprowadzono wiele nowoczesnych układów zabezpieczeń przekątnikowych i automatyki, mających na celu przede wszystkim podniesienie stabilności pracy systemu oraz zmniejszenie ilości przerw w dostawie energii elektrycznej. Wytyczne tej ekspertyzy umożliwiły opracowanie szczegółowych schematów zabezpieczeń i automatyki dla większości podstawowych linii 110 kV systemu oraz dla nowo-

powstającej sieci 220 kV. Wprowadzone samoczynne częstotliwościowe odciążanie systemów w znacznym stopniu przyczyniło się do ograniczenia rozmiarów powstałych awarii lub zapobiegło powstawaniu awarii. Wykorzystanie w eksploatacji zaleceń na podstawie obu ekspertyz oraz radzieckiej literatury technicznej umożliwiło nadrobienie w bardzo krótkim okresie czasu zaległości z okresu gospodarki kapitalistycznej oraz zrealizowanie nowoczesnych zabezpieczeń automatyki, dających duże korzyści gospodarce narodowej.

W 1955 r. umożliwiono przedstawicielom naszej energetyki zapoznanie się z najnowocześniejszymi zdobyczami w Związku Radzieckim w tej dziedzinie, uzyskanie cennych, opartych na doświadczeniach eksploatacyjnych materiałów oraz wytycznych dla opracowania planu zabezpieczeń przekątnikowych i układów automatyki na najbliższe lata.

Wykorzystanie wielu tych materiałów ochroni nas przed zastosowaniem układów, które nie nadały się do eksploatacji i pozwoli na dobranie najlepszych nowoczesnych układów, które dzięki swej prostocie i pewności działania przyczynią się do znacznego podniesienia wybiornej pracy układów zabezpieczeń i automatyki. Bardzo ważnym czynnikiem, który w wielu przypadkach dopomógł do zrealizowania nowoczesnych układów zabezpieczeń przekątnikowych i automatyki była odwaga techniczna ekspertów radzieckich, oparta na dobrej podbudowie teoretycznej i doskonałej znajomości tematu. Zakres pomocy dotyczy najbardziej szerokiego wprowadzenia w szybkim tempie automatyzacji również elektrowni wodnych, w celu podniesienia operatywności ruchowej tych elektrowni oraz umożliwienia ich personelowi podniesienia kwalifikacji.

Prace w tej dziedzinie zostały już rozpoczęte. Najbliższe miesiące pozwolą na przekonanie się, jak dzięki pomocy energetyków radzieckich można będzie uzupełnić braki i w tej tak ważnej dla naszej energetyki dziedzinie oraz wprowadzić nowoczesne układy z telemechaniką.

We wrześniu, jak corocznie, cały kraj obchodził Mięsiąc Pogłębienia Przyjaźni Polsko-Radzieckiej. Liczne rzesze energetyków polskich, projektantów, budowniczych, pracowników eksploatacji elektrowni i sieci z uczuciem głębokiej wdzięczności wspomina spotkania z doświadczonymi energetykami radzieckimi, zawsze gotowymi do udzielenia rad i wskazówek, do pomocy w rozwiązywaniu najbardziej skomplikowanych zagadnień, do ustrzeżenia przed popełnianiem błędów. Jest to braterska pomoc przyjaciół, którzy szczerze pragną rozkwitu naszego kraju i wraz z nami cieszą się z osiągnięć w naszym budownictwie socjalistycznym, widząc w nich wkład do utrwalenia pokoju na świecie.

Biblioteki techniczne zapewniają społeczne wykorzystanie książek i czasopism technicznych, pomagają robotnikom i inżynierom w pracy, młodzieży — w nauce

Dyskusja energetyków radzieckich o elektrycznych układach elektrowni wodnych

Mgr inż. Tadeusz Frank

W nr. 2 „Elektricheskich Stancii“ z 1954 r. ukazał się artykuł inżynierów D. A. Baszłaja i J. I. Iwanowa o elektrycznych układach elektrowni wodnych, który wywołał szeroką dyskusję energetyków radzieckich, ogłoszoną w nr. 3 tegoż czasopisma w roku bieżącym.

Potężny rozwój energetyki radzieckiej i budowa dużych elektrowni wodnych, zwłaszcza w ostatnich latach, skryształizowały poglądy projektantów na zasady wyboru najodpowiedniejszego układu połączeń elektrycznych, który powinien odpowiadać szeregowi warunków, aby można go było zastosować bez zastrzeżeń przy budowie nowych elektrowni. Przekazanie doświadczeń radzieckich naszym projektantom i pracownikom eksploatacji da im niewątpliwie dużą pomoc przy ustalaniu układów naszych nowych elektrowni. Dlatego poniżej streszczono najważniejsze punkty omówione w powyższym artykule oraz podano istotne głosy krytyki, zawarte w wypowiedziach uczestników dyskusji.

Autorzy artykułu podkreślili we wstępie, że w literaturze radzieckiej poruszano niejednokrotnie konieczność uproszczenia elektrycznych układów elektrowni ciepłych, co najlepiej jest sprecyzowane w książce P. G. Grudzińskiego pt. „Schemy kommutacji elektrycznych stacji i podstacji“. Obecnie należy rozważyć szereg zagadnień związanych z uproszczeniem układów elektrowni wodnych, co pozwoli na obniżenie kosztów budowy elektrowni przy jednoczesnym zwiększeniu pewności ich pracy.

Elektrownie wodne pracują na ogół w innych warunkach niż elektrownie ciepłe. Turbozespoły są znacznie częściej odstawiane i uruchamiane, co wpływa na pewność pracy elektrowni, gdyż większość zakłóceń powstaje przeważnie przy zmianach warunków pracy, bardzo często wskutek pomyłek obsługi. Z tego względu należy dążyć do możliwie pełnego zautomatyzowania pracy elektrowni, aby uzyskać niezawodne działanie urządzeń elektrycznych.

Cenną zaletą elektrowni wodnych jest brak pyłu i sadzy, a więc izolacja maszyn i urządzeń znajduje się w bardzo dobrych warunkach, a ponadto nie jest konieczne częste czyszczenie rozdzielni. Ogledziny i drobne remonty rozdzielni można przeprowadzać w czasie planowanych postojów maszyn.

Pewność zasilania potrzeb własnych turbozespołów wodnych nie ma tak poważnego znaczenia, jak pewność zasilania potrzeb własnych elektrowni ciepłych. Jednak i to zagadnienie musi być należycie i starannie rozwiązane. Mimo tego, że zapotrzebowanie mocy przez urządzenia potrzeb własnych elektrowni wodnych jest znacznie mniejsze niż zapotrzebowanie mocy na potrzeby własne elektrowni ciepłych i mimo tego, że dopuszczalne są przerwy w zasilaniu trwające nawet kilka minut, to jednak autorzy artykułu i uczestnicy

dyskusji wyraźnie podkreślają, że niezawodna praca zespołów zależy w dużym stopniu od urządzeń potrzeb własnych. Należą do nich wzbudnice generatorów, pompy olejowe systemu regulacyjnego turbiny, pompy wody technicznej oraz wentylatory chłodzące transformatory. Moc pobierana do napędu tych maszyn nie przekracza 0,5% mocy turbozespołu, ale niezawodne ich zasilanie musi być bezwzględnie zapewnione.

Autorzy artykułu sprecyzowali następujące wymagania stawiane układom elektrycznych połączeń elektrowni wodnych:

1. Wszelkie przełączenia ruchowe powinny być wykonywane tylko za pomocą wyłączników.

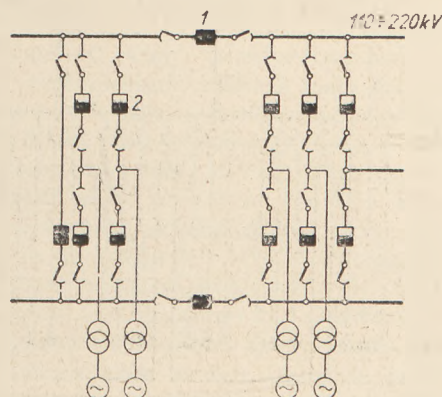
2. Elastyczność układu może być ograniczona przy jednoczesnym wykonywaniu remontów urządzeń podstawowych i pomocniczych oraz przez wykorzystanie rezerw mocy zarówno elektrowni, jak też i systemu energetycznego. Z tego względu układy połączeń nie powinny przewidywać odłączników, które stosuje się w układzie jedynie jako środki bezpieczeństwa przy remontach.

3. Układ powinien być tak zaprojektowany, aby można było zastosować szybkodziałające zabezpieczenia przekątnikowe oraz łatwo zrealizować automatykę.

4. Układ nie powinien być kosztowny zarówno w budowie jak i w eksploatacji.

5. Wybór wariantu układu należy wykonać na podstawie porównania prawdopodobieństwa uszkodzeń.

Zdaniem autorów elektryczny układ połączeń elektrowni wodnych należy z reguły wykonywać jako układ bloków generator-transformator, co ma istotne znaczenie przy projektowaniu układu potrzeb własnych. Układ, w którym dwa lub trzy generatory zasilają jeden transformator podwyższający, można stosować przy połączeniu jedną linią z systemem ener-



Rys. 1. Układ szyny — linie

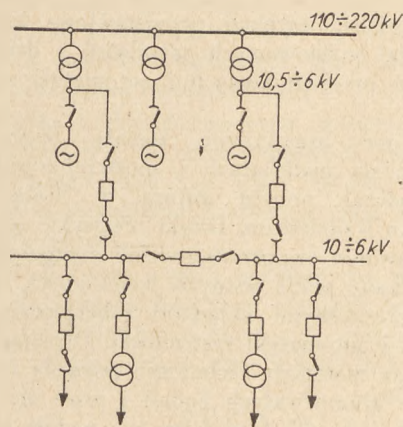
1 — normalnie załączony wyłącznik, 2 — wyłącznik załączany i wyłączany przy uruchamianiu i zatrzymywaniu zespołów elektrowni wodnej

urządzeń i zmniejszenia ilości kabli kontrolnych i przyrządów ma istotne znaczenie uzyskane w tym układzie uproszczenie zabezpieczeń, automatyki i sterowania. W elektrowni mającej dwa bloki i dwie linie 110 lub 220 kV, w zależności od sposobu połączenia elektrowni z systemem energetycznym, należy zdaniem inż. Czernyszewicza stosować układ czworoboku lub układ H z wyłącznikami po stronie transformatorów. Jeżeli przewiduje się zwiększenie liczby linii wychodzących z elektrowni lub też zwiększenie liczby bloków, to należy tak wykonać konstrukcję rozdzielni 110 lub 220 kV, aby można było przejść na pojedynczy sekcjonowany system szyn z szynami obejściowymi dla wyłączników liniowych.

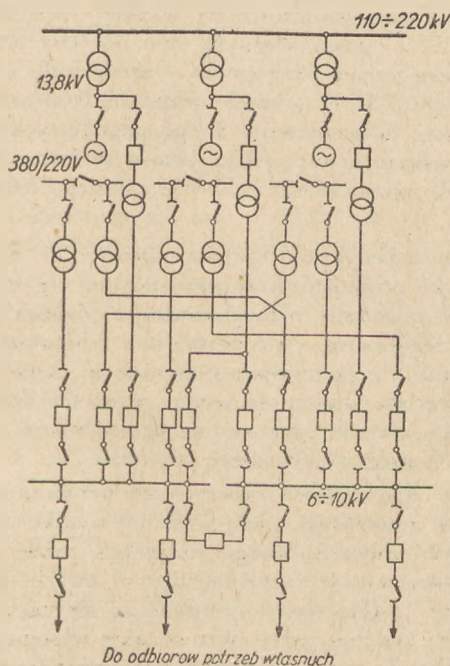
Inżynierowie Baszłaj i Iwanow omówili w swym artykule również układy potrzeb własnych elektrowni wodnych, podając trzy warianty rozwiązania zasilania potrzeb własnych oraz przeprowadzili porównanie ilości aparatury oraz kosztu urządzeń, z którego wynikają zdecydowane korzyści przy zastosowaniu trzeciego z proponowanych układów (rys. 4). Układ ten przewiduje dla każdego zespołu wtórne rozdzielanie potrzeb własnych, którego jedna sekcja jest normalnie zasilana z małego transformatora 13,8/0,4 kV, przyłączonego do zaczepek generatora tylko przez odłącznik. Przełączenie takie według autorów i dyskutantów jest dopuszczalne, gdyż prawdopodobieństwo uszkodzenia transformatora potrzeb własnych jest znacznie mniejsze niż prawdopodobieństwo uszkodzenia turbiny, generatora i transformatora blokowego. Wyłączniki silników potrzeb własnych są stale załączone, zarówno przy pracującym jak i odstawionym generatorze. Transformatory potrzeb własnych elektrowni wodnych mogą być zasilane z szyn 6 kV stacji zasilającej okręg przylegający do elektrowni wodnej. Według autorów nie jest celowe instalowanie specjalnego dodatkowego transformatora 110/6 lub 220/6 kV, służącego tylko do zasilania potrzeb własnych unieruchomionej elek-

trowni wodnej. Rozwiązanie takie może być stosowane wyjątkowo, jeżeli konieczne jest zasilanie okręgu przylegającego do elektrowni.

Zdaniem inż. Kroczkowskiego w zalecanym przez autorów wariantcie układu zasilania potrzeb własnych nie ma należytej rezerwy dla potrzeb własnych elektrowni, gdyż nie wystarcza do tego celu moc transformatorów potrzeb własnych przyłączonych do bloków. Ponadto uważa on, że dla większości elektrowni wodnych najkorzystniejsze jest zastosowanie bloków, z których każdy jest złożony z dwóch lub z trzech generatorów zasilających jeden transformator podwyższający oraz że wówczas wszelkie potrzeby własne należy zasilac z transformatorów przyłączonych do dwóch takich bloków. Wtedy z reguły są zbędne transformatory potrzeb własnych przyłączone do rozdzielni najwyższych napięć, ale w miarę możliwości należy przewidzieć rezerwowe zasilanie z sieci zewnętrznej.



Rys. 6. Układ połączeń małej elektrowni wodnej z trzema zespołami



Rys. 5. Układ połączeń dużej elektrowni wodnej z trzema zespołami

Zdaniem inż. Szestopałowa układy zasilania potrzeb własnych proponowane przez autorów artykułu stosowane są obecnie rzadko. Zainstalowanie transformatora obniżającego 110/6 lub 220/6 kV wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych i stosowania deficytowych urządzeń, a ponadto dodatkowej rozdzielni 6 kV. Ponieważ transformatory blokowe umieszczone są zwykle tuż przy budynku elektrowni, przeto ustawienie transformatora obniżającego napięcie sprawia wiele trudności. Ustawienie go w rozdzielni napowietrznej wymaga budowy wieży transformatorowej dla remontu. W elektrowniach wodnych mają duże zastosowanie raczej inne układy zasilania potrzeb własnych, niż proponowane przez autorów artykułu. Na przykład dla elektrowni dużej mocy o 2 do 4 generatorach stosuje się często układ podany na rys. 5, a dla małych i średnich elektrowni układ pokazany na rys. 6. Układy te pozwalają na zasilanie z szyn 6 kV nie tylko odbiorów potrzeb własnych elektrowni, ale również odbiorów rejonu przylegającego do elektrowni, co pozwala na zaniechanie budowy specjalnej stacji obniżającej. Inż. Kudriaszow zwraca uwagę na konieczność zastępowania kabli w układzie potrzeb własnych połączeniami szynowymi, które są pewniejsze w pracy, dają oszczędność materiałów oraz ułatwiają eksploatację.

W zakończeniu artykułu inż. Baszta i Iwanow jeszcze raz podkreślają duże możliwości obniżenia kosztów budowy elektrowni wodnych, przy jednoczesnym zwiększeniu niezawodności pracy części elektrycznej, jeżeli przy projektowaniu będą brane pod uwagę niżej podane zasady.

1. Przy projektowaniu układów elektrycznych połączeń elektrowni wodnych należy rozpatrywać każdy aparat przede wszystkim jako źródło możliwych zakłóceń.

2. Zastosowanie każdego przyrządu powyżej pewnej, najmniejszej ilości koniecznej ze względów ruchomych powinno być uważane za komplikowanie eksploatacji elektrowni.

3. Należy przystąpić do uproszczenia obwodów wtórnych, co ma również duże znaczenie, jak uproszczenie głównych układów połączeń.

4. Układy należy tak projektować, aby możliwa była jak najmniejsza ilość przełączeń.

621.316.925

Obecny stan zabezpieczeń przekątnikowych i automatyki systemowej w energetyce radzieckiej

Inż. Jerzy Telesiński

Wstęp

W niniejszym artykule przedstawiono krótko stan niektórych, podstawowych zagadnień z dziedziny zabezpieczeń przekątnikowych i automatyki systemowej w ZSRR.

Omówione zagadnienia zostały oparte przede wszystkim na materiałach i spostrzeżeniach, uzyskanych podczas pobytu autora w bieżącym roku w Związku Radzieckim. Dzięki niezwykle serdecznemu ustosunkowaniu się przedstawicieli energetyki radzieckiej uzyskano wiele cennych wiadomości, zapoznano się z nowoczesnymi układami zabezpieczeń przekątnikowych i automatyki systemowej. Otrzymane wiadomości oraz materiały techniczne pozwolą nam na zaniechanie długotrwałych badań i prób oraz stosowania niektórych układów, które nie nadały się do eksploatacji, jak również na uniknięcie wielu błędów w innych układach.

W Związku Radzieckim dąży się do uproszczenia układów, wprowadzenia typizacji i przeprowadzania modernizacji istniejących zabezpieczeń przekątnikowych i automatyki systemowej. Szczegółowa analiza pracy zabezpieczeń przekątnikowych i automatyki umożliwia zebranie materiałów i wyciąganie wniosków odnośnie jakości stosowanych układów oraz poszczególnych ich elementów. W celu zapewnienia właściwego działania tych ważnych urządzeń stosuje się w układach sprzęt najwyższej jakości. Duży nacisk położono na poziom wykonawstwa nowych oraz na poziom eksploatacji istniejących urządzeń. Ścisła współpraca naukowców i operatywna ich pomoc w znacznym stopniu przyczyniła się do szybkiego wprowadzenia nowoczesnych rozwiązań w dziedzinie zabezpieczeń i automatyki systemowej.

Zabezpieczenia przekątnikowe

Zagadnienie zabezpieczeń przekątnikowych i automatyki systemowej sprowadza się do uzyskania układów prostych, szybkich i pewnych w działaniu oraz niezawodnej łączności telefonicznej i szerokiego zastosowania telemechaniki.

Dotychczasowe osiągnięcia eksploatacyjne wskazują, że im bardziej prosty jest układ zabezpieczenia czy automatyki, tym pewniej on działa i tym łatwiejszy jest w eksploatacji. Dlatego też przy budowie

nowych i modernizacji istniejących układów zabezpieczeń i automatyki położono duży nacisk na to, aby były one jak najbardziej proste, a zarazem pewne w działaniu. Stosowane dotychczas powszechnie zabezpieczenia sieci 110 i 220 kV oparte były na zabezpieczeniu podstawowym typu PZ-164 oraz rezerwowym typu PZ-156. Zabezpieczenia te były uzupełniane przez zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe kierunkowe ziemnozwarciwie od zwarć jednofazowych oraz zabezpieczenie zwarcioowo-prądowe od wielo- i jednofazowych zwarć tam, gdzie ich działanie jest skuteczne. Dla uproszczenia układu w tych przypadkach, kiedy zabezpieczenie zwarcioowo-prądowe i ziemnozwarciowe jest skuteczne, a strefa działania zabezpieczenia obejmuje 50 do 70% długości linii, nie stosuje się rezerwowego zabezpieczenia odległościowego, a pozostawia się jako rezerwowe tylko zabezpieczenie ziemnozwarciowe kierunkowe prądowe od zwarć jednofazowych.

Obecnie coraz powszechniej wprowadza się jako podstawowe zabezpieczenie linii 110 i 120 kV zabezpieczenie różnicowo-fazowe na wielkiej częstotliwości typu DFZ2 o czasie własnym 0,06 do 0,07 sek oraz jako zabezpieczenie rezerwowe — przekątniki odległościowe typu PZ-157 o czasie własnym 0,04 sek. Dotychczasowe doświadczenia z eksploatacji tych zabezpieczeń wskazują na wysoką jakość zarówno układu jak i wykonawstwa oraz celowość szerszego ich wprowadzenia.

Oprócz zabezpieczeń przekątnikowych i układów automatyki produkcji krajowej spotyka się importowane zabezpieczenia różnego rodzaju. Zabezpieczenia te po szczegółowym wypróbowaniu w laboratoriach są instalowane w celu zdobycia doświadczeń eksploatacyjnych. Szeroka znajomość osiągnięć w tej dziedzinie za granicą ułatwia opracowanie przekątników i układów automatyki o najwyższej jakości.

Dobór odpowiednich zabezpieczeń przekątnikowych i układów automatyki zależy ściśle od wyniku przeprowadzonych obliczeń, uwzględniających różne układy pracy systemu oraz różne możliwości awarii. Jedynie dla zwarć trójfazowych nie wymaga się zachowania stabilności systemu, gdyż zwarcia takie występują bardzo rzadko. Za pomocą obliczeń przeprowadza się jednak analizę, jak będzie pracował system przy takich zwarciach. Musi być natomiast spełniony warunek za-

chowania stabilności systemu np. przy dwufazowych zwarcia z ziemią.

Stabilną pracę systemu osiągnięto przez zastosowanie szybko działających zabezpieczeń i układów automatyki oraz przez pracę systemu w odpowiednio dobranych układach.

Blokada od kołysań

Podobnie przedstawia się sprawa stosowania blokady od kołysań, której celowość również zależy od wyników obliczeń, np. dla pierścieni 220 kV nie stosuje się blokady od kołysań. Jednakże nawet taka decyzja musi być potwierdzona za pomocą obliczeń. Dla linii promieniowych 220 kV stosuje się natomiast blokadę od kołysań.

Blokada od kołysań wykonywana jest z pobudzeniem przez przełącznik napięciowy¹⁾ (U_2) lub prądowy²⁾ (I_2) na końcu linii. Blokowanie z pobudzeniem przez U_2 można stosować tylko np. dla linii 110 kV o długości 150 do 200 km. Dla linii dłuższych stosuje się blokadę z pobudzeniem przez przełącznik I_2 .

Czułość pobudzenia blokady od kołysań zależy nie tylko od długości linii, ale również od zastępczej oporności na szynach stacji lub elektrowni, w której ma być ona zainstalowana, co w każdym przypadku należy sprawdzić.

Przez zastosowanie blokady od kołysań wyeliminowano niewyborcze zadziałania zabezpieczeń, spowodowane kołysaniem. Dalszym postępowaniem było wprowadzenie do eksploatacji szybko działających zabezpieczeń pracujących na wielkiej częstotliwości, niewrażliwych na kołysania. Zabezpieczenia takie przyczyniły się do znacznego zmniejszenia ilości wypadków występowania zjawiska kołysania. W pewnych jednak przypadkach, np. gdy linia nie ma linki odgromowej, zachodzi konieczność zrezygnowania z korzyści, jakie daje szybkie wyłączenie. Należy wtedy w celu odstrojenia pracy przełącznika od pracy odgromników dawać czas pierwszej strefy nie krótszy niż 0,06 sek.

W nowoczesnych przełącznikach odległościowych, jak np. PZ-157 dodano blokadę w celu zapobiegnięcia niewyborczej ich pracy, w razie uszkodzenia w obwodach przekładnika napięciowego. Zabezpieczenia przełącznika i układy do automatyki sieci najwyższych napięć sprawdza się raz w ciągu roku, a w specjalnych uzasadnionych przypadkach dwa razy w roku.

Zabezpieczenia i automatykę sprawdza się przeważnie w czasie pracy linii. Należy podkreślić, że całe zabezpieczenie i automatykę linii, składające się z zabezpieczenia głównego, rezerwowego i SPZ sprawdza trzy osoby (inżynier, technik i monter) w ciągu 5 dni, samo zaś zabezpieczenie np. PZ-164 sprawdza się dwa dni. Do zastosowania przełączników pracujących na wielkiej częstotliwości przyczyniło się w pierwszym etapie wprowadzenie odrębnej aparatury wielkiej częstotliwości, jak: dławiki, kondensatory, nadajniki i odbiorniki. Obecnie ze względów ekonomicznych zaczęto stosować wspólne dławiki i kondensatory z telemecha-

niką pracującą na wielkiej częstotliwości. Wyniki eksploatacyjne takiego rozwiązania były pomyślne.

Telemechanika jest wydzielona z zabezpieczeń. Również w celu uproszczenia układów oraz ze względów ekonomicznych korzysta się z kondensatorowych dzielników napięć do zasilania obwodów napięciowych przy SPZ z kontrolą synchronizmu oraz do synchronizacji. Jak widać z powyższego, nie tylko techniczne, lecz także i ekonomiczne względy powinny być brane pod uwagę przy wprowadzaniu nowoczesnych układów zabezpieczeń i automatyki.

Automatyka — ogólne omówienie

Automatyce systemowej jako elementowi zmniejszającemu do minimum czas trwania przerw ruchowych (do około 0,45 sek) i podnoszącemu stabilność pracy systemu poświęcono w ZSRR szczególnie dużo uwagi. Wiele nowoczesnych rozwiązań układów automatyki, a w szczególności do samoczynnego ponownego złączenia (SPZ), zapewnia ciągłość zasilania w sieciach napowietrznych o napięciu od 6 kV, a nawet w wielu przypadkach w sieciach kablowych, jeżeli SPZ jest uzasadnione technicznie i ekonomicznie.

Jak wynika z dotychczasowych doświadczeń eksploatacyjnych, SPZ dla linii kablowych jest w około 50 % wypadków skuteczne, gdyż zwarcia w liniach kablowych, a szczególnie w mufach mają często charakter przemijający.

Szczególnie dobre wyniki uzyskano po wprowadzeniu SPZ do linii kablowych w stacjach bez obsługi, gdzie jest zainstalowane samoczynne częstotliwościowe odciażanie (SCO); jest to tzw. SPZ po SCO.

SPZ

Stosowane obecnie w ZSRR układy automatyki, w szczególności dla sieci najwyższych napięć zapewniają ciągłość w pracy systemu. Ze względu na pewność pracy systemu jedynie w nielicznych przypadkach stosowany jest układ SPZ z wydłużoną strefą (pierwsza strefa zabezpieczenia odległościowego, zamiast obejmować 85 % długości chronionego odcinka, obejmuje na ogół od 115 do 125 %), gdyż może on spowodować niewyborcze wyłączenia w razie zwarcia na 15 do 25 % długości następnego odcinka.

Na liniach wyposażonych w wyłączniki o dużym czasie własnym i nie mających zabezpieczeń pracujących na wielkiej częstotliwości wprowadzono SPZ trójfazowe w układzie, w którym dla uzyskania pewności, że wyłączniki z obu końców linii wyłączyły zwarcie i może zadziałać SPZ, wykorzystano czas własny wyłącznika. Dla wyłączników pełnoolejowych czas własny wynosi około 0,8 sek i jest większy niż czas drugiej strefy zabezpieczenia odległościowego, który wynosi na ogół 0,5 sek. Zdarza się, że czas drugiego stopnia zabezpieczenia dochodzi nawet do 2 sek. W takich przypadkach stosuje się odpowiednie opóźnienie w działaniu SPZ.

W sieciach najwyższych napięć najbardziej rozpowszechniony jest układ współpracujący z zabezpieczeniem powiązany z wielką częstotliwością. Układ ten stosowany jest zarówno do jednofazowego jak i do trójfazowego SPZ.

¹⁾ Reagujący na składową ujemną napięcia.

²⁾ Reagujący na składową ujemną prądu.

Wybieracze faz

Dla umożliwienia pracy jednofazowego SPZ stosuje się obecnie filtrów wybieracze faz oparte na działaniu przekładników kierunkowych (np. typu IMB), jednak układy takie są bardzo skomplikowane, a wskutek tego niepewne w działaniu.

Praca tak rozwiązanych wybieraczy faz jest w dużym stopniu uzależniona od oporności łuku. Dlatego też wprowadza się obecnie układy znacznie prostsze, w których człony wybierające oparte są na zasadzie odległościowej. Przekładnik pomiarowy w tym układzie łączy się na napięcie fazowe i prądy fazowe kompensowane prądem kolejności zerowej. Układ ten został opracowany i wykonany przez Centralne Elektrotechniczne Laboratorium Naukowo-Badawcze (CNIEŁ).

SPZ jednofazowe

Jak wynika z dotychczasowej praktyki eksploatacyjnej Związku Radzieckiego, jednofazowe SPZ należy ograniczyć tylko do linii promieniowych, dla linii natomiast pracujących w pierścieniu stosować SPZ trójfazowe (z kontrolą synchronizmu lub bez niej). W zależności od krotności prądów w generatorach występujących przy niesynchronicznym załączeniu linii — dopuszcza się dla generatorów pięciokrotny, a dla hydrogeneratorów trzykrotny prąd. Ograniczenie w zakresie stosowania SPZ jednofazowych podyktowane jest między innymi tym, że wskutek niesymetrii prądów i napięć w sieci w czasie pracy na dwu fazach mogą zadziałać elementy zabezpieczeń, reagujące na składowe zerowe i odwrotnie — zabezpieczenia muszą być od tych składowych odstrojone.

Mimo to nie wyklucza się możliwości wyłączenia z pracy niektórych takich zabezpieczeń przy długotrwałej pracy na dwu fazach; np. zabezpieczenie PZ-164 przy trwałej pracy dwufazowej linii zostaje samoczynnie unieruchomione na tej i na sąsiednich liniach. Możliwe także jest samoczynne unieruchomienie zabezpieczeń odległościowych PZ-156 i PZ-157. Dlatego też w przypadku stosowania dwufazowej pracy linii — na tych liniach i sąsiednich powinno być zainstalowane tylko zabezpieczenie różnicowo-fazowe DFZ-2.

Dla odbiorów na liniach promieniowych stosuje się SPZ jednofazowe i ciągłą pracę linii na dwóch fazach.

Każdorazowo należy za pomocą obliczeń sprawdzić dopuszczalność długotrwałej pracy dwufazowej zarówno z punktu widzenia pracy maszyn i urządzeń energetycznych jak również działania zabezpieczeń. Szczególnie ważna jest możliwość długotrwałej pracy dwufazowej, np. dla przeprowadzenia remontu jednej fazy. Przy pracy dwufazowej należy ograniczyć maksymalną moc przesyłaną do około 55 % mocy znamionowej. Na liniach dwutorowych stosowana jest praca na pięciu fazach.

Przytoczone poniżej dwa przykłady z eksploatacji pracy linii na dwóch fazach najlepiej wyjaśniają, jak złożone zjawiska mogą wystąpić podczas takiej pracy.

W jednym przypadku temperatura wirnika generatora pracującego przez 16 godzin w układzie asymetrycznym (praca linii na dwóch fazach) wzrosła o 15 %

w stosunku do temperatury występującej przy pracy w warunkach znamionowych.

W drugim przypadku generator 17 MW musiał pracować przez 14 dni na dwóch fazach, jednak nie można było obciążyć więcej niż 7 MW, gdyż powstawały bardzo silne drgania maszyny. Jednak temperatura wirnika nie wzrosła ponad wartość osiąganą w czasie normalnej pracy.

Jak wynika z tych przykładów, możliwość pracy na dwóch fazach musi być najpierw dokładnie przeanalizowana, aby nie spowodować uszkodzeń kosztownych urządzeń energetycznych.

SPZ bez kontroli synchronizmu

Dalszym znacznym uproszczeniem układu SPZ a zarazem powiększeniem ilości skutecznych cykli SPZ jest dążenie do jak najszerzego stosowania SPZ bez kontroli synchronizmu po poprzednim sprawdzeniu stabilności systemu oraz działania zabezpieczeń na odcinkach sąsiednich sieci, aby zapobiec ewentualnemu nieprawidłowemu ich działaniu przy możliwych w takim przypadku kołysaniach.

Doskonała podbudowa teoretyczna, duża operatywność i odwaga techniczna pozwoliły w okresie ostatnich paru lat na przeprowadzenie ponad 80 próbnych zwarć na sieci w różnych punktach systemu dla uzyskania pełnego materiału, umożliwiającego wprowadzenie nowych układów do eksploatacji oraz sprawdzenie wyników obliczeń uzyskanych na drodze analitycznej.

Większość tych prób mogła doprowadzić do rozpadnięcia pracy systemu a nawet niejednokrotnie do uszkodzenia urządzeń energetycznych, jednak dzięki zastosowanym środkom ostrożności wszystkie próby udały się. Obecnie już na dwóch liniach równoległych stosuje się w ZSRR SPZ bez kontroli synchronizmu. Z doświadczeń eksploatacyjnych wynikało, że np. w czasie czterech kolejno przeprowadzonych prób na linii najwyższych napięć o długości 200 km SPZ z czasem 1,5 sek (działające normalnie z kontrolą synchronizmu) działało bez kontroli i linia każdorazowo łączyła się bez większych uderzeń prądowych.

Na podstawie zdobytych wiadomości w ZSRR przeprowadzono w kraju na razie w dosyć wąskim zakresie na linii 110 kV próby SPZ jedno- i trójfazowego bez kontroli synchronizmu.

Na linii tej był zainstalowany wyłącznik f-my Galileo. Przeprowadzono między innymi próby dla przerwy beznapięciowej 0,2 sek, a następnie 0,4 sek.

Praca sieci była utrzymana, żadnych zakłóceń nie zaobserwowano. W IV kwartale br. będą przeprowadzane dalsze próby. W razie pomyślnego ich wyniku zostanie oddane do ruchu szybkie SPZ trójfazowe bez kontroli synchronizmu na linii 110 kV, łączącej dwa okręgi energetyczne.

Na podstawie wyników eksploatacyjnych ZSRR stwierdzono, że jeżeli czas cyklu SPZ będzie utrzymany w granicach do 0,4 sek, to praca systemu będzie stabilna, dla cyklu natomiast 0,7 sek praca może być już niestabilna. Oprócz omówionych już SPZ dla linii wprowadzono wiele innych SPZ, np. dla szyn zbiorczych, transformatorów a nawet dla generatorów w połączeniu z samosynchronizacją.

SPZ szyn zbiorczych

SPZ szyn zbiorczych działa po wyłączeniu ich spod napięcia impulsem od zabezpieczenia różnicowego tych szyn. Napięcie na szyny zbiorcze jest podawane z jednej linii lub z transformatora. Jeżeli szyny zbiorcze utrzymują się pod napięciem, to pozostałe linie, transformatory itp. załącza się ręcznie. Istnieją już czynne układy z automatycznym załączaniem pozostałych linii, transformatorów itp. z kontrolą synchronizmu, jeżeli jest ona potrzebna. Jeżeli na szyny zbiorcze pracują generatory w blokach z transformatorami, to są one również załączane przez SPZ sposobem samosynchronizacji. Dla umożliwienia prawidłowej pracy SPZ szyn zbiorczych należy układ SPZ wyposażyć w kontrolę napięcia na szynach. Jeżeli nie ma napięcia na szynach, to SPZ zostaje zablokowane dla wszystkich linii i transformatorów z wyjątkiem tego SPZ, które ma podać napięcie na szyny. Na linii lub transformatorze podającym napięcie na szyny zbiorcze przekątnik kontroli synchronizmu powinien być zablokowany, np. przez przestawienie nakładki.

SPZ szyn zbiorczych stosowane jest przeważnie w rozdzielniach napowietrznych, może być również zastosowane w rozdzielniach wewnątrzowych, lecz jest ono wtedy o wiele mniej skuteczne. W ZSRR zaobserwowano już skuteczne zadziałania SPZ szyn zbiorczych.

SPZ transformatorów

SPZ transformatorów stosuje się jedynie dla pojedynczo pracujących jednostek; działa ono tylko w przypadku wyłączenia transformatora impulsem od jego zabezpieczenia nadmiarowo-prądowego. Do chwili obecnej osiągnięto jednak małe jeszcze doświadczenia w tej dziedzinie.

SPZ generatorów

SPZ generatorów znajduje się jeszcze w stadium prób. Przeprowadzono dotąd próby w elektrowniach, powiązanych z systemem za pomocą linii promieniowych. Próby SPZ generatorów w połączeniu z samosynchronizacją wypadły pomyślnie, jednak układ ten nie został jeszcze wprowadzony do eksploatacji.

Blokowanie łączników

Oprócz szerokiego stosowania nowoczesnych zabezpieczeń przekątnikowych oraz układów automatyki powszechnie stosuje się blokowanie łączników, aby wyeliminować całkowicie możliwość awarii, spowodowanych przez obsługę w czasie przeprowadzania czynności łączeniowych. Blokada wykonana jest przeważnie na zasadzie elektromechanicznej lub elektromagnetycznej. W rozdzielniach napowietrznych stosuje się elektromagnetyczne blokowanie łączników z wyjątkiem odłączników uziemiających, które przeważnie blokowane są na zasadzie mechanicznej lub nawet w ogóle nie mają blokady.

Oprócz zabezpieczeń przekątnikowych oraz układów automatyki na liniach, które mają bezpośredni wpływ na pracę systemu, zastosowano w ZSRR szereg układów automatyki w elektrowniach i w sieci, umożliwiających stabilną pracę systemu, a ponadto w przypadkach awaryjnych ograniczają zakres powstałej awarii do minimum.

Forsowanie wzbudzenia

W elektrowniach obok nowoczesnych układów regulacji — jednym z powszechnie stosowanych układów automatyki jest układ do forsowania wzbudzenia. Dla nowoinstalowanych generatorów współczynnik forsowania wzbudzenia wynosi dwa, jedynie generatory dla elektrowni Kujbyszew wykonano ze współczynnikiem forsowania cztery do pięciu. Tak wysoki współczynnik uzyskano przez zastosowanie dodatkowych wzbudnic. Dla innych generatorów takich układów nie stosuje się. Nie stosuje się również ograniczenia czasu trwania forsowania wzbudzenia. Forsowanie wzbudzenia zostało wprowadzone również przy generatorach mających wirniki z bandażami, gdyż dawne złe doświadczenia eksploatacyjne z forsowaniem wzbudzenia takich generatorów, jak się po szczegółowej analizie okazało, dotyczyły tylko pewnego typu generatorów firmy AEG, mających błędy konstrukcyjne. Przy innych generatorach zjawisko to nie wystąpiło. Należy zaznaczyć, że czas trwania forsowania wzbudzenia jest w większości przypadków bardzo krótki i średnio wynosi około 3 sek. Nie ma więc obawy, aby w tak krótkim okresie czasu nastąpiło przegrzanie wirnika i uszkodzenie bandaża.

W ZSRR dąży się do zastąpienia bandażu kapami. Przy generatorach mających wirniki z bandażami blokuje się działanie forsowania wzbudzenia w wypadku podwójnych zwarć do ziemi. Blokada wykonywana jest za pomocą filtra U_2 . Przed wprowadzeniem forsowania wzbudzenia przy generatorach wyposażonych w wolno działające regulatory napięcia powstawała w systemie przy obniżeniu się napięcia o około 20 % lawina napięcia, powodująca rozpadnięcie się pracy systemu. Chcąc temu zjawisku skutecznie zapobiec zwrócono uwagę, aby czas własny układu do forsowania wzbudzenia był bardzo mały (około 0,05 sek) oraz aby stała czasowa generatora była również możliwie mała.

