

ENERGETYKA

ORGAN MINISTERSTWA ENERGETYKI
PISMO POŚWIĘCONE ZAGADNIENIOM ENERGETYKI

ROK IX

MAJ-CZERWIEC 1955

ZESZYT 3

Konferencja Warszawska

Konferencja Warszawska ośmiu państw demokracji ludowych, a mianowicie Albanii, Bułgarii, Czechosłowacji, NRD, Polski, Rumunii, Węgier i Związku Radzieckiego przy udziale obserwatora Chińskiej Republiki Ludowej — to zdarzenie wielkiej, historycznej wagi.

Nastąpiła ona w chwili, gdy po ratyfikacji układów paryskich powstał nowy blok państw kapitalistycznych — tzw. unia zachodnio-europejska.

Sytuacja ta, zagrażająca ludzkości nową wojną, wymagała natychmiastowej energicznej reakcji ze strony państw miłujących pokój. Gdy wygłaszane są groźby wojenne, gdy snuje się plany zagarnięcia ziem i zamachu na niepodległość państw demokracji ludowych, rządy tych państw zmuszone zostały do podjęcia kroków, które będą skuteczną gwarancją ich bezpieczeństwa.

Krokiem takim była Konferencja Warszawska. Zademonstrowała ona siłę, która odstraszy każdego przed wejściem na drogę agresji i unaoczní mu z całą oczywistością, że taka awantura skończy się jego zagładą. Układ warszawski zobowiązuje wszystkich sygnatariuszy do udzielenia pomocy każdej ofierze napaści „indywidualnie i w porozumieniu z innymi państwami uczestnikami układu, wszelkimi środkami, włączając zastosowanie siły zbrojnej”. Wszyscy oni odpowiadają za całość, integralność i niepodległość każdego z nich.

Byłoby jednak zasadniczym błędem uważać układ warszawski za zjawisko analogiczne do agresywnych paktów państw imperialistycznych. Wręcz przeciwnie, jest on ważnym narzędziem obrony pokoju i przyczyni się niewątpliwie do rozładowania napiętej sytuacji międzynarodowej. Jest on we wszystkich swych postanowieniach prześięknięty duchem pokoju i współpracy.

Wyraża się to przede wszystkim tym, że układ ten, w przeciwieństwie do takich porozumień jak pakt północno-atlantycki, pakt Azji Południowo Wschodniej i unia zachodnio-europejska, jest układem otwartym, tzn. mogą doń przystąpić również inne państwa bez względu na ich ustrój społeczny i państwowy, jeżeli „wyrażą gotowość przyczyniania się przez udział w niniejszym Układzie do połączenia wysiłku miłujących pokój państw w celu zapewnienia pokoju i bezpieczeństwa narodów” (art. 9).

Następnie pokojowy charakter układu wyraża się w tym, że strony jego zobowiązują się „poustrzymać się w swych stosunkach międzynarodowych od groźby użycia siły” (art. 1) i oświadczają gotowość „uczestniczenia w duchu szerszej współpracy we wszystkich poczynaniach międzynarodowych zmierzających do zapewnienia międzynarodowego pokoju i bezpieczeństwa” (art. 2). Ponadto układ warszawski postanawia wyrażnie, że utraci swą moc w przypadku „utworzenia w Europie systemu bezpieczeństwa zbiorowego i zawarcia w tym celu „Ogólnoeuropejskiego układu o bezpieczeństwie zbiorowym” (art. 11). Pakt północno-atlantycki i układ o tzw. unii zachodnio-europejskiej przewidują rozbudowę sił zbrojnych, budowę baz wojskowych i wykorzystanie obcych terytoriów jako dogodnych pozycji wspólnych, układ warszawski natomiast zobowiązuje strony do „podjęcia w porozumieniu z innymi państwami, które wyrażą chęć współpracy w tej dziedzinie, skutecznych środków w celu powszechnej redukcji zbrojeń i zakazu broni atomowej, wodorowej oraz innych rodzajów broni masowej zagłady” (art. 2).

Podczas gdy pakt państw imperialistycznych cechuje interwencjonizm i narzucanie państwu mniejszym decyzji wielkich mocarstw, zwłaszcza Stanów Zjednoczonych — podstawą i najistotniejszym elementem układu warszawskiego jest poszanowanie suwerenności państw objętych tym układem. Między jego sygnatariuszami suwerenne prawa każdego z nich są ściśle przestrzegane zarówno w stosunkach traktatowych jak i pozatraktatowych.

Układ warszawski niezależnie od swej wagi ogólnoswiatowej posiada szczególnie doniosłe znaczenie dla Polski. Oznacza on zabezpieczenie i utrwalenie naszej suwerenności. Obrońcami jej są obecnie wszyscy jego uczestnicy. Po raz pierwszy w dziejach traktat zawiera gwarancję nieetykalności naszych granic przez wszystkie państwa z nami sąsiadujące. Niezwykle ważny dla skuteczności układu jest fakt, że spotyka się on z poparciem sześćsetmilionowego narodu chińskiego.

Dlatego też słusznie stwierdził w imieniu narodu i rządu polskiego Prezes Rady Ministrów Cyrankiewicz na Konferencji Warszawskiej: „Pragnę zapewnić przedstawicieli rządów tu reprezentowanych, że naród Polski w pełni docenia historyczne znaczenie nowego układu, że nie będzie szczędził wysiłków dla realizacji jego postanowień i wraz z swym rządem jak żrenicy oka strzec będzie tu wykutych zasad współpracy wolnych narodów”.

Zobowiązania 1-majowe w energetyce

W 1955 r. energetycy polscy witali międzynarodowe święto pracy, dzień 1 Maja, nowymi zobowiązaniami produkcyjnymi. Zobowiązania załóg elektrowni i zakładów sieci elektrycznych, zakładów produkcji pomocniczej i zakładów zbytu energii zmierzały do przedterminowego wykonania zadań produkcyjno-technicznych roku 1955, ostatniego w planie 6-letnim.

Zobowiązania produkcyjne energetyków w roku bieżącym podejmowane były na odcinku realizacji zadań określonych zarządzeniem Ministra Energetyki Nr 21 na najbliższe trzy lata. Warunkiem zaspokojenia rosnącego w okresie 1955 ÷ 1957 zapotrzebowania energii elektrycznej ludności oraz przemysłu jest terminowe oddanie do ruchu nowych urządzeń produkcyjnych, podniesienie poziomu eksploatacji oraz pełne wykorzystanie urządzeń starych.

Konieczne jest również usprawnienie remontów kapitalnych urządzeń energetycznych, zwłaszcza kotłów i turbin, zmniejszenie awaryjności i znaczna poprawa wskaźników techniczno-ekonomicznych, a przede wszystkim zmniejszenie jednostkowego zużycia węgla umownego.

Analiza osiągnięć i niedociągnięć energetyki w roku 1954 umożliwia wybór najwłaściwszych sposobów walki o wykonanie stojących przed nią zadań. W ubiegłym roku energetycy osiągnęli planowany wskaźnik jednostkowego zużycia węgla, obniżając go w porównaniu z 1953 r. o 38 g.

Do uzyskania tego wyniku przyczynili się w dużej mierze energetycy Górnego Śląska, którzy zmniejszyli jednostkowe zużycie węgla o 41 gramów, osiągając oszczędność ponad 240 000 tonn węgla umownego.

Na wyróżnienie zasługują również energetycy Dolnego Śląska, którzy zwiększając wykorzystanie ekonomicznych elektrowni w systemie energetycznym zaoszczędzili w stosunku do planu 21 g węgla umownego na wytworzoną kilowatogodzinę.

Mimo dobrych wyników niektórych okręgów energetyka zawodowa w całości nie dała gospodarce narodowej spodziewanych oszczędności na węglu. Niedostateczne np. opanowanie eksploatacji nowych wysokosprawnych urządzeń elektrowni Szczecin spowodowało znaczne przekroczenie jednostkowego zużycia węgla w Zachodnim Okręgu Energetycznym.