W układy do forsowania wzbudzenia są wyposażone oprócz generatorów również i kompensatory oraz silniki synchroniczne. Należy podkreślić, że pracujące w systemach małe generatory nie mają regulatorów napięcia, a mimo to są wyposażone w układy do forsowania wzbudzenia.

Samoczynne częstotliwościowe odciążenie

Drugim z powszechnie stosowanych układów automatyki zarówno w elektrowniach jak i w sieci jest samoczynne częstotliwościowe odciążenie (SCO). SCO zapobiega nadmiernemu awaryjnemu obniżaniu się częstotliwości, które może spowodować rozszerzenie awarii np. przez naruszenie statycznej równowagi.

Na ogół stosuje się pięciostopniowe odciążenie w granicach od 48 do 45 okresów. Czasem — jeżeli częstotliwość nie wzrośnie do normalnego poziomu w ciągu 25 sek — stosuje się również wyłączanie ważniejszych odbiorców przez pierwszy stopień SCO. SCO powinno działać w zakresie wszystkich stopni bezwzględnie. Jednak wskutek niedoskonałego rozwiązania przekątników częstotliwości może nastąpić ich niewybiórcze działanie, gdy wystąpią gwałtowne wahania napięcia. Unika się tego, instalując dwa przekątniki

niki pomocnicze o całkowitym czasie własnym około 0,2 sek. W ten sposób uzyskuje się zwłokę w podaniu impulsu na wyłączenie.

Niewybiornicze zadziaływanie przekazywnika SCO było również spowodowane układami rezonansowymi, powstającymi w obwodach napięciowych. W tym przypadku zwłoka w zadziaływaniu przekazywnika SCO usuwa jego niewybiorniczość.

Układy rezonansowe można usunąć przez rozstrojenie obwodu, np. po załączeniu odpowiedniego oporu. Przy ustalaniu układu pracy SCO uwzględnia się kolejno, że wypadnie z ruchu największy generator, największa elektrownia i że rozpadnie się system. Przy ustalaniu poszczególnych punktów SCO rozpatruje się wpływ obniżenia częstotliwości na pracę urządzeń u odbiorców. Tak np. dla odbiorców światła zmiana częstotliwości praktycznie nie ma żadnego znaczenia, ma natomiast bardzo duży wpływ dla zakładów przemysłowych szczególnie tam, gdzie są zainstalowane sprężarki, gdyż wskutek tego zmniejsza się znacznie ich wydajność. Szczególnie ważny jest ten problem dla potrzeb własnych elektrowni, gdzie przy obniżeniu częstotliwości do 46 okr./sek wydajność pomp wody zasilającej spada do zera. Do prawidłowego zaprojektowania układu SCO dla niektórych systemów konieczna jest nawet znajomość charakterystyki pracy odbiorców zarówno w dzień jak i w nocy. Zainstalowanie punktów SCO jest ustalane na podstawie wnikliwej analizy warunków pracy nawet poszczególnych odbiorców.

Automatyczna regulacja częstotliwości

Obecnie w kilku systemach ZSRR stosuje się automatyczne regulowanie częstotliwości. Zadaniem tej re-

gulacji jest utrzymanie częstotliwości na żądanym poziomie oraz zabezpieczenie najbardziej ekonomicznego układu pracy (minimum zużycia paliwa) z tym, że rozdział powinien dotyczyć nie tylko poszczególnych elektrowni, lecz również i maszyn. Stosowane są regulatory częstotliwości dwóch typów: kamertonowe i magneto-filtrowe. Czułość tych regulatorów częstotliwości wynosi 0,05 okresu.

Układy regulacji częstotliwości dla elektrowni ciepłych są bardzo złożone, dla elektrowni wodnych natomiast znacznie prostsze, jednak mimo to należy w pierwszej kolejności instalować regulatory częstotliwości w elektrowniach ciepłych, gdyż częstotliwość ich można podnieść bardzo szybko. W elektrowniach wodnych częstotliwość obniża się bardzo szybko w ciągu około 15 sek, a podnosi się bardzo wolno. Dlatego też nawet mimo rezerwy mocy w elektrowniach wodnych systemu może nastąpić zadziaływanie SCO.

Zakończenie

Opisano tylko kilka zagadnień z dziedziny zabezpieczeń i automatyki. W formie ogólnej nawiązano do zagadnień z dziedziny łączności. Zostały pominięte zupełnie zagadnienia z dziedziny telemechaniki, bez której trudno sobie wyobrazić prawidłowe kierowanie pracą dużych systemów energetycznych. We wszystkich tych dziedzinach można zaobserwować wspaniały rozwój techniki w Związku Radzieckim. Nie tylko rozwój techniki zachwycił w Związku Radzieckim, ale również i wspaniały poziom eksploatacji, prowadzonej przez doskonale wyszkolone i zdyscyplinowane kadry techniczne. Entuzjazmowi pracy i wielkiemu umiłowaniu Ojczyzny przede wszystkim zawdzięcza Związek Radziecki te, tak duże osiągnięcia.

621.165.004.67

O modernizację turbin parowych

Inż. Tadeusz Nikiel

Wstęp

Celem artykułu jest poruszenie sprawy, o której się bardzo mało mówi, tj. zagadnienia modernizacji turbin. Modernizacja turbin nie jest w Polsce rzeczą nową. Wystarczy wspomnieć o przebudowie jednej z turbin upustowych, ustawionej w Łodzi z ciśnieniem 18 atn na 36 atn z równoczesnym zwiększeniem mocy z 3 MW do 5 MW, o przebudowie trudnej, gdyż obejmującej również sprzężoną regulację mocy i ciśnienia upustu. Wiele jednostek kondensacyjnych dostosowano do pracy ciepłowniczej a modernizacja kondensatorów oraz całych układów ciepłych turbozespołów jest już powszechnie realizowana. Brak jednak systematycznego działania w tej dziedzinie, a poszczególne prace aczkolwiek poważne i ciekawe — wykonywane są wyrywkowo bez ustalenia planu modernizacji całości.

Główną przyczyną tego stanu jest przypuszczalnie to, że turbinę właściwą traktuje się jako element, w którym nic już nie można zmieniać i ogranicza się modernizację raczej do urządzeń pomocniczych instalacji

turbinowej. Tymczasem istnieją możliwości, co prawda nie tak duże jak w wypadku jednostek kotłowych, objęcia modernizacją i turbiny właściwej.

Zakres modernizacji

Modernizacja turbin musi być opłacalna, tzn. osiągnięte efekty gospodarcze powinny pokryć poniesione wydatki w ciągu najwyżej kilku lat. Koszty modernizacji obniżą się znacznie, jeżeli połączona ona będzie z pracami remontowymi.

Przeprowadzanie tzw. remontów postępowych z wymianą zużytych części turbiny nie na takie same jak poprzednio, lecz na lepsze, czy to pod względem ich zachowania się w ruchu, czy też materiału — jest najprostszą formą modernizacji, nie albo bardzo niewiele kosztującej, bo poszczególne części turbiny musiałyby być i tak wymienione wobec nieprzydatności do dalszej eksploatacji.

Modernizacja może objąć turbiny o różnym wieku, ale o dobrym stanie zasadniczych elementów, tj. korpusu i wirnika. Osiągnięte wyniki modernizacji będą na ogół większe w przypadku turbin starej konstruk-

cji. Modernizacja turbin nowszych jest celowa przede wszystkim wówczas, gdy polega ona na dostosowaniu turbiny do zmienionych warunków ruchu, np. z pogorszoną próżnią jako jednostka ciepłownicza.

Cel modernizacji

Przez modernizację samej turbiny i jej urządzeń pomocniczych można osiągnąć podwójne korzyści: wzrost ekonomii pracy oraz wzrost pewności ruchu. Efekt ekonomiczny osiąga się przez zwiększenie znamionowej (maksymalnej) mocy turbiny, zmianę jej mocy ekonomicznej, przez dostosowanie turbiny do parametrów pary wytwarzanej w kotłowni, do temperatury wody chłodzącej, do zmienionych trwale warunków pracy, np. z upustem, z przeciwcisnieniem itp. Ten sam cel osiąga się również przez przebudowę kondensacji oraz układu regeneracji ciepła. Przebudowa regulacji, zastosowanie szeregu nowych zabezpieczeń itp. daje pośrednio oszczędności materialne, podnosi bowiem pewność ruchu i zmniejsza awaryjność turbozespołów. Zautomatyzowanie niektórych czynności eksploatacyjnych prowadzi do zmniejszenia liczebności personelu ruchowego.

Część przepływowa turbiny

Część przepływowa jest najważniejszą a zarazem najdroższą częścią turbiny. Od konstrukcji i wykonania części przepływowej zależy moc i sprawność turbiny. Modernizacja układu łopatkowego będzie opłacalna przede wszystkim wtedy, gdy jego wymiana jest już konieczna ze względu na normalne zużycie łopatek lub dysz i tarcz kierowniczych.

Produkcja części zamiennych: łopatek, tarcz kierowniczych i dysz oparta jest na pomiarach tych elementów turbiny, wykonanych na miejscu w elektrowni. O ile metoda ta w zupełności wystarcza w odniesieniu do łopatek akcyjnych, to w przypadku dysz oraz łopatek kierowniczych i reakcyjnych coraz widoczniejsza jest dla zainteresowanych konieczność kontrolnego przeliczenia termodynamicznego całej turbiny. Dowodem tego może być chociażby jedna z turbin reakcyjnych w Północnym Okręgu Energetycznym, która po wymianie części układu łopatkowego nie jest w stanie osiągnąć swej mocy znamionowej. Modernizacja więc układu łopatkowego turbiny nie będzie wymagała wiele więcej pracy przy opracowywaniu zmienionej dokumentacji.

Jeżeli rozpatrywana turbina pracuje z parametrami pary dolotowej i odlotowej zgodnymi z obliczeniowymi, to nie ma widoków na polepszenie jej sprawności. Można natomiast podnieść jej moc osiągalną przez zwiększenie przepływu (powiększenie kątów wylotowych łopatek kierowniczych), jeżeli oczywiście jest to dopuszczalne ze względu na generator. Można również przesunąć punkt ekonomiczny sprawności turbiny.

Bardziej interesujące jest zwiększenie ilości pary pobieranej przez upusty nieregulowane bez obniżania mocy turbiny, co łatwo daje się osiągnąć przy umożliwieniu modernizacji układu parowego.

Jeżeli turbina została zbudowana na inne parametry pary, to można przy wymianie układu łopatkowego dostosować ją do parametrów rzeczywiście występujących w nowych warunkach ruchu.

Duże możliwości modernizacyjne istnieją przy dostosowywaniu turbiny do pracy z pogorszoną próżnią. Zmniejsza się wówczas wykorzystanie spadku ciepła pary w turbinie, a liczba stopni natomiast, na które można go rozłożyć nie ulega zmianie. Pozwala to przy przebudowie zwiększyć liczbę Parsonsa ($X = \sum u^2/H$), a więc i sprawność wewnętrzną turbiny. Zysk ten będzie szczególnie wyraźny w starych turbinach, posiadających małą liczbę stopni i niską liczbę Parsonsa. W niektórych przypadkach istnieją możliwości osiągnięcia dalszego polepszenia sprawności turbiny przez przebudowę stopnia regulacyjnego Curtisa na stopień Zoelly'ego.

Warto wspomnieć, że sama już możliwość uniknięcia obniżenia mocy turbiny oraz zwiększenie jej przepływu stanowi dostateczną zachętę do wymiany układu łopatkowego przy dostosowywaniu turbin kondensacyjnych do celów ciepłowniczych.

Z powyższego pobieżnego przeglądu zagadnień wynika, że modernizacja układu łopatkowego turbin celowa jest w przypadku:

- a) zasilania turbiny parą o parametrach odbiegających od podanych przez dostawcę,
- b) zmiany mocy znamionowej i ekonomicznej turbiny,
- c) zwiększenia poboru pary z upustów nieregulowanych turbiny,
- d) przebudowy turbiny kondensacyjnej na pracę z przeciwcisnieniem.

Celowo pominięto sprawę stosowania nowoczesnych profili łopatkowych, gdyż posiadane informacje na razie nie upoważniają do stosowania ich przez konstruktora bez poważnego ryzyka. Skoro wyniki badań tych profili staną się bardziej dostępne, to nic nie stanie na przeszkodzie, aby je powszechnie stosować, zwłaszcza, że wysoka sprawność i niewielka wrażliwość na zmianę kąta wlotowego strumienia pary stanowią głównie zalety nowoczesnych profili tak łopatek akcyjnych jak i reakcyjnych.

Korpus turbiny

Modernizacja korpusu turbiny polega na tworzeniu nowych upustów nieregulowanych. Możliwości te nie są duże i ograniczają się jedynie do ciśnień większych z uwagi na objętość pobieranej pary. Miejsce, w którym można stosunkowo łatwo zainstalować nowy króciec upustowy jest komora stopnia regulacyjnego lub też rurociąg łączący poszczególne korpusy turbin wielokadłubowych.

W niektórych turbinach można zainstalować upust w miejscu nagłej zmiany średnicy wirnika.

Łożyska turbiny

W kilku turbinach w kraju wykonano już przebudowę łożysk oporowych typu grzebieniowego na Michella. Modernizacja taka we wszystkich tych przypadkach dała dodatnie wyniki. Podobne rekonstrukcje lub przebudowy polegające na powiększeniu łożyska mogą okazać się koniecznością przy wzroście sił osiowych wirnika wskutek modernizacji układu łopatkowego.

Regulacja turbiny

Zagadnieniem regulacji turbin zainteresowano się dopiero w ostatnich czasach. A w dziedzinie badania regulacji zrobiono dotychczas niewiele. Autor nie zna w Polsce przypadku odbioru turbiny z pomiarem prędkości działania i charakterystyki dynamicznej regulacji (z wyjątkiem jednego wypadku w innym resorcie), aczkolwiek pomiary tego typu są za granicą już regułą (autor oglądał ostatnio u jednego z monterów szwajcarskich oscylogramy regulacji robione we Francji przez przedstawiciela energetyki francuskiej). W tych warunkach wady układu regulacyjnego turbiny wychodzą na jaw dopiero wówczas, gdy są tak znaczne, że dają się zaobserwować bez specjalnych przyrządów pomiarowych.

Pod pojęciem modernizacji regulacji rozumieć należy:

- a) doprowadzenie krzywej charakterystyki regulacji do pożądanego kształtu,
- b) uzyskanie odpowiedniej charakterystyki dynamicznej układu regulacyjnego.

Zagadnienie charakterystyki regulacji jest zagadnieniem systemowym, bo wiąże się ściśle z zagadnieniem pracy równoległej turbospołtów. Na razie nie została jeszcze opracowana charakterystyka wzorcowa regulacji turbiny ani też nie ustalono wiążących norm.

Modernizacja staje się więc konieczna jedynie w przypadku występowania punktów astatycznych i niestatycznych w przebiegu charakterystyki regulacji oraz w wypadku wad układu regulacyjnego, utrudniających załączenie lub pełne obciążenie turbospołtu pracującego równoległe z innymi jednostkami.

Istnieją również możliwości, szczególnie przy regulacji z przeniesieniem mechanicznym, ewentualnego zmniejszenia nieczułości regulacji. Środki modernizacji są w tym względzie stosunkowo proste, mogą jednak wymagać wymiany sprzężyn, które obecnie trudno nabyć na rynku krajowym ze względu na wysokie wymagania odnośnie przebiegu charakterystyki i jakości materiału.

Sprawa charakterystyki dynamicznej tak regulacji mocy jak i regulacji bezpieczeństwa wymaga wprowadzenia nowych metod pomiarowych. Zmniejszenie tzw. „czasów regulacji“ jest zagadnieniem trudnym. Można go jednak niekiedy pomyślnie rozwiązać np. przez zmniejszenie wymiarów serwomotoru i przez podniesienie ciśnienia oleju w układzie regulacyjnym.

Rozrząd pary turbiny

Przez dobre oprofilowanie grzybków zaworów regulacyjnych turbiny można wydatnie zmniejszyć opory przepływu a więc również podnieść jej sprawność. Jest to szczególnie ważne wówczas, gdy przez przebudowę podwyższa się moc ekonomiczną turbiny mającej regulację z obejściem zewnętrznym. Przez zawory zasilające stopień regulacyjny popłynie bowiem wtedy

więcej pary niż przed przebudową, a przez zawory zasilające za stopniem regulacyjnym — mniej pary.

Obieg olejowy turbiny

Pożądane jest uzupełnienie obiegu olejowego turbiny niskociśnieniową pompą olejową z napędem elektrycznym. Czasem może być celowa przebudowa zbiornika olejowego turbiny, chłodnicy oleju itp.

Przyrządy pomiarowe

Z małymi wyjątkami turbiny nie mają na ogół manometru do pomiaru ciśnienia za zaworem głównym, aczkolwiek obserwacja jego wskazań jest ważna podczas uruchamiania turbiny. Pożądane jest również zainstalowanie termometru i manometru w części niskoprężnej turbiny i to w miejscu, przez które przepływa jeszcze para przegrzana. Przyrządy te pozwalają bowiem na systematyczne sprawdzanie sprawności turbiny w czasie pracy, przynajmniej na odcinku od wlotu do punktu pomiarowego.

Konieczne jest wyposażenie turbin we wskaźniki przesuwu wału, zainstalowane po stronie sprzęgła. Wskaźnik umieszczany na końcówce wału ma minimalną wartość ruchową, gdyż dopiero pomiar wydłużenia względnego na całej długości wału pozwala na kontrolę odkształceń cieplnych w czasie uruchamiania turbospołtu.

Urządzenia kondensacyjne turbiny

Zagadnienie modernizacji kondensatorów było już wielokrotnie szeroko omawiane. Wskazane będzie zwrócić tutaj uwagę na celowość wprowadzenia automatycznej regulacji poziomu skroplin w kondensatorze. W jednej z elektrowni dolnośląskich, w której istnieją takie regulatory, nawet w godzinach nocnych nie występuje zjawisko przechłodzenia kondensatu.

Szczególnej uwagi wymaga instalacja smoczków próżniowych, będąca często główną przyczyną wadliwej pracy skraplacza.

Zakończenie

Artykuł powyższy nie miał na celu wyczerpania zagadnienia modernizacji turbin, gdyż jest ono tak obszerne, iż wymagałoby co najmniej całego cyklu artykułów. Chodziło tylko o wskazanie pewnych możliwości, które dotychczas nie były brane pod uwagę. Za najpoważniejsze zagadnienie uważać należy przede wszystkim rekonstrukcję układu łopatkowego turbiny.

Modernizacja turbin wymaga określonych form organizacyjnych: ośrodka przygotowującego dokumentację oraz zakładów wykonawczych. Celowe byłoby wydzielenie w jednym w biur projektów energetycznych lub w Instytucie Energetyki grupy 2 ÷ 3 pracowników z zadaniem wykonania pierwszej kompletnej modernizacji turbiny. Badanie turbiny, przeprowadzone przez „Energopomiar“ przed i po przebudowie pozwoli wysnuć wnioski o celowości dalszego prowadzenia akcji modernizacyjnej.

Lepsze wykorzystanie zdolności wytwórczych, zwiększenie wydajności oraz obniżenie kosztów własnych osiągniemy za pomocą radzieckich metod pracy

621.3.010:621.316.722

Układ forsowania wzbudzenia generatorów synchronicznych jako dodatkowy człon pospieszny automatycznych regulatorów napięcia

Inż. Władysław Paszek

Część II

Wyposażenie automatycznych regulatorów napięcia w automat forsowania wzbudzenia

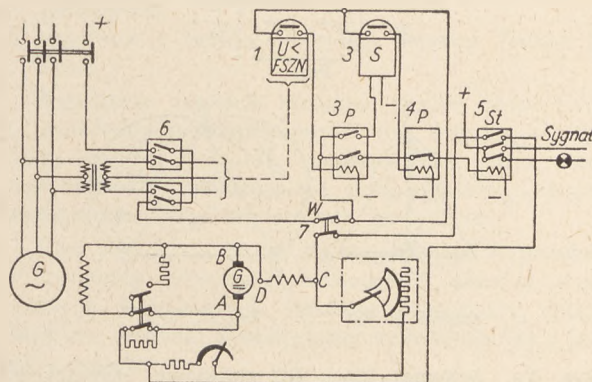
Ze względu na przeważający wpływ bezwładności wzbudnicy i generatora za nagłymi zmianami napięcia nie podąża nawet najszybszy regulator. Miara prędkości działania układu regulacyjnego jest prędkość narastania napięcia wzbudnicy po momencie załamania napięcia generatora. Tym samym dla takiej oceny prędkości nie wchodzi praktycznie w rachubę bezwładność elektromagnetyczna samego generatora, zależna głównie od mocy generatora (generatory większych mocy mają większe stałe czasowe).

Od prędkości tej, zwanej stromością napięcia wzbudzenia oraz od maksymalnego wyregulowania wzbudnicy, czyli od tzw. pułapu wzbudzenia, zależy prędkość powiększania prądu wzbudzenia i z kolei odbudowy napięcia generatora.

Dla powiększenia tej pożądanej stromości napięcia wzbudzenia przy silnych załamaniach napięcia generatora wyposaża się automatyczne regulatory napięcia w dodatkowy człon pospieszny, tzw. automat forsowania wzbudzenia.

Automat forsowania wzbudzenia reagujący na obniżki napięcia poniżej najmniejszego napięcia ruchowego generatora (zwykle nastawia się człon rozruchowy automatu forsowania wzbudzenia na wartość 0,85 najniższego napięcia ruchowego) powoduje niezależnie od działania automatycznego regulatora napięcia pospieszne maksymalne wystawienie wzbudnicy. Zwykle forsowanie wzbudzenia osiąga się przez zwie-

ranie stycznikiem oporów dodatkowych w obwodzie wzbudzenia wzbudnicy lub wzbudnicy pomocniczej.

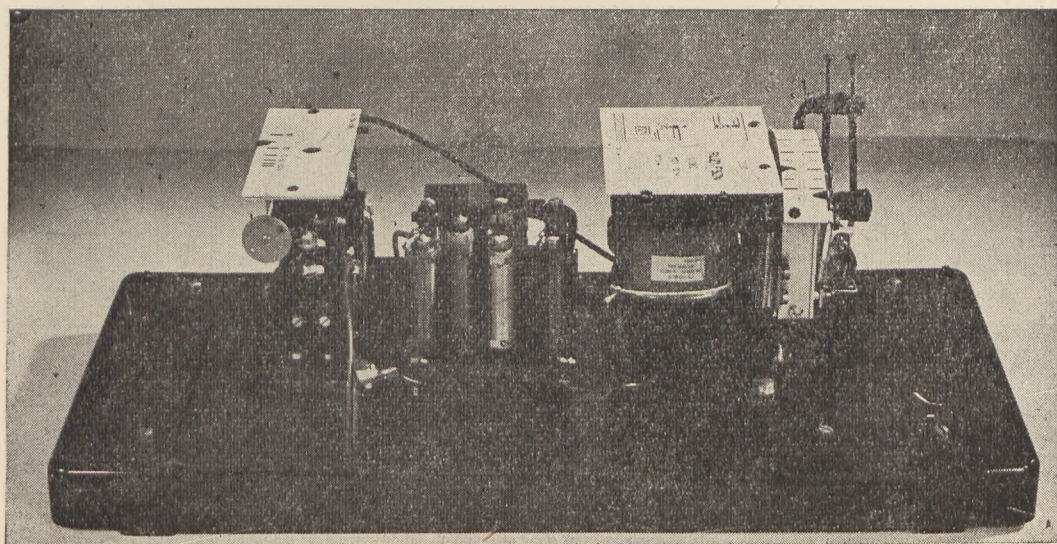


Rys. 1. Ideowy schemat układu forsowania

1 — UK< — RUf + FSZN, 2 — S — RZf — 15 sek, 3 — P — RH40 styki zwierane, 4 — P — RH40 styki rozwierane, 5 — St — stycznik suchy, 6 — automaty bezpiecznikowe, 7 — wyłącznik urządzenia forsowania wzbudzenia

Stycznik uruchamiany jest przez przełącznik forsowania wzbudzenia pobudzany napięciem generatora. Dla wyeliminowania możliwości fałszywego zadziałania automatu forsowania wzbudzenia przy niesymetrycznych obniżkach napięcia przełącznik forsowania powinien reagować na napięcia wszystkich trzech faz generatora.

W praktycznej realizacji układu forsowania możliwe jest zatem zastosowanie trzech przełączników podnapięciowych we wszystkich fazach lub też zastosowa-



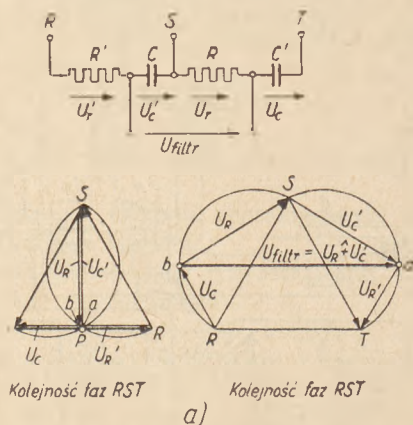
Rys. 2. Widok zewnętrzny automatu forsowania

nie jednego przekaźnika podnapięciowego z filtrem dla składowej zgodnej kolejności.

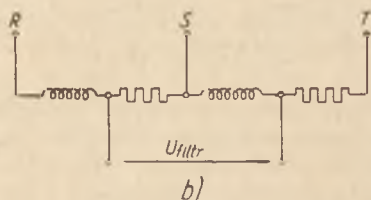
Na rys. 1 przedstawiono ideowy schemat układu forsowania w drugiej alternatywie, zastosowany w jednym z naszych okręgów energetycznych.

Przez użycie filtru dla składowej napięcia zgodnej kolejności faz otrzymano prosty i technicznie najwłaściwszy sposób pobudzenia automatu forsowania.

Na rys. 2 pokazano automat forsowania wzbudzenia skonstruowany w ZEOPd. Na rysunku widoczny



Rys. 3 a. Schemat filtru RC składowej symetrycznej napięcia zgodnej kolejności faz (FSZN)



Rys. 3 b. Schemat filtru RL składowej symetrycznej napięcia zgodnej kolejności faz

jest w środku filtr zgodnej składowej symetrycznej napięcia złożony z dwu kondensatorów i oporników, poniżej filtru mieści się przekaźnik podnapięciowy nastawiony w granicach 50 ± 100 V oraz powyżej filtru przekaźnik czasowy nastawialny w granicach od 0 do 12 sek.

Na rys. 3 przedstawiono schemat i działanie filtru napięcia zgodnej kolejności faz. Najprościej można dobrać elementy filtru, wychodząc z założenia, że przy symetrycznych napięciach zasilania odwrotnej kolejności faz napięcie wyjściowe filtru powinno być równe zero.

Na wykresie topograficznym (rys. 3) punkt P przecięcia okręgu miejsc geometrycznych potencjału a i potencjału b dla zmiennych parametrów R' i R wyznacza stosunek

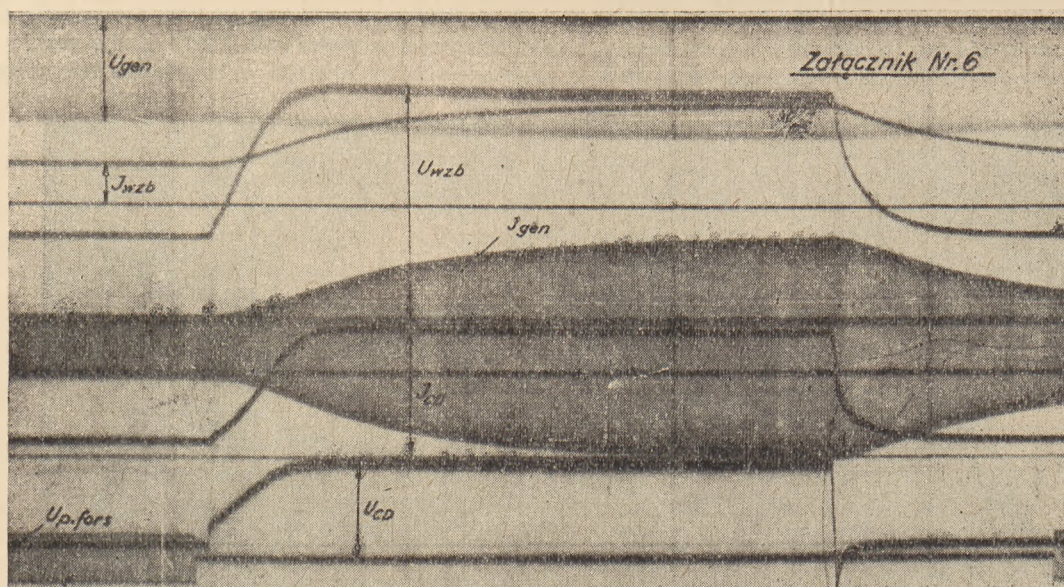
$$\frac{U_R}{U_C} = \frac{U_C}{U_R} = \tan 60^\circ = \sqrt{3}$$

Przy zasilaniu filtru napięciem symetrycznym zgodnej kolejności faz (rys. 3) napięcie wyjściowe filtru wynosi $\frac{3}{2} U_{RT}$. Z rysunku wynika warunek doboru elementów filtru. Dla przeciętnie spotykanych zmian częstotliwości, zazwyczaj nie większych od kilku procent (awaryjnym załamaniem napięcia towarzyszy zwykle obniżka częstotliwości), stwierdzono na podstawie pomiarów, że filtr zasilany przekaźnik praktycznie napięciem składowej zgodnej kolejności faz.

Kondensatory stosowane we filtrze powinny mieć duże napięcie przebicia dla uniknięcia wadliwego rozruchu automatu forsowania wzbudzenia przy przebiegu kondensatora.

Dla zwiększenia pewności pracy może być zastosowany filtr nie zawierający kondensatorów, złożony z indukcyjności i oporów czynnych.

Na rys. 3 b przedstawiono filtr RL. Analiza filtru RL jest analogiczna jak dla filtru RC z tym, że zachodzi odpowiedniość:



Rys. 4 a. Oscylogram forsowania generatora 40 MVA

U_{gen} — napięcie stojana generatora, I_{wzb} — prąd wzbudzenia generatora, U_{wzb} — napięcie wzbudnicy, I_{gen} — prąd stojana generatora, I_{CD} — prąd w uzwojeniu wzbudzenia wzbudnicy, U_{CD} — napięcie na uzwojeniu wzbudzenia wzbudnicy, $U_{p.fors}$ — napięcie na przekaźniku podnapięciowym automatu forsowania. Automat forsowania wzbudzenia uruchomiono przez przerwanie zasilania przekaźnika podnapięciowego

$$U_{C(RC)} \hat{=} U_{R(RL)}; \quad U_{R(RC)} \hat{=} U_{L(RL)}$$

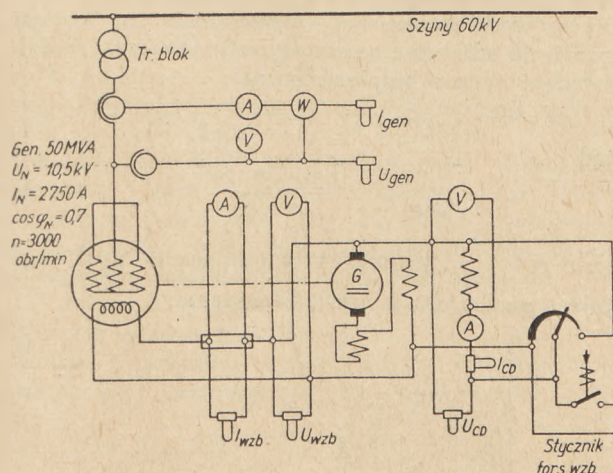
$$X_{C(RC)} = R_{(RL)}; \quad R_{(RC)} = X_{L(RL)}$$

Budowa filtra składowej zgodnej napięcia z elementów R, L jest celowa wówczas, gdy konieczne są większe moce wyjściowe filtru. W systemie Okręgu Południowego zastosowany jest filtr RL do zasilania nowoczesnych regulatorów napięcia opartych na zasadzie zasilania wzbudzenia generatora ze wzmacniacza maszynowego, które ze względu na duży pobór mocy trudno byłoby rozwiązać w układzie filtru RC.

Zaletą filtrów napięcia zgodnej kolejności faz wynika szczególnie przy niesymetrycznych zwarciać sieciowych, w czasie których występuje nierównomierny spadek napięcia wszystkich trzech faz. Reagując na składową zgodną kolejności napięcia, decydującą o utrzymaniu pracy równoległej generatorów i stateczności silników indukcyjnych i synchronicznych zasilanych ze systemu, filtr wpływa tym samym pośrednio na stabilność generatora.

Czasy własne automatu forsowania wzbudzenia skonstruowanego przez ZEOPd wynoszą — jak stwierdzono — około $3 \div 4$ okresy.

Na rys. 4a przedstawiono oscylogram napięcia U_{wzb} i prądu I_{wzb} wzbudnicy w czasie forsowania generatora 50 MVA pracującego równolegle z siecią przy pomiarach możliwości zastosowania układu forsowania. Na oscylogramie widoczny jest poza tym przebieg narastania prądu generatora I_{gen} , prądu uzwojenia wzbudzenia wzbudnicy I_{CD} oraz napięcie przekaźnika forsowania $U_{p\ fors}$. Przekaźnik w ciągu 0,07 sek po zaniku napięcia zasilania załącza stycznik forsowania wzbudzenia. Czas własny automatyki forsowania jest — jak widać — znikomy.



Rys. 4b. Układ pomiarowy do rys. 4a

Z przebiegu narastania prądu wzbudzenia generatora widoczny jest znaczny wpływ bezwładności generatora zmniejszający stromość narastania prądu wzbudzenia w porównaniu do stromości napięcia wzbudnicy. Na rys. 4b przedstawiono układ pomiarowy przy próbach forsowania.

Dla porównania czasu działania automatyki forsowania oraz czasu działania regulatorów przeprowadzono wiele pomiarów oscylograficznych, na podstawie których można było badane regulatory pod

względem prędkości działania uszeregować w następującej kolejności:

1. regulator ze wzmacniaczem maszynowym — amplitudą (Alsthom);
2. regulator ze wzmacniaczem magnetycznym w układzie korektora kompaundacji generatora (regulatory radzieckie typu EPA 102, EPA 103, EPA 105, EPA 106);
3. regulator z kontaktami wibracyjnymi (system Tirill, AEG, ASEA, Siemens);
4. regulator z segmentowymi kontaktami ślizgowymi (BBC, Siemens);
5. regulator ze wzmacniaczem magnetycznym z dłuższą stałą czasową przy nieczynnej kompaundacji generatora;
6. regulator z turbinką olejową (system Thoma lub Rex).

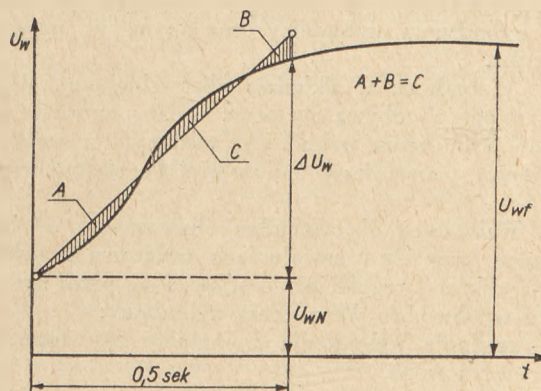
Regulatory napięcia zasilane zwykle jednofazowo z przekładników napięciowych nie reagują na składową zgodną kolejności napięcia i w czasie zwarcia niesymetrycznych mogą w niedostatecznym stopniu wyregulować prąd wzbudzenia generatora.

Z tej przyczyny uważa się za wskazane wyposażenie w automaty forsowania wzbudzenia również nowoczesnych, pospiesznych regulatorów napięcia, chociaż dają one zarówno wysoki pułap wzbudzenia jak i małe stałe czasowe.

W przypadku, gdy regulator reaguje na średnią wartość napięć fazowych, która przy małych asymetriach zbliżona jest do wartości składowej zgodnej kolejności, automat forsowania wzbudzenia stanowi dodatkową rezerwę regulacji, bardzo cenną przy ewentualnym wyłączeniu regulatora do naprawy lub remontu. W przypadku małego zakresu maksymalnegoysterowania wzbudnicy przez regulator, automat forsowania wzbudzenia zwiększa często znacznie pułap wzbudzenia.

Dla oceny wpływu forsowania wzbudzenia na przebiegi generatora w czasie załamania napięcia wprowadza się umowną stromość napięcia odniesioną do warunków znamionowej pracy, określoną na podstawie nachylenia prostej równoważnej (z zachowaniem zasady równowagi pól) w ciągu 0,5 sek. (rys. 5).

W ten sposób trzy wielkości charakteryzują zdolność układu wzbudzenia do nadążania za udarowymi zmianami napięcia generatora:



Rys. 5. Wyznaczenie stromości napięcia wzbudnicy przy forsowaniu wzbudzenia

1. Stromość napięcia wzbudnicy

$$S_f = 2 \frac{\Delta U_w}{U_{wN}} \frac{1}{\text{sek}} \quad (1)$$

2. Współczynnik forsowania

$$k_f = \frac{U_{wf}}{U_{wN}} \quad (2)$$

U_{wf} jest zazwyczaj szczytową wartością, jaką ustala się w czasie forsowania. W niektórych układach napięcie wzbudnicy może przyjąć w czasie forsowania chwilowe wartości wyższe od ustalonych. Należy wówczas rozróżnić maksymalną wartość współczynnika forsowania $k_{fmax} = \frac{U_{fmax}}{U_{wN}}$ oraz ustaloną wartość współ-

czynnika forsowania $k_f = \frac{U_{wf ust}}{U_{wN}}$. W tych wypadkach na wartości współczynnika forsowania mogą mieć znaczny wpływ również parametry sieci i generatora.

Odpowiednio do ustalonej wartości napięcia wzbudnicy może ustalić się w czasie forsowania również prąd wzbudzenia generatora. Można zatem współczynnik forsowania określić również jako stosunek ustalonego prądu wzbudzenia generatora w czasie forsowania do znamionowego prądu wzbudzenia (nie biorąc pod uwagę zmian oporności wzbudzenia generatora wskutek zmiany temperatury w czasie forsowania).

3. Stała czasowa generatora

$$T'_d = T'_{do} \frac{X'_d + X_r}{X_d + X_r} \quad (3)$$

Przyjęcie przedziału czasu 0,5 sek do wyznaczenia stromości napięcia wzbudnicy obrano ze względu na zasadniczy wpływ forsowania wzbudzenia na pracę równoległą w czasie pierwszego półokresu kołysania układu elektromechanicznego generatora i systemu przy udarowej obniżce napięcia. Okres kołysań wynosi przeciętnie około 1 ÷ 2 sek.

Analiza wpływu forsowania na pracę wzbudnicy i generatora w czasie załamania napięcia systemu powinna uwzględnić specyficzne warunki zastosowanego układu wzbudzenia.

W dotychczasowej praktyce pomiarowej Zakładu Maszyn Elektrycznych Politechniki Śląskiej zbadano szereg układów wzbudzenia stosowanych w kraju, które można sklasyfikować następująco:

1. Wzbudzenie generatora zasilane ze wzbudnicy osadzonej na wspólnym wale generatora.

a) Wzbudnica w układzie samowzbudnym. Regulacja napięcia dokonywana jest zmianą oporu w obwodzie wzbudzenia wzbudnicy zasilanym z zacisków twornika.

b) Wzbudnica w układzie obcowzbudnym. Regulacja napięcia odbywa się przez zmianę oporu w obwodzie wzbudzenia wzbudnicy, zasilanym z zacisków wzbudnicy pomocniczej (pilotującej) o stałym napięciu.

c) Wzbudnica obcowzbudna (lub częściowo obcowzbudna przy dwu uzwojeniach wzbudzenia wzbudnicy), w której regulacja nie odbywa się przez zmianę oporu w obwodzie wzbudzenia wzbudnicy:

— zasilanie wzbudzenia wzbudnicy ze wzmacniacza maszynowego,

— zasilanie wzbudzenia wzbudnicy ze wzmacniacza magnetycznego oraz ewentualnie prądem kompaundacji generatora,

— zasilanie wzbudzenia wzbudnicy z prądnicy dodatkowej.

2. Wzbudzenie generatora zasilane ze wzbudnicy napędzanej osobnym silnikiem (agregat wzbudniczy).

Wpływ forsowania wzbudzenia na generator, szyny zbiorcze i aparaturę

A. Skutki termiczne

Przy zwarciach stosunkowo bliskich generatora forsowanie znacznie podwyższa ustalony prąd zwarcia. Ze względu na możliwość przegrzania uzwojeń generatora przy długotrwałych zwarciach, automat forsowania wyposażono w dodatkowy przełącznik czasowy, wyłączający forsowanie po nastawionym czasie.

Dla oceny wpływu forsowania na przegrzanie obwodów elektrycznych generatora rozpatrzy się przypadki:

a) zwarć symetrycznych i b) niesymetrycznych.

Ad a) Ze względu na to, że w czasie forsowania przy załamaniach napięcia uzwojenie stojana ulega znacznie większemu przeciążeniu niż uzwojenie wirnika (przy znamionowym wzbudzeniu generatora ustalony prąd zwarcia stojana przekracza znacznie prąd znamionowy), rozważania odnośnie dopuszczalnego czasu trwania przeciążenia można ograniczyć do uzwojenia stojana.

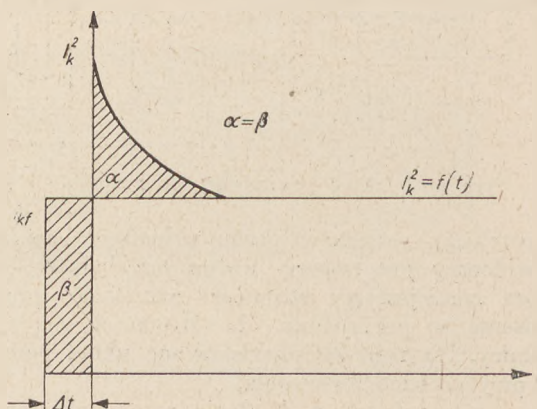
Jeżeli nie są znane dopuszczalne przeciążenia termiczne generatorów (co zdarza się u większości generatorów), to można wyjść z założenia, że każdy generator powinien bez szkody dla izolacji uzwojeń wytrzymać 1,5-krotne przeciążenie prądowe w ciągu 2 minut. Przy założeniu adiabaticznego przyrostu temperatury dopuszczalna ilość wydzielonego ciepła przy dowolnym przeciążeniu nie może przekraczać ilości ciepła wydzielonego przy przeciążeniu 1,5-krotnym (przyjęcie adiabaticznego przyrostu temperatury daje dodatkowy zapas bezpieczeństwa)

$$[(pI_N)^2 - I_N^2] t_{dop} = [(1,5I_N)^2 - I_N^2] 120$$

stąd

$$t_{dop} = \frac{(1,5^2 - 1) 120}{p^2 - 1} \quad (4)$$

gdzie $p = \frac{I_{zf}}{I_N}$ oznacza krotność prądu ustalonego stojana generatora w czasie forsowania.



Rys. 6. Wyznaczenie poprawki Δt dla dopuszczalnego czasu forsowania wskutek początkowego przeciążenia prądowego w okresie przejściowym prądu zwarcia

Dla obliczenia krotności prądu stojana w czasie forsowania zakłada się przypadek forsowania przy zwarciu na zaciskach generatora. Obliczony według powyższego wzoru dopuszczalny czas trwania forsowania można skorygować ze względu na początkowe zwiększenie przeciążenia prądowego w okresie przejściowym prądu zwarcia.

Na rys. 6 objaśniono konstrukcyjne wyznaczenie poprawki Δt , wychodząc z przebiegu prądu zwarcia trójfazowego $I_{z3} = f(t)$ w czasie forsowania (funkcję $I_{z3} = f(t)$ można wyznaczyć konstrukcyjnie przy znanym przebiegu napięcia wzbudnicy).

Przyjmując przeciętne parametry generatora $X_d = 1,4$; $\frac{I_{wN}}{I_{wo}} = 2,3$ otrzymuje się dla współczynnika forsowania $k_f = 2$

$$t_{dop} = \frac{(1,5^2 - 1) 120}{\left(k_f \frac{I_{wN}}{I_{wo}} \frac{1}{X_d}\right)^2 - 1} = 19,5 \text{ sek}$$

gdzie I_{wo} — prąd wzbudzenia generatora przy biegu jałowym dla napięcia znamionowego.

Poprawka Δt jest nieznaczna z powodu wyrównania wielkości prądu zwarcia wskutek forsowania i wynosi zwykle około 1 sek.

Największy dopuszczalny czas forsowania obliczony ze względu na zwarcia symetryczne wynosi

$$t_{dop} - \Delta t = 18,5 \text{ sek.}$$

Obliczony czas forsowania nie ujmuje ewentualnych, miejscowych przegrzań uzwojenia, np. wskutek złych styków połączeń czołowych stojana. Dlatego pomiary możliwości zastosowania forsowania wzbudzenia dla badanego generatora powinny obejmować kontrolę oporności uzwojeń wszystkich trzech faz stojana (np. za pomocą dokładnego mostka Thomsona). Umieszczenie złego styku uzwojenia, wykrytego pomiarem oporności jest możliwe przy zdjętych pokrywach generatora i zasilaniu uzwojeń stojana nieruchomego generatora prądem stałym przez wycucie dotykami gorących miejsc połączeń czołowych.

Analogiczne skutki termiczne wywiera forsowanie na kable i szyny zbiorcze elektrowni, co należy uwzględnić szczególnie przy badaniach możliwości wprowadzenia forsowania wzbudzenia generatorów w starych, niezmodyfikowanych elektrowniach.

A d b) Przypadek zwarcia dwubiegunowego na zaciskach generatora. Wyznaczony za pomocą rachunku składowych symetrycznych ustalony prąd zwarcia przy jednoczesnym forsowaniu wynosi

$$I_{z2} = k_f \frac{I_{wN}}{I_{wo}} \frac{\sqrt{3}}{X_d + X_2} \quad (5)$$

gdzie X_2 oznacza reaktancję dla prądu przeciwnej kolejności faz. Prąd ten można rozłożyć na dwie składowe symetryczne: zgodnej kolejności faz $I_1 = \frac{I_{z2}}{\sqrt{3}}$

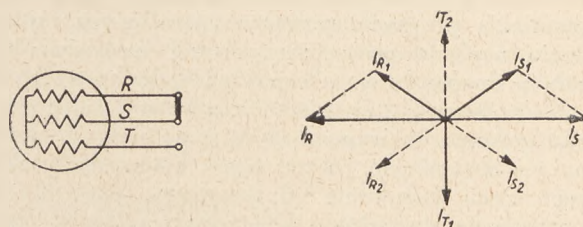
i przeciwnej kolejności faz $I_2 = \frac{I_{z2}}{\sqrt{3}}$ (rys. 7). Przypadek zwarcia dwubiegunowego przedstawia maksymalną możliwą asymetrię generatora przyłączonego w układzie trójprzewodowym ($\frac{I_2}{I_1} = 1$).

Podczas gdy składowa prądu zgodnej kolejności I_1 wytwarza przepływ prądowy wirujący synchronicznie

z wirnikiem, składowa przeciwnej kolejności I_2 daje przepływ wirujący względem wirnika z podwójną prędkością synchroniczną, który indukuje w obwodach wirnika prądy podwójnej częstotliwości. W obwodzie wirnika wydziela się pod wpływem tego obciążenia dodatkowe ciepło pochodzące od niesymetrii obciążenia. Wielkość tych strat dodatkowych wynosi:

$$\frac{\Delta P_{wd}}{P_N} = I_2^2 (R_2 - R_1) = \left(k_f \frac{I_{wN}}{I_{wo}} \frac{1}{X_d + X_2}\right)^2 (R_2 - R_1) \quad (6)$$

gdzie $(R_2 - R_1)$ oznacza oporność czynną wirnika sprowadzoną na stronę stojana dla prądu przeciwnej kolejności faz.



Rys. 7. Wykres wektorowy składowych symetrycznych prądu dwubiegunowego zwarcia generatora

Część tych strat ($\alpha \cdot \Delta P_{wd}$) dodaje się do zwiększonych w czasie forsowania strat w uzwojeniu wzbudzenia, powodując powiększenie temperatury uzwojenia wywołanych prądem stałym. Całkowite straty uzwojenia wzbudzenia wywołujące nagrzanie izolacji P_{wf} wynoszą

$$\frac{P_{wf}}{P_{wN}} = k_f^2 \cdot \left[1 + \alpha \left(\frac{I_{wN}}{I_{wo}} \frac{1}{X_d + X_2}\right)^2 (R_2 - R_1) - \frac{P_N}{P_{wN}}\right] \quad (7)$$

Przyjmując przeciętne wartości dla turbogeneratora dużej mocy $X_d = 1,4$; $X_2 = 0,12$; $\frac{I_{wN}}{I_{wo}} = 2,3$;

$$R_2 - R_1 = 0,03; \quad \frac{P_{wN}}{P_N} = 0,003; \quad \alpha \approx 0,25$$

otrzymuje się dla przyjętego współczynnika forsowania $k_f = 2$

$$\frac{P_{wf}}{P_{wN}} = 4 \left[1 - 0,25 \left(2,3 \frac{1}{1,52}\right)^2 0,03 \frac{1}{0,003}\right] = 22,0$$

Tak ogromny wzrost strat w obwodach wirnika powoduje stromy przyrost temperatury wirnika i wymaga bezwzględnie ograniczenia czasu forsowania.

Przyjmując przeciętną szybkość adiabaticznego wzrostu temperatury wirnika około $0,35^\circ\text{C}/\text{sek}$ przy znamionowych stratach wirnika, szybkość nagrzania uzwojeń wirnika w przypadku omawianego zwarcia wynosi $8,0^\circ\text{C}/\text{sek}$, podczas gdy dla generatora bez forsowania wzbudzenia wynosi $2,0^\circ\text{C}/\text{sek}$.

Tak stromy przyrost temperatury wirnika dotyczy jedynie średniej temperatury uzwojenia. Jak stwierdziły pomiary Katedry Maszyn Elektrycznych na badanym turbogeneratorze elektrowni przemysłowej oraz jak wynika z analizy awarii generatorów elektrowni zawodowych, miejscowe przegrzania wirnika (kliny i końpaki końcowe) mogą być znacznie wyższe.

Rozważania powyższe wykazują znaczne powiększenie nagrzania wirnika wskutek forsowania wzbudzenia i uzasadniają celowość stosowania ograniczenia czasu forsowania.

Należy zaznaczyć, że w Związku Radzieckim nie stosuje się ograniczenia czasu forsowania. Również na generatorach radzieckich dostarczonych do naszych nowych elektrowni nie przewidziano przez dostawcę ograniczenia czasu forsowania. Mając jednak na uwadze, że wiele generatorów pracujących w naszym systemie nie budowano z myślą o dopuszczalnym, długotrwałym przeciążeniu termicznym uważa się na podstawie praktyki pomiarowej i eksploatacyjnej, że byłoby jednak wskazane ograniczyć dopuszczalny czas trwania forsowania.

W przypadku niesymetrycznych załamań napięcia sieci mogłyby zaistnieć bez czasowego ograniczenia forsowania przypadki przegrzań wirnika przy utrzymaniu napięcia generatora powyżej nastawień blokady podnapięciowej zabezpieczeń nadmiarowych.

Na podstawie doświadczeń eksploatacji całego szeregu generatorów wyposażonych w automaty forsowania nie stwierdzono jeszcze nigdy konieczności dłuższego czasu forsowania od przyjętego czasu 12 sek i przeciwnie stwierdzono kilkakrotnie celowość ograniczenia czasu forsowania w przypadkach błędnego zadziałania automatyki. Poza tym wyposażenie automatów forsowania wzbudzenia w człon czasowy pozwoliłoby zebrać materiały statystyczne odnośnie czasu trwania załamań i szybkości odbudowy napięcia sieci.

B. Skutki dynamiczne

Forsowanie wzbudzenia przy stosowanym współczynniku $k_f = 2$ powoduje blisko dwukrotne zwiększenie prądów zwarcia ustalonego. Podczas gdy na prąd podprzejściowy zwarcia zanikający ze stałą czasową rzędu 0,08 sek forsowanie nie ma żadnego wpływu, przebieg prądu przejściowego zostaje znacznie zwiększony szczególnie przy dużych stromościach napięcia wzbudnicy. Przebieg prądu zwarcia można wyznaczyć wykreślnie przy znanych parametrach generatora oraz przy znanym przebiegu napięcia wzbudnicy lub gdy znane są parametry wyznaczające przebieg napięcia wzbudnicy.

Przy czasach własnych wyłączników do rzędu 0,2 sek wpływ forsowania na powiększenie mocy oddziałalnej jest niewielki i nie przekracza 10%.

Wyposażenie generatora w automat forsowania wzbudzenia zwiększa łączny prąd zwarcia ustalonego szyn zbiorczych o wartość $\left(k_f - 1 \right) \frac{I_{z\text{ust}}}{\Sigma I_{z\text{ust}}} \cdot 100\%$ w stosunku do łącznego prądu zwarcia bez regulacji wzbudzenia.

($I_{z\text{ust}}$ — ustalony prąd zwarcia rozpatrywanego generatora,

$\Sigma I_{z\text{ust}}$ — łączny ustalony prąd zwarcia szyn zbiorczych przy nieregulowanym wzbudzeniu generatora).

Ponieważ z reguły generatory wyposażone są w automatyczne regulatory napięcia, przeto wpływ forsowania na powiększenie ustalonego prądu zwarcia będzie znacznie mniejszy.

Powyższe zależności należy uwzględnić przy sprawdzaniu szyn zbiorczych i wyłączników przed wprowadzeniem forsowania wzbudzenia.

Wzbudnica generatora

A. Skutki termiczne

W czasie trwania wzmoczonego napięcia wzbudnicy nagrzewają się uzwojenia wzbudnicy powyżej temperatury przy pracy znamionowej. Szczególnie narażone są uzwojenia wzbudzenia wzbudnicy obciążonej wielokrotnym prądem znamionowym. (Dla osiągnięcia współczynnika forsowania $k_f = 2$ prąd wzbudzenia ze względu na nasycenie maszyny musi wzrosnąć znacznie więcej. Praktycznie przeciążenie jest 5–7-krotnie).

Obserwacje przy pomiarach wzbudnic nie przeznaczonych z góry przez dostawcę do pracy przy pułapie wzbudzenia wykazują, że z tego względu może zaistnieć czasem konieczność ograniczenia czasu forsowania.

B. Wpływ na komutację wzbudnicy

Wskutek wzmoczenia napięcia wzbudnicy w czasie zwarcia obniżek napięcia sieci przedłuża się znacznie czas trwania zwiększonego prądu twornika wzbudnicy.

Przy zwiększonym prądzie wzbudnicy i jednocześnie zwiększonym napięciu międzydziałkowym kolektora może wystąpić znaczne iskrzenie szczotek na komutatorze, szczególnie, gdy materiał szczotek jest niewłaściwy.

Na pogorszenie warunków komutacji wpływa poza zwiększeniem obciążenia kolektora jeszcze dodatkowe opóźnienie komutacji wskutek bezwładności magnetycznej strumienia biegunów pomocniczych (wpływ jarzma z żelaza litego) przy szybkich zmianach prądu wzbudnicy (w szczególności w pierwszym momencie zwarcia generatora), co prowadzi do iskrzenia zbiegających końców szczotek wzbudnicy. Dalsze pogorszenie komutacji przynosi zwiększenie nasycenia obwodu magnetycznego biegunów pomocniczych wskutek znacznego zwiększenia strumienia biegunów głównych (co wpływa na nasycenie jarzma wzbudnicy).

Jeżeli forsowanie wzbudzenia generatora zostanie uruchomione w momencie zwarcia obniżki napięcia sieci, to roz magnesowującemu działaniu stojana przeciwstawia się we wirniku wyrównawczy przepływ przejściowy podtrzymujący strumień (liniozwoje) wirnika. Przypływ ten można wyrazić sprowadzonym wyrównawczym prądem uzwojenia wzbudzenia $I_{r\text{wyr}}$. Przepływ prądowy wirnika w rzeczywistości rozkłada się na trzy wyszczególnione w schemacie (rys. 7, część I) gałęzie: uzwojenia wzbudzenia klatki tłumiącej i bloku wirnika.

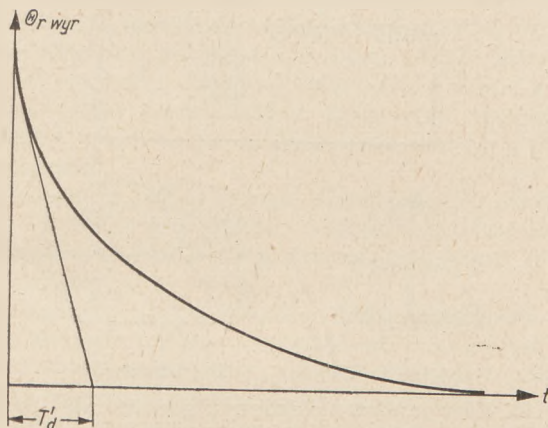
W pierwszej fazie zjawiska zwarcia można przyjąć, że przepływ wyrównawczy rozkłada się w pierwszej chwili zwarcia odwrotnie proporcjonalnie do indukcyjności rozproszonych obwodów wirnika (tak byłoby to przy pominięciu oporów czynnych wirnika) i zanika w okresie podprzejściowym ze stałymi czasowymi okresu podprzejściowego gałęzi obwodów wirnika. Stałe czasowe poszczególnych gałęzi wirnika określone opornościami czynnymi i indukcyjnościami rozproszonych są bardzo małe (rzędu 0,1 sek).

Dla uproszczenia obliczeń można pominąć przebieg podprzejściowy zwarcia i operować jedynie składową przejściową przebiegu zwarcia. Dla obliczeń rozkładu

prądów w obwodach wirnika po upływie czasu trwania przebiegu podprześciowego można w przybliżeniu pominąć indukcyjności rozproszeń oddzielnych obwodów równoległych (rys. 7, cz. I). Przepływ wyrównawczy wirnika rozdziela się wtedy na poszczególne obwody wirnika odwrotnie proporcjonalnie do oporności czynnych odnośnych gałęzi, a zatem wprost proporcjonalnie do udziału stałych czasowych obwodów wirnika

$$T'_{wo} \approx \frac{L_m}{R_N}; T'_{ko} \approx \frac{L_m}{R_k}, T'_{feo} \approx \frac{L_m}{R_{Fe}}$$

w całkowitej stałej czasowej generatora na biegu jałowym przy otwartym uzwojeniu twornika ($T'_{do} = T'_{wo} + T'_{ko} + T'_{feo}$).



Rys. 8. Przebieg zwarciovego przepływu wyrównawczego wirnika

Na rys. 8 przedstawiono przebieg wyrównawczego przepływu wirnika przy zwarciu generatora, zanikającego wykładniczo ze stałą czasową przebiegu przejściowego T'_d . Zastępczy prąd wyrównawczy uzwojenia wzbudzenia dający powyższy przepływ wyrównawczy można wyrazić wzorem:

$$I_{rwr} = \frac{E'_d (X_d - X'_d)}{X'_d + X_z} I_{wo} e^{-\frac{t}{T'_d}} \quad (8)$$

Przepływ ten nakłada się na przepływ wymuszony przez uzwojenie wzbudzenia zasilane ze wzbudnicy.

Udział prądowy uzwojenia wzbudzenia w przepływie wyrównawczym wirnika odpowiada udziałowi stałej czasowej uzwojenia wzbudzenia T'_{wo} w wypadkowej stałej czasowej generatora T'_{do} .

Zatem rzeczywisty prąd wyrównawczy w uzwojeniu wzbudzenia generatora wynosi:

$$I_{rwr} = I_{rwr} \frac{T_{wo'}}{T_{do'}} \quad (9)$$

Wskutek znacznie większej stałej czasowej generatora T'_d w czasie zwarciovych obniżek napięcia od stałej czasowej wzbudnicy najniekorzystniejsze warunki obciążenia komutatora mogą zaistnieć nie w stanie ustalonym prądu forsowania lecz w początkowym okresie zwarciovego prądu wyrównawczego. W takim przypadku statyczna próba forsowania wzbudnicy dokonana w czasie normalnej pracy równoległej generatora może nie dać właściwego obrazu pracy komutatora przy forsowaniu w czasie zwarciovych obniżek napięcia. Na przykład badany turbogenerator o dużej

reaktancji synchronicznej $X_d = 2,00$ przy jednocześnie małej reaktancji przejściowej

$$X'_d = 0,20; X_z = 0,1; \frac{T'_{wo}}{T_{do}} = 0,8; \frac{I_{wo}}{I_{wN}} = 0,36$$

(gdzie X_z — reaktancja transformatora) wykazuje przy bliskim zwarciu gwałtowny wzrost prądu wzbudzenia do wartości

$$I_w = I_{wN} \left(1 + \frac{X_d - X'_d}{X_d + X_z} \cdot \frac{T'_{wo}}{T_{do}} \cdot \frac{I_{wo}}{I_{wN}} \right) = I_{wN} \left(1 + \frac{1,8}{0,3} \cdot 0,8 \cdot 0,36 \right) = 2,8 I_{wN} \quad (10)$$

podczas gdy w czasie statycznej próby forsowania ($k_f = 1,75$) dochodzi do wartości $1,75 I_{wN}$.

Jeżeli na obciążenie komutatora wpływa głównie prąd w obwodzie twornika wzbudnicy, to najgorsze warunki pracy mogą czasem wystąpić w pierwszej chwili zwarć sieciowych. Jeśli natomiast na obciążenie komutatora wpływa głównie podwyższone napięcie twornika, to statyczna próba forsowania jest miarodajna dla oceny warunków pracy komutatora przy forsowaniu.

C. Skutki dynamiczne

Zwiększone obciążenie wzbudnicy wskutek forsowania wzbudzenia zwiększa około 4-krotnie moment wzbudnicy, co w przypadku wspólnego napędu generatora i wzbudnicy powoduje korzystne zwiększenie momentu obciążenia zespołu przy zwarciovych załamaniach napięcia, zmniejszając przyspieszenia wirnika pod wpływem nadwyżki momentu turbiny.

Dla generatorów dużych mocy moment ten jest stosunkowo nieznaczny i dochodzi najwyżej do rzędu $2 \div 3\%$ momentu znamionowego generatora. W przypadku oddzielnego napędu wzbudnicy zwiększony moment obciążenia wpływa bardzo niekorzystnie na powiększenie mocy silnika napędowego lub na wzrost szybkości wybiegu przy zasilaniu silnika napędowego napięciem generatora.

Wpływ forsowania wzbudzenia generatorów na pracę zabezpieczeń

Szczególnie ważne dla prawidłowego działania zabezpieczeń linii, transformatorów i generatorów przy obecnym dalekim powiązaniu systemów elektroenergetycznych jest zapewnienie odpowiednio dużego prądu zwarcia w awaryjnym odcinku sieci ze względu na konieczny prąd rozruchu przełączników rozległego systemu zabezpieczeń. Forsowanie wzbudzenia zwiększając znacznie (prawie dwukrotnie), przy stosowanym przeciętnie w naszym systemie współczynniku forsowania $k_f = 1,9$ ustalone prądy zwarcia, ułatwia pracę zabezpieczeń i umożliwia przyjęcie odpowiednich stopniowań w celu zapewnienia selektywności zabezpieczeń.

Stosowany w naszym systemie maksymalny współczynnik forsowania $k_f = 2$ jest z tego punktu widzenia w pełni wystarczający. Na celowość powszechnego wprowadzania forsowania wzbudzenia wskazują stwierdzone awarie przy zwarciach na szynach rozdzielni, prowadzące nawet do wypalenia kilku pól, gdzie wskutek zbyt małych prądów zwarcia generatora przy ręcznej regulacji nie doszło do pobudzenia odnośnych zabezpieczeń.

Korzystny wpływ forsowania na pracę zabezpieczeń otrzymuje się również w elektrowniach przemysłowych, gdzie do niedawna spotykało się jeszcze nawet przestarzałe regulatory prądu zmniejszające prąd wzbudzenia przy zwarciovych zwyżkach prądowych.

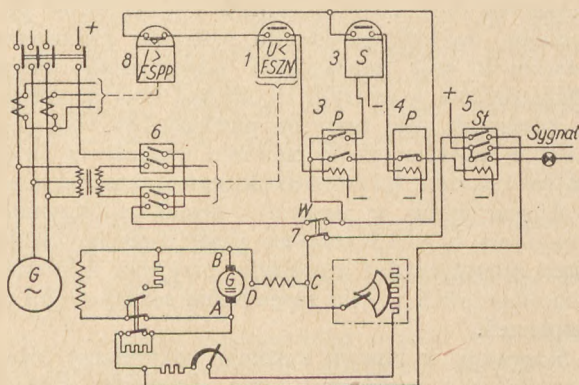
Szczególne znaczenie z punktu widzenia pracy zabezpieczeń posiada forsowanie wzbudzenia generatorów małych elektrowni, słabo powiązanych z systemem. Niestety większość tych elektrowni wyposażona jest w stare generatory z wirnikami bandażowanymi, stwarzającymi obawy przegrzania i pęknięć bandaży w przypadku forsowania przy zwiarcich niesymetrycznych. (Wskutek niesymetrii obciążenia pojawia się pole przeciwbieżne w szczelinie generatora wirujące względem wirnika z podwójną szybkością synchroniczną, indukujące w obwodach wirnika prądy o podwójnej częstotliwości sieci).

Jak wynika z dotychczasowych prac Zakładu Maszyn Elektrycznych Politechniki Śląskiej, istnieje możliwość zastosowania forsowania wzbudzenia również i dla takich jednostek przy użyciu blokady forsowania w wypadku bliskich zwarć niesymetrycznych. Blokadę taką łatwo wykonać za pomocą filtru odwrotnej kolejności faz prądu stojana. Przy prądzie odwrotnej kolejności faz leżącym powyżej nastawionej granicy automat forsowania zostaje zablokowany po upływie nastawionego czasu. Celowe byłoby zastosować charakterystykę czasową prądowo zależną blokady. (Przy większych prądach przeciwnej kolejności faz dopuszczalny czas forsowania jest krótszy).

Dopuszczalna granica wartości prądu odwrotnej kolejności faz powinna być ustalona dla danych typów generatorów za pomocą pomiarów termicznych bandaży wirnika przy zatrzymanym wirniku i zasilaniu stojana obniżonym napięciem sieci.

Na rys 9 przedstawiono ideowy schemat układu forsowania wzbudzenia, wyposażony w blokadę za pomocą filtru odwrotnej kolejności prądu stojana zasilanego z przekładników prądowych.

Na rys. 10 wyjaśniono działanie filtru przeciwnej kolejności prądu stojana, typu podobnego jak napięciowy filtr RL na rys. 3 b.



Rys. 9. Ideowy schemat układu forsowania generatorów z wirnikami bandażowanymi

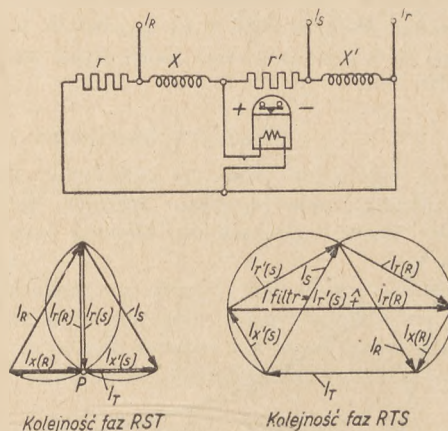
1 — U <— RUf + FSZN, 2 — S — RZf — 15 sek, 3 — P — RH40 styki zwierane, 4 — P — RH 40 styki rozwierane, 5 — St — stycznik suchy, 6 — automaty bezpiecznikowe, 7 — W — wyłącznik urządzenia forsowania wzbudzenia, 8 — I — RJ + FSPP + FSZN — filtr składowej symetrycznej zgodnej napięcia, FSPP — filtr składowej symetrycznej przeciwnej prądu, 9 — U <— —przełącznik podnapięciowy, 10 — —prądowy przełącznik nadmiarowy o charakterystyce prądowo-zależnej

Dla wyznaczenia rozptyłu prądów w elementach filtru najłatwiej jest wyjść z zasady superpozycji źródeł prądowych I_R i I_T (traktowanych jako źródła o nieskończonej oporności wewnętrznej) przy pominięciu impedancji wewnętrznej przełącznika prądowego.

$$\hat{I}_P = \hat{I}_{PR} + \hat{I}_{PT}$$

$$\hat{I}_{PR} = \hat{I}_R \frac{r'}{r' + jx}; \hat{I}_{PT} = \hat{I}_T \frac{jx}{r + jx} \quad (10)$$

Na rys. 10 przedstawiono topograficzny wykres prądów przy zasilaniu filtru symetrycznym prądem zgodnej i przeciwnej kolejności faz.



Rys. 10. Filtr prądowy składowej symetrycznej prądu odwrotnej kolejności faz (FSPP)

Z wykresu dla przypadku zgodnej kolejności faz a zatem zerowego prądu przełącznika można określić, analogicznie jak dla filtru napięciowego, stosunek elementów filtru

$$\frac{X'}{r'} = \frac{r}{X} = \frac{1}{\sqrt{3}}$$

Stąd przy przyjęciu jednakowych wartości $X' = X$ otrzymuje się odpowiednio wartości r i r' .

W przypadku zasilania filtru prądem odwrotnej kolejności — prąd wyjściowy filtru wynosi $\frac{3}{2} I$.

W wypadku odległych zwiarciovych obniżek napięcia w systemie forsowanie wzbudzenia generatorów z wirnikami bandażowymi ułatwia współpracę z systemem, a blokowanie automatu forsowania od nadmiernych prądów niesymetrycznych zabezpiecza wirnik przed uszkodzeniem.

Literatura

1. Wł. Kołek, Wł. Paszek i J. Kubek — Forsowanie wzbudzenia generatorów synchronicznych — Praca Katedry Maszyn Elektrycznych Politechniki Śląskiej — czerwiec 1954 r.
2. T. A. Siromiatnikow — Reżimy raboty synchronnych generatorow. Gosenergoizdat 1952 — Moskwa.
3. Jerzy Telesiński — Forsowanie wzbudzenia generatorów synchronicznych. Energetyka Nr 5/6 1953.

ERRATA

do części I artykułu (Nr 4 „Energetyki“, str 174 prawy łam, wiersz 25)

jest

-wzrostania forsowania
wzbudzenia ma dla
energetyki

powinno być

wzrostania forsowania
w krajach zachod-

O obniżenie poboru mocy w godzinach szczytowych oraz o oszczędność energii elektrycznej w zakładach przemysłowych

Inż. Bronisław Lis

W związku z nadchodzącym okresem jesienno-zimowym dni stają się coraz krótsze. O zmroku zapala się światło elektryczne w mieszkaniach, sklepach, biurach, zakładach przemysłowych oraz na ulicach miast i miasteczek, z którego coraz dłużej korzysta się również w godzinach rannych. Wielu odbiorców, którzy w lecie nie używali oświetlenia elektrycznego (lub w małym tylko zakresie), pobiera coraz więcej energii elektrycznej do tego celu. Dlatego w tym okresie rośnie gwałtownie pobór energii z sieci okręgowych, powodując niedobór mocy, mimo że elektrownie pracują z pełną wydajnością.

Zwiększony pobór energii elektrycznej do oświetlenia wywołuje w godzinach rannych i wieczornych stromy szczyt obciążenia elektrowni, tzw. szczyt ranny i wieczorny.

Chcąc zlikwidować niedobór mocy w godzinach obutych szczytów trzeba by niejednokrotnie ograniczać dostawę energii elektrycznej niektórym drobnym odbiorcom i zakładom przemysłowym. Wskutek tego drobni odbiorcy nie mogliby korzystać w godzinach rannych i wieczornych z oświetlenia elektrycznego, a zakłady przemysłowe wykonać swoich planów produkcyjnych.

Usuwanie w ten sposób niedoboru mocy jest więc przykrą koniecznością; dlatego powinno być stosowane tylko wyjątkowo w razie poważnych awarii w elektrowniach lub w sieciach okręgowych.

Chcąc uniknąć wyłączenia drobnych odbiorców z konieczności ogranicza się częściowo odbiorców wielkich, a w szczególności piece karbidowe i ferrostopowe. Ograniczenia te uniemożliwiają wykonanie planu produkcji nawozów sztucznych i ferrostopów, niezbędnych dla naszej gospodarki narodowej. Więcej nawozów sztucznych — to większy plon z hektara, więcej ferrostopów — to większa produkcja stali.

Złagodzenie niedoboru mocy można między innymi osiągnąć przez racjonalną gospodarkę elektryczną we wszystkich zakładach przemysłowych.

Najwięcej energii elektrycznej zwłaszcza w okręgach silnie uprzemysłowionych zużywa przemysł (około 70% całkowitej produkcji elektrowni). Wspomnianych ograniczeń dałoby się uniknąć, gdyby zakłady przemysłowe bez szkody dla produkcji zmniejszyły znacznie swój pobór mocy szczególnie w godzinach szczytu wieczornego. Wskutek tego obniżyłoby się obciążenie okręgu energetycznego, co pozwoliłoby pokryć zwiększone zapotrzebowanie energii na oświetlenie elektryczne, szczyt wieczorny uległby spłaszczeniu, a niedobór mocy zmalałby, a nawet zniknąłby całkowicie.

W związku z tym pobór mocy w godzinach szczytowych jest obecnie limitowany. Przyznawane limity powinny być z reguły znacznie niższe niż pobór w innych godzinach doby.

Akcja zmierzająca do obniżenia poboru mocy w godzinach szczytu wieczornego natrafia jeszcze na opór

energetyków i dyrektorów niektórych zakładów przemysłowych, którzy sprzeciwiają się temu, twierdząc, że w razie ograniczenia nie zdołają wykonać zadanych im planów produkcyjnych. Tłumaczenie takie nie jest jednak słuszne, gdyż inne zakłady przemysłowe, które znacznie obniżyły pobór mocy w szczycie, wykonują swe plany z nadwyżką.

Okazuje się, że wiele zakładów pobiera energię bezplanowo, nie dotrzymuje przyznanych limitów, lecz przekracza je i nie wykorzystuje możliwości obniżenia poboru mocy bez szkody dla produkcji. Dekadowe pomiary zużycia energii elektrycznej dowodzą, że produkcja w wielu zakładach przebiega w ciągu miesiąca bardzo nierównomiernie. W pierwszej dekadzie miesiąca obserwuje się spadek obciążenia, w drugiej dekadzie częściowy jego wzrost, w trzeciej dekadzie natomiast, a przede wszystkim pod koniec miesiąca jest ono największe. Wskutek tego limity mocy z końcem miesiąca są często poważnie przekraczane, wzrasta gwałtownie zapotrzebowanie mocy w okręgu energetycznym, wywołując jej niedobór i konieczność ograniczeń.

Niedyscyplinowane zakłady nie biorą pod uwagę, że przekraczanie limitu mocy uniemożliwia wykonanie planów innym zakładom przemysłowym, ograniczonym z konieczności w godzinach niedoboru mocy.

Kilkuletnie doświadczenie dowodzi, że wszystkie zakłady przemysłowe mogą w mniejszym lub większym stopniu obniżyć pobór mocy w godzinach szczytowego obciążenia.

Do tego zmierza Zarządzenie Prezesa Rady Ministrów nr 23 z dnia 19 lutego 1954 r., polecające podjęcie takich środków, aby zmniejszyć pobór mocy w godzinach szczytowego obciążenia przez przesunięcie na godziny pozaszczytowe pracy urządzeń nie wymagających 24-godzinowego ruchu a na godziny szczytowe wszelkich prac przygotowawczych i bieżących przeglądów urządzeń produkcyjnych.

Według tego zarządzenia zakłady przemysłowe są obowiązane we własnym zakresie systematycznie kontrolować gospodarkę energetyczną oraz pobór mocy w godzinach szczytowego obciążenia.

Niestety w wielu zakładach przemysłowych zarządzenie to nie jest przestrzegane.

W celu obniżenia poboru mocy należy ułożyć szczegółowy dobowy harmonogram pracy wszystkich odbiorników elektrycznych dla poszczególnych oddziałów produkcyjnych, a następnie dla całego zakładu przemysłowego, ujmując w pierwszej kolejności odbiorniki najbardziej energochłonne.

W harmonogramie należy wyeliminować wszystkie urządzenia nie pracujące bez przerwy przez całą dobę z godzin szczytowego obciążenia okręgu na godziny nocne. Ostatecznie tak opracowany harmonogram pracy urządzeń na całą dobę przyczyni się do znacznego

obniżenia obciążenia w szczycie wieczornym i rannym bez szkody dla produkcji zakładu przemysłowego.

Wszelkie krótsze lub dłuższe postoje na przeglądy, drobne naprawy lub wymianę elementów zespołów produkcyjnych należy planować na godziny szczytu wieczornego. Roboty takie trzeba zawsze rozpoczynać w pierwszej godzinie szczytu wieczornego, kiedy zapotrzebowanie okręgu wzrasta gwałtownie. Kilkudniowe postoje urządzeń produkcyjnych dla dokonania większych napraw należy planować na dni robocze tygodnia a nie na soboty, niedziele i święta.

Wykorzystanie podobnych sposobów pozwoli w każdym zakładzie przemysłowym obniżyć pobór mocy w godzinach wieczornych nawet poniżej przyznanego limitu.

Opracowane na podanych zasadach harmonogramy pracy odbiorników elektrycznych po zatwierdzeniu przez głównego inżyniera powinny być rozprowadzone we wszystkich oddziałach produkcyjnych każdego zakładu przemysłowego i przestrzegane pod odpowiedzialnością służbową. Energetyk zakładu powinien taki harmonogram stale aktualizować i pilnować, aby był zawsze przestrzegany.

Bardzo ważnym wskaźnikiem stale kontrolowanym i analizowanym przez energetyka zakładowego, a świadczącym o wyrównaniu zapotrzebowania z uwzględnieniem obniżki w godzinach szczytowych, a więc o równomiernym przebiegu produkcji w ciągu całego miesiąca — jest czas użytkowania mocy szczytowej (miesięczny i roczny).