W 1954 r. elektrownie wodne wykonały plan produkcji zaledwie w 78%. Niedostarczona przez nie energia elektryczna musiała być dodatkowo wytworzona w elektrowniach cieplnych, co zwiększyło całkowite zużycie węgla w energetyce zawodowej.

Niewykonanie planu produkcji w 1954 r. przez elektrownie wodne nie może być uzasadnione wyłącznie skąpyimi opadami atmosferycznymi, lecz również niewłaściwą gospodarką wodną. Wskutek nieumiejętnego gospodarowania zasobami wodnymi Elektrownia Rożnów nie wykorzystwała swych możliwości produkcyjnych. Rozrzutność w początkowym okresie szczytu jesienno-zimowego była główną przyczyną, że przez znaczną część zimy elektrownia ta pracowała z nadmiernie obniżonym poziomem wody w zbiorniku górnym.

Przyczyną strat produkcyjnych w Elektrowni Rożnów był zatem brak rocznego wykresu planowanych poziomów wody w zbiorniku górnym, opracowanego w oparciu o przewidywane przypiły i zapotrzebowanie okręgu na energię szczytową.

Podobny, choć mniej jaskrawy obraz, przedstawiała gospodarka wodna w pozostałych elektrowniach zbiornikowych.

Również i elektrownie przepływowe nie zawsze przestrzegały zasady maksymalnych dopuszczalnych spiętrzeń do pełnego wykorzystania możliwości produkcyjnych.

Poza tym w elektrowniach tych, pracujących bez przerw przez całą dobę duże możliwości zwiększenia produkcji daje bezwzględne przestrzeganie zasady ekonomicznego podziału obciążeń między pracujące zespoły.

Mimo to, jak dowodzi analiza pracy elektrowni przepływowych w 1954 r., w wielu z nich ekonomiczny rozdział obciążeń nie był ściśle przestrzegany. W niektórych elektrowniach, np. w Elektrowni Porąbka, obciążenia zespołów były dobierane zupełnie przypadkowo.

Okręgowe dyspozycje mocy okazywały również niedostateczną pomoc elektrowniom wodnym w tym zakresie. W celu uzyskania maksymalnej mocy w szczycie obciążenia niedość wnikliwie analizowano rozbieżności między stopniem regulowania przepływowych elektrowni wodnych a zasadą utrzymania maksymalnych spiętrzeń.

Na podkreślenie zasługuje fakt powszechnego do tychczas lekceważenia przez kierownictwa techniczne zarządów energetycznych małych elektrowni wodnych, współpracujących z systemem energetycznym. Elektrownie te, poprawiając gospodarkę wodną, mogą dać również dalsze oszczędności węgla.

Wielkość tych oszczędności charakteryzuje następujący przykład:

Elektrownia przepływowa o mocy zaledwie 100 kW i spiętrzeniu nominalnym 4 m, utrzymując górne zwierciadło wody na poziomie (średnio) o 0,5 m wyższym, daje w skali rocznej oszczędność 60 tonn węgla kamiennego.

Dobre kierownictwo powinno wykorzystać i te możliwości oszczędzania. Nie są one zresztą małe, jeżeli wziąć pod uwagę dużą liczbę drobnych elektrowni wodnych. Tymczasem zaledwie zarząd jednego okręgu przejawiał inicjatywę w tym kierunku i zwołał naradę kierowników małych elektrowni wodnych dla pouczenia ich o zasadach ekonomicznego prowadzenia pracy elektrowni. W innych okręgach energetycznych nie wydano dla takich elektrowni odpowiednich instrukcji.

Dostrzeżone uchybienia w pracy elektrowni wodnych i służb dyspozycji mocy w roku ubiegłym powinny stać się cennym doświadczeniem przy wyborze właściwych dróg zapewniających możliwie maksymalną produkcję elektrowni wodnych i zmniejszenie dzięki temu zużycia węgla kamiennego w energetyce.