Jeżeli przyjąć, że czas ten w styczniu wynosi 100%, to jego przybliżona wartość w lutym nie powinna być niższa od $100 \cdot \frac{28}{31} = 90\%$, w kwietniu — od $100 \cdot \frac{30}{31} = 93\%$ itd. Większe różnice w poszczególnych miesiącach roku świadczą, że energetyk nie zajmuje się i nie panuje nad gospodarką elektroenergetyczną zakładu przemysłowego.

Centralne zarządy przemysłów powinny interesować się i kontrolować wskaźniki techniczno-ekonomiczne podległych im zakładów, kontrolować ich obciążenia w godzinach szczytowych, jak to przewiduje zarządzenie nr 23 Prezesa Rady Ministrów.

Inspekcje przeprowadzane w przemyśle przez zakłady zbytu energii wykazały jednak, że gospodarka elektryczna w wielu zakładach przemysłowych nie jest postawiona na odpowiednim poziomie. Dyrektorzy niektórych zakładów przemysłowych a nawet centralne zarządy przemysłów nie doceniają na ogół jej gospodarczego znaczenia i zbyt mało lub wcale nią się nie interesują.

Zdarza się często, że energetyk zakładowy z braku etatów nie ma personelu pomocniczego, wskutek czego nie może podobać swoim obowiązkom i zająć się szczegółowo gospodarką elektryczną. Stan ten można zaobserwować również w wielu centralnych zarządach przemysłów, (szczególnie w resortach ciężkiego przemysłu), w których w dziale głównego energetyka skasowano wiele stanowisk pomocniczych, co uniemożliwia prawidłowe kontrolowanie i analizowanie gospodarki elektrycznej w podległych zakładach.

Wiele jeszcze centralnych zarządów nie interesuje się, jaką moc pobierają podległe im zakłady w godzinach szczytowego obciążenia, nie prowadzi codziennej

jej ewidencji i nie stosuje żadnych środków zaradczych, aby zapobiec przekroczeniom w godzinach szczytowego obciążenia.

Nic więc dziwnego, że w niektórych zakładach nie ma racjonalnej gospodarki elektrycznej, nie czyni się żadnych kroków, aby obniżyć pobór mocy w godzinach szczytowego obciążenia okręgu, przeciwnie toleruje się przekraczanie przyznaných limitów pod pozorem, że wymaga tego wykonanie planu produkcji.

W niektórych kopalniach węgla kierownictwo górnicze jest w ogóle przeciwne jakimkolwiek obniżeniu poboru mocy w godzinach szczytowego obciążenia okręgu pod pozorem, że przeszkodzi to im w wykonaniu planu wydobywania węgla. W innych kopalniach nie zatrzymuje się w godzinach szczytowego obciążenia nawet głównych pomp odwadniających dlatego, że od wielu miesięcy nie są czyszczone chłodniki wodne; poza tym nie usuwa się nieszczelności w rurociągach powietrznych, wskutek czego pobiera się niepotrzebnie moc do napędu dodatkowych kompresorów.

Drugim bardzo ważnym zagadnieniem w gospodarce elektrycznej zakładów przemysłowych jest racjonalne i oszczędne użytkowanie energii elektrycznej.

W wielu zakładach stwierdzić można marnotrawstwo energii elektrycznej. Ponieważ w Polsce około 95% energii elektrycznej wytwarza się w elektrowniach ciepłych, przeto jej marnotrawstwo jest jednocześnie marnotrawstwem węgla kamiennego, bardzo cennego surowca chemicznego.

Marnotrawstwo energii elektrycznej pogłębia niedobór mocy w systemie energetycznym i zwiększa koszty własne produkcji przemysłowej.

Elektryfikacji zakładów przemysłowych towarzyszy często wzrost marnotrawstwa energii elektrycznej wskutek nieracjonalnej gospodarki elektrycznej.

Oszczędne i racjonalne użytkowanie energii elektrycznej umożliwia uzyskanie pewnych oszczędności w inwestycjach elektroenergetycznych. Zmniejszenie zużycia energii elektrycznej np. o 10 000 kWh miesięcznie, równoznaczne z obniżeniem poboru mocy o około 30 kW, pozwala zaoszczędzić w inwestycjach elektrowni i sieci około 180 000 zł.

Ponieważ przemysł zużywa na swoje potrzeby około 70% całkowitej ilości energii wyprodukowanej w naszych elektrowniach, przeto główna rola w akcji jej oszczędzania przypada zakładom przemysłowym.

Najczęściej spotykanym źródłem marnotrawstwa energii elektrycznej jest oświetlenie elektryczne. Często świecą się niepotrzebnie w niektórych pomieszczeniach lampy elektryczne w dzień lub po zakończeniu zmiany, wkręca się żarówki o większej mocy, oświetla się całe hale fabryczne podczas częściowo obsadzonych zmian lub sprzątania; oświetla się zbyt obficie place i ogrodzenia zakładów przemysłowych.

W pewnym małym zakładzie przemysłowym wskutek chwilowego braku mniejszych żarówek użyto do oświetlenia żarówek o mocy 300 i 500 W. W związku z tym pobór mocy na oświetlenie wzrósł o 20 kW, a zużycie energii elektrycznej na oświetlenie zwiększyło się jednocześnie o 6000 kWh miesięcznie.

Wprawdzie w dużych zakładach przemysłowych procentowy udział oświetlenia w poborze energii elektrycznej jest mniejszy, niemniej jednak ilość pobranej

zbędnie na ten cel energii elektrycznej daje w skali krajowej miliony zmarnowanych kilowatogodzin.

Zwykle na marnotrawstwo energii elektrycznej pobieranej do oświetlenia nie zwraca się specjalnej uwagi, wychodząc z założenia, że odbiornikami są żarówki o małej na ogół mocy i zapominając o ich liczbie i ilości godzin świecenia w roku.

Drugim źródłem marnotrawstwa energii elektrycznej jest zbędny bieg jałowy silników w okresach międzyoperacyjnych, zbyt długi bieg jałowy spawarek elektrycznych, bieg jałowy transformatorów zasilających w nocy oraz w niedziele i święta, gdy zakład nie jest czynny.

Przy używaniu spawarek elektrycznych można zaoszczędzić duże ilości energii elektrycznej po zainstalowaniu automatycznego wyłącznika, wyłączającego samoczynnie spawarkę przy dłuższej trwającej przerwie w spawaniu.

Jak wiadomo, silniki elektryczne biegnące jałowo zwiększają straty energii elektrycznej i pogarszają współczynnik mocy zakładu, co z kolei podwyższa straty energii nie tylko w zakładowej sieci rozdzielczej oraz w transformatorach, lecz także i w linii przesyłowej.

Trzecim źródłem marnotrawstwa energii elektrycznej są niedociążone transformatory zasilające i silniki elektryczne. W wielu kopalniach moc transformatorów na dole przekracza znacznie moc zainstalowaną wszystkich zasilanych odbiorników.

W pewnej fabryce pracowały równolegle dwa transformatory po 250 kVA, najwyższe obciążenie wynosiło tylko 160 kW, które mogło być pokryte przez jeden transformator. Wskutek tego dodatkowe straty energii elektrycznej wynosiły około 6300 kWh miesięcznie.

W innym zakładzie przemysłowym pokrywano obciążenie 100 kW z transformatora o mocy 1600 kVA, wskutek czego współczynnik mocy obniżył się do 0,3.

W innej znowu fabryce dwa transformatory (główny i rezerwowy) przeznaczone do zasilania silnika napędzającego pompę wodną były załączone do sieci za pomocą jednego wyłącznika, wskutek czego oba były w dużym stopniu stale niedociążone.

Często używa się do napędu maszyn produkcyjnych silników o zbyt dużej mocy, mimo że istnieje możliwość wymiany ich na jednostki o odpowiedniej wielkości.

W kopalniach węgla niejednokrotnie stosuje się do napędu transformatorów silniki elektryczne o zbyt dużej mocy.

Czwartym źródłem marnotrawstwa energii elektrycznej są zbędne stopnie transformacji, które łatwo możnaby usunąć.

Powodem takiej zbędnej transformacji jest najczęściej chwilowy brak odpowiedniego transformatora obniżającego napięcie lub źle zaprojektowana rozbudowa starych urządzeń. Po uruchomieniu takiego anormalnego urządzenia stan ten pozostaje zwykle już na stałe. Zwiększa to oczywiście straty a więc i marnotrawo energii elektrycznej.

Piątym źródłem marnotrawstwa energii elektrycznej jest niewłaściwa jakość remontów transformatorów i silników. Warsztat elektryczny remontujący np. silnik nie zawsze stara się go prawidłowo przewinąć, używając do tego celu odpowiedniego drutu na-

wojowego. Poza tym często wskutek niewłaściwej obróbki szczelina powietrzna silnika zostaje powiększona, co powoduje wzrost poboru mocy biernej i pogorszenie sprawności.

Często nie konserwuje się starannie w pewnych odstępach czasu wszelkiego rodzaju napędów, co przy dużej liczbie pracujących silników o małej mocy zwiększa niepotrzebnie zużycie energii elektrycznej.

Szóstym źródłem marnotrawstwa energii elektrycznej są upływy energii w wadliwych instalacjach. Wskutek uszkodzenia izolacji przewodów w stacjach transformatorowych, w rozdzielniach, w przyłączach, w głowicach kablowych, w przewodach zasilających i rozdzielczych oraz w silnikach prąd spływa stale do ziemi. Stan taki może być długo niezauważony, jeżeli mały upływ prądu nie spowoduje wcześniej wyłączenia wyłącznika maksymalnego lub przepalenia bezpieczników.

Siódмым, również najczęściej spotykanym źródłem dużego marnotrawstwa energii elektrycznej jest nieracjonalna gospodarka powietrzem sprężonym. Powietrze sprężone jest używane prawie we wszystkich przemysłach do różnych celów produkcyjnych, a na jego wytwarzanie zużywa się znaczne ilości energii elektrycznej, wynoszące niejednokrotnie 10 do 30 % całkowitego zużycia zakładu przemysłowego. Straty powietrza sprężonego wskutek nieszczelności rurociągów na połączeniach, nieszczelności zaworów lub ich niedokręcenia dochodzą często do 40%. Następstwem tego jest nadmierne zużycie energii elektrycznej na produkcję powietrza sprężonego.

Ósmym źródłem marnotrawstwa energii elektrycznej jest jej pobór przy niskim współczynniku mocy. Jak wiadomo, mały współczynnik mocy obniża wykorzystanie pełnej mocy generatorów elektrycznych, ogranicza przelotność transformatorów, linii przesyłowych i rozdzielczych. Przy małym współczynniku mocy wzrasta pobór a więc i przepływ mocy biernej. Straty mocy czynnej wywołane przepływem mocy biernej przy niskim współczynniku mocy przekraczają wielokrotnie straty spowodowane przesyłem mocy czynnej. Na przykład przy $\cos \varphi = 0,5$ straty wskutek przesyłu mocy biernej są trzy razy większe, a przy $\cos \varphi = 0,4$ są ponad pięć razy większe od strat przesyłu mocy czynnej. Na te nadmierne straty energii elektrycznej najczęściej nie zwraca się żadnej uwagi.

Dlatego należy dążyć do podniesienia współczynnika mocy, wyczerpując wszystkie naturalne, a następnie sztuczne sposoby jego poprawy.

W bardzo wielu zakładach przemysłowych można zauważyć w pierwszej połowie miesiąca znaczne zwolnienie tempa produkcji, wskutek czego większa część silników pracuje pod zmniejszonym obciążeniem. Wynikiem tego jest niższy współczynnik mocy, który wzrasta dopiero w drugiej połowie miesiąca, gdy produkcja przebiega normalnie.

Opisane źródła marnotrawstwa energii elektrycznej można znaleźć w wielu zakładach przemysłowych.

Niezależnie od tego istnieją jeszcze inne źródła marnotrawstwa energii elektrycznej, właściwe niektórym gałęziom przemysłów.

Jakiekolwiek marnotrawstwo energii elektrycznej zwiększa jednocześnie jej zużycie na jednostkę produkcji przemysłowej. Toteż wprowadzone w przemysłe nor-

my jednostkowego zużycia energii elektrycznej stanowi doskonałą podstawę do oceny, czy zakład przemysłowy gospodaruje racjonalnie tym rodzajem energii.

Normy jednostkowego zużycia energii elektrycznej muszą być opracowane odpowiednio do potrzeb zakładu przemysłowego.

Sprawdzeniem racjonalnej gospodarki energią elektryczną powinna być stała kontrola kształtowania się norm jednostkowego zużycia, opartych o sporządzone co miesiąc bilanse, których układ musi być dostosowany do struktury każdego zakładu przemysłowego.

Bilanse energii elektrycznej należy opracowywać na podstawie wskazań liczników, umożliwiających podzielenie jej zużycia na poszczególne działy produkcyjne i procesy technologiczne. Wszelkie szacowanie zużycia na podstawie kluczy procentowych mija się z celem, gdyż zniekształca końcowe wyniki.

Najważniejsze wskaźniki elektroenergetyczne powinny być na bieżąco obliczane i analizowane na podstawie stale prowadzonej sprawozdawczości.

Wyniki bilansów, norm oraz innych wskaźników, ujęte w wykresy, zwane charakterystykami energetycznymi zakładu przemysłowego, pozwalają na bieżąco orientować się w gospodarce energią elektryczną oraz umożliwiają wykrywanie źródeł jej marnotrawstwa.

Na wysokość normy jednostkowego zużycia wywiera decydujący wpływ również marnotrawstwo energii elektrycznej. Dlatego wszelkie źródła tego marnotrawstwa muszą być analizowane i usuwane.

Podobnie decydujący wpływ na normę jednostkowego zużycia energii elektrycznej ma modernizacja procesów technologicznych i zastosowanie lepszej organizacji, usprawnień oraz postępu technicznego, dających w efekcie bardziej ekonomiczną technologię a tym samym i poprawę wskaźników techniczno-ekonomicznych. Warunkiem skutecznego zwalczania marnotrawstwa energii elektrycznej oraz obniżenia jej jednostkowego zużycia jest należyte postawiona i prowadzona akcja usprawnień technicznych oraz organizacyjnych, w której powinna brać udział cała załoga zakładu przemysłowego. Zgodna współpraca technologa i energetyka zakładowego w tym kierunku jest konieczna.

Normowaniem należy ująć jak największą część zużycia energii elektrycznej, wprowadzając normy zakładowe, technologiczne, wydziałowe i oddziałowe.

Norma jednostkowego zużycia raz ustalona nie może obowiązywać stale, przeciwnie — musi być okresowo poddawana rewizji i obniżana w miarę osiągania wspomnianych warunków prawidłowego normowania.

Niestety nie we wszystkich jeszcze zakładach przemysłowych zostały wprowadzone normy jednostkowego zużycia energii elektrycznej. Jeżeli nawet normy te zostały ustalone i zatwierdzone, to zdarza się, że są one znacznie wyższe od jednostkowego zużycia osiąganego przez zakład, nie są więc czynnikiem mobilizującym załogę do oszczędzania energii elektrycznej.

Na podstawie zarządzenia Ministra Energetyki z dnia 24 lipca 1954 r. zostało wprowadzone limitowanie energii elektrycznej w zakładach przemysłowych ośmiu głównych resortów przemysłu, tj. podległych Ministerstwu Górnictwa, Hutnictwa, Przemysłu Chemicznego, Maszynowego, Lekkiego, Materiałów Budowlanych, Drzewnego i Papierniczego oraz Rolnego i Spożywczego. Limitowanie energii elektrycznej opiera się na

zaplanowanej produkcji oraz na normach jednostkowego zużycia.

Jeżeli nie ma norm zużycia energii elektrycznej lub jeżeli zostały one niedokładnie i niewłaściwie ustalone, to i planowane limity energii elektrycznej nie odpowiadają potrzebom produkcyjnym zakładu przemysłowego. Wskutek tego limity te (planowane i przydzielane podległym zakładom przez centralne zarządy przemysłów) są znacznie wyższe od faktycznego zużycia, co demoralizuje załogę i nie zachęca do wysiłków, aby oszczędzać energię elektryczną. Wynikiem tego jest zwykle np. pełne wykorzystanie w miesiącu przyznanego limitu energii elektrycznej, mimo niewykonania zaplanowanej produkcji przemysłowej.

W niektórych zakładach przemysłowych, które nawet wprowadziły już normowanie zużycia energii elektrycznej, przekracza się nieraz znacznie przyznane limity.

Z powyższego wynika, że oszczędzanie energii elektrycznej, zwłaszcza w przemyśle, jest zagadnieniem niezmiernie wagi w skali całego kraju. Dlatego akcja oszczędzania energii elektrycznej powinna objąć bezwzględnie wszystkie zakłady przemysłowe.

Prezydium naszego Rządu doceniając ważność tego zagadnienia powzięło dnia 18 grudnia 1954 r. specjalną uchwałę w sprawie premiowania pracowników uspołeczniionych zakładów przemysłowych za oszczędne i racjonalne użytkowanie energii elektrycznej w ośmiu głównych resortach objętych limitowaniem.

Celem uchwały jest stworzenie materialnej zachęty dla pracowników obsługujących i nadzorujących energochłonne urządzenia produkcyjne oraz dla pracowników służby elektroenergetycznej do oszczędnego i racjonalnego użytkowania energii elektrycznej przy wykonywaniu planów produkcyjnych jak również do podniesienia poziomu eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych.

Premiowane są dwa wskaźniki, a mianowicie:

1. zmniejszenie zużycia energii elektrycznej poniżej przyznanego miesięcznego limitu z uwzględnieniem stopnia (procentu) wykonania planu produkcyjnego,
2. podwyższenie współczynnika mocy $\cos \varphi$, ustalonego w kwartalnych planach operatywnych, przy czym jego wartość planowana nie może być niższa niż średnia z trzech miesięcy roku ubiegłego, w którym środkowy miesiąc odpowiada miesiącowi ujętemu planem.

Jakkolwiek warunki premiowania przewidziane w Uchwale Prezydium Rządu są bardzo dogodne, szczególnie dla wygospodarowania niezbędnych funduszy na ten cel, nie zostało ono jeszcze dotąd wprowadzone we wszystkich zakładach przemysłowych objętych limitowaniem energii elektrycznej.

W zakładach tych nie ma więc materialnego bodźca dla załogi do wzmoczenia wysiłków i wykorzystania wszelkich sposobów, aby oszczędzać energię elektryczną i poprawić współczynnik mocy.

W celu przyspieszenia akcji zwalczania marnotrawstwa energii elektrycznej i osiągnięcia jak największych jej oszczędności Prezydium Rządu powzięło drugą z kolei Uchwałę (nr 499/55 z dnia 11 czerwca br.) zobowiązującą ministrów i kierowników centralnych zarządów do opracowania w terminie do 15 grudnia br. według podanych wytycznych programu

oszczędnościowego w zużyciu energii elektrycznej w podległych zakładach przemysłowych na okres 1956 ÷ 1960 r.

Uchwała zobowiązuje resorty: górnictwa, hutnictwa, przemysłu chemicznego, drzewnego i papierniczego, materiałów budowlanych, lekkiego, rolno-spożywczego, maszynowego oraz motoryzacyjnego do opracowania norm jednostkowego zużycia energii elektrycznej dla najważniejszych produktów (wymienionych w załączniku nr 2 do Uchwały).

Normy te mają być poddawane rewizji w miarę realizowania planu postępu technicznego.

W Uchwale zostały wskazane szczegółowe środki i sposoby, które niezależnie od ogólnych wytycznych mają być wykorzystane w programach oszczędnościowych przez Ministerstwo Górnictwa, Hutnictwa, Przemysłu Chemicznego, Maszynowego i Motoryzacyjnego oraz Lekkiego.

Jednocześnie Ministerstwo Przemysłu Maszynowego zostało zobowiązane do rozszerzenia w 1956 i 1957 r. produkcji silników synchronicznych z aparaturą pomiarową, kondensatorów statycznych na 3 i 6 kV z aparaturą, liczników trójfazowych do 50 A, transformatorowych liczników maksymalnych, żarówek o małej mocy, silników asynchronicznych z podwyższonym współczynnikiem mocy oraz wyższą sprawnością.

Uchwała powyższa niewątpliwie skieruje akcję oszczędzania energii elektrycznej na właściwe tory.

Pierwszym krokiem do oszczędzania powinno być utrzymanie poboru energii elektrycznej w granicach przyznanego limitu. Zgodnie z Uchwałą Rady Ministrów nr 502/55 z dnia 2 lipca 1955 r. za energię elektryczną pobraną ponad przyznany limit miesięczny będą zaliczane dodatkowe opłaty, a mianowicie zakłady o mocy zainstalowanej do 5000 kVA opłacać mają za nadwyżkę 20-krotną, a zakłady o mocy zainstalowanej powyżej 5000 kVA — 30-krotną wartość średniej ceny jednej kWh.

Dla pełniejszego naświetlenia omawianych zagadnień należy podać kilka przykładów złej i dobrej gospodarki elektrycznej w zakładach przemysłowych.

A. Przykłady nieracjonalnej gospodarki elektrycznej

1. *Kopalnia Kazimierz*. Straty powietrza sprężonego wynoszą 36 %. Przez uszczelnienie i poprawienie rurociągów można je obniżyć do kilkunastu procent, co pozwoliłoby zaoszczędzić około 400 000 kWh miesięcznie.

2. *Zakłady Przemysłu Azotowego Kędzierzyn*. Norma jednostkowego zużycia energii elektrycznej w IV kwartale 1954 r. dla produkcji kwasu azotowego została przekroczona o 80 %, wskutek czego limit energii został przekroczony o 1106 MWh.

3. *Huta im Dzierżyńskiego w Dąbrowie Górniczej*. Z powodu nieodpowiedniej temperatury wsadu i nieprzestrzegania instrukcji technologicznej w I dekadzie stycznia br. zużycie energii elektrycznej w walcowni było o 11 300 kWh wyższe niż wynikałoby z zaplanowanych norm.

4. *Fabryka Wyrobów z Drutu w Dąbrowie Górniczej*. W zakładowej stacji transformatorowej pracują równolegle dwa transformatory niepełno obciążone, co daje miesięcznie 6330 kWh dodatkowych strat.

5. *Bielskie Zakłady Wytwórcze Aparatów Elektrycznych* używają do oświetlenia żarówek o zbyt dużej mocy (300 i 500 W), co zwiększyło pobór energii elektrycznej w jednym miesiącu o około 6000 kWh.

B. Przykłady racjonalnej gospodarki elektrycznej

1. *Skawińskie Zakłady Metalurgiczne w Skawinie*. Przez uruchomienie we własnym zakresie automatycznej regulacji obciążenia kompresorów powietrza zaoszczędzono w czerwcu br. około 21 000 kWh.

Zamiast elektrolitu zasadowego zastosowano elektrolit kwaśny, co pozwoliło obniżyć normę jednostkowego zużycia energii elektrycznej dla aluminium z 18 850 kWh/t w maju na 18 490 kWh/t w czerwcu br.

2. *Sosnowieckie Zakłady Budowy Kotłów w Sosnowcu*. Połączenie kablem dwu stacji transformatorowych umożliwiło ekonomiczne obciążanie transformatorów, w wyniku czego zaoszczędzono w czerwcu br. 7755 kWh.

Wyeliminowanie biegu jałowego silników i zaniechanie obróbki małych elementów na dużych tokarkach daje dalsze oszczędności energii elektrycznej.

3. *Myszkowskie Zakłady Papiernicze w Myszkowie*. Wyeliminowanie biegu jałowego silników oraz zmniejszenie odpadów pozwoliło obniżyć normę jednostkowego zużycia energii elektrycznej dla papieru o około 4 %.

5. *Huta Jedność w Siemianowicach* wprowadziła od kilku miesięcy premiovanie przewidziane Uchwałą Prezydium Rządu z 18. XII. 1954. Dzięki wypłacaniu premii i osobistemu zainteresowaniu dyrektora huty uzyskano wyjątkowo dobre wyniki w akcji oszczędzania energii elektrycznej i poprawy współczynnika mocy. Wskaźniki energetyczne są codziennie analizowane, po czym są wyciągane odpowiednie wnioski i bezzwłocznie realizowane w hucie.

Wytyczne dla oszczędnego użytkowania mocy i energii elektrycznej w zakładach przemysłowych

1. Powołać stałą komisję gospodarki elektrycznej (trójkę kontrolną) złożoną z trzech osób: energetyka lub kierownika działu elektrycznego, przedstawiciela POP i przedstawiciela rady zakładowej. Komisja ta powinna czuwać nad całością gospodarki elektrycznej.

2. Wyeliminować z godzin szczytu rannego i wieczornego wszystkie urządzenia nie pracujące w ruchu ciągłym.

3. Przestrzegać ściśle we wszystkich oddziałach produkcyjnych opracowanych na tej zasadzie harmonogramów pracy urządzeń. W zakładach przemysłowych, w których takich harmonogramów nie ma, opracować je niezwłocznie.

4. Założyć specjalne książki kontrolne (ponumerowane, zeszyte i olakowane) dla ewidencji odbiorników nie mających pracować w godzinach szczytowych.

5. Zaopatrzyć wytypowane odbiorniki w wywieszki z podaniem godzin szczytowych, w których nie mogą one pracować.

6. Wywiesić w każdym oddziale produkcyjnym następujący obowiązujący wykaz godzin szczytowych:

	Szczyt ranny	Szczyt wieczorny
wrzesień		
od 1 do 15		18,30 ÷ 21,30
od 16 do 31		18,00 ÷ 21,30
październik	7,00 ÷ 8,30	17,00 ÷ 21,00
listopad	7,00 ÷ 8,30	16,30 ÷ 21,00
grudzień	7,00 ÷ 8,30	16,00 ÷ 21,00
styczeń	7,00 ÷ 8,30	16,30 ÷ 21,00
luty	7,00 ÷ 8,30	17,00 ÷ 21,00
marzec	7,00 ÷ 8,30	18,00 ÷ 21,00

7. Opracować szczegółowy program oszczędzania energii elektrycznej w całym zakładzie.

8. Usuwać wszelkie objawy marnotrawstwa energii elektrycznej (zbędne oświetlenie, bieg jałowy silników itp.) i kontrolować stale, jak jest realizowany program oszczędzania energii elektrycznej.

9. Wyznaczyć w każdym oddziale produkcyjnym mistrza zmianowego odpowiedzialnego za dotrzymanie zatwierdzonego przez głównego inżyniera harmonogramu, specjalnie w godzinach szczytowych oraz za zużycie energii elektrycznej na zmianie.

10. Pilnować, aby produkcja zakładu przebiegała równomiernie w ciągu całego miesiąca.

Wskaźnikiem rytmiczności produkcji jest jednakowe w każdej dobie roboczej zużycie energii elektrycznej, obliczone na podstawie wskazań licznika.

11. Kontrolować okresowo, czy przydzielone limity mocy i energii oraz ustalone w harmonogramie obniżenie mocy w godzinach szczytowych jest dotrzymywane.

12. Kontrolować stale pracę energetyka zakładowego, a w szczególności, czy jest prowadzona sprawozdawczość przewidziana w zarządzeniu Ministra Energetyki z dnia 24 lipca 1954 r.

13. Przyjmować w godzinach rannych (od godz. 9,00) sprawozdanie od energetyka zakładowego z dotrzymania harmonogramu pracy w godzinach szczytowych za ubiegłą dobę.

14. W razie nie przestrzegania niniejszych wytycznych interweniować u dyrektora i głównego inżyniera zakładu.

15. Propagować w gazetkach ściennych oszczędzanie energii elektrycznej i wygłaszać raz na tydzień przez radiowęzeł zakładowy pogadankę pt. „Dlaczego należy ograniczać zużycie i oszczędzać energię elektryczną.

W przerwach między audycjami nadawać codziennie następujące slogany:

- Wyłączaj silniki biegnące luzem.
Wyłączaj zbędne oświetlenie.
- Chcesz mieć dobre światło — nie używaj wieczorem grzejników elektrycznych itp.

621.3.017:621.314.21

Straty mocy czynnej przy pracy równoległej kilku jednakowych transformatorów

Inż. Zbigniew Białkiewicz

Instytut Energetyki

Zakład Systemów Energetycznych

Wstęp

W nr. 3/55 „Energetyki” ukazał się artykuł inż. Zbigniewa Fabierkiewicza pt. „Straty energii przy równoległej pracy transformatorów”. Autor artykułu określa minimum strat w transformatorach przy różnych wariantach ich pracy równoległej, biorąc pod uwagę straty w żelazie i straty w miedzi. Wyniki podane są w postaci wzorów.

W artykule pominięto jednak zupełnie kwestię strat mocy biernej w transformatorach i ich wpływ na wielkość strat przesyłu mocy czynnej. Jest to niesłuszne i prowadzi do błędnych wyników, jak to zostanie wykazane poniżej.

Oprócz bowiem strat mocy czynnej w samym transformatorze — istnieją straty mocy czynnej wywołane przesyłem mocy biernej idącej na pokrycie strat mocy biernej w transformatorze. Wielkość tych strat określa iloczyn strat mocy biernej w transformatorze i ekonomicznego równoważnika mocy biernej w miejscu pracy transformatora. Watość tego iloczynu może w pewnych przypadkach przewyższać wielkość strat czynnych w samym transformatorze i dlatego nie można pominąć jego wpływu przy obliczaniu ekonomicznego obciążenia transformatorów. Strat przesyłania mocy czynnej idącej na pokrycie strat czynnych w samym transformatorze nie uwzględnia się, gdyż są one bardzo małe.

Straty mocy czynnej i biernej w transformatorze

Dla określenia optymalnych warunków pracy równoległej dwu lub więcej transformatorów należy rozpatrzyć straty mocy czynnej i biernej w transformatorze i ich zależność od obciążenia.

W dalszych rozważaniach przyjęto następujące oznaczenia:

- S — moc pozorna, obciążenie w kVA,
- P — moc czynna, obciążenie w kW,
- Q — moc bierna, obciążenie w kVar,
- Δp — straty mocy czynnej w transformatorze,
- ΔP — straty całkowite wywołane pracą transformatora,
- Δp_j — straty czynne stanu jałowego (straty w żelazie) w kW,
- Δq_j — straty bierne stanu jałowego (straty na magnesowanie) w kVar,
- Δp_z — straty czynne (w miedzi) w kW przy obciążeniu znamionowym,
- Δq_z — straty bierne wskutek rozproszenia w kVar przy obciążeniu znamionowym,
- i_j — prąd stanu jałowego w %,
- e_x — składowa bierna napięcia zwarcia w %,
- k_e — ekonomiczny równoważnik mocy biernej w kW/kVar,
- n — ilość pracujących jednostek transformatorów,
- S_g — pozorna moc graniczna, przy której opłaca się załączenie lub wyłączenie następnego transformatora ze względu na minimum strat w systemie.

Straty mocy czynnej w transformatorze przy obciążeniu znamionowym S_n wynoszą:

$$\Delta p_n = \Delta p_i + \Delta p_z \quad \text{kW} \quad (1)$$

Straty mocy czynnej w transformatorze przy dowolnym obciążeniu S oraz w założeniu, że:

1. straty czynne stanu jałowego (w żelazie) są stałe,
 2. straty czynne zwarcia (w miedzi) są proporcjonalne do kwadratu obciążenia
- wynoszą

$$\Delta p = \Delta p_i + \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \Delta p_z \quad \text{kW} \quad (2)$$

Oznaczając zaś

$$\beta = \frac{S}{S_n} \quad (3)$$

otrzymamy

$$\Delta p = \Delta p_i + \beta^2 \Delta p_z \quad \text{kW} \quad (4)$$

U w a g a. Wartości strat w żelazie i miedzi są podawane w katalogach transformatorów. Najczęściej bywają one wyrażone w watach.

Analogicznie straty mocy bierniej w transformatorze przy obciążeniu znamionowym S_n wynoszą:

$$\Delta q_n = \Delta q_i + \Delta q_z \quad \text{kVar} \quad (5)$$

Straty mocy bierniej przy dowolnym obciążeniu S oraz w założeniu, że:

1. straty biernie stanu jałowego (na magnesowanie) są stałe,
2. straty biernie wskutek rozproszenia są proporcjonalne do kwadratu obciążenia

wynoszą

$$\Delta q = \Delta q_i + \beta^2 \Delta q_z \quad \text{kVar} \quad (6)$$

Straty biernie stanu jałowego oblicza się ze wzoru

$$\Delta q_i = 0,01 \cdot i_j \cdot S_n \quad \text{kVar} \quad (7)$$

przyjmując, że prąd magnesujący jest prawie równy prądowi stanu jałowego.

Straty biernie zwarcia (na opornościach rozproszenia) oblicza się ze wzoru

$$\Delta q_z = 0,01 e_x \cdot S_n \quad \text{kVar} \quad (8)$$

gdzie

$$e_x = \sqrt{(e_z)^2 - \left(\frac{\Delta p_z}{S_n} \cdot 100\right)^2} \quad \%$$

Dla większych transformatorów $e_x \approx e_z$ wobec czego

$$\Delta q_z \approx 0,01 e_z \cdot S_n \quad \text{kVar} \quad (10)$$

Procentowe straty mocy bierniej przy dowolnym obciążeniu transformatora przedstawia wzór

$$\Delta q \% \approx i_j + \beta^2 e_z \quad (11)$$

zaś straty w kVar

$$\Delta q = 0,01 \cdot S_n (i_j + \beta^2 e_z) \quad (12)$$

Przykład 1

Dany jest transformator o mocy $S_n = 20 \text{ MVA}$, 100/30 kV, $\Delta p_i = 60 \text{ kW}$, $\Delta p_z = 163 \text{ kW}$, $i_j = 3 \%$, $e_z = 10,5 \%$.

Obliczyć straty mocy czynnej i bierniej w transformatorze przy obciążeniu wynoszącym $P = 12,7 \text{ MW}$ oraz $\cos \varphi = 0,8$.

$$S = \frac{12,7}{0,8} = 15,9 \text{ MVA}$$

$$\beta = \frac{15,9}{20} = 0,795$$

$$\Delta p = 60 + 0,795^2 \cdot 163 = 60 + 103 = 163 \text{ kW}$$

$$\Delta q = (3 + 0,795^2 \cdot 10,5) \cdot 0,01 \cdot 20 \text{ 000} = 9,6 \cdot 200 = 1 \text{ 920 kVar}$$

Straty mocy czynnej wywołane pracą transformatora

Straty mocy czynnej w transformatorze przedstawia wzór (4). Wielkość strat czynnych w sieci, wywołanych przesyłem mocy bierniej potrzebnej na pokrycie strat biernych transformatora wynosi

$$\Delta p_q = k_e \cdot \Delta q = k_e (\Delta q_i + \beta^2 \Delta q_z) \quad \text{kW} \quad (13)$$

Suma tych strat przedstawia straty całkowite wskutek pracy transformatora:

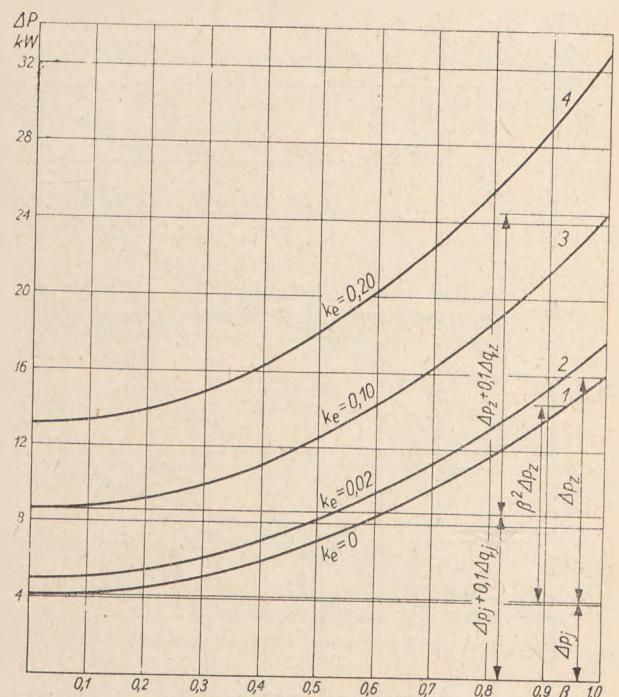
$$\Delta P = \Delta p + \Delta p_q = \Delta p_i + \beta^2 \Delta p_z + k_e \cdot (\Delta q_i + \beta^2 \Delta q_z) \quad \text{kW} \quad (14)$$

$$\Delta P = \Delta p_i + k_e \Delta q_i + \beta^2 (\Delta p_z + k_e \Delta q_z) \quad \text{kW} \quad (15)$$

To równanie dopiero a nie (4) może być brane za podstawę dla znalezienia ekonomicznego obciążenia transformatorów.

Równanie (4) oraz równanie (15) najlepiej można porównać w ich postaci graficznej.

Równanie (4) $\Delta p = \Delta p_i + \beta^2 \Delta p_z$ jest równaniem paraboli symetrycznej względem osi rzędnych. Jej wierzchołek leży na osi rzędnych w odległości Δp_i (wielkość strat w żelazie) od osi odciętych (parabola 1 na rys. 1). Na osi rzędnych odkłada



Rys. 1. Przebieg strat wywołanych pracą transformatora 750 kVA, 10/5 kV, $\Delta p_i = 4,1 \text{ kW}$, $\Delta p_z = 11,9 \text{ kW}$, $\Delta q_i = 45 \text{ kVar}$, $\Delta q_z = 39,4 \text{ kVar}$ w zależności od stopnia obciążenia transformatora β dla różnych wartości ekonomicznego równoważnika mocy bierniej k_e

Parabola: 1 — dla $k_e = 0$; 2 — dla $k_e = 0,02$; 3 — dla $k_e = 0,10$; 4 — dla $k_e = 0,20$

się straty mocy czynnej Δp w kW, a na osi odciętych obciążenie transformatora S w kVA lub obciążenie względne β w jednostkach stosunkowych.

Równanie (15) jest również równaniem paraboli symetrycznej względem osi rzędnych, z tym, że odległość jej wierzchołka od osi odciętych wzrosła w porównaniu z parabolą 1 o wielkości $k_e \cdot \Delta q_i$ (wielkość strat przesyłu mocy biernej potrzebnej na wytworzenie strumienia magnetycznego). Poza tym jest ona bardziej „stroma” w porównaniu z parabolą 1. Na rys. 1 narysowano kilka krzywych strat dla różnych wartości k_e dla transformatora 750 kVA z przykładu 2.

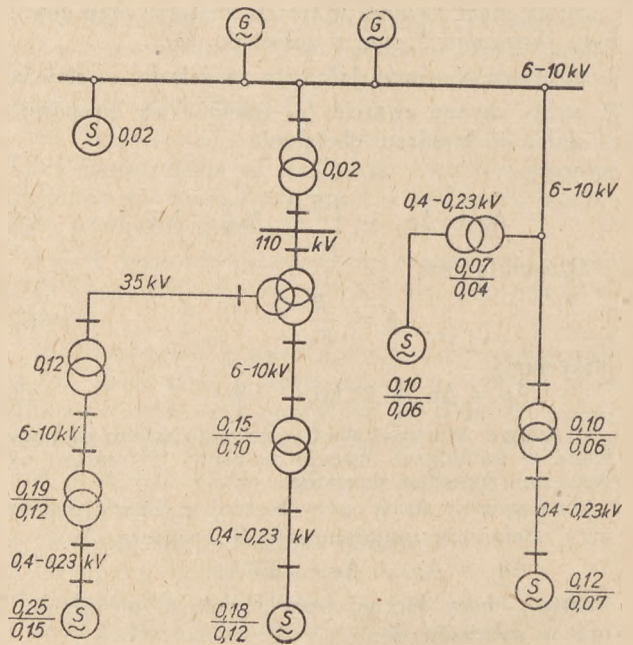
Z rysunku tego wynika, że dla danego transformatora nieuwzględnienie wpływu strat biernych na straty czynne może spowodować błąd w ocenie strat od 9,6 % ($k_e = 0,02$ — transformator potrzeb własnych elektrowni) do 51,5 % ($k_e = 0,2$ — transformator odbiorcy zasilanego przez 3 stopnie transformacji).

Zależność strat wywołanych pracą tego transformatora od ekonomicznego równoważnika mocy biernej k_e dla danego stopnia obciążenia β przedstawiono na rys. 2.

Wartości ekonomicznego równoważnika mocy biernej dla typowego układu sieciowego podano na rys. 3. Z rysunku tego wynika, że wartość k_e na zaciskach transformatora wynosi od 0,02 (transformator przyłączony do szyn elektrowni) do około 0,2 (transformator niskiego napięcia u odbiorcy zasilanego przez trzy stopnie transformacji).

Ze wzoru (14) wynika, że nieuwzględnienie przy obliczaniu strat czynnych wpływu strat biernych spo-

woduje tym większy błąd, im większa będzie wartość k_e (tzn. im dalej w sensie elektrycznym od źródła zasilania znajduje się transformator).



Rys. 3. Wartości ekonomicznego równoważnika mocy biernej dla charakterystycznych punktów sieci

Wartości w liczniku dotyczą największego obciążenia, wartości w mianowniku — najmniejszego obciążenia

Przykład 2

Dany jest transformator 750 kVA, 10/0,5 kV, $\Delta p_j = 4,1$ kW, $\Delta p_z = 11,9$ kW, $i_j = 6\%$, $e_z = 5,5\%$, $e_x = 5,25\%$. Obliczyć straty wywołane pracą transformatora, jeśli $k_e = 0$ i 0,2 kW/kVAr.

$$\Delta p = 4,1 + 11,9 = 16 \text{ kW}$$

$$\Delta q = 7,5 (6 + 5,25) = 45 + 39,4 = 84,4 \text{ kVAr}$$

$$\beta = 1$$

$$k_e = 0; \Delta P = 16 \text{ kW}$$

$$k_e = 0,2; \Delta P = 16 + 0,2 \cdot 84,4 = 16 + 16,9 = 32,9 \text{ kW.}$$

$$\beta = 0$$

$$k_e = 0; \Delta P = 4,1 \text{ kW}$$

$$k_e = 0,2; \Delta P = 4,1 + 0,2 \cdot 45 = 4,1 + 9,0 = 13,1 \text{ kW.}$$

Straty dla innych stopni obciążenia przedstawiono na rys. 2.

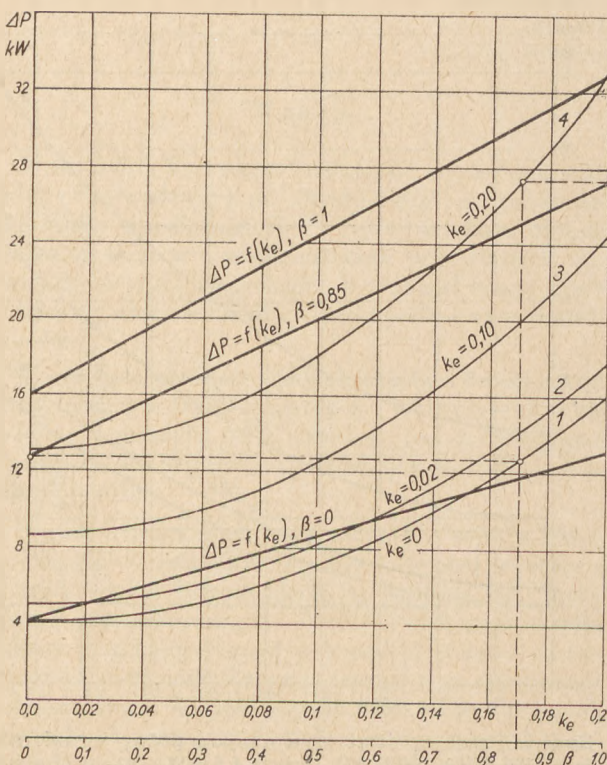
Ekonomiczne obciążenie transformatora

Dla znalezienia ekonomicznego obciążenia transformatora, przy którym straty całkowite mocy czynnej będą najmniejsze, należy obie strony równania (15) podzielić przez S , znajdując w ten sposób straty jednostkowe:

$$\frac{\Delta P}{S} = \frac{\Delta p_j + k_e \cdot \Delta q_j}{S} + \frac{S}{S_n^2} (\Delta p_z + k_e \Delta q_z)$$

i znaleźć pierwszą pochodną tego wyrażenia

$$\left(\frac{\Delta P}{S} \right)' = \frac{\Delta p_j + k_e \Delta q_j}{S^2} + \frac{\Delta p_z + k_e \Delta q_z}{S_n^2}$$



Rys. 2. Przebieg strat wywołanych pracą transformatora 750 kVA, 10/5 kV, $\Delta p_j = 4,1$ kW, $\Delta p_z = 11,9$ kW, $\Delta q_j = 45$ kVAr, $\Delta q_z = 39,4$ kVAr w zależności od wartości ekonomicznego równoważnika mocy biernej k_e dla różnych stopni obciążenia transformatora

Przyrównując wartość tej pochodnej do zera otrzymamy wyrażenie na ekonomiczne obciążenie transformatora

$$S_{ek} = S_n \sqrt{\frac{\Delta p_j + k_e \Delta q_j}{\Delta p_z + k_e \Delta q_z}} \text{ kVA} \quad (16)$$

Stąd współczynnik ekonomicznego obciążenia wynosi:

$$\beta_{ek} = \frac{S_{ek}}{S_n} = \sqrt{\frac{\Delta p_j + k_e \Delta q_j}{\Delta p_z + k_e \Delta q_z}} \quad (17)$$

Przebieg strat jednostkowych dla transformatora z przykładu 2 przedstawiono na rys. 4. W miejscu minimum krzywej strat jednostkowych leży punkt ekonomicznego obciążenia transformatora.

Wpływ ekonomicznego równoważnika na wielkość strat całkowitych pracy transformatora ilustrują poniższe przykłady.

Przykład 3

Obliczyć wskaźnik obciążenia ekonomicznego i wartość obciążenia ekonomicznego dla transformatora z przykładu 2.

$S_n = 750 \text{ kVA}$; $\Delta p_j = 4,1 \text{ kW}$; $\Delta p_z = 11,9 \text{ kW}$; $\Delta q_j = 45 \text{ kVar}$; $\Delta q_z = 39,4 \text{ kVar}$.

$$k_e = 0; \beta_{ek} = \sqrt{\frac{4,1}{11,9}} = \sqrt{0,3445} = 0,586$$

$$k_e = 0,1; \beta_{ek} = \sqrt{\frac{4,1 + 0,1 \cdot 45}{11,9 + 0,1 \cdot 39,4}} = \sqrt{\frac{5}{12,7}} = 0,736$$

Wartości β_{ek} dla innych k_e oraz wartości S_{ek} podano w tabelcy 1. Przebieg ΔP oraz $\frac{\Delta P}{S}$ dla tego transformatora przedstawiono na rys. 4.

Tabela 1

Wartości β_{ek} i S_{ek} w zależności od wielkości k_e dla transformatora 750 kVA z przykładu 3

k_e	β_{ek}	$S_{ek} \text{ kVA}$
0	0,586	440
0,02	0,626	470
0,10	0,736	553
0,20	0,815	611

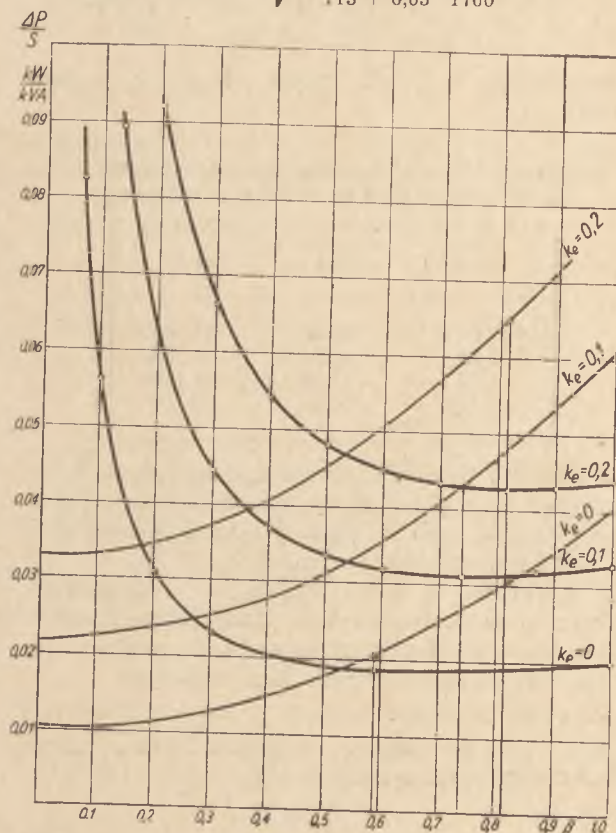
Z tabelcy 1 wynika, że uwzględnienie wpływu k_e na straty wywołane pracą danego transformatora zwiększa wartość jego obciążenia ekonomicznego i to tym bardziej, im większe jest k_e (im dalej w sensie elektrycznym położony jest dany transformator od źródła mocy biernej — elektrowni, kompensatora sieciowego).

Przykład 4

Obliczyć wartość współczynnika ekonomicznego obciążenia i wartość ekonomicznego obciążenia dla transformatora: TON 16 000/110, $S_n = 16 \text{ MVA}$; 121/33 kV; $\Delta p_j = 48 \text{ kW}$; $\Delta p_z = 113 \text{ kW}$; $i_j = 3,1 \%$; $e_x = 10,5 \%$, tzn. $\Delta q_j = 500 \text{ kVar}$; $\Delta q_z = 1700 \text{ kVar}$.

$$k_e = 0; \beta_{ek} = \sqrt{\frac{48}{113}} = 0,651$$

$$k_e = 0,05; \beta_{ek} = \sqrt{\frac{48 + 0,05 \cdot 500}{113 + 0,05 \cdot 1700}} = 0,607$$



Rys. 4. Przebieg strat jednostkowych dla transformatora 750 kVA, 10/0,5 kV, $\Delta p_j = 4,1 \text{ kW}$, $\Delta p_z = 11,9 \text{ kW}$, $i_j = 6 \%$, $e_x = 5,25 \%$ w zależności od stopnia obciążenia transformatora dla różnych wartości ekonomicznego równoważnika mocy biernej k_e

Wartości β_{ek} i S_{ek} dla innych wartości k_e podano w tabelcy 2.

Tabela 2

Wartości β_{ek} i S_{ek} w zależności od wielkości k_e dla transformatora 16 MVA z przykładu 4

k_e	β_{ek}	$S_{ek} \text{ kVA}$
0	0,651	10 400
0,02	0,629	10 070
0,05	0,607	9 700

Z tabelcy 2 wynika, że uwzględnienie wpływu k_e na straty wywołane pracą danego transformatora zmniejsza wartość jego obciążenia ekonomicznego ze wzrostem wartości ekonomicznego równoważnika mocy biernej k_e .

Przykład 5

Obliczyć wartość współczynnika ekonomicznego obciążenia i wartość ekonomicznego obciążenia dla transformatora $S_n = 20 \text{ MVA}$, 35/10 kV, $\Delta p_j = 45 \text{ kW}$; $\Delta q_j = 144 \text{ kVar}$; $i_j = 2,5 \%$, $e_x = 8 \%$, tzn. $\Delta q_j = 500 \text{ kVar}$; $\Delta q_z = 1600 \text{ kVar}$.

$$k_e = 0 \quad \beta_{ek} = \sqrt{\frac{45}{144}} = \sqrt{0,312} = 0,559$$

$$k_e = 0,05; \quad \beta_{ek} = \sqrt{\frac{45 + 0,05 \cdot 500}{144 + 0,05 \cdot 1600}} = \sqrt{\frac{70}{224}} = \sqrt{0,312} = 0,559$$

Wartości β_{ek} i S_{ek} dla innych wartości k_e podano w tablicy 3.

Tablica 3

Wartości β_{ek} i S_{ek} w zależności od wielkości k_e dla transformatora 20 MVA z przykładu 5

k_e	β_{ek}	S_{ek} kVA
0	0,559	11 180
0,02	0,559	11 180
0,05	0,559	11 180
(0,10)	0,559	11 180

Z tablicy 3 wynika, że uwzględnienie wpływu k_e na straty wywołane pracą danego transformatora zupełnie nie wpływa na wielkość jego obciążenia ekonomicznego, które jest stałe dla wszystkich k_e .

Z przykładów 3, 4 i 5 wynika, że uwzględnienie wpływu k_e na straty wywołane pracą danego transformatora może zwiększyć, zmniejszyć lub pozostawić bez zmian wartość jego obciążenia ekonomicznego.

Od czego to zależy?

Wzór (17) na wartość obciążenia ekonomicznego przedstawia matematycznie funkcję

$$\beta = \sqrt{\frac{a + xc}{a + xd}} \quad (18)$$

gdzie x jest zmienną (w zakresie od 0 do 0,2), natomiast a , b , c i d przedstawiają pewne stałe, a mianowicie:

$$\begin{aligned} a &= \Delta p_j & c &= \Delta q_j \\ b &= \Delta p_z & d &= \Delta q_z \end{aligned}$$

Dla sprawdzenia, czy funkcja jest rosnąca, stała, czy malejąca należy zbadać znak jej pierwszej pochodnej.

$$(\beta)' = \frac{1}{2\sqrt{\frac{a+xc}{b+xd}}} \cdot \frac{(b+xd)c - (a+xc)d}{(b+xd)^2}$$

$$(\beta)' = \frac{\sqrt{\frac{a+xc}{b+xd}}}{2(a+xc)(b+xd)} [(b+xd)c - (a+xc)d]$$

Ponieważ $a > 0$, $b > 0$, $c > 0$, $d > 0$ oraz $x \geq 0$, przeto o znaku pochodnej decyduje tylko wartość różnicy w nawiasach kwadratowych.

Można więc napisać:

$$(\beta)' = A [(b+xd)c - (a+xc)d]$$

a po wykonaniu działań

$$(\beta)' = A (bc - ad)$$

Stąd $(\beta)' > 0$, jeśli $bc > ad$

$$\text{czyli } \frac{a}{b} < \frac{c}{d} \quad (19)$$

$(\beta)' = 0$, jeśli $bc = ad$

$$\text{czyli } \frac{a}{b} = \frac{c}{d} \quad (20)$$

$(\beta)' < 0$, jeśli $bc < ad$

$$\text{czyli } \frac{a}{b} > \frac{c}{d} \quad (21)$$

Podstawiając do wzorów (19), (20) i (21) odpowiednie wartości otrzymamy:

$$(\beta)' > 0, \text{ gdy } \frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} < \frac{\Delta q_j}{\Delta q_z} \quad (22)$$

$$(\beta)' = 0, \text{ gdy } \frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} = \frac{\Delta q_j}{\Delta q_z} \quad (23)$$

$$(\beta)' < 0, \text{ gdy } \frac{\Delta q_j}{\Delta q_z} > \frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} \approx \frac{i_j}{e_z} \quad (24)$$

A więc wpływ wartości ekonomicznego równownika mocy bierniej k_e na wielkość współczynnika ekonomicznego obciążenia zależy od porównania stosunków: strat czynnych w żelazie do strat czynnych w miedzi i strat biernych magnesowania do strat biernych rozproszenia. Jeśli stosunek strat czynnych w żelazie do strat czynnych w miedzi jest mniejszy od stosunku strat biernych magnesowania do strat biernych rozproszenia, to wartość współczynnika ekonomicznego obciążenia transformatora rośnie ze wzrostem k_e .

Nierówność (22) zachodzi zwykle w transformatorach małej i średniej mocy, w których napięcie wyższe nie przekracza 35 kV. W przykładzie 3

$$\begin{aligned} \frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} &= \frac{4,1}{11,9} = 0,345 \\ \frac{\Delta q_j}{\Delta q_z} &= \frac{45}{39,4} = 1,153, \end{aligned}$$

a więc wartość β_{ek} rośnie ze wzrostem k_e (por. tablicę 1).

Jeśli stosunek strat czynnych w żelazie do strat czynnych w miedzi równy jest stosunkowi strat biernych magnesowania do strat biernych rozproszenia, to punkt ekonomicznego obciążenia transformatora nie zależy od wartości k_e .

W przykładzie 5

$$\frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} = \frac{43}{123} = 0,350 = \frac{\Delta q_j}{\Delta q_z} = \frac{420}{1200} = 0,350$$

a więc wartość β_{ek} nie zależy od wielkości k_e (tabl. 3).

Jeśli stosunek strat czynnych w żelazie do strat czynnych w miedzi jest większy od stosunku procentowych wartości prądu stanu jałowego do napięcia zwarcia, to wartość ekonomicznego współczynnika obciążenia transformatora maleje ze wzrostem k_e .

Nierówność (24) zachodzi zwykle w transformatorach na średnio wysokie i bardzo wysokie napięcia, w których wartość napięcia zwarcia znacznie przewyższa wartość prądu biegu jałowego.

W przykładzie 4

$$\begin{aligned} \frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} &= \frac{55}{134} = 0,41 \\ \frac{\Delta q_j}{\Delta q_z} &= \frac{i_f \%}{e_z \%} = \frac{2}{12} = 0,167 \end{aligned}$$

a więc wartość β_{ek} maleje ze wzrostem k_e .

Wprowadzone zależności (22), (23), (24) pozwalają od razu określić, jak wpłynie miejsce zainstalowania transformatora, tzn. wartość k_e na wartość ekonomicznego obciążenia transformatora.

Przykład 6

Dane transformatora: TOc 100/10; 100 kVA; 6/0,4 kV; $\Delta p_j = 0,63$ kW; $\Delta p_z = 2,2$ kW; $i_i = 10\%$; $e_z = 4,5\%$.

Stąd $e_x = 3,9\%$.

$$\frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} = \frac{0,63}{2,2} = 0,286$$

$$\frac{\Delta q_i}{\Delta q_z} = \frac{10\%}{3,9\%} = 2,56$$

Ponieważ

$$\frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} < \frac{\Delta q_i}{\Delta q_z}$$

więc wartość ekonomicznego obciążenia transformatora β wzrośnie ze wzrostem k_e .

Przykład 7

Dane transformatora: TOc 500/10; 500 kVA; 6,3/0,4 kV; $\Delta p_j = 2,15$ kW; $\Delta p_z = 8,4$ kW; $i_i = 6,5\%$; $e_z = 4,5\%$; $e_x = 4,2\%$.

$$\frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} = \frac{2,15}{8,4} < \frac{6,5\%}{4,2\%} = \frac{\Delta q_i}{\Delta q_z}$$

Wartość obciążenia ekonomicznego dla tego transformatora wzrośnie ze wzrostem k_e .

Przykład 8

Dane są dwa transformatory:

- I. 7,5 MVA; 38,5/11 kV; $\Delta p_{j1} = 24$ kW; $\Delta p_{z1} = 75$ kW; $i_{j1} = 3,5\%$; $e_{z1} = 7,5\%$.
 II. 7,5 MVA; 121/11 kV; $\Delta p_{j2} = 33$ kW; $\Delta p_{z2} = 77$ kW; $i_{j2} = 4,0\%$; $e_{z2} = 10,5\%$.

Dla transformatora I:

$$\frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} = \frac{24}{75} = 0,32 < \frac{\Delta q_i}{\Delta q_z} = \frac{3,5}{7,5} = 0,467$$

natomiast dla transformatora II:

$$\frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} = \frac{33}{77} = 0,43 > \frac{\Delta q_i}{\Delta q_z} = \frac{4,0}{10,5} = 0,38$$

Współczynnik obciążenia ekonomicznego transformatora I będzie wzrastał ze wzrostem k_e , transformatora II natomiast będzie malał.

Przykład 9

Dane transformatora: TON 6300/110; 6300 kVA; 121/6 kV; $\Delta p_j = 25$ kW; $\Delta p_z = 60$ kW; $i_j = 4,3\%$; $e_z = 10,3\%$.

$$\frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} = \frac{25,0}{60,0} = 0,417$$

$$\frac{i_j}{e_z} = \frac{4,3}{10,3} = 0,417$$

Wielkość obciążenia ekonomicznego transformatora nie zależy od wielkości k_e .

Praca równoległa transformatorów o jednakowej mocy

Straty całkowite dla jednego transformatora obciążonego mocą S wynoszą:

$$\Delta P_1 = \Delta p_j + \beta^2 \Delta p_z + k_e (\Delta q_j + \beta^2 \Delta q_z)$$

Jeśli obciążenie S ma być pokryte przez dwa jednakowe transformatory, to w założeniu, że rozłoży się

ono po połowie na obie jednostki straty całkowite wynoszą:

$$\Delta P_2 = 2 \Delta p_j + (0,5\beta)^2 \cdot 2 \Delta p_z + k_e [(2 \Delta q_j + (0,5\beta)^2 2 \Delta q_z)]$$

Załączenie drugiego transformatora zacznie się opłacać, gdy $\Delta P_1 = \Delta P_2$, a stąd moc graniczna:

$$S_{g1} = S_n \sqrt{2 \frac{\Delta p_j + k_e \Delta q_j}{\Delta p_z + k_e \Delta q_z}} \text{ kVA} \quad (25)$$

Rozszerzając ten wzór dla przypadku, gdy pracuje n jednakowych transformatorów i szukana jest moc graniczna, przy której opłaca się załączenie $(n+1)$ jednostki, otrzymamy:

$$S_{gn} = S_n \sqrt{n(n+1) \frac{\Delta p_j + k_e \Delta q_j}{\Delta p_z + k_e \Delta q_z}} \text{ kVA} \quad (26)$$

Analogicznie moc graniczna w przypadku, gdy pracuje n jednakowych transformatorów i opłaca się wyłączenie n -tej jednostki:

$$S_{gn} = S_n \sqrt{n(n-1) \frac{\Delta p_j + k_e \Delta q_j}{\Delta p_z + k_e \Delta q_z}} \text{ kVA} \quad (27)$$

Dzieląc wzory (26) i (27) przez ilość jednostek transformatorowych otrzymujemy obciążenie graniczne jednego transformatora przy pracy równoległej n transformatorów, począwszy od którego opłaca się załączyć następną jednostkę:

$$\beta_{gn} = \sqrt{\frac{n+1}{n}} \sqrt{\frac{\Delta p_j + k_e \Delta q_j}{\Delta p_z + k_e \Delta q_z}} \quad (28)$$

lub wyłączyć jedną jednostkę:

$$\beta_{gn} = \sqrt{\frac{n-1}{n}} \sqrt{\frac{\Delta p_j + k_e \Delta q_j}{\Delta p_z + k_e \Delta q_z}} \quad (29)$$

Porównując wzory (26) i (27) z (16) oraz (28) i (29) z (17) widać, że jeśli współczynnik ekonomicznego obciążenia jednego transformatora (wzór 17) oznaczmy przez β_{ek1} , to odpowiednie wzory przybiorą postać:

$$\text{wzór 16: } S_{ek1} = S_n \cdot \beta_{ek1} \quad (30)$$

$$\text{wzór 26: } S_{gn} = S_n \cdot \beta_{ek1} \sqrt{n(n+1)} \quad (31)$$

$$\text{wzór 27: } S_{gn} = S_n \cdot \beta_{ek1} \sqrt{n(n-1)} \quad (32)$$

$$\text{wzór 28: } S_{gn} = S_n \cdot \beta_{ek1} \sqrt{\frac{n+1}{n}} \quad (33)$$

$$\text{wzór 29: } S_{gn} = S_n \cdot \beta_{ek1} \sqrt{\frac{n-1}{n}} \quad (34)$$

Do wzorów (31) ÷ (34) można więc zastosować wszystkie wnioski wynikające z analizy funkcji (18).

A więc jeśli

$$\frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} < \frac{\Delta q_i}{\Delta q_z}$$

to wtedy załączenie $(n+1)$ jednostki do pracy równoległej z n jednostkami nastąpi przy obciążeniu S_{gn} , które będzie tym większe, im większą wartość będzie miał k_e w danym miejscu sieci. Przypadek ten dotyczy na ogół transformatorów małej i średniej mocy (do kilku MVA), których wyższe napięcie nie przekracza 35 kV.

Jeśli

$$\frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} = \frac{\Delta q_i}{\Delta q_z}$$

to obciążenie graniczne nie zależy od wartości k_e w danym miejscu,

Wreszcie jeśli

$$\frac{\Delta p_i}{\Delta p_z} > \frac{\Delta q_i}{\Delta q_z} \approx \frac{i_j}{e_z}$$

to obciążenie graniczne dla grupy n transformatorów maleje ze wzrostem k_e . Przykład ten dotyczy zwykle transformatorów o dużej mocy na napięcie górne od 60 kV wzwyż.

Przykład 10

Dane są 4 transformatory TOc 500/10; 500 kVA; 6,3/0,4 kV; $\Delta p_i = 2,15$ kW; $\Delta p_z = 8,4$ kW; $i_j = 6,5\%$; $e_z = 4,5\%$; $e_x = 4,2\%$. Obliczyć, kiedy należy załączyć drugi, trzeci i czwarty transformator w zależności od wartości k_e .

$$\beta_{gn} = \beta_{ek1} \sqrt{\frac{n+1}{n}}$$

Z tablicy 4 dla $k_e = 0,05$; $\beta_{ek1} = 0,630$

$$\text{Stąd } \beta_{g1} = 0,630 \sqrt{\frac{1+1}{1}} = 0,886$$

$$\beta_{g2} = 0,630 \sqrt{\frac{2+1}{2}} = 0,771$$

$$\beta_{g3} = 0,630 \sqrt{\frac{3+1}{3}} = 0,726$$

A więc przy $k_e = 0,05$ załączenie drugiego transformatora prowadzi do zmniejszenia strat, gdy pierwszy jest obciążony w 88,6%, załączenie trzeciego — gdy dwa pracujące są obciążone po 77,1% każdy itd.

Wartości β_{gn} dla innych wartości k_e przedstawiono w tablicy 4.

Tablica 4

Wartości β_{gn} w zależności od wielkości k_e dla czterech transformatorów 500 kVA przeznaczonych do pracy równoległej z przykładu 10

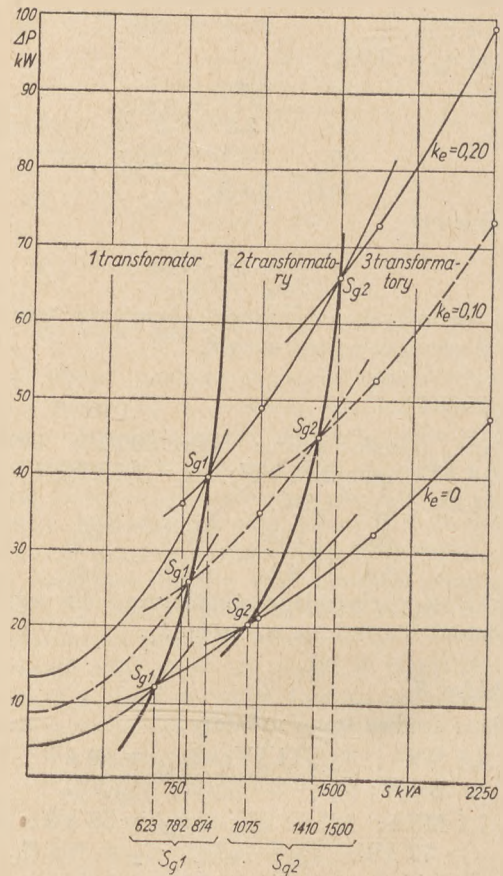
k_e	β_{ek1}	β_{g1}	β_{g2}	β_{g3}
0	0,506	0,716	0,620	0,584
0,02	0,563	0,796	0,691	0,650
0,05	0,630	0,886	0,771	0,726
0,10	0,715	1,010	0,875	0,825
0,20	0,824	1,160	1,010	0,950

Z tablicy tej wynika, że w miarę wzrostu k_e wielkość obciążenia granicznego wzrasta. Załączenie drugiego transformatora do pracy równoległej jest uzasadnione, jeśli obciążenie pierwszego wynosi 88,6% przy $k_e = 0,05$; 101% przy $k_e = 0,10$ i 116% przy $k_e = 0,20$.

Fakt ten wynika z dużego wpływu składników $k_e \cdot \Delta q_i$ i $k_e \cdot \Delta q_z$ (straty przesyłu mocy biernej zużywanej przez transformator) na wielkość strat całkowitych, gdy k_e osiągnął dostatecznie dużą wartość.

Z tablicy 4 i rys. 5 wynika również, że program pracy transformatorów u odbiorcy zasilanego przez 3 ÷ 4 stopnie transformacji i posiadającego stację transformatorową wyposażoną w kilka jednakowych transformatorów — powinien zezwalać na załączenie następnej jednostki, gdy transformatory już pracujące są obciążone w 100%, a nawet przeciążone (załącze-

nie drugiej jednostki) lub w 80 ÷ 100% (załączenie trzeciej i czwartej jednostki).



Rys. 5. Przebieg krzywych obciążenia granicznego oraz krzywych strat wywołanych pracą jednego, dwóch lub trzech pracujących równolegle jednakowych transformatorów 750 kVA, 10/0,5 kV, $\Delta p_i = 4,1$ kW, $\Delta p_z = 11,9$ kW, $\Delta q_i = 45$ kVar, $\Delta q_z = 39,4$ kVar w zależności od obciążenia dla różnych wartości ekonomicznego równoważnika mocy biernej k_e

Natomiast program pracy tych samych transformatorów u odbiorcy zasilanego wprost z szyn elektrowni na napięciu generatorowym zezwoli na załączenie następnej jednostki, gdy transformatory już pracujące są obciążone w 80% (załączenie drugiej jednostki) lub 65 ÷ 70% (załączenie trzeciej i czwartej jednostki).

Widać to najlepiej na rys. 5 przedstawiającym krzywe strat całkowitych przy pracy jednego, dwóch i trzech transformatorów dla różnych wartości k_e . Odcięte punktów przecięcia się krzywych równe są wielkości obciążenia granicznego S_{gn} . Łącząc ze sobą punkty obciążenia granicznego dla danej ilości transformatorów otrzymamy krzywą obciążenia granicznego. Na krzywej tej położone będą wszystkie punkty obciążenia granicznego danej ilości transformatorów w zależności od wielkości k_e .

Jeśli $\frac{\Delta p_i}{\Delta p_z} < \frac{\Delta q_i}{\Delta q_z}$, to krzywa obciążenia granicznego jest krzywą rosnącą.

Odpowiednie wartości S_{gn} możemy obliczyć ze wzoru (31)

$$S_{gn} = S_n \cdot \beta_{ek1} \sqrt{n(n+1)}$$

Mając jednak już obliczone w tablicy 4 wartości S_{gn} posłużymy się wzorem, który wyprowadza się ze wzorów (31) i (33), a mianowicie

$$S_{gn} = n \cdot S_n \cdot \beta_{gn} \quad (35)$$

Na przykład dla $k_e = 0,05$ obciążenie krytyczne, przy którym opłaca się załączenie drugiej, trzeciej i czwartej jednostki wynosi:

$$S_{g1} = 1 \cdot 500 \cdot 0,886 = 444 \text{ kVA}$$

$$S_{g2} = 2 \cdot 500 \cdot 0,771 = 771 \text{ kVA}$$

$$S_{g3} = 3 \cdot 500 \cdot 0,726 = 1009 \text{ kVA}$$

Wartości S_{gn} dla innych wartości k_e podano w tablicy 5.

Tablica 5

Wartości S_{ek} w kVA w zależności od wielkości k_e dla czterech transformatorów 500 kVA przeznaczonych do pracy równoległej z przykładu 10

k_e	S_{ek}	β_{g1}	β_{g2}	β_{g3}
0	253	358	620	875
0,02	282	398	691	974
0,05	315	444	771	1009
0,10	358	505	875	1238
0,20	412	580	1010	1425

Dla stacji transformatorowej, w której wartość k_e jest praktycznie stała w ciągu doby i wynosi np. 0,05, rozkład pracy transformatorów powinien być następujący: przy obciążeniu stacji mniejszym od 444 kVA powinien pracować jeden transformator, w przedziale obciążeń 444 ÷ 771 kVA dwie jednostki, w przedziale 771 ÷ 1009 kVA trzy jednostki i przy obciążeniu większym od 1009 kVA — cztery jednostki.

Ponieważ stacje nie są wyposażone w kilowoltoamperomierze (mierniki kVA), przeto należy wartości graniczne podane w kVA przeliczyć na wartości w amperach. Należy przy tym zaznaczyć, że ponieważ S_a oznacza obciążenie transformatora, więc przeliczone wartości prądu będą dotyczyły prądu mierzonego po stronie wtórnej.

Wielkość współczynnika k_e nie jest jednak stała, lecz ulega wahaniom w ciągu doby. Wtedy podawane bywają dwie jego wartości: dla maksymalnego biernego obciążenia systemu i dla minimalnego. Jeśli te wartości znacznie różnią się od siebie, to wtedy należy uwzględnić to przy ustalaniu programu pracy transformatorów. Na przykład dla okręgu przemysłowego można przyjąć, że maksymalna wartość k_e dotyczy I zmiany, minimalna — III zmiany, a średnia zmiany II.

Trzeba przy tym pamiętać, że nie powinno się zmieniać programu pracy transformatorów częściej niż co 2 ÷ 3 godziny, częstsze bowiem za- i wyłączanie transformatorów wpływa niekorzystnie na stan oleju i części ruchomych wyłącznika.

Przykład 11

Dane są trzy transformatory TON 6300/110; 6300 kVA; 121/6 kV; $\Delta p_j = 25,0$ kW; $\Delta p_z = 60$ kW; $i_j = 4,3\%$; $e_z = 10,3\%$.

Obliczyć, przy jakim obciążeniu należy załączyć drugi i trzeci transformator w zależności od wielkości k_e .

Ponieważ

$$\frac{\Delta p_j}{\Delta p_z} = \frac{25}{60} = \frac{\Delta q_j}{\Delta q_z} = \frac{4,3}{10,3}$$

więc wielkości β_a i S_a nie zależą od wartości k_e , zatem dla wszystkich wartości k_e :

obciążenie ekonomiczne jednego transformatora

$$\beta_{ek1} = \sqrt{\frac{\Delta p_j}{\Delta p_z}} = \sqrt{\frac{25}{60}} = 0,645.$$

Obciążenie pierwszego transformatora, przy którym opłaca się załączyć drugi do pracy równoległej:

$$\beta_{g1} = \sqrt{\frac{1+1}{1}} \cdot 0,645 = 0,910$$

Stopień obciążenia każdego z dwu transformatorów, przy którym opłaca się załączyć trzecią jednostkę do pracy równoległej:

$$\beta_{g2} = \sqrt{\frac{2+1}{2}} \cdot 0,645 = 0,790$$

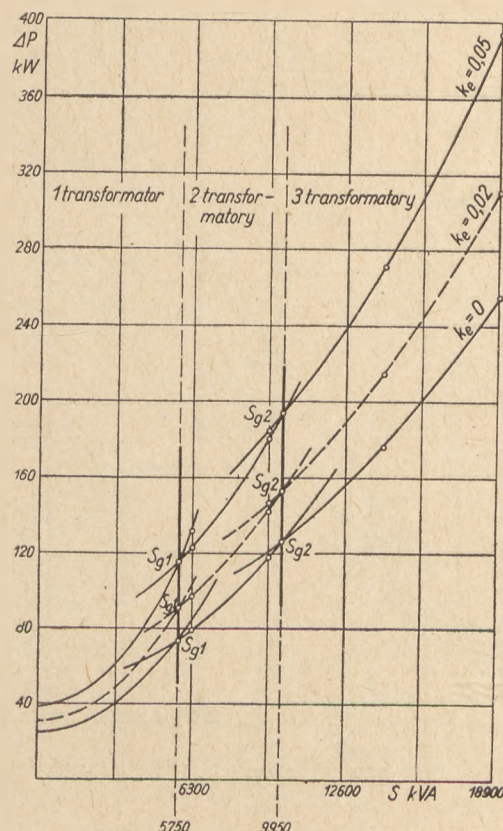
Odpowiednio:

$$S_{ek1} = S_n \cdot \beta_{ek1} = 6300 \cdot 0,645 = 3970 \text{ kVA}$$

$$S_{g1} = S_n \cdot 1 \cdot \beta_{g1} = 6300 \cdot 1 \cdot 0,910 = 3910 \text{ kVA}$$

$$S_{g2} = S_n \cdot 2 \cdot \beta_{g2} = 6300 \cdot 2 \cdot 0,790 = 9950 \text{ kVA}$$

Minimum strat występuje zatem przy obciążeniu transformatora mocą 3970 kVA. Przy obciążeniu 5740 kVA opłaca się załączyć do pracy równoległej



Rys. 6. Przebieg krzywych obciążenia granicznego oraz strat wywołanych pracą jednego, dwóch lub trzech pracujących równolegle jednakowych transformatorów 6300 kVA, 121/6 kV, $\Delta p_j = 25$ kW, $\Delta p_z = 60$ kW, $\Delta q_j = 270$ kVAR, $\Delta q_z = 650$ kVAR w zależności od obciążenia dla różnych wartości ekonomicznego równoważnika mocy biernej k_e

drugą jednostkę, a przy 9 950 kVA — trzecią jednostkę.

Tablica 6

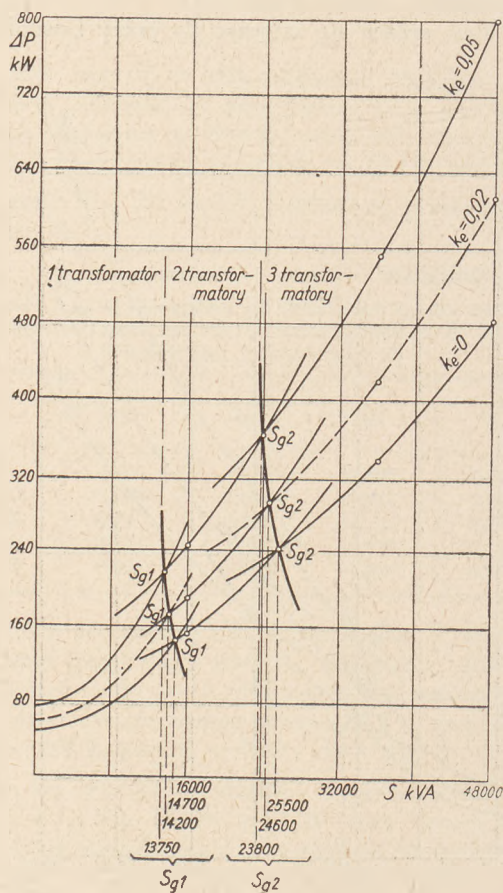
Wartości β_{ek} w zależności od wielkości k_e dla trzech transformatorów 6300 kVA przeznaczonych do pracy równoległej z przykładu 11

k_e	β_{ek1}	β_{g1}	β_{g2}
0	0,665	0,938	0,815
0,02	0,650	0,916	0,796
0,05	0,640	0,902	0,785

Tablica 7

Wartości S_{ek} w kVA w zależności od wielkości k_e dla trzech transformatorów 6300 kVA przeznaczonych do pracy równoległej z przykładu 11

k_e	S_{ek}	S_{g1}	S_{g2}
0	5000	7030	12 200
0,02	4870	6860	11 920
0,05	4800	6760	11 750



Rys. 7. Przebieg krzywych obciążenia granicznego oraz strat wywołanych pracą jednego, dwóch lub trzech pracujących równolegle jednakowych transformatorów 16 MVA, 121/33 kV, $\Delta p_i = 48$ kW, $\Delta p_z = 113$ kW, $\Delta q_i = 500$ kVar, $\Delta q_z = 1700$ kVar w zależności od obciążenia dla różnych wartości ekonomicznego równoważnika mocy biernej k_e

Wielkość obciążenia granicznego dla tych transformatorów nie zależy od wartości k_e , co przedstawia rys. 6.

Jeśli więc $\frac{\Delta p_i}{\Delta p_z} = \frac{\Delta q_i}{\Delta q_z}$, to krzywe obciążenia granicznego stają się prostymi równoległymi do osi rzędnych.

Przykład 12

Dane są trzy transformatory 7,5 MVA; 121/11 kV; $\Delta p_i = 33$ kW; $\Delta p_z = 77$ kW; $i_i = 4\%$; $e_z = 10,5\%$.

Wartości β_{ekn} oraz S_{gn} dla różnych wartości k_e podano w tablicy 6 i 7.

Z tablicy 7 wynika, że wielkość obciążenia granicznego maleje ze wzrostem k_e . Zależność tę przedstawiono na rys. 7. Krzywe obciążenia granicznego dla tego przypadku

$$\frac{\Delta p_i}{\Delta p_z} < \frac{\Delta q_i}{\Delta q_z}$$

są krzywymi malejącymi.

Wywody powyższe dotyczą transformatorów z chłodzeniem naturalnym. Transformatory polskiej produkcji o mocy od 16 MVA są sztucznie chłodzone (powietrzem lub wodą). Przy obciążeniu transformatora od 0 do 50% urządzenia sztucznego chłodzenia są nieczynne, natomiast w przedziale obciążeń transformatora 50 – 100% pracują z pełną wydajnością.

Pobór mocy przez te urządzenia jest bardzo mały w porównaniu ze stratami całkowitymi i można go zwykle pominąć.

Na przykład transformator polskiej produkcji o danych: $S_n = 31,5$ MVA; 117/33/6,5 kV; $\Delta p_i = 116$ kW; $\Delta p_z = 224,1$ kW wyposażony jest w 20 wentylatorów podmuchowych o mocy zainstalowanej po 0,25 kW. Przy obciążeniu znamionowym straty w samym transformatorze wynoszą 360,1 kW, pobór zaś mocy przez wentylatory około 5 kW, tj. 1,4% strat.

Wnioski

1. Dla określenia ekonomicznego obciążenia transformatora lub obciążenia granicznego kilku jednakowych transformatorów pracujących równolegle należy uwzględnić straty mocy czynnej wywołane przesyłem mocy biernej, idącej na pokrycie strat biernych transformatora. Nieuwzględnienie tych strat prowadzi do błędnych wyników. Wielkość błędu jest tym większa, im większa jest wartość k_e w miejscu pracy transformatorów.

2. Uwzględnienie strat wywołanych przesyłem mocy biernej idącej na pokrycie strat biernych transformatora wpływa na przesunięcie punktu obciążenia ekonomicznego transformatora lub punktu obciążenia granicznego kilku pracujących równolegle transformatorów.

3. Wielkość tego przesunięcia jest proporcjonalna do wartości k_e w miejscu pracy transformatora. Kierunek przesunięcia zależy od porównania ze sobą dwóch ilorazów:

$$\frac{\Delta p_i}{\Delta p_z} \quad \text{ i } \quad \frac{\Delta q_i}{\Delta q_z}$$

Jeśli:

$$a) \quad \frac{\Delta p_i}{\Delta p_z} < \frac{\Delta q_i}{\Delta q_z}$$

to wielkość obciążenia ekonomicznego jednego transformatora lub obciążenia granicznego kilku pracujących równolegle transformatorów jest tym większa, im dalej transformatory te są zainstalowane od źródła mocy biernej (elektrowni, kompensatora sieciowego);

$$b) \frac{\Delta p_i}{\Delta p_z} = \frac{\Delta q_i}{\Delta q_z}$$

to wielkość obciążenia ekonomicznego jednego transformatora lub obciążenia granicznego kilku pracujących równolegle transformatorów jest tym mniejsza, im dalej transformatory te są zainstalowane od źródła mocy biernej (elektrowni, kompensatora sieciowego).

c) $\frac{\Delta p_i}{\Delta p_z} > \frac{\Delta q_i}{\Delta q_z}$

to wielkość obciążenia ekonomicznego jednego transformatora lub obciążenia granicznego kilku pracujących równolegle transformatorów jest tym mniejsza, im dalej transformatory te są zainstalowane od źródła mocy biernej (elektrowni, kompensatora sieciowego).

USZKODZENIA I ZAKŁÓCENIA W EKSPLOATACJI

621.1:621.311.22.004.64

Awaryjność urządzeń cieplnych w elektrowniach

Inż. Wilhelm Heller

Część II

Zespoły turbinowe

Jak wynika z tablicy 1, wskaźniki awaryjności turbin niskoprężnych od 1952 r. nie uległy prawie żadnej zmianie. Zaznaczył się natomiast wzrost wskaźników turbin średnioprężnych i wysokoprężnych. Wzrost ten był szczególnie duży w 1954 r., kiedy wprowadzono do eksploatacji większą liczbę jednostek turbinowych o wysokich parametrach pary dołotowej.

Turbiny nowe zbudowane na wysokie parametry pary wykazują niemal dwukrotnie większą awaryjność

niż turbiny stare pozostające w eksploatacji kilkanaście a nawet kilkadziesiąt lat (tablica 2). Przyczyną tego jest niedostateczny poziom obsługi turbin wysokoprężnych oraz ich wady konstrukcyjne i materiałowe.

Tablica 3

Podział wskaźników awaryjności turbin

Części turbin lub urządzenia pomocnicze	Średni wskaźnik awaryjności w okresie 1953 ÷ 1954	Udział procentowy	U w a g i
Łopatki turbinowe	5,0	12,0	przeliczony na 100 turbin
Urządzenia regulacyjne	6,3	15,1	
Łożyska	1,9	4,5	
Wały turbinowe	1,2	2,9	
Kondensatory	3,7	8,9	
Pompy	10,5	25,2	przeliczony na 100 turbin kondensac.
Urządzenia w obiegu wody chłodzącej	2,8	6,7	
Rurociągi i armatura	5,5	13,2	
Awarie turbin z uszkodzeniami	36,9	88,5	
Awarie turbin bez uszkodzeń	4,8	11,5	
Razem	41,7	100,0	

Tablica 1
Awaryjność turbin z podziałem na ciśnienia

Rok	Turbin niskoprężne do 29 atn		Turbin średnioprężne 30 ÷ 40 atn		Turbin wysokoprężne 41 atn i wyżej	
	Wiek turbin	Wskaźnik awaryjności %	Wiek turbin	Wskaźnik awaryjności %	Wiek turbin	Wskaźnik awaryjności %
1952	24,5	32,0	5,8	62,0	7	62,0
1953	27,0	29,7	10	56,5	4,2	64,0
1954	30,0	31,7	12	74,0	4	136,0
Średnio	27,1	31,0	9,2	64,2	5	87,3

U w a g a. Wskaźnik awaryjności w tablicy 1 jest to stosunek liczby awarii do liczby turbin rozpatrywanej grupy ciśnienia — wyrażonej w procentach.

Tablica 2

Porównanie awaryjności turbin starych i nowych, tj. uruchomionych w latach 1952 ÷ 1954

Typ turbin	Liczba turbin w %	Wskaźnik awaryjności w %
Turbiny nowe	86,5	38,7
Turbiny stare	13,5	74,0
Ogółem	100,0	41,7

W tablicy 3 przedstawiono podział wskaźników awaryjności turbin według elementów.

Łopatki turbinowe

Przyczyny uszkodzeń łopatek turbin parowych zostały zestawione w tablicy 4.

Podczas pracy turbiny każda łopaska jako ciało sprężyste poddana jest działaniu zmiennego obciążenia. Zadaniem konstruktora turbiny jest uniemożliwie-

Tablica 4

Przyczyny uszkodzeń łopatek turbinowych

Przyczyny uszkodzeń	Wskaźnik awaryjności	Udział procentowy
Zmęczenie materiału wskutek drgań (wady konstrukcyjne)	0,86	17,1
Zmęczenie materiału wskutek długoletniej pracy	1,43	28,6
Wady materiałowe	0,8	16,0
Wady konstrukcyjne i produkcyjne	0,2	4,0
Wadliwy montaż	1,14	22,9
Niewłaściwa eksploatacja (np. uderzenia wodne)	0,57	11,4
Razem	5,00	100

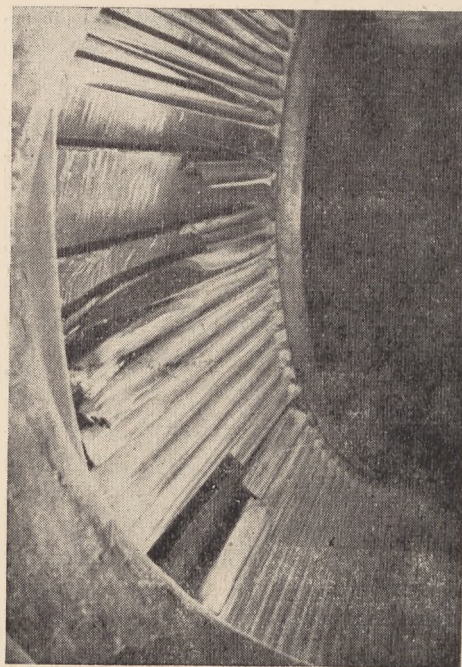
nie powstawania drgań o zbyt dużej amplitudzie. W celu uniknięcia rezonansu częstotliwość drgań własnych łopatek powinna się znacznie różnić od częstotliwości zmian obciążenia. Zjawisko drgań przy rezonansie doprowadza bowiem do osłabienia umocowania łopatek i bandażu a następnie — do ich wyłamania. Nadmierne drgania spowodowane wadami konstrukcyjnymi były powodem dwóch awarii turbin wysokoprężnych AEG o mocy 45 MW.

W pierwszej z nich urwała się jedna łopatka w ostatnim wieńcu, a 8 łopatek ostatniej tarczy kierowniczej uległo odkształceniu.

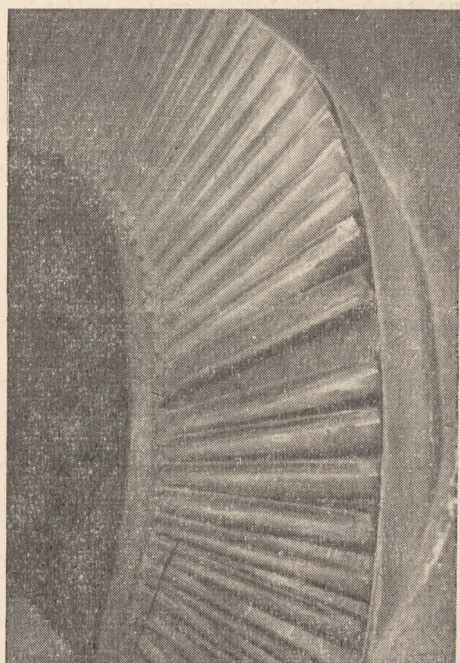
W drugiej zaś turbinie w ostatnim wieńcu urwały się trzy łopatki, a 34 łopatek uległo odkształceniu (rys. 1 i 2).

Dlatego też w celu uniknięcia uszkodzeń łopatek należy wykonywać pomiary częstotliwości drgań włas-

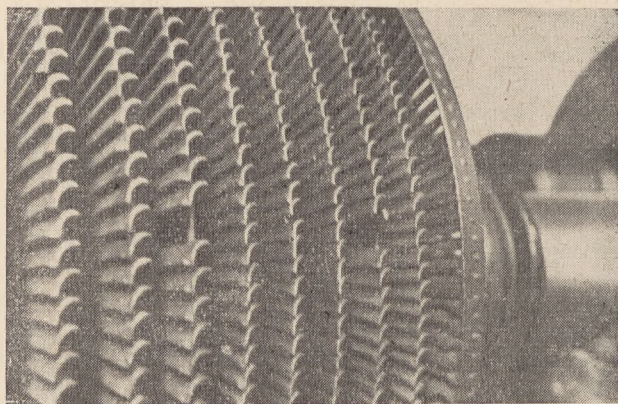
nych łopatek. Metoda pomiaru polega na wywołaniu drgań pakietu łopatek osadzonych na wirniku i zdjęciu przebiegu za pomocą oscylografu. Jeżeli drgania



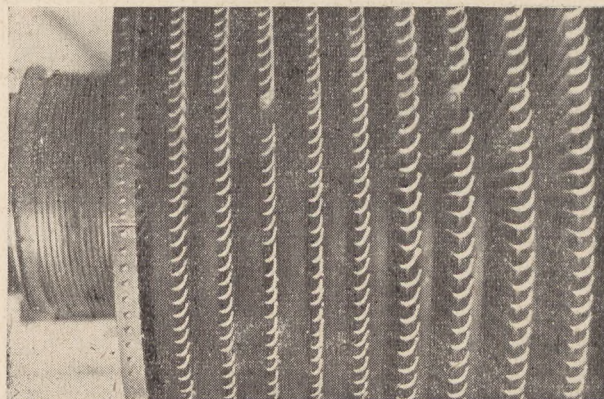
Rys. 2. Uszkodzenie łopatek ostatniego rzędu wskutek zwiększonych drgań. Turbina wysokoprężna AEG, o mocy 45 MW



Rys. 1. Uszkodzenie łopatek ostatniego rzędu wskutek zwiększonych drgań. Turbina wysokoprężna AEG, 45 MW



Rys. 3



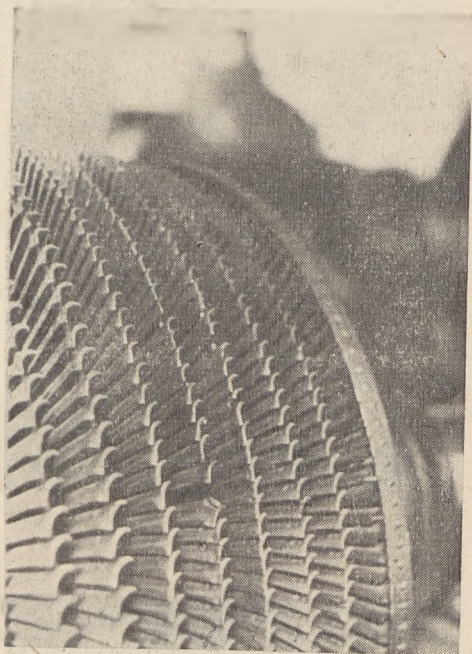
Rys. 4

własne badanego pakietu łopatek zbliżają się do rezonansowych, to łopatki należy wymienić albo wzmocnić ich osadzenie. Z tablicy 4 wynika, że zmęczenie łopatek wskutek długotrwałej pracy bez wymiany jest najczęstszym zjawiskiem.

Na rys. 3, 4, 5 i 6 pokazano uszkodzenia łopatek turbiny niskoprężnej BBC o mocy 10 MW, która uległa awarii po 25 latach pracy bez wymiany łopatek.

Wady materiałowe oraz niewłaściwe wykonanie było powodem 20 % uszkodzeń łopatek.

Na rys. 7 i 8 pokazano uszkodzenia łopatek turbiny niskoprężnej AEG o mocy 18 MW będące wynikiem wad materiałowych i produkcyjnych. Łopatki zostały wykonane przez jedną z firm krajowych z materiału o niejednorodnej strukturze.

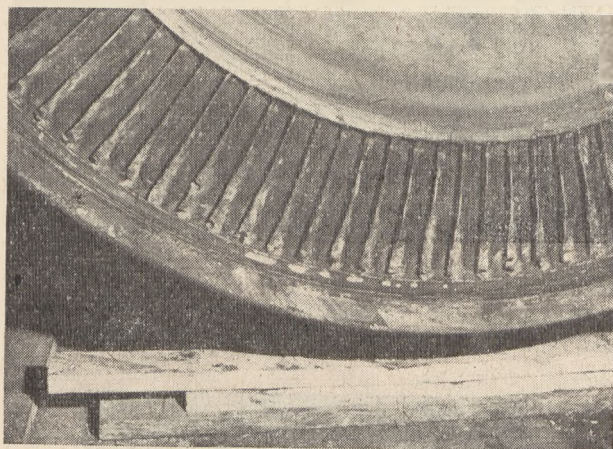


Rys. 5

Rys. 3, 4 i 5. Uszkodzenie łopatek turbiny wskutek zmęczenia materiału. Na rysunkach widoczne są postrzępione krawędzie łopatek, popękane druty usztywniające oraz zmniejszenie prześwitu pomiędzy łopatkami wskutek zgniecenia

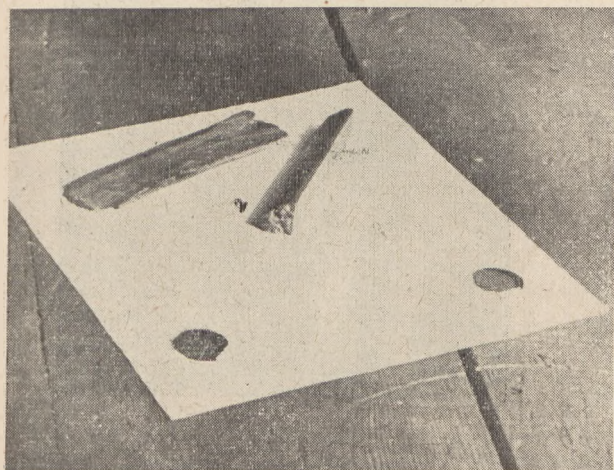


Rys. 7

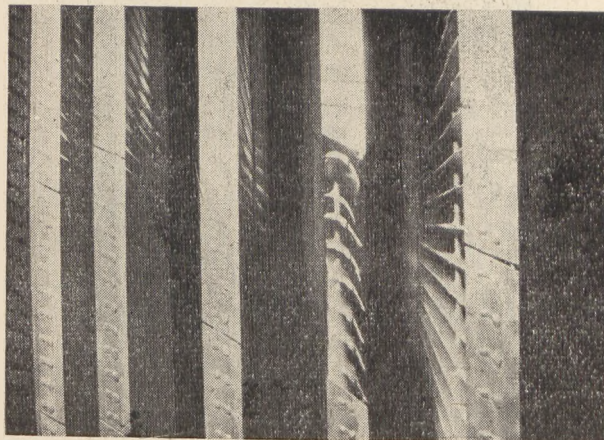


Rys. 8

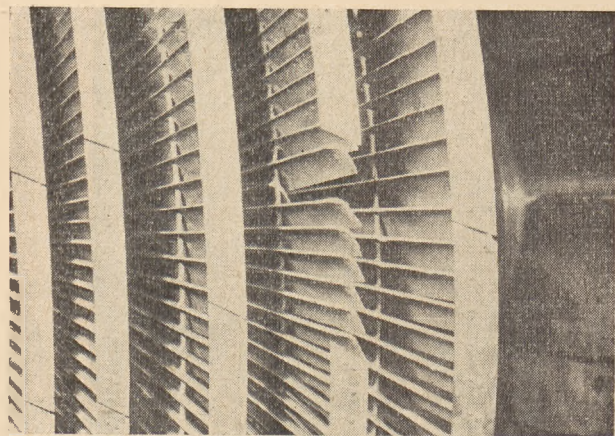
Rys. 7 i 8. Uszkodzenie łopatek turbiny niskoprężnej AEG o mocy 18 MW wskutek wad materiałowych



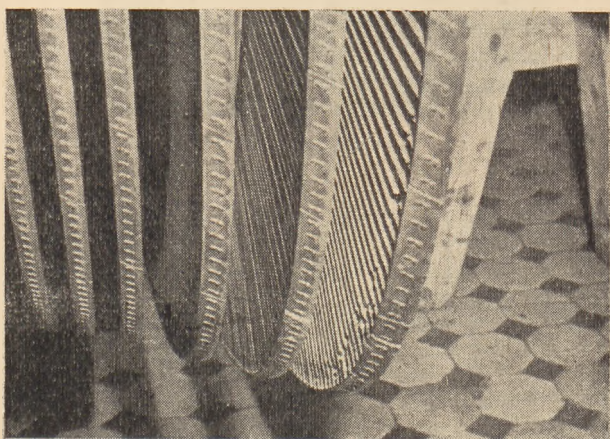
Rys. 6. Część zamku kierownicy



Rys. 9

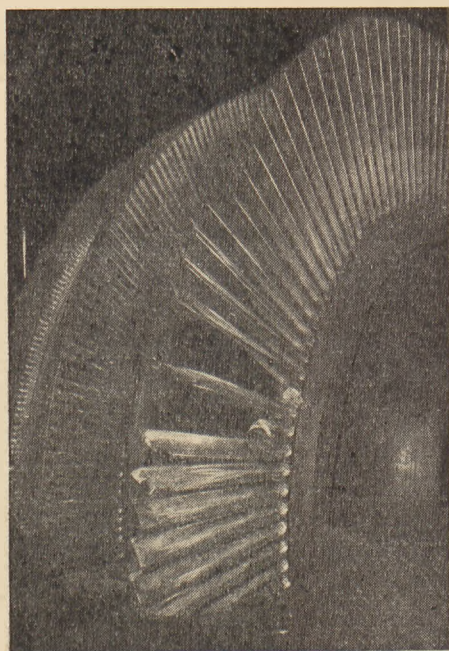


Rys. 10



Rys. 11

Rys. 9, 10 i 11. Uszkodzenie łopatek turbiny BBC o mocy 20 MW wskutek wadliwego montażu

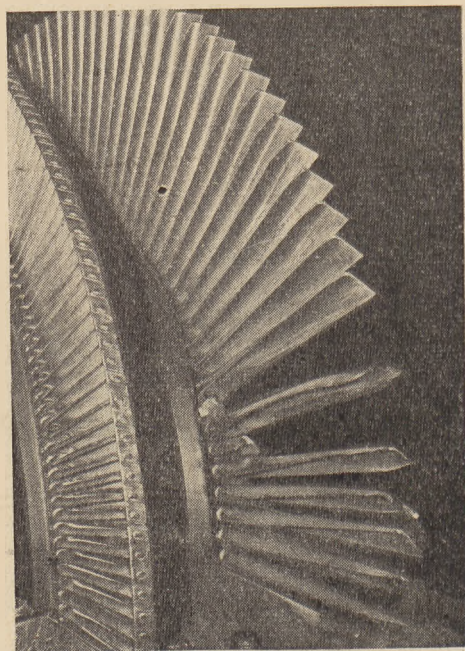


Rys. 12

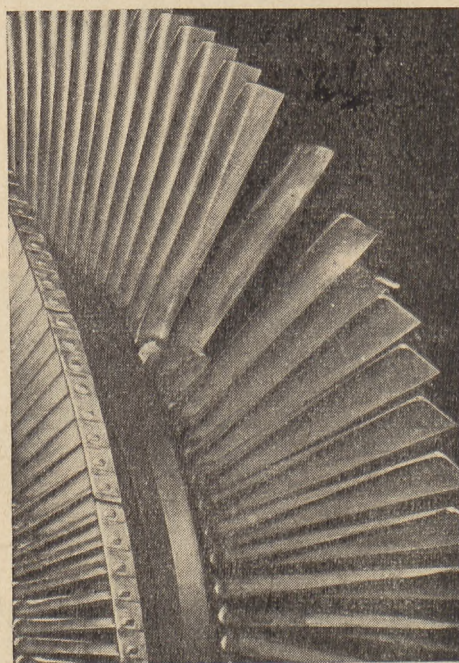
Awarie turbiny niskoprężnej f-my I Berneńskiej (Czechosłowacja) o mocy 15 MW zostały spowodowane wadliwym wykonaniem łopatek przez dostawcę.

W wielu wypadkach (22,9 %) stwierdzono, że przyczyną uszkodzeń był wadliwy montaż łopatek.

W jednej elektrowni uległa awarii turbina średnio-prężna f-my BBC o mocy 20 MW. Stwierdzono wyłamanie łopatki w 6 wieńcu niskoprężnej części wirnika. Przyczyną wyłamania łopatki było pęknięcie w przekroju osłabionym (przez otwór na drut), po-



Rys. 13



Rys. 14

Rys. 12, 13 i 14. Uszkodzenie łopatek turbiny wysoko-prężnej firmy BBC o mocy 45 MW wskutek wadliwego montażu łopatek

wstałe w czasie zakładania łopatek a wywołane nagrzaniem ich do niedokładnie wykonanych otworów w bandażu. W uszkodzonej łopacie wystąpiły zwiększone naprężenia w osłabionym przekroju oraz drgania, które doprowadziły do zmęczenia materiału i całkowitego złamania (rys. 9, 10 i 11).

W analogicznym wypadku awarii turbiny wysokoprężnej f-my BBC o mocy 45 MW wadliwy montaż był powodem wyłamania łopatek (rys. 12, 13 i 14).

Uderzenia wodne w turbinach są zazwyczaj skutkiem niewłaściwej eksploatacji. Zasadnicze przyczyny to:

- przepętnienie kotłów wodą z powodu niedopatrzenia obsługi,
- pienienie się wody w kotle z powodu nieodpowiedniej jakości wody zasilającej i kotłowej,
- nagłe przeciążenie kotła,
- niewłaściwy przebieg uruchamiania turbiny.

Przy uderzeniu wodnym następuje gwałtowny spadek temperatury pary dolotowej oraz wydmuchiwanie mieszanki parowowodnej przez połączenia kołnierzowe i przez kominek części wysokoprężnej turbiny. Jednocześnie obroty turbiny obniżają się, powstaje charakterystyczny szum i drgania turbiny. W wielu wypadkach dzięki przytomności i sprawności obsługi udało się uniknąć poważniejszych zniszczeń (szybkie wyłączenie turbiny i otwarcie odwodnień).

Urządzenia regulacyjne

Zasadnicze przyczyny uszkodzeń urządzeń regulacyjnych zostały ujęte w tablicy 5.

Tablica 5

Przyczyny uszkodzeń urządzeń regulacyjnych

Przyczyny uszkodzeń	Wskaźnik awaryjności	Udział procentowy
Wady materiałowe	0,84	13,3
Wadliwy montaż	0,63	10,3
Zużycie części	0,84	13,3
Wadliwe działanie urządzeń regulacyjnych	2,10	33,3
Niewłaściwa eksploatacja	1,89	30,1
Razem	6,30	100

Wady materiałowe były powodem kilku wypadków pęknięć wrzecion lub uszkodzeń tulei zaworów regulacyjnych. Wadliwy montaż — zbyt duże luzy w osadzeniu ślimacznicy — spowodował uszkodzenia kilku przekładni ślimakowych. Zanotowano również wypadek odkręcenia się tłoczka serwowatora regulacyjnego turbiny.

Naturalne zużycie części urządzeń regulacyjnych zdarzało się przeważnie przy turbinach starych. (Wytarcie pracującej powierzchni zębów ślimacznicy, pęknięcie grzybka zaworu rozruchowego itp.).

Największa procentowa liczba awarii (33,3 %) została spowodowana wadliwym działaniem (brak stabilności) urządzeń regulacyjnych, co doprowadziło do wypadnięcia turbin z ruchu (zadziałanie zatrasku bezpieczeństwa przy nieodpowiedniej liczbie obrotów, zła praca zaworów regulacyjnych itp.).

Również poważny procent awarii przypada na niewłaściwą eksploatację (30,1 %).

Głównym powodem był brak konserwacji urządzeń regulacyjnych.

Częstym skutkiem niewłaściwej eksploatacji jest zapiecenie się zaworów regulacyjnych, występujące przy długotrwałej pracy turbiny ze stałym obciążeniem. W tych wypadkach zgodnie z instrukcją eksploatacji turbin należy raz na dobę zmieniać obciążenie, aby poruszyć zawory regulacyjne.

Niewłaściwa eksploatacja jest również przyczyną awarii turbin wskutek zasolenia zaworów regulacyjnych.

Łożyska

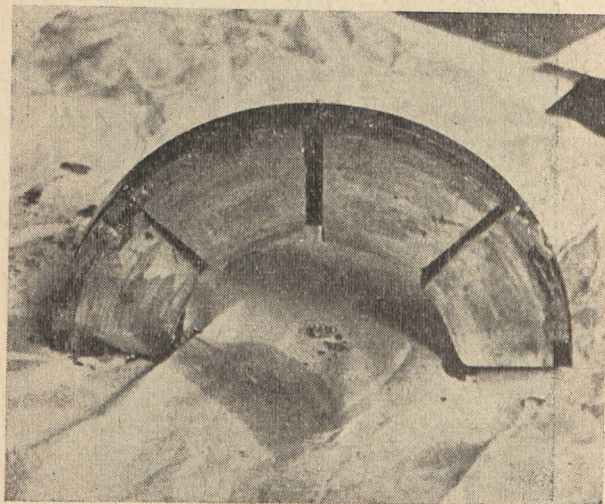
Przyczyny uszkodzeń łożysk turbinowych zostały podane w tablicy 6.

Tablica 6

Przyczyny uszkodzeń łożysk turbinowych
(Udziały procentowe)

Przyczyny uszkodzeń	Łożyska oporowe		Łożyska nośne	Razem
	Michella	grzebieńniowe		
	%	%	%	%
Wady materiałowe	12,5	6,2	—	18,7
Wadliwy montaż	12,5	6,2	—	18,7
Zużycie lub zmęczenie materiału	—	12,5	—	12,5
Wadliwa konstrukcja	—	—	6,2	6,2
Niewłaściwa eksploatacja	31,5	—	12,4	43,9
Razem	56,5	24,9	18,6	100

Skutki uszkodzeń łożysk oporowych turbin są z reguły groźne, gdyż przesunięcie wirnika przy wytopieniu się łożyska prowadzi do zniszczenia labiryntów oraz oporowego tarcia wirnika turbiny o części korpusu. Wytopienie się stopu w łożyskach Michella przebiega zazwyczaj tak szybko, że maszynista nie jest



Rys. 15. Segmenty uszkodzonego łożyska Michella

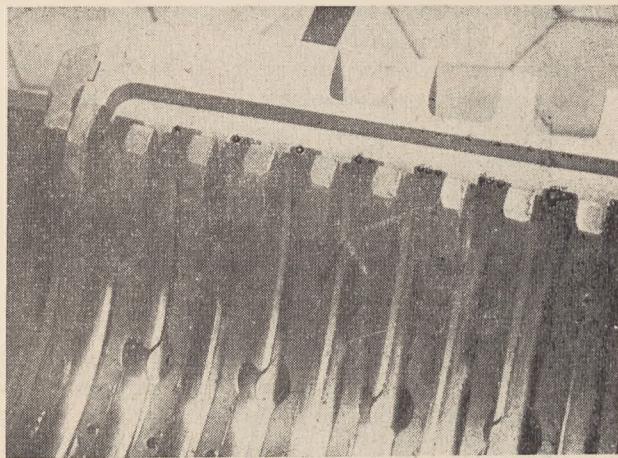
w stanie zauważyć wzrostu temperatury oleju i w porę zatrzymać turbiny.

Jedną z głównych przyczyn uszkodzenia łożysk oporowych był wzrost ich obciążenia wskutek przesunięcia osiowego wału turbiny. Dlatego też nowe turbiny są wyposażone w tzw. wskaźniki przesunięcia osiowego, które samoczynnie wyłączają turbozespół w wypadku przesunięcia się wirnika. Zmniejszenie się przeswitu pomiędzy łopatkami wskutek zasolenia lub też przez zgniecenie krawędzi łopatek w kilku wypadkach doprowadziło do uszkodzeń łożysk oporowych.

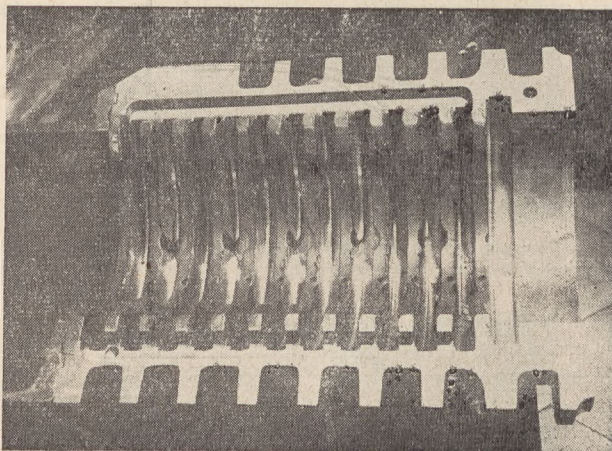
Na rys. 15, 16 i 17 pokazano uszkodzone łożysko oporowe Michella oraz uszczelnienia labiryntowe turbiny BBC o mocy 10 MW przy przesunięciu osiowym wirnika, spowodowanym zgnieceniem krawędzi łopatek.

Przyczyną uszkodzenia łożysk oporowych były również wady materiałowe i montażowe. W niektórych

wypadkach stwierdzono złą jakość stopu łożyskowego, np. zanieczyszczenie stopu twardymi częściami metalowymi (stal i brąz). Ponadto uszkodzenia łożysk oporowych nastąpiły również w wyniku nieprawidłowego ich ustawienia, wadliwego wykonania rowków smarowniczych łożysk grzebieniowych itp.

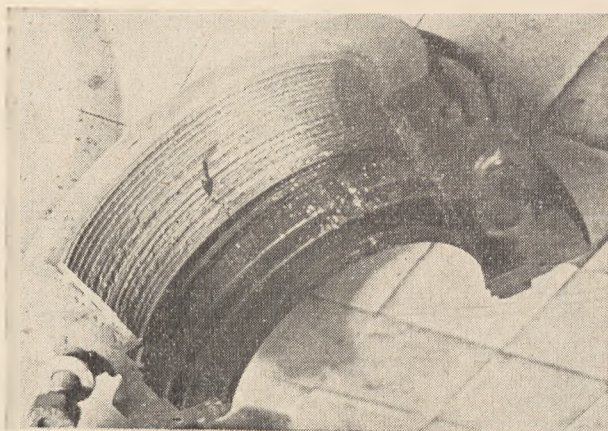


Rys. 18

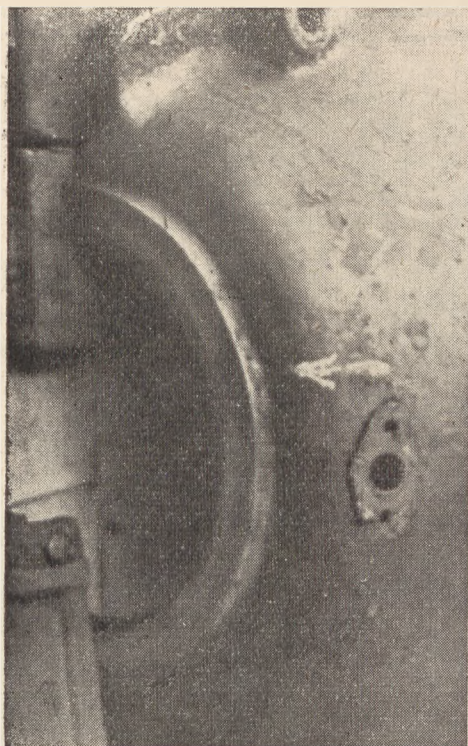


Rys. 19.

Rys. 18 i 19. Zatarcie łożyska oporowego grzebieniowego wskutek zmęczenia materiału



Rys. 16. Uszkodzona dławnica



Rys. 17. Zatarcie pokrywy łożyska

Uszkodzone grzebieniowe łożysko oporowe turbiny AEG o mocy 16 MW (zmęczenie materiału) pokazano na rys. 18 i 19. Awaria tej turbiny została szczegółowo opisana przez autora w 'czasopiśmie „Energetyka“ (nr 1 z 1955 r.).

Największa procentowo liczba uszkodzeń łożysk turbinowych była spowodowana wadliwą eksploatacją. Stwierdzono jako bezpośrednie przyczyny uszkodzeń łożysk: zatkanie rurociągów olejowych cząstkami szczeliwa klingerytowego albo czyszcziwa, zbyt wysoka temperatura oleju, przedostanie się powietrza do rurociągów i głównej pompy olejowej itp.

Uszkodzenia łożysk nośnych turbiny zdarzają się rzadziej. Oprócz wad eksploatacyjnych wymienionych wyżej w jednym wypadku stwierdzono, że przyczyną uszkodzenia łożyska nośnego była wada konstrukcyjna obiegu smarowania.

Wały turbinowe

Uszkodzenia wałów turbinowych należą do rzadkości, o czym świadczy najmniejszy wskaźnik awaryjności — 1,2 podany w tablicy 3.

W większości wypadków stwierdzono skrzywienie wału, połączone zazwyczaj z wytopieniem się łożyska oporowego i uszkodzeniem łopatek turbinowych. W jednej elektrowni skrzywienie wału nastąpiło z powodu przekroczenia o 25 % znamionowej prędkości obrotowej turbiny. Były również wypadki skrzywienia wału wywołane niezgodnym z przepisami zatrzymywaniem i uruchamianiem turbiny (skrzywienie termiczne). Zmęczenie materiałów w jednym wypadku było powodem złamania się końca wału przy tarczy łożyska oporowego turbiny Wumag o mocy 8 MW pozostającej w eksploatacji od 1935 r.

Rurociągi i armatura

Z tablicy 7 wynika, że powodem większości uszkodzeń rurociągów była zła jakość materiału zaworów i uszczelnień kołnierzych. Wadliwa eksploatacja rurociągów, a więc głównie błędne manipulacje zaworów i zasuw były przyczyną wielu uszkodzeń. Pozostałe uszkodzenia spowodowane były zanieczyszczeniem rurociągów oraz błędami konstrukcyjnymi.

Tablica 7

Przyczyny uszkodzeń rurociągów i armatury

Przyczyny uszkodzeń	Ruro- ciągi %	Arma- tura %	Uszczel- nienia %	Razem %
Wady materiałowe	—	8	54	62
Wadliwy montaż	—	8	—	8
Wady konstrukcyjne	8	—	—	8
Niewłaściwa eksploatacja	—	15	7	22
Razem	8	31	61	100

Kondensatory

Awarie turbin spowodowane uszkodzeniem lub złą pracą kondensatorów (niezależnie od uszkodzeń pomp kondensacyjnych powodujących spadek próżni) zostały zestawione w tablicy 8. Powodem 75 % wyłączeń turbin był spadek próżni w kondensatorach, a powodem pozostałych 25 % wyłączeń — przedostanie się wody chłodzącej do kondensatu.

Tablica 8

Przyczyny uszkodzeń kondensatorów

Przyczyny uszkodzeń	Wskaźnik awaryj- ności	Udział procentowy
Wady materiałowe	0,19	5
Wady konstrukcyjne	0,18	5
Zużycie lub zmęczenie materiału	0,55	15
Niewłaściwa eksploatacja	2,78	75
Razem	3,70	100

Spadek próżni był wywołany głównie zanieczyszczeniem rurek kondensatorów (zasolenie i organiczne zanieczyszczenia), wskutek czego zmniejszył się przepływ wody chłodzącej. Drugą przyczyną spadku próżni były nieszczelności rurek kondensatorów spowodowane wadami materiałowymi, naturalnym zużyciem rurek oraz błędną obsługą.

Stwierdzono również poważne uszkodzenia rurek kondensatorowych w wyniku niewłaściwego przebiegu czyszczenia chemicznego w czasie remontu. Stwierdzono, że z materiału rurek kondensatorowych czyszczonych roztworem kwasu solnego został wymyty cynk. Należy zaznaczyć, że w normalnych warunkach eksploatacyjnych może również nastąpić tzw. odcynkowanie rurek po długotrwałej pracy, co jest oznaką starzenia.

Wady konstrukcyjne kondensatora były w jednym wypadku powodem silnych drgań rurek, ich wzajemnego ocierania się, co oczywiście doprowadziło w końcu do uszkodzeń.

Gwałtowne przedostawanie się wody chłodzącej do kondensatu przez uszkodzone rurki doprowadziło w kilku wypadkach do napełnienia wodą przestrzeni parowych kondensatorów.

Pompy

Uszkodzenia urządzeń pomocniczych turbin a w tym wypadku pomp powodują zazwyczaj wypadnięcie turbin z ruchu. Pompy, jak wynika z tablicy 3, miały najwyższy wskaźnik awaryjności.

Tablica 9

Wskaźniki awaryjności pomp

Typy pomp	Pompy		Napędy		Razem	
	Wskaźnik awaryjności	Udział procentowy	Wskaźnik awaryjności	Udział procentowy	Wskaźnik awaryjności	Udział procentowy
obiegowe	1,57	14,9	1,73	16,5	3,30	31,4
kondensatu	1,78	17,0	3,57	34,0	5,35	51,0
próżniowe	1,85	17,6	—	—	1,85	17,6
Razem	5,20	49,5	5,30	50,5	10,50	100

Z tablicy 9 wynika, że największy procent awarii nastąpił wskutek uszkodzeń pomp kondensatu.

Jest to zapewne wynikiem braku rezerwowych pomp kondensatu. Ponad 50 % uszkodzeń przypada na napędy pomp, przeważnie elektryczne (44 %).

Tablica 10

Przyczyny uszkodzeń pomp

Przyczyny uszkodzeń	Pompy %	Napędy %	Razem %
Wady materiału	11,8	4,4	16,2
Wady montażu	5,9	2,9	8,8
Wady konstrukcyjne i produkcyjne	1,5	2,9	4,4
Zmęczenie, zużycie i zużycie materiału	1,5	11,8	13,3
Niewłaściwa eksploatacja	29,3	28,0	57,3
Razem	50,3	50,0	100

Największa procentowo liczba uszkodzeń pomp była spowodowana niewłaściwą eksploatacją, niskim poziomem wyszkolenia obsługi (tablica 10).

Przyczyny bezpośrednie uszkodzeń — to brak oleju w łożyskach, uruchamianie pomp przy otwartych zasuwach na tłoczeniu, zerwanie słupa wody w pompie wskutek zanieczyszczenia, brak konserwacji silników elektrycznych, przeciążenie silników napędowych oraz błędy manipulacyjne.

Wiele uszkodzeń pomp kondensatu połączonych z pęknięciami korpusu pomp powstało w jednej z większych elektrowni, a było wynikiem wadliwego materiału pompy (porowatość).

Stwierdzono również, że przyczyną kilku uszkodzeń pomp był wadliwy materiał łożysk kulkowych. W jednym wypadku doszło do poważnej awarii turbinki napędzającej pompę kondensatu na 14 600 obr/min wskutek słabej wytrzymałości materiału na siły odśrodkowe.

Kilka uszkodzeń pomp nastąpiło po kapitalnych remontach wskutek wadliwego montażu, np. złe ustawienie łożysk, nieprawidłowe wyważenie wirników pomp oraz wadliwy montaż sprzęgieł. W jednej z elektrowni monter czeski przy montażu pompy wody chłodzącej odwrotnie założył pierścienie i nie zaklinował tulei dystansowej.

Starzenie się izolacji silników doprowadziło w licznych wypadkach do jej przebicia. Warto pamiętać, że proces starzenia się izolacji zostaje przyspieszony przy przegrzaniu silnika. W jednym wypadku zmęczenie materiału było przyczyną pęknięcia wału pompy próżniowej. W innym zaś przypadku zmęczenie materiału sprężyn zatrzaśku bezpieczeństwa doprowadziło do wyłączenia turbinki napędzającej pompę kondensatu, co z kolei spowodowało wyłączenie turbiny.

Urządzenia w obiegu wody chłodzącej

Warunki atmosferyczne były przyczyną 43,6 % (tablica 11) wyłączeń lub zmniejszenia obciążenia turbozespołów wskutek braku wody chłodzącej w obie-

Tablica 11

Przyczyny uszkodzeń urządzeń w obiegu wody chłodzącej

Przyczyny uszkodzeń	Wskaźnik awaryjności	Udział procentowy
Warunki atmosferyczne	2,75	43,6
Zanieczyszczenie wody chłodzącej	0,75	12,6
Niewłaściwa eksploatacja	2,40	37,6
Inne	0,40	6,2
Razem	6,30	100

gu otwartym. W okresie letnim poziom wody w niektórych rzekach (San, Warta, Wisła) obniża się katastrofalnie. Szczególnie w 1954 r. moc osiągalna licznych elektrowni z obiegiem otwartym uległa obniżeniu wskutek braku dostatecznej ilości wody chłodzącej.

Niektóre elektrownie z obiegiem zamkniętym w okresach upałów letnich również miały moc ograniczoną wskutek znacznego wzrostu temperatury wody chłodzącej.

W okresach zimowych niski stan wody w rzekach był również przyczyną kilku awarii. Na przykład w jednej elektrowni położonej nad Sanem obmarzanie krat ujęcia wody chłodzącej kilkakrotnie spowodowało awaryjne obniżenie mocy elektrowni.

Zanieczyszczenie rzek ściekami fabrycznymi doprowadziło w kilku wypadkach do zatkania się sit i rurociągów wody chłodzącej. Zanieczyszczenia przedostały się również do kondensatorów i zatykały rurki.

Kilka uszkodzeń urządzeń w obiegu wody chłodzącej powstało w wyniku wadliwej eksploatacji. W jednym wypadku obce ciało przedostało się przez dziurawe sito i uszkodziło pompę rzeczną. Wielokrotnie brak konserwacji i remontów zapobiegawczych doprowadził do uszkodzeń silników lub pomp, (uszkodzenia łożysk pomp wody rzecznej i ich napędów oraz przebicie uzwojeń).

Tablica 12

Przyczyny uszkodzeń poszczególnych części turbin i urządzeń pomocniczych

Przyczyny uszkodzenia	Awarie turbin bez uszkodzeń	Uszkodzenia											Razem	Udział procentowy
		łopatek turbiny	urządzeń regulacyjnych	łożysk	wałów turbinowych	rurociągów i armatury	kondensatorów	pomp			urządzeń w obiegu wody chłodz.	razem		
								obiegowych	kondensatu	próżniowych				
Wady materiałowe	—	0,80	0,84	0,35	—	3,40	0,19	0,40	0,97	0,36	—	7,31	7,31	17,6
Wadliwy montaż	—	1,14	0,63	0,35	0,36	0,44	—	0,53	0,17	0,18	—	3,80	3,80	9,1
Wady konstrukcyjne i produkcyjne	—	0,20	2,10	0,12	0,24	0,44	0,18	—	0,33	0,18	—	3,79	3,79	9,1
Zmęczenie, zestarczenie materiału i zużycie	—	2,29	0,84	0,24	—	—	0,44	0,40	0,80	0,18	—	5,30	5,30	12,7
Warunki atmosferyczne	2,75	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,75	6,6
Niewłaściwa eksploatacja	1,30	0,57	1,89	0,84	0,40	1,22	2,78	1,97	3,08	0,95	2,40	16,10	17,40	41,6
Inne	0,75	—	—	—	0,20	—	—	—	—	—	0,40	0,60	1,35	3,3
Razem	4,80	5,0	6,30	1,90	1,20	5,50	5,70	3,30	5,35	1,85	2,80	36,9	41,70	100

W tablicy 12 podano zestawienie uszkodzeń poszczególnych części turbin i urządzeń pomocniczych wg przyczyn ich powstawania.

Zakończenie

Analiza awaryjności urządzeń energetycznych, wykazanie miejsc, w których uszkodzenia najczęściej występują oraz przyczyn ich powstawania ma duże znaczenie dla praktyki eksploatacyjnej. Analiza ta pozwala ocenić zachowanie się różnych urządzeń w eksploatacji. Statystyka awaryjna i analiza awarii wykrywająca wadliwie pracujące urządzenia pomaga biurom projektowym, zakładom montażowym i produkcyjnym urządzen energetycznych poprawiać konstrukcję i jakość urządzeń. Szczególnie duże znaczenie ma statystyka awaryjna dla personelu ruchowego elektrowni, wykazując szereg niedociągnięć eksploatacyjnych, jak niezajomość przepisów, odstępstwa od normalnych warunków pracy itd., które w konsekwencji doprowadzają do uszkodzeń urządzeń energetycznych.

Z analizy awaryjności kotłów i turbin wynika, że istnieją trzy zasadnicze grupy przyczyn awaryjności tych urządzeń:

a) do grupy I zaliczono uszkodzenia wynikające z wadliwej eksploatacji. Awaryjność tej grupy można zmniejszyć przede wszystkim przez podniesienie poziomu dyscypliny eksploatacji. Szczególnie wysoka jest awaryjność nowych kotłów i turbin, co wskazuje na słabe opanowanie tych urządzeń przez personel obsługujący;

b) do grupy II zaliczono uszkodzenia formalnie niezależne od personelu eksploatacji, a więc powstałe w wyniku wad materiałowych, konstrukcyjnych i montażowych urządzeń. Zmniejszenie awaryjności tej grupy wymaga zwiększenia nadzoru eksploatacji nad montażem i odbiorem urządzeń oraz poprawy jakości dostarczonych urządzeń;

c) do grupy III zaliczono awarie wynikające z długotrwałej pracy urządzeń bez ich wymiany lub renowacji.

Wiek kotłów (26 %) oraz turbin (23 %) przekracza 21 lat. Pomimo tego awaryjność tej grupy nie jest wysoka i w miarę rozwoju energetyki ulegnie zapewne stopniowemu zmniejszeniu dzięki modernizacji przestarzałych urządzeń i budowie nowych.

621.311.22.004.64

Zakłócenia w urządzeniach potrzeb własnych elektrowni zawodowych

Inż. Stanisław Mossakowski

Procesy produkcyjne w nowoczesnych elektrowniach są zwykle zmechanizowane. Mechanizacja polega na zainstalowaniu urządzeń pomocniczych, obsługujących główne urządzenia, tj. kotły i turbiny oraz urządzeń oddziałów pomocniczych.

Prawidłowy dobór i należyta praca tych urządzeń i ich napędów jest zasadniczym warunkiem niezawodnej eksploatacji głównych zespołów elektrowni. Urządzenia pomocnicze są z reguły napędzane silnikami elektrycznymi. Ważniejsze urządzenia, które w razie unieruchomienia silnika napędzającego mogą stać się powodem poważnych uszkodzeń, mają często rezerwowy napęd parowy. Napęd parowy urządzeń pomocniczych jest obecnie na ogół rzadko stosowany.

Urządzenia potrzeb własnych należą do najbardziej ważnych części elektrowni. W praktyce warunki ruchowe potrzeb własnych są naruszane zarówno z powodu zaburzeń w sieci elektrycznej potrzeb własnych (zwarcia w silnikach, w liniach i w aparaturze pomiarowej), w sieciach rozdzielczych, w liniach przesyłowych, w rozdzielniach głównych jak i przez obsługę elektrowni.

Naruszenie warunków ruchowych staje się powodem zakłóceń w elektrowni i często przyczynia się do poważnych zaburzeń w pracy systemu energetycznego.

Ilość zakłóceń w urządzeniach potrzeb własnych elektrowni zawodowych, należących do Ministerstwa Energetyki, wprawdzie z roku na rok maleje, lecz jest jeszcze zbyt wysoka.

W tablicy 1 zestawiono ilości zakłóceń w urządzeniach potrzeb własnych elektrowni zawodowych w latach 1953 i 1954 oraz podzielono je według przyczyn.

Tablica 1

Przyczyny zakłóceń w urządzeniach potrzeb własnych w elektrowniach zawodowych

Przyczyny	1952	1953		1954		1 kw. 1955
	Ilość	Ilość	%	Ilość	%	Ilość
Niewłaściwa eksploatacja (niewłaściwy układ zasilania, niewłaściwy wybór zabezpieczeń) i błędne manipulacje obsługi		23	63	17	55,1	4
Niewłaściwy montaż		6	17	6	18,1	—
Inne (starzenie się materiału i niewyjaśnione)		7	20	9	28,1	—
Razem	33	36	100	32	100	4

Z tablicy tej wynika, że zakłócenia w pracy potrzeb własnych w 1953 r. wzrosły w porównaniu z 1952 r. o 11 %. Większość z nich wynika z niewłaściwego doboru zabezpieczeń zwłaszcza transformatorów potrzeb własnych i silników, wadliwie działających przy dużych prądach rozruchu i samorozruchu. Niewłaściwy dobór zabezpieczeń (nieodpowiednio dobrane bezpieczniki, nieprawidłowy dobór przekładników) i niewłaściwe ich nastawienie czasowe były przyczyną poważnych zakłóceń, które doprowadziły do obniżenia mocy elektrowni oraz do przerw w dostawie energii elektrycznej.

Niewłaściwy układ zasilania potrzeb własnych był również często przyczyną zakłóceń. Niektóre bowiem elektrownie mają bardzo skomplikowane układy zasilania urządzeń potrzeb własnych, wymagające zmodernizowania, inne zaś zasilają potrzeby własne z niesekcjonowanych szyn zbiorczych, z których jednocześnie zasila się innych odbiorców. W razie zwarcia na szynach potrzeby własne są pozbawione zasilania.

Sekcjonowanie szyn zmniejsza moce zwarcia w urządzeniach potrzeb własnych i umożliwia nieraz częściowo utrzymanie ich w ruchu. Wiele zakłóceń potrzeb własnych elektrowni ciepłych wskazuje na to, że sekcjonowanie szyn jest konieczne, gdyż podnosi pewność pracy ruchu potrzeb własnych.

Dość znaczna liczba zakłóceń potrzeb własnych bywa spowodowana błędnymi manipulacjami obsługi i niewłaściwą eksploatacją urządzeń potrzeb własnych. Późna reakcja obsługi, zwłaszcza przy obniżeniu się częstotliwości, zapadach napięcia, niedociążeniu maszyn i nie zabezpieczenie w pierwszej kolejności zasilania potrzeb własnych, bywa przyczyną wielu poważnych zakłóceń.

W 1954 r. w porównaniu z 1953 r. zmalała awaryjność w urządzeniach potrzeb własnych o około 13%. W tym roku wskutek niewłaściwej eksploatacji i błędnych manipulacji obsługi powstało 55,1% wszystkich zakłóceń w urządzeniach potrzeb własnych. Połowa tych awarii — to zakłócenia łączeniowe, spowodowane przez personel ruchowy a nawet kierowniczcy (inżynierów, kierowników eksploatacji).

Kilka zakłóceń spowodował personel inwestycyjny i pracownicy przedsiębiorstw montażowych oraz dostawcy, stosując np. w jednym przypadku w prototypie sekcji rozdzielczej zwykły bakelit do izolowania szyn między sobą, zamiast steatytu przewidzianego w dokumentacji. Bakelit ten uległ zawilgoceniu, powodując zwarcie między szynami.

Nieostrożność i lekceważenie znaczenia urządzeń potrzeb własnych przez przedsiębiorstwa montażowe, dokonujące ich przebudowy oraz prowizoryczne przyłączanie się przedsiębiorstw montażowych do rozdzielni zasilającej urządzenia potrzeb własnych były również przyczyną wielu zakłóceń.

Tablica 2

Awaryjność w rozdzielniach różnych napięć

Napięcie kV	6	5	3	0,4
Ilość awarii	1	2	5	24
%	3,6	6,4	15,6	75

W tablicy 2 zestawiono zakłócenia w rozdzielniach potrzeb własnych z podziałem według napięć.

Zakłócenia w pracy urządzeń potrzeb własnych powodują niejednokrotnie zaniki napięcia na tych urządzeniach. Zanik napięcia powstaje zwykle wskutek zwarcia na szynach lub w kablach oraz automatycznego odłączenia transformatora potrzeb własnych, który ulega przy tym uszkodzeniu.

Przyłączenie odbiorców miejskich bez dławika do rozdzielni potrzeb własnych jednej z elektrowni odbiło się ujemnie na zasilaniu kotłów, gdyż w kablu zasilającym powstały przepięcia wskutek zwarcia u jednego z odbiorców, powodując zwarcie międzyfazowe.

Poza wyżej wymienionymi czynnikami zakłóceń można przytoczyć jeszcze wiele innych przyczyn, mających nie mniejszy wpływ na ich powstawanie i na ich pogłębianie się.

Jednym z takich czynników jest np. niedostateczne przeszkolenie personelu ruchowego przede wszystkim w zakresie obowiązujących przepisów. Dowodem może być postępowanie mistrza zmianowego oddziału elektrycznego jednej z dużych elektrowni, który bez karty przełączeń załączył w obecności dyżurnych monterów transformator potrzeb własnych (110/3 kV), a odłącznikami manipulował już sam. Wskutek tego powstało zakłócenie w urządzeniach potrzeb własnych. Dokładne przeanalizowanie wykazało brak koordynacji prac i manipulacji ruchowych a w szczególności ujawniło, że dyżurni nie informowali się wzajemnie o przeprowadzanych czynnościach i miejscu swego pobytu.

Analiza niektórych zakłóceń potwierdza, że obowiązek zgłaszania dyżurnemu ruchu przez mistrzów zmianowych oddziału elektrycznego i kotłowego zatrzymania lub uruchomienia ważnych urządzeń pomocniczych elektrowni nie jest przestrzegany przez mistrzów tych oddziałów.

Dyżurni elektromonterzy i mistrzowie zmianowi oddziału elektrycznego oraz dyżurni ruchu często odbierają dyżury na zmianach zbyt pobieżnie. Dowodem tego może być wypadek utrzymania w jednej z dużych elektrowni rezerwowej pompy zasilającej w stanie uniemożliwiającym natychmiastowe jej uruchomienie w razie zakłócenia transformatora potrzeb własnych, gdyż od trzech dni brakowało przy silniku napędzającym szczotek i zdjęte były osłony boczne w celu przedmuchania silnika powietrzem.

Niejednokrotnie przyczyną zakłóceń w urządzeniach potrzeb własnych elektrowni są nieprawidłowo wystawiane karty przełączeń. Przy sprawdzaniu kart przełączeń okazuje się, że nie były one kontrolowane przez kierownictwo powołanych do tego oddziałów elektrowni, że błędnie wykonywano manipulacje, które nie były wpisane do karty przełączeń, co świadczy o braku dyscypliny ruchowej. Mimo tych i innych niedociągnięć w wypisywaniu oraz posługiwaniu się kartami przełączeń nie są wyciągane wobec winnych odpowiednie konsekwencje.

Powstawaniu zakłóceń w urządzeniach potrzeb własnych często sprzyja wykonywanie przez personel więcej niż jednego zadania podczas wykonywania przełączeń, nie przestrzeganie kolejnych czynności przy załączaniu np. transformatora potrzeb własnych oraz wykonywanie czynności operacyjnych nie przez personel ruchowy elektrowni.

Mała znajomość urządzeń elektrowni i pracy układu potrzeb własnych przez załogę, często brak szczegółowej instrukcji eksploatacji rozdzielni potrzeb własnych, aktualnego schematu potrzeb własnych dla obsługi nastawni oraz należytego opanowania przez obsługę sposobów właściwego przełączania potrzeb własnych elektrowni z jednego źródła zasilania na drugie, w zależności od aktualnych układów połączeń i warunków lokalnych, bywają zasadniczymi przyczynami powstawania zakłóceń i trudności w ich likwidacji.

Często zakłócenia w urządzeniach potrzeb własnych są niewłaściwie likwidowane a skład osobowy nad-

zoru przy likwidacji ich skutków jest na ogół niefachowy. Przystępuje się do likwidacji zakłócenia bez zaznajomienia się poprzednio z jej skutkami. Zakłóceń urządzeń potrzeb własnych nie można często było szybko zlikwidować wskutek braku części zapasowych, których elektrownie z różnych powodów nie miały na składzie.

Niedociągnięcia organizacyjne są również przyczyną powstawania zakłóceń w urządzeniach potrzeb własnych, gdyż np. nie zawsze załoga zapisuje w książce uziemień, gdzie są one założone; na schematach operacyjnych uziemienia nie są ponumerowane a w rozdzielni pomalowane; pola stacji nie mają pełnych oznaczeń. Brak tych oznaczeń niejednokrotnie sprzyjał mylnym manipulacjom łączeniowym, które powodowały następnie zakłócenia w urządzeniach potrzeb własnych.

Na przykład przyczyną jednego zakłócenia było załączenie wyłącznika po stronie niskiego napięcia transformatora potrzeb własnych na zwarcie, spowodowane wskutek pozostawienia uziemiaczy w celce tego transformatora przez dyżurnego elektryka.

Większość zakłóceń w urządzeniach potrzeb własnych wywołuje poważne zazwyczaj straty w przemyśle, dezorganizuje transport i pozbawia ludność oświetlenia elektrycznego. Dlatego też walka z zakłóceniami w urządzeniach potrzeb własnych elektrowni nabiera coraz większego znaczenia. Zagadnieniem tym powinna interesować się i zajmować cała załoga elektrowni.

Chcąc, aby akcja ta dała dodatnie wyniki, należy:

1. dążyć do podniesienia kwalifikacji obsługi, przeszkolenia jej i gruntownego opanowania przez nią instrukcji i przepisów ruchowych;

2. szkolić załogę w opanowaniu pracy układu potrzeb własnych przez odpowiednie ćwiczenia, które jak wynika z praktyki radzieckiej, przyczyniają się w dużym stopniu do obniżenia awaryjności. Praca szkoleniowa personelu eksploatacyjnego jest nieodzownym warunkiem prawidłowej eksploatacji elektrowni, dlatego powinna być stale i systematycznie prowadzona, a jedną z zasadniczych form szkolenia personelu eksploatacyjnego są właśnie ćwiczenia przeciwawaryjne. Wskazówki, jak powinno być prowadzone szkolenie personelu eksploatacyjnego elektrowni oraz obowiązujące formy jej pracy, określa wyczerpująco Okólnik Eksploatacyjny M. E. z dnia 3. III. 1955 r. Przestrzeganie tego okólnika powinno dać dobre wyniki w zwalczaniu awaryjności;

3. rygorystycznie kontrolować poziom wyszkolenia personelu eksploatacyjnego i odpowiednio przyznawać grupy kwalifikacyjne;

4. ustalać zmiany dyżurnych elektryków tak, aby ich kwalifikacje uzupełniały się wzajemnie z kwalifikacjami dyżurnych ruchu;

5. uruchamiać lub zatrzymywać główne lub ważniejsze urządzenia pomocnicze elektrowni jedynie za zgodą dyżurnego ruchu;

6. przekazywać zmiany zgodnie z obowiązującymi przepisami;

7. przeprowadzać na każdej zmianie zewnętrzną kontrolę wszystkich rozdzielni pomocniczych potrzeb własnych, a uwagi o ich stanie wpisywać do książki dyżurów. Przeprowadzać w razie potrzeby, lecz nie rza-

dziej niż raz na miesiąc wewnętrzną kontrolę tyce rozdzielni i ich konserwację;

8. przeprowadzać zgodnie z przepisami instrukcji eksploatacji okresowe oględziny wszystkich obwodów wtórnych i spisywać protokoły;

9. kierownictwo powinno analizować i koordynować prace i manipulacje łączeniowe;

10. zaopatrywać obsługę nastawni w aktualne schematy potrzeb własnych;

11. aktualne układy pracy elektrowni przed dokonaniem przełączeń potrzeb własnych, jak również układy, które powstaną przejściowo w czasie dokonywania manipulacji łączeniowych powinny być dokładnie analizowane przez inżyniera ruchu. Karty przełączeń powinny być wypełniane na podstawie aktualnych schematów, a w razie bardziej skomplikowanych operacji należy przygotować schematy przejściowe i załączać do kart przełączeń (Okólnik przeciwawaryjny M. E. Nr II/55);

12. zapewnić w układach potrzeb własnych selektywne zabezpieczenia, same układy nie powinny być skomplikowane. Dotyczy to elektrowni modernizowanych i rozbudowywanych;

13. przy projektowaniu elektrowni zapewnić bezawaryjne zasilanie odbiorów potrzeb własnych;

14. w większym zakresie stosować w układach potrzeb własnych SZR (samoczynne załączanie rezerwy), które zwiększa pewność i ciągłość zasilania;

15. unikać stosowania jakichkolwiek prowizorycznych zasilających potrzeb własnych oraz przyłączania odbiorów obcych do układów potrzeb własnych;

16. w miarę możliwości zapewnić rezerwowe zasilanie potrzeb własnych z innego źródła;

17. opracować dla każdego stanowiska roboczego instrukcje szczegółowe;

18. organizować współzawodnictwo w bezawaryjnej pracy elektrowni.

Przytoczone ogólne zasady i wskazówki, którymi powinna się kierować obsługa urządzeń elektrycznych rozdzielni elektrowni i stacji elektrycznych oraz dokładne opanowanie przez nią obowiązujących instrukcji szczegółowych i awaryjnych powinny ułatwiać szybkie rozpoznawanie przyczyn zakłóceń, zapobieganie zakłóceniom i szybką ich likwidację.

Zmiana „Przepisów budowy urządzeń elektrycznych“

Zarząd Techniki Ministerstwa Energetyki zawiadamia, że Ob. Wiceminister Zadrzyński zaakceptował następującą zmianę „Przepisów budowy urządzeń elektrycznych“ — *Ochrona przepięciowa*“

W końcu § 26 „Przepisów“, po ostatniej kropce należy dopisać zdanie:

„Również zbędne jest instalowanie odgromników wydmuchowych na podejściach liniowych do większych stacji transformatorowych o napięciu $6 \div 10$ kV włącznie, jeżeli ochronę odgromową stacji wykonano za pomocą odgromników zaworowych odpowiedniego napięcia o obciążalności udarowej nie mniejszej niż 10 kA“.

Walka o zmniejszenie zużycia energii elektrycznej w hutach Centralnego Zarządu Przemysłu Hutniczego

Inż. Jan Mikulski

Walka o zmniejszenie zużycia energii elektrycznej w hutach Centralnego Zarządu Przemysłu Hutniczego prowadzona od szeregu lat daje stopniowe zmniejszenie wskaźników jednostkowego zużycia. Należy jednak obiektywnie stwierdzić, że wprowadzone Uchwałą Prezydium Rządu nr 893/54 z 18. XII. 1954 premiowanie za zmniejszenie zużycia energii elektrycznej i wprowadzenie przez to zainteresowania materialnego analogicznie do premiowania za zużycie węgla dało dopiero pozytywne wyniki. Dodatnią stroną premiowania jest zainteresowanie nim pracowników wydziałów produkcyjnych z dyrektorem huty łącznie, a nie jedynie pracowników wydziałów energetycznych. Dotychczasowe usiłowania oszczędnościowe tych ostatnich traktowane były zazwyczaj jako czynnik hamujący wykonywanie planu przy mylnym założeniu wykonywania produkcji za wszelką cenę. Wyniki ostatnich miesięcy potwierdzają, że źródłem wszelkich oszczędności energetycznych, a więc i oszczędności energii elektrycznej są podstawowe wydziały produkcyjne hutnictwa.

W tablicy 1 przedstawione zostały wyniki oszczędności energii elektrycznej oraz poprawy współczynnika mocy w energochłonnych hutach, podległych CZPH. W osobnych kolumnach zestawione są oszczędności energii elektrycznej, osiągnięte w poszczególnych miesiącach pierwszego półrocza. Z porównania osiągniętych wyników widać, że oszczędności te wzrastają począwszy od lutego br., osiągając maksymalne ilości w czerwcu. Oszczędności energii elektrycznej zostały obliczone przez pomnożenie różnicy wskaźników zaplanowanych i osiągniętych przez produkcję każdego wydziału huty w ciągu danego miesiąca. Wskaźniki planowane są aktualizowane kwartalnie, toteż bezwzględne liczby charakteryzujące osiągnięte wyniki będą stopniowo maleć.

Ciekawym zagadnieniem jest dokładne zbadanie, dzięki jakim posunięciom techniczno-organizacyjnym zostały uzyskane oszczędności zużycia energii elektrycznej. Dla przykładu omówiono sposoby zastosowane w trzech następujących hutach:

1. **Huta Pokój.** Największe oszczędności energii elektrycznej osiągnięto na wydziale wielkopieczym przez zmniejszenie strat dmuchu w przewodach zarówno dmuchu zimnego jak i gorącego oraz przez forsowanie dmuchaw napędzanych silnikami gazowymi oraz turbinami parowymi. Poza tym dostosowano bardziej ilość i wielkość dmuchaw, będących w ruchu do zapotrzebowania dmuchu, zmniejszając przez to straty wydmuchowe.

Dalsze poważne oszczędności dało systematyczne prowadzenie przeglądów i oczyszczanie oczyszczaczy gazowych. Należy podkreślić znaczny wpływ stopnia zanieczyszczenia agregatu na jednostkowy wskaźnik zużycia energii elektrycznej.

Ciekawe było zwrócenie przez hutę uwagi na właściwą pracę suwnic, tj. na dostosowanie w razie możliwości ich nośności do przewożonego ciężaru i niepotrzebne zbyt wysokie podnoszenie przewożonych obiektów.

2. **Huta Kościuszko.** Zwrócono w pierwszym rzędzie uwagę na uporządkowanie sprawy pomiaru energii elektrycznej. We wszystkich głównych rozdzielniach zainstalowano na odbiorach brakujące liczniki, a istniejące sprawdzono i zalegalizowano. Na podstawie pomiarów zbilansowano dopływ i odpływ energii elektrycznej. Zaprowadzono książki licznikowe dla rozdzielni i większych wydziałów oraz zwrócono uwagę na dokładność czasu odczytu na początku i na końcu miesiąca.

Na organizowanych naradach omówiono sposoby oszczędzania energii elektrycznej w poszczególnych wydziałach. Kontrola ujawniła prowizoryczne instalowanie przez obcych odbiorców, przeważnie przez przedsiębiorstwa budowlane, spawarek, betoniarek, sieci dodatkowego oświetlenia itp.

Zarządzono, aby natychmiast po rozpoczęciu i zakończeniu kapitalnego remontu odczytywać wskazania liczników elektrycznych. Zużyta w czasie remontu energia nie obciążała w ten sposób produkcji i nie powodowała zniekształcenia jednostkowego wskaźnika.

Dla większego zainteresowania kierownictwa wydziałów produkcyjnych opracowano specjalny formularz, na którym podaje się wyznaczony limit mocy w godzinach szczytowych i pozaszczytowych, mobilizujący wskaźnik jednostkowego zużycia oraz dopuszczalny minimalny współczynnik mocy.

Poprawę współczynnika mocy z 0,745 w r. 1951 na 0,85 w czerwcu 1955 r. uzyskano przez lepsze wykorzystanie silników synchronicznych oraz wymianę silników niedociążonych na silniki o właściwej mocy.

Zwiększona kontrola obsługi agregatów doprowadziła do zmniejszenia zużycia energii elektrycznej. Zastosowano to przy obsłudze młynów węglowych w koksośni, przy napędach elektrycznych w oczyszczalni gazu, gdzie dodatkowo otrzymano dobre wyniki przez dostosowanie ilości doprowadzonej wody do stopnia zanieczyszczenia gazu.

Do zmniejszenia zużycia w walcowniach przyczyniło się właściwie nagrzewanie wsadu, co ma znaczny wpływ na spadek wskaźnika.

Należy naturalnie dodać, że przekroczenie planu produkcji przez hutę i lepsze wykonywanie remontów elektrycznych doprowadziło również do dalszych oszczędności.

3. **Huta 1 Maja.** W hucie tej zwrócono szczególną uwagę na oddawanie pod obciążeniem obrabiarerek w warsztatach produkcyjnych i remontowych przez

Tablica I

Oszczędność energii elektrycznej i poprawa współczynnika mocy w hutach podległych CZPH, osiągnięte w I półroczu 1955 r.

L. p.	Huta	Ilość pracow. objętych premią	Luty			Marzec			Kwiecień			Maj			Czerwiec		
			kWh	cos φ		kWh	cos φ		kWh	cos φ		kWh	cos φ		kWh	cos φ	
				Plan	Wyko- nanie		Plan	Wyko- nanie		Plan	Wyko- nanie		Plan	Wyko- nanie		Plan	Wyko- nanie
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Pokój	91	—	0,89	0,90	—	0,89	0,90	—	0,89	0,90	—	0,84	0,85	716 642	0,84	0,87
2	Kościszko	258	49 320	0,82	0,83	487 713	0,82	0,83	424 501	0,82	0,83	538 552	0,82	0,84	516 270	0,82	0,82
3	Bobrek	173	—	0,86	0,87	—	0,86	0,85	—	0,86	0,85	—	0,86	0,87	916 176	0,85	0,85
4	1 Maja	38	20 156	0,78	0,76	4 928	0,78	0,78	—	0,77	0,78	32 309	0,77	0,76	113 398	0,77	0,76
5	im. Stalina	47	107 066	0,70	0,72	90 069	0,70	0,72	13 436	0,70	0,67	95 888	0,70	0,68	44 337	0,70	0,66
6	Szczecin	25	12 993	0,76	0,78	55 837	0,76	0,77	—	0,75	0,76	59 959	0,75	0,76	—	0,75	0,73
7	Florian	117	—	0,76	0,74	—	0,76	0,65	—	0,76	0,76	141 012	0,72	0,73	214 418	0,72	0,72
8	im. E. Cedlera	47	—	—	—	49 570	0,77	0,75	79 491	0,77	0,73	156 855	0,76	0,69	154 423	0,75	0,65
9	im. M. Buczka	58	—	0,65	0,64	28 437	0,65	0,63	22 778	0,65	0,66	52 029	0,70	0,71	44 090	0,70	0,79
10	Zawiercie	43	—	0,73	0,74	59 840	0,80	0,83	48 544	0,80	0,80	54 245	0,80	0,81	5 072	0,73	0,67
11	im. B. Bieruta	98	—	0,76	0,79	90 741	0,75	0,75	9 019	0,74	0,75	—	0,74	0,73	188 451	0,74	0,75
12	im. M. Nowotki	74	56 895	0,74	0,68	—	0,74	0,68	10 252	0,72	0,68	—	0,72	0,68	45 380	0,74	0,64
13	Razem CZPH	1 069	246 430	—	—	867 135	—	—	608 111	—	—	1 130 849	—	—	2 958 557	—	—

zmieniające się załogi, jak również na właściwe ich obciążanie i niedopuszczanie do biegu jałowego.

W dalszych kolumnach tablicy podano wielkości zaplanowanego i osiągniętego współczynnika mocy. Z podanych liczb widać, że i pod tym względem następuje stała poprawa. Z porównania zaplanowanych wielkości współczynnika mocy w poszczególnych miesiącach wynika, że w niektórych miesiącach są one mniejsze od zaplanowanych lub osiągniętych w poprzednich okresach. Tłumaczy się to koniecznością dostosowywania ich do zaplanowanego ruchu wydziałów

produkcyjnych w poszczególnych miesiącach. Obniżenie zaplanowanego wskaźnika jest spowodowane np. przez zatrzymanie do remontu walcowni, której napędy synchroniczne poprawiają ogólny współczynnik mocy, zatrzymanie silników synchronicznych dmuchaw wielkopięcowych itp.

Analizując dotychczasowe wyniki należy podkreślić dodatkowo osiągnięcia poszczególnych zakładów hutniczych. Dla dokładniejszej jednak oceny potrzebna jest analiza wskaźników jednostkowego zużycia energii elektrycznej przez poszczególne wydziały i agregaty, co będzie jednak możliwe dopiero po upływie dłuższego okresu czasu.

621.3.016.4.622.34

Możliwości oszczędzania energii elektrycznej w kopalniach rud nieżelaznych

Inż. Roman Pończa

W zakładach podległych Centralnemu Zarządowi Kopalnictwa Rud Nieżelaznych istnieją jeszcze następujące możliwości oszczędzania energii elektrycznej.

1. Zastąpienie powietrza sprężonego energią elektryczną

Najwięcej energii elektrycznej można zaoszczędzić, zastępując w jak najszerszym zakresie napędy za pomocą powietrza sprężonego napędami elektrycznymi. Energia pod postacią powietrza sprężonego jest najdroższą formą energii. Znaczne straty tej energii powstają wskutek nieszczelności rurociągów powietrza sprężonego, zwłaszcza na dole kopalni. Poza tym załoga na dole kopalni chętnie używa powietrza sprężonego do dodatkowego, bardzo nieekonomicznego przewietrzania przodków.

Przeciętnie z ilości powietrza, które z góry tłoczy się rurociągami na dół kopalni 35 do 45% wykorzystuje się w maszynach roboczych, 25 do 35% zaś traci się przez nieszczelności rurociągów a resztę, tj. 40 do 20% zużywa się na nieekonomiczne, dodatkowe przewietrzanie przodków.

Okazuje się, że przeciętnie na 1 KM mocy użytecznej mierzonej na linii kołowrotu z napędem powietrza sprężonego na dole, potrzeba na górze w korzystnym wypadku zużyć 7 KM a w niekorzystnym — aż 17 KM.

Te liczby dostatecznie naświetlają konieczność zastąpienia powietrza sprężonego energią elektryczną. Przy wykorzystaniu energii elektrycznej do napędu straty jej są małe, nie ma strat podczas postoju maszyn napędzanych, przez co uzyskuje się wysoką sprawność.

Powietrze sprężone można w całości zastąpić energią elektryczną w kopalniach rud miedzi, a na kopalniach rud cynkowych — z wyjątkiem młotków i wiertarek odbudowy, które muszą być napędzane powietrzem sprężonym. Taką elektryfikację można przeprowadzić za pomocą przewoźnych stacji transformatorowych, od których prowadzi się w kierunku przodków specjalne kable niskiego napięcia, rozwijane z bębnow przewożonych na specjalnych wózkach przystosowanych do jazdy po torach kopalnianych. Kable te doprowadzają energię elektryczną do okapturzonych, przenośnych

rozdzielni dołowych niskiego napięcia (500 V), do których przyłączony jest przenośny transformator „oświetleniowy“ 500/110 V. Z rozdzielni tej kablami gumowymi zasilają się wszystkie odbiory siły, jak kołowroty przewoźne, kołowroty słupowe, rynny potrzaskalne, taśmy transportowe, samoladowarki, kombajny, pompy przenośne itp.

Z transformatora oświetleniowego prowadzi się kabel do przenośnej rozdzielni okapturzonej 110 V, do której przyłącza się za pomocą specjalnych kabli rozwijanych z przenośnych bębnow przez gniazda wtyczkowe elektryczne młotki i wiertarki do odbudowy, a bezpośrednio kablami gumowymi wentylatory lutniowe lub wentylatory Schlottera. Do tej rozdzielni przyłącza się również obwody oświetleniowe wykonane za pomocą przenośnej instalacji. Instalacja taka wykonana jest kablem gumowym (na ścianach ze względu na możliwość uszkodzenia przy strzelaniu stosuje się kable opancerzone) z odpowiednimi sprzęgłami i odgałęźnikami do przenośnych lamp filarowych lub sufitowych.

2. Poprawa sprawności pompowania wód dołowych

Sposób ten nabiera specjalnego znaczenia w kopalniach rud nieżelaznych wobec stosunkowo dużego dopływu wód dołowych.

Należy zlikwidować wszelkie niepotrzebne grawitacyjne opuszczanie wód dołowych, lecz w miejscach ich ujęć pompować je wprost w górę. Trzeba zerwać z tradycją, że wszelkie wody zbiera się w najniższym punkcie dołu i z jednej stacji pomp tłoczy się na górę. Taka główna stacja pomp w wykonaniu przepisowym na całkowity dopływ wody na kopalni może pozostać na dawnym miejscu, lecz można również jednocześnie z prowizorycznych stacji pomp tłoczyć wodę nawet wprost do rurociągu tłoczącego w szybie, przyłączając do niego rurociągi prowizorycznych pomp na danych poziomach.

Należy zwłaszcza w głównych stacjach pomp zastosować odpowiednie silniki napędzające pompy stacyjne specjalnego typu (po niemiecku „Wasserhaltungsmotor“), które przy swej konstrukcji zapewniającej

maksymalną pewność ruchową (powiększona szczelina powietrzna, specjalna izolacja uzwojeń stojana w postaci tzw. „cewek asfaltowanych“ umieszczonych w otwartych żłobkach zamykanych specjalnymi magnetycznymi klinami rozpórkowymi z lametek żelaznych, podnoszone i zwierane szczotki itp.) mają możliwie najwyższą sprawność.

Każda poprawa współczynnika sprawności tylko o jedną setną przy wielkich silnikach pracujących bez przerwy dniem i nocą daje tak poważne oszczędności energii elektrycznej, że opłacałoby się nawet w braku produkcji krajowej takie silniki importować.

3. Poprawa sprawności przewietrzania kopalni

Sposób ten nabiera znaczenia ze względu na ciągłą pracę wentylatorów kopalnianych i stosunkowo większe ich moce. Inżynierowie górnicy powinni obliczyć, jakie ilości powietrza potrzebne są do przewietrzania kopalni w zależności od pór roku i wykazać wszelkie jego niedobory lub nadmiary. W wyniku tego okaże się, że trzeba będzie w niektórych kopalniach zwiększyć

moce wentylatorów a tym samym i silników. Uniknie się wówczas samoobrony załóg, które chcąc poprawić niedostateczną wentylację „upuszczają“ powietrza z instalacji powietrza sprężonego. Mniej bowiem mocy elektrycznej potrzeba na pełną wentylację kopalni za pomocą wentylatorów sprężających powietrze do najwyższej paruset milimetrów słupa wody niż niedostateczną wentylację uzupełniać drogim powietrzem sprężonym do 6 atm przez zupełnie nieekonomiczne rozprężenie.

W niektórych kopalniach może się natomiast okazać, że trzeba zmniejszyć wydajność wentylatorów kopalnianych, zamieniając je na mniejsze, gdy przewietrzanie okaże się nadmierne.

Poza tym silniki napędzające należy (podobnie jak to nadmieniono w punkcie 2 o silnikach pomp odwadniających) wymienić na odpowiednie typu wentylatorowego (po niemiecku „Ventilatormotor“) z możliwie dużą sprawnością po to, aby zmniejszyć straty napędu elektrycznego, a tym samym i zmniejszyć zużycie energii elektrycznej.

621.365.2 : 663.141.247

Elektryczne piece łukowe do wytopu stali

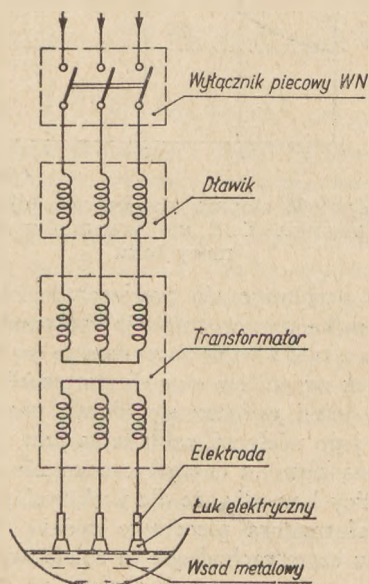
Inż. Zdzisław Czajczyński

Część II

Znaczenie dławików piecowych

Do wyposażenia elektrycznego stalowniczego pieca łukowego wchodzi przeważnie dławik piecowy, mający na celu zwiększenie indukcyjności obwodu energetycznego urządzenia łukowego (rys. 1).

Dławik piecowy wykonany jest zwykle jako trójfazowy z dwoma zaczepami wyjściowymi na każdą fazę. Może być umieszczony w jednej skrzyni z transformatorem piecowym (rozwiązanie takie można spotkać w niektórych wykonaniach np. angielskich czy też radzieckich) lub też najczęściej w osobnej skrzyni.



Rys. 1 Uproszczony schemat elementów obwodu energetycznego urządzenia łukowego

Według niektórych autorów dławiki piecowe stosuje się przy urządzeniach zasilanych przez transformatory o mocy do 5000 kVA. Przy większych mocach z uwagi na dużą indukcyjność transformatorów piecowych stosowanie dławików nie jest konieczne. W tabelicy 1 podano zestawienie wielkości dławików piecowych dla transformatorów o różnej mocy (L 4).

Tablica 1

Moce dławików dla pieców łukowych

Moc transformatora w kVA	poniżej 1000	1000 ÷ 3000	3000 ÷ 5000
Moc dławika w %	25 ÷ 30	20 ÷ 30	15 ÷ 25

W przemyśle można jednak spotkać elektryczne piece łukowe, które nawet przy transformatorach o mocy powyżej 8000 kVA są wyposażone w dławiki.

Zwiększenie indukcyjności obwodu energetycznego urządzenia łukowego przez zastosowanie dławików ma na celu przede wszystkim:

- zmniejszenie wielkości prądów zwarć eksploatacyjnych,
- polepszenie stateczności łuku elektrycznego.

Zwarcia eksploatacyjne są nieuniknione w pracy stalowniczego pieca łukowego, a częstość ich występowanie zależy między innymi od:

- systemu regulacji elektrod
- doboru i sposobu ułożenia złomu w komorze topowej pieca,
- sposobu prowadzenia pieca.

Przez odpowiednie dobranie powyższych czynników można zmniejszyć ilość zwarć eksploatacyjnych, jednak

całkowite ich wyeliminowanie jest niemożliwe z uwagi np. na to, że zapalanie łuków elektrycznych następuje właśnie wskutek zwarcia elektrod z wsadem metalowym pieca. Przy piecach z przewodem zerowym łączącym punkt zerowy pieca (łuki w piecach trójfazowych palą się między elektrodami a wsadem, który stanowi punkt zerowy) z punktem zerowym transformatora, zapalenie łuków powstaje od zwarcia jednofazowego. Przy piecach nie mających przewodu zerowego pierwsze zapalenie łuków następuje ze zwarcia dwufazowego, gdyż obwód musi być zamknięty przynajmniej przez dwie fazy.

W ten sposób w okresie niestabilnego płonienia łuków nie można uniknąć zwarć eksploatacyjnych, między innymi z uwagi na częste przerywanie łuków, które następnie muszą być z powrotem zapalone. Jeżeli przy piecach bez przewodu zerowego łuki są zapalone w dwóch fazach, to wówczas zapalenie trzeciego łuku następuje ze zwarcia jednofazowego. Jest to o tyle istotne, że prądy zwarć dwufazowych w piecach łukowych bywają większe nawet od prądów zwarć trójfazowych. W tabelicy 2 podano dla porównania wielkości prądów zwarć eksploatacyjnych i awaryjnych przy włączonym i wyłączonym dławiku dla 18-tonowego pieca łukowego.

Tabela 2

Porównanie prądów zwarć eksploatacyjnych i awaryjnych

Napięcie zacze- pu i dławik	Eksploa- tacyjne zwarcie trjfazowe			Zwarcie dwu- fazowe na wyj- ściu z trans- formatora		
	kA	I_n %		kA	I_n %	
		po stro- nie			po stronie	
		NN	WN		NN	WN
Zacze- p 244 V dławik włą- czony	32,3	229	229	53	337	218,218,436
Zacze- p 244 V dławik wy- łączony	55,0	390	390	244	1730	1000.1000.2000
Zacze- p 141 V dławik włą- czony	25,7	182	105	57,2	407	0 235 235
Zacze- p 141 V dławik wy- łączony	31,7	225	130	141	1000	0 580 580

W tabelicy 3 zestawiono dla porównania wielkości prądów zwarć eksploatacyjnych, jedno- dwu- i trójfazowych dla pieca 3-tonowego ($I_n = 4$ kA).

W okresie nierównomiernego obciążenia najczęściej powstają zwarcia jednofazowe, a w pozostałych fazach łuki się palą.

W okresie względnie równomiernego obciążenia przy prawidłowej eksploatacji pieca zwarcia nie powinny występować. Przy źle dobranym i ułożonym złomie okres względnie równomiernego obciążenia jest bardzo krótki, poprzedza go często zawalenie się wsadu, przy czym praca pieca jest wtedy bardzo niepokojna. Przy zawalaniu się dużych brył złomu bardzo często powstają zwarcia eksploatacyjne dwu- a na-

wet trójfazowe, kończące się niekiedy załamaniem elektrod.

Tabela 3

Porównanie zwarć eksploatacyjnych w piecu łukowym 3 t

Zwarcie	jednofazowe	dwufazowe	trójfazowe
Prąd w kA	6,9—6,7—4,0	6,3—9,7—6,5	8,8
Krotność I_n	1,72 — —	— 2,42 —	

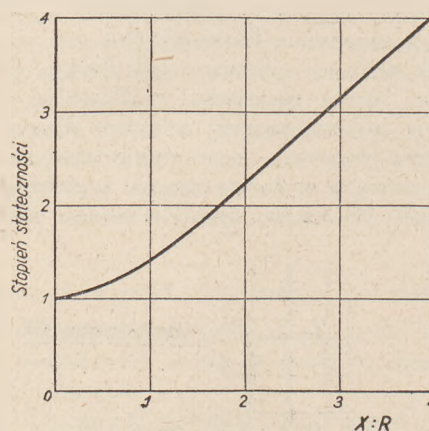
Według niektórych autorów wartość prądów zwarć eksploatacyjnych powinna być obniżona do 2 ÷ 3-krotnej wartości prądu znamionowego transformatora piecowego (L. 2, L. 5). Przy załączonym dławiku w przypadku zwarcia awaryjnego prąd zwarcia jest niższy niż, gdy dławik jest wyłączony. Jednak w zasadzie zadaniem dławików nie jest obniżanie wielkości prądów awaryjnych lecz eksploatacyjnych.

Jak już poprzednio wspomniano, dławik piecowy polepsza stateczność (stabilność) łuku elektrycznego. Stateczność łuku może być wyrażona stopniem stateczności w funkcji stosunku oporności indukcyjnej do oporności czynnej obwodu energetycznego urządzenia łukowego (rys. 2, L. 6). Jak wynika z rys. 2, stopień stateczności łuku elektrycznego rośnie ze wzrostem stosunku $X : R$. Dławik piecowy w zasadzie stanowi przede wszystkim oporność o charakterze indukcyjnym, gdyż

$$x_{dl} \gg r_{dl} \quad (1)$$

gdzie

x_{dl} — oporność indukcyjna dławika,
 r_{dl} — oporność czynna dławika.



Rys. 2. Zależność stopnia stateczności łuku elektrycznego od stosunku $X : R$ dla warunków maksymalnej mocy łuku

Dlatego przyjmuje się powszechnie, że oporność czynna dławika piecowego może być pomijana (L. 2). W związku z tym z wykresu podanego na rys. 2 można określić, jak zmieni się stopień stateczności łuku elektrycznego, jeżeli wyłączy się dławik piecowy lub też zmniejszy jego wielkość, zakładając przy tym, że oporność czynna obwodu energetycznego nie uległa zmianie. Z tabelicy 1 wynika, że dla większych pieców (wielkość transformatora piecowego rośnie z wielkością pieca, przy czym zachodząca tu zależność nie ma charakteru prostoliniowego) stosowane są mniejsze dławiki (w wartościach względnych). Zmniejszenie więc

wielkości dławika. np. przez przełączenie na niższy zaczepek. przy piecach o dużej mocy nie powinno w dużym stopniu pogarszać stateczności łuku elektrycznego, jednak nie jest obojętne. w jakim momencie nastąpi to przełączenie, czy na początku czy na końcu okresu topienia.

Zwiększenie indukcyjności obwodu energetycznego urządzenia łukowego przez włączanie dławików ma również i ujemne strony, gdyż obniża:

- współczynnik mocy,
- moc użyteczną pieca.

Pierwsze interesuje energetyka, drugie natomiast jest bardzo istotne dla stalownika. Wielkość mocy użytecznej wiąże się bowiem ściśle z czasem trwania wytopu, a szczególnie z okresem topienia — pierwszego etapu wytopu stali.

Czas topienia może być w przybliżeniu określony wzorem:

$$t_1 = \frac{E_{uz}}{P_{uz}} \quad (2)$$

gdzie

E_{uz} — energia elektryczna potrzebna dla roztopienia wsadu,

P_{uz} — średnia moc użyteczna w okresie topienia.

W skrajnym przypadku średnia moc użyteczna dąży do wartości P_{max} , która jest tym mniejsza, im większy jest stosunek $X : R$, a przy stałym R -im większa jest indukcyjność.

Ponieważ we wzorze (2) licznik jest wielkością stałą dla danego rodzaju złomu i ciężaru wsadu, przeto obniżenie P_{uz} prowadzi do przedłużenia topienia a więc i wytopu.

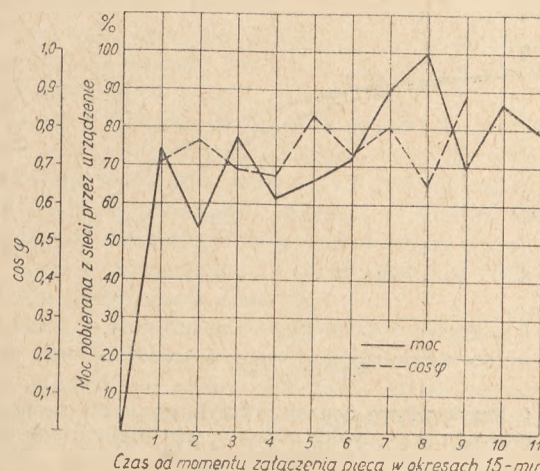
Celem lepszego zilustrowania wartości $\cos \varphi$ dla stalowniczego pieca łukowego w okresie topienia, omówiono niżej dla porównania dwa wytopy przeprowadzone w tym samym piecu. W jednym przypadku dławik jest załączony przez cały okres topienia i częściowo przez okres utleniania kąpieli. W drugim natomiast przypadku dławik w okresie roztopiania był najpierw częściowo, a następnie całkowicie wyłączony. Drugi z tych wytopów przeprowadzony został pod kierunkiem autora w jednej z hut krajowych i miał charakter badawczy: osiągnięte przy nim wartości $\cos \varphi$ należy uważać jako bardzo dobre dla istniejących warunków eksploatacyjnych.

Topienie bez wyłączania dławika

Topienie wsadu prowadzone było na najwyższym zaczepek napięciowym transformatora piecowego, połączonego w trójkąt z załączonym — 15% dławikiem. W tablicy 4 podano wartości mocy 15-minutowej oraz wartości $\cos \varphi$ określane na podstawie wskazań liczników energii biernej i czynnej, odczytywanych w odstępach 15-minutowych. Moc 15-minutowa podana jest w procentach, przy czym jako 100% przyjęto maksymalną moc 15-minutową, zaobserwowaną przy omawianym wytopie. Przebieg topienia jest omawiany dla 15-minutowych okresów czasu.

Okres 1. Po zapaleniu łuków regulatory prądowe regulacji elektrod zostały nastawione na wartość maksymalną. Piec pracuje z dużymi wahaniami obciążenia, napięcie zasilające (napięcie sieci) zmienia się od U_n do 90% U_n (U_n — napięcie znamionowe). Nastawienie regulatorów prądowych jest jednakowe we

wszystkich fazach. Zasada ta była zachowana przez cały okres topienia.



Rys. 3. Wykres poboru mocy 15-minutowej oraz $\cos \varphi$ dla stalowniczego urządzenia łukowego w okresie topienia i w części okresu utleniania przy pracy z załączonym dławikiem

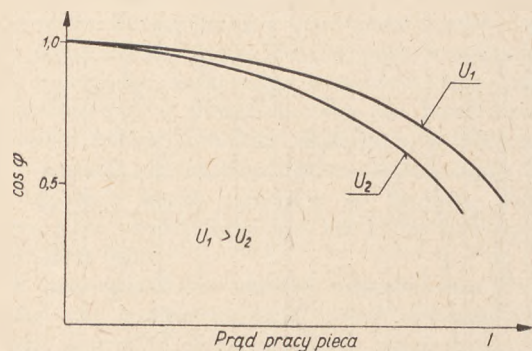
Okres 2. Po 6 minutach zostaje wykonany obrót wanny pieca przy podniesionych elektrodach. W wyniku tego na wykresie pobór mocy 15-minutowej dla okresu 2 jest mniejszy niż w okresie 1 (rys. 3). Jeżeli uwzględnić czas przerwy potrzebnej na dokonanie obrotu, to okazuje się, że wartość średniej mocy pobieranej w okresie 2 będzie większa niż w okresie 1. Jednak różnica między tymi średnimi wartościami nie jest duża. Tłumaczy się to między innymi tym, że po obrocie wanny warunki topienia są nieco zbliżone do warunków, istniejących po pierwszym załączeniu pieca przy rozpoczęciu wytopu, gdyż w jednym i w drugim przypadku następuje wytapianie „studni“ pod elektrodami, lecz w innych miejscach. Istnieje jednak pewna różnica pomiędzy wytapianiem pierwszej „studzienki“ a następnymi. Polega ona na tym, że zarówno temperatura końców elektrod jak i wsadu znajdującego się pod nimi jest niższa na początku topienia.

Okres 3. Pobór mocy 15-minutowej jest nie wiele większy niż w okresie 1 z następujących względów:

- istnieje pewna analogia do okresu 1. o której już poprzednio wspomniano,
- napięcie zasilające ulega obniżeniu,
- występują duże wahania obciążenia od zera do wartości odpowiadającej zwarciom eksploatacyjnym, co jest typowe przy źle dobranym złomie.

Na uwagę zasługuje wartość $\cos \varphi$, która dla danego okresu jest bardzo mała jak dla pieca stalowniczego. Wiąże się to ściśle z wartością napięcia zasilającego oraz z wielkością nastawionego prądu pracy pieca. W danym przypadku napięcie uległo obniżeniu, nastawienie natomiast regulatorów prądowych pozostało bez zmiany. W celu polepszenia wartości $\cos \varphi$ należałoby w danym przypadku obniżyć nastawienie regulatorów, a tym samym obniżyć prąd pracy pieca. Dla ilustracji podano na rys. 4 charakterystyki $\cos \varphi$ urządzenia łukowego w funkcji prądu pracy pieca dla dwóch wartości napięcia zasilającego piec. Z charakterystyk tych widać, w jaki sposób należy zmienić

wielkość prądu pracy pieca przy zmianie napięcia, jeżeli chce się uzyskać tą samą wartość $\cos \varphi$ co poprzednio.



Rys. 4. Przykładowe charakterystyki $\cos \varphi$ dla urządzenia łukowego przy dwóch różnych wartościach napięcia zasilającego

Okres 4. Podobnie jak w okresie 2 po dwóch minutach wykonuje się obrót wanny pieca. Pobór mocy 15-minutowej jest jednak większy niż w okresie 2 między innymi z tego powodu, że czas przerwy jest krótszy. Rzeczywista, średnia moc pobierana w tym okresie jest nieco mniejsza niż w okresie 2. Wartość $\cos \varphi$ jest dla tego okresu najniższa, co wiąże się ściśle z napięciem zasilającym, wynoszącym w tym okresie średnio około 89 % U_n i mniejszym niż w okresie 3 i 2.

Okres 5. Również i w tym okresie wykonano obrót wanny pieca, przy czym czas trwania przerwy jest taki sam jak w okresie 4. Wartość mocy 15-minutowej oraz mocy średniej jest większa dla tego okresu niż dla okresu 4. Napięcie zasilające jest natomiast wyższe i wynosi średnio około 95 % U_n . Wyjaśnia to różnice w poborze mocy w okresie 4 i 5.

Tablica 4
Pobór mocy 15-minutowej i współczynnik mocy dla okresu topienia przy pracy bez wyłączania dławika

Okres topienia	Moc 15-minut. w %	Współczynnik mocy
1	74,8	0,712
2	53,4	0,768
3	77,9	0,691
4	61,5	0,677
5	66,3	0,839
6	71,9	0,733
7	90,4	0,804
8	100,0	0,645
9	69,6	0,883
10	86,6	
11	78,5	

Okres 6. W okresie tym napięcie ma tą samą wartość co w okresie 3. Pobór mocy jest mniejszy, a wartość $\cos \varphi$ większa niż dla okresu 3. Porównanie tych wielkości najlepiej ilustruje wpływ wartości prądu pracy pieca na wielkość mocy pobieranej przez urządzenia oraz na $\cos \varphi$. W okresie 6 nastawienie regulatorów prądowych jest niższe niż w okresie 3. Jak więc widać, uwagi odnośnie nastawienia regulatorów prądowych podane przy omawianiu okresu 3 były słuszne.

Okres 7. Wartość napięcia zasilającego jest w przybliżeniu taka sama jak i w okresie 3 i 6. Nastawienie regulatorów jest przez pierwsze 10 minut takie same

jak w okresie 6, a przez pozostałe 5 minut jak w okresie 3. Dużą rolę w tym przypadku odgrywa to, że piec pracuje w tym okresie dość spokojnie, tj. bez gwałtowniejszych zmian obciążenia. Odpowiednio do tego lepszy jest $\cos \varphi$, a pobór 15-minutowy — większy niż w innych okresach.

Okres 8. Ze względu na spokojną pracę pieca regulatory prądowe pozostały nastawione w pozycji maksymalnej. Wartość $\cos \varphi$ jest bardzo niska, pobór mocy 15-minutowej osiąga natomiast maksymalną wartość dla całego okresu topienia. Niską wartość $\cos \varphi$ należy tłumaczyć obniżeniem napięcia zasilającego, które chwilami spadało poniżej 88 % U_n . Wszelkie więc wnioski, jakie stąd wypływają są analogiczne do podanych przy omawianiu okresu 3 i 7.

Okres 9. Pomiędzy tym okresem a okresem 5 istnieje pewna analogia, polegająca na tym, że zarówno w tym okresie jak i w okresie 5 wartości średniego poboru mocy i wartości mocy 15-minutowej są podobne, przy czym dla okresu 9 nieco większe.

W obu tych okresach nastąpiły przerwy w pracy pieca, o jednakowej długości. Wartość $\cos \varphi$ oraz wartość napięcia zasilającego jest trochę większa niż dla okresu 9. Istotna różnica polega jednak na tym, że w okresie 9 piec pracuje bardzo spokojnie.

Następne okresy (10, 11 i 12) odnoszą się już nie do roztopiania, które zostało zakończone w okresie 9, lecz do utleniania kąpiel. Pobór mocy 15-minutowej jest w tych okresach niższy niż w okresie 7 czy też 8, lecz większy jednak niż w okresach od 1 do 6. Zastępuje to na uwagę, gdyż — jak widać — pobór mocy 15-minutowej dla stalowniczego pieca łukowego może odbiegać od przebiegu podanego na rys. 7 (część I artykułu).

Pierwsza część wykresu podanego na rys. 3 jest charakterystyczna dla pieców z obracaną wanną. Warunki, w jakich prowadzony był wyżej omówiony wytop, odbiegają od warunków prawidłowej eksploatacji stalowniczych pieców łukowych. Powstałe zastrzeżenia są zasadniczo dwójakiego rodzaju.

Po pierwsze źle dobrany a następnie źle ułożony złom spowodował bardzo nierównomierną pracę pieca, charakteryzującą się dużą ilością zwarć eksploatacyjnych.

Po drugie — duże i częste wahania napięcia zasilającego piec oraz niedostosowanie parametrów pracy do istniejących przy danym wytopie warunków wpłynęło na to, że uzyskano $\cos \varphi$ bardzo niski.

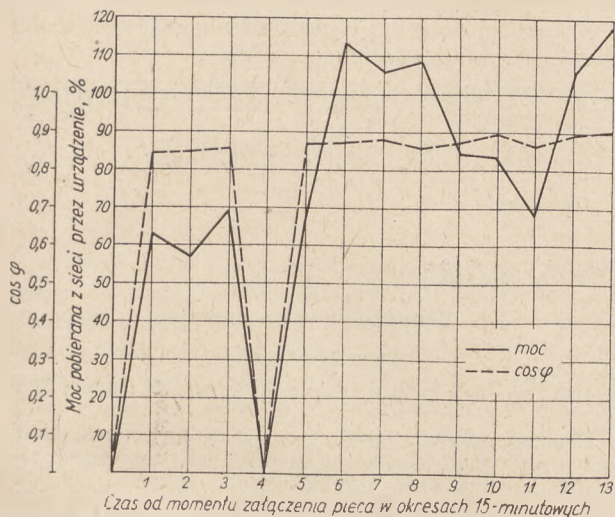
Podany wykres oraz przeprowadzona krótka analiza przebiegu wytopu nie charakteryzuje całkowicie pracy omawianego urządzenia. Wartość $\cos \varphi$, która dla okresu topienia wyniosła w danym przypadku około 0,743, jest bardzo niska; w rzeczywistości średni $\cos \varphi$ dla tego urządzenia jest większy.

Wytop próbny z włączonym dławikiem

Przeprowadzona niżej analiza odnosi się do wytopu próbnego z częściowo i całkowicie wyłączonym dławikiem piecowym w okresie topienia wsadu. Z uwagi na często spotykane w ruchu zjawisko spadku napięcia poniżej wartości znamionowej topienie prowadzono

przy sztucznie obniżonym napięciu do wartości około 88 % U_n .

Podobnie jak przy omawianiu wyżej podanego wytopu tak i przy tym przeprowadza się analizę dla 15-minutowych okresów. W kilku przypadkach okresy te są nieco dłuższe i wynoszą 18, a nie 15 minut, co uwzględniono w tablicy 5 oraz na rys. 5. przedstawiającym pobór mocy 15-minutowej.



Rys. 5. Wykres poboru mocy 15-minutowej oraz $\cos \varphi$ dla stalowniczego urządzenia łukowego w okresie topienia przy pracy z częściowo i całkowicie wyłączonym dławikiem. Jako 100% przyjęto maksymalny pobór mocy z rys. 3.

Okres 1. Już po 4 minutach od chwili załączenia pieca dławik został częściowo wyłączony przez przełączenie go na niższy zaczepek. Pobór mocy w tym okresie jest mniejszy niż w pierwszym okresie poprzednio analizowanego wytopu, lecz i napięcie zasilające jest niższe w rozpatrywanym obecnie przypadku. Istnieje również różnica w sposobie prowadzenia pieca, polegająca na tym, że nastawienie regulatorów prądowych przy wytopie próbnym było ściśle dostosowane do wahań obciążenia w danych momentach oraz do wartości $\cos \varphi$ odczytywanego na mierniku.

Okres 2. Pobór mocy 15-minutowej jest w tym okresie mniejszy niż w okresie 1. Wartość średniej mocy pobieranej przez urządzenie jest jednak większa niż poprzednio, jeżeli uwzględnić czas przerwy na obrót

wanny pieca. Napięcie tak w tym jak i w poprzednim okresie jest stosunkowo niskie. W obu tych okresach — jak wynika z rys. 5 i tablicy 5 — $\cos \varphi$ osiąga najniższą wartość; jest ona jednak nie wiele mniejsza niż maksymalna wartość $\cos \varphi$ przy poprzednio analizowanym wytopie.

Okres 3. Wzrostowi napięcia towarzyszy wzrost poboru mocy oraz wzrost wartości $\cos \varphi$. Średnia moc pobierana przez urządzenie w tym okresie jest większa od mocy 15-minutowej podanej w tablicy 5, gdyż w tym okresie nastąpił drugi obrót wanny pieca.

Okres 4. Przez pełne 15 minut piec jest wyłączony w celu przedłużenia elektrod.

Okres 5. Przedłużenie elektrod zajęło również i część tego okresu. Wskutek tego moc 15-minutowa jest niższa od średniej mocy pobieranej przez urządzenie. Napięcie jest wyższe niż w poprzednich okresach.

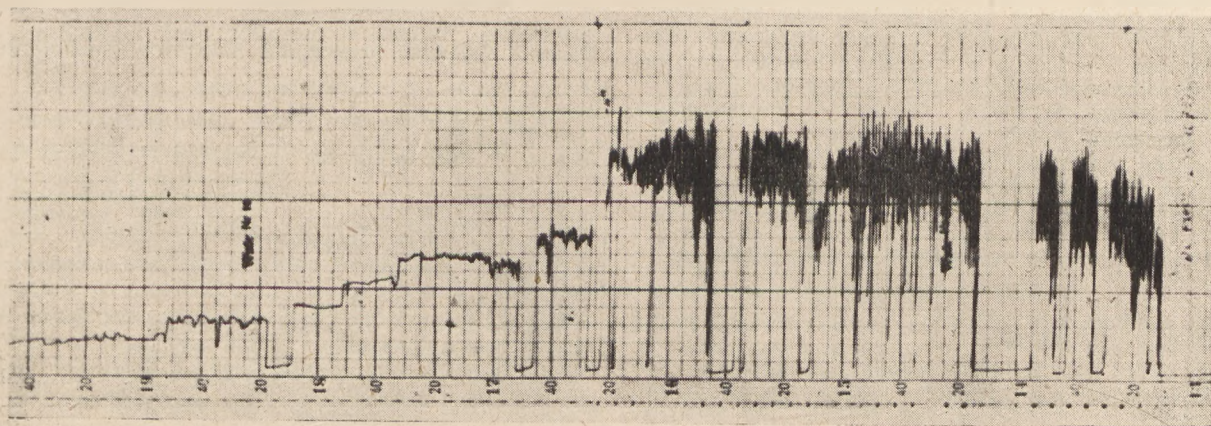
Okres 6. W okresie tym piec pracuje bez wyłączeń i jak widać z wykresu watomierza rejestrującego, podanego na rys. 6 pobór mocy osiąga dużą wartość, większą od maksymalnego poboru mocy w poprzednio rozpatrywanym wytopie. Napięcie zasilające utrzymuje się w przybliżeniu na tej samej wartości przez ten i następne cztery okresy.

Okres 7 i 8. Nie różnią się one dużo od okresu 6 (tablica 5, rys. 5 i 6). Z rys. 6 widać jednak, że wa-

Tablica 5

Pobór mocy i współczynnik mocy dla okresu topienia przy pracy z częściowym i całkowitym wyłączaniem dławika

Okres topienia	Czas od momentu załączenia pieca	Moc 15-minut. w %	Współczynnik mocy
1	15 min	63,0	0,845
2	30 min	57,1	0,848
3	45 min	69,6	0,856
4	1 g	0	0,0
5	1 g 15 min	66,7	0,864
6	1 g 30 min	113,8	0,870
7	1 g 45 min	106,0	0,876
8	2 g	109,0	0,854
9	2 g 18 min	84,7	0,871
10	2 g 30 min	83,4	0,894
11	2 g 48 min	68,0	0,860
12	2 g 58 min	106,0	0,891
13	3 g 13 min	118,0	0,900



Rys. 6. Wycinek taśmy watomierza rejestrującego dla wytopu według rys. 5

hania w poborze mocy są większe w tych okresach niż w okresach początkowych, co tłumaczy się między innymi zawałaniem się wsadu.

Okresy 10, 11, 12. W okresie 9 nastąpiła 3-minutowa przerwa związana z opuszczaniem elektrod w uchwytach. W przerwie tej dławik został całkowicie wyłączony. Okresy 10, 11 i 12 nie różnią się dużo od okresu 9. We wszystkich tych okresach występują krótkie przerwy w pracy pieca, przy czym najdłuższa przerwa była w okresie 11.

Okres 13. W okresie tym nastąpiło całkowite roztopienie wsadu. Jak widać z rys. 6, piec pracuje bardzo spokojnie bez większych wahań mimo, że dławik jest

całkowicie wyłączony. Praktycznie można przyjąć, że wahań w poborze mocy nie ma.

Z porównania opisanych wytopów wynikają następujące wnioski:

1. wyłączenie dławika nie wywołało ani razu wyłączenia samoczynnego pieca,

2. przełączenie dławika umożliwiło uzyskanie bardzo dobrej wartości $\cos \varphi$, która średnio wynosiła około 0,872.

3. czas topienia był w przybliżeniu taki sam w obu wytopach (po uwzględnieniu przerw),

4. średni pobór mocy był większy przy wytopie z przełączanym dławikiem.

WYDAWNICTWA NADEŚLANE

PAŃSTWOWE WYDAWNICTWA TECHNICZNE

Układy i urządzenia potrzeb własnych elektrowni

St. Andrzejewski i Z. Mroczkowski

Warszawa 1955, format B5, str. 188, cena zł 17,20

W książce są omówione najnowsze poglądy w zakresie projektowania układów potrzeb własnych elektrowni ze szczególnym uwzględnieniem ich wpływu na ogólne wyniki pracy elektrowni. Książka zawiera: omówienie głównych charakterystyk podstawowych urządzeń potrzeb własnych oraz właściwy dobór silników napędowych, sposoby regulacji wydajności urządzeń potrzeb własnych, zasilanie robocze i rezerwowe, samoczynne załączanie rezerwy, blokadę i zabezpieczenia silników, pomocnicze obwody prądu stałego, typowe rozwiązania budowy rozdzielni.

Książka jest przeznaczona dla inżynierów i techników projektujących elektrownie, a także dla kierowniczego personelu eksploatacji elektrowni.

Bezpieczniki wielkiej mocy

Andrzej Myślicki

Warszawa 1955, format A5, str. 114, rys. 98, cena zł 6

Tematem książki są bezpieczniki wysokonapięciowe i bezpieczniki niskonapięciowe wielkiej mocy, stosowane w urządzeniach elektroenergetycznych. Na wstępie podano zasadę działania i analizę warunków pracy bezpieczników oraz rozpatrzono charakterystyczne stany bezpiecznika: nagrzewanie wkładki, gaszenie łuku oraz stan izolacyjny po zadziałaniu. Następnie omówiono typowe rozwiązania konstrukcyjne bezpieczników wysokonapięciowych i bezpieczników niskonapięciowych wielkiej mocy. Poruszono również zagadnienia związane ze stosowaniem bezpieczników, jak zagadnienia koordynacji charakterystyk czasowo-prądowych bezpieczników i urządzeń wyzwalających łączników oraz zagadnienia wybiórczości działania przy zwarcia. Podano wreszcie wytyczne stosowania bezpieczników oraz omówiono zasady ich eksploatacji.

Książka przeznaczona jest dla elektryków zajmujących się projektowaniem i eksploatacją elektroenergetycznych urządzeń przemysłowych i rozdzielczych.

Posługiwanie się schematami w energoelektryce

Heliodor Urbanowicz

Warszawa 1955, format A5, stron 92, rys. 55, cena zł 4,10

W książce podano ogólne zasady wykonywania i odczytywania różnych rodzajów schematów elektrycznych używanych w energoelektryce. Książka jest przeznaczona dla monterów początkujących i wykwalifikowanych; może być także pomocna dla techników.

Elektryczne piece oporowe

Bronisław Sochor

Warszawa 1955, format B5, str. 223, rys. 170, cena zł 21,60

Książka omawia zagadnienia budowy i eksploatacji przemysłowych pieców elektrycznych oporowych. Po omówieniu rodzajów pieców podano wytyczne obliczania pieców, doboru materiałów konstrukcyjnych, montażu i eksploatacji pieców oraz zasadnicze schematy połączeń elektrycznych. Książka jest przeznaczona dla inżynierów i techników zatrudnionych przy projektowaniu, budowie i eksploatacji elektrycznych pieców oporowych.

Badania ruchowe zespołów kotłowych

B. I. Łoginow

Tłumaczył inż. Teodor Czajkowski

Warszawa 1955, format A5, str. 107, rys. 43, cena zł 9,10

Książka zawiera opisy badań ruchowych zespołów kotłowych (badań szczelności kanałów powietrznych i spalinowych, wyznaczania najkorzystniejszych warunków pracy zespołów kotłowych i młynów oraz wyznaczania najkorzystniejszych parametrów kanałów powietrznych, spalinowych i wentylatorów) i jest przeznaczona dla techników zatrudnionych przy obsłudze kotłów parowych, może jednak również służyć inżynierom, których praca jest związana z przeprowadzaniem badań ruchowych zespołów kotłowych elektrowni.

Wykres i-s dla pary wodnej

wg M. P. Wukałowicza

Warszawa 1955, format A5, cena zł 1,70

Remont cieplnych przyrządów kontrolno-pomiarowych

A. A. Smirnow

Tłumaczyli. inż. Jerzy Felsz i inż. Jerzy Thieme.

Warszawa 1955, format B5, str. 445, rys. 179, cena zł 45,60

W książce opisano szczegółowo podstawowe sposoby remontu przepływomierzy, termometrów, pirometrów, analizatorów gazu, ciążomierzy, manometrów i automatycznych przyrządów regulujących oraz podano metody ich naprawy, regulacji i sprawdzania po remoncie.

Książka jest przeznaczona jako praktyczna pomoc dla personelu remontowego i eksploatacyjnego zakładów przemysłowych, a także jako poradnik dla pracowników inżynierjino-technicznych wszystkich gałęzi przemysłu. Ponadto może być używana jako podręcznik przez uczniów technikum i przez słuchaczy kursów dokształcających.