Dalszą oszczędność węgla kamiennego można uzyskać, zwiększając czas wykorzystania mocy osiągalnych elektrowni pracujących na węglu brunatnym. Każda MWh wytworzona w tych elektrowniach obniża całko-

wite zużycie w resorcie o około 800 kg węgla kamiennego. W roku 1954 elektrownie spalające węgiel brunatny wykonały swój plan produkcji zaledwie w 94%. Nieoddana przez te elektrownie energia elektryczna musiała być wytworzona z węgla kamiennego. Największa nasza elektrownia pracująca na węglu brunatnym nie dotrzymała średniej mocy dyspozycyjnej wskutek złe zorganizowanych i przedłużających się remontów oraz wskutek nieregularnych dostaw węgla. Zarząd Energetyczny Okręgu Dolnośląskiego nie otoczył tej elektrowni należytą opieką techniczną. Straty gospodarki narodowej wskutek wadliwej pracy tej elektrowni wyniosły w ciągu roku ubiegłego około 12 000 tonn węgla kamiennego.

Elektrownie ciepłe spalające węgiel kamienny osiągnęły poważne sukcesy w walce o oszczędność paliwa.

Konferencje partyjno-ekonomiczne odbyte w tych elektrowniach w ciągu 1954 r. pomogły załodze i personelowi inżynieryjno-technicznemu ustalić najwłaściwsze kierunki walki o dodatkowe oszczędności węgla kamiennego. W rezultacie załogi wielu elektrowni nie tylko dotrzymały planowanych wskaźników zużycia węgla umownego, lecz nawet osiągnęły dodatkowe oszczędności w stosunku do planu rocznego.

Osiągnięcia kilkunastu elektrowni w oszczędzaniu węgla kamiennego zestawiono w tablicy 1.

Tablica 1

Oszczędności węgla kamiennego w niektórych elektrowniach w 1954 r.

Lp.	Elektrownia	Zmniejszenie jednostkowego zużycia węgla umownego w g/kWh	Roczna oszczędność węgla kamiennego w t
1	Łaziska	19	30 000
2	Łódź	29	21 000
3	Zabrze	14	14 000
4	Victoria	16	8 500
5	Warszawa	12	8 000
6	Miechówice	10	8 000
7	Stalowa Wola	14	5 500
8	Gdynia II	22	4 000
9	Wrocław	15	4 000
10	Jaworzno II	15	1 500
Razem			104 000

Ponadto wiele mniejszych elektrowni ciepłych (Elektrownia Kalisz, Starachowice, Lublin, Kraków, Skafecznó, Ludwikowo) dotrzymało i obniżyło wskaźniki zużycia jednostkowego, uzyskując ogółem oszczędność około 3 000 tonn węgla.

Mimo tych osiągnięć należy jednak przyznać, że w roku 1954 nie wykorzystano wszystkich możliwości w oszczędzaniu węgla. Obok elektrowni produkujących istnieją również i takie np. elektrownie (Elektrownia Pruszków, Będzin, Szombierki, Siersza Wodna, Białogard), które w 1954 r. nie dotrzymały wskaźnika jednostkowego zużycia węgla i naraziły gospodarkę narodową na stratę około 15 000 tonn węgla.

W elektrowniach, które osiągnęły dobre wyniki, nie wykorzystano jednak wszystkich możliwości zwiększenia produkcji energii przy tym samym zużyciu paliwa

przez lepsze wyzyskanie bardziej sprawnych urządzeń podstawowych. Zmontowane w 1954 r. nowe wysokoprężne jednostki były przekazywane do eksploatacji z opóźnieniem. Przedłużał się nadmiernie okres rozruchu i technicznego opanowania tych urządzeń produkcyjnych przez załogi eksploatacyjne. Niepewna praca nowych kotłów i turbin zespołów zmuszała do zwiększenia produkcji energii w starych, nieekonomicznych urządzeniach, co powodowało duży przepał węgla. Podejmowane na naradach partyjno-ekonomicznych zobowiązania tylko w nielicznych przypadkach dotyczyły zwiększenia produkcji przez wysokosprawne jednostki. Zobowiązania te często podejmowała cała załoga zakładu a nie bezpośrednia obsługa urządzeń ekonomicznych. Utrudnieniem we właściwym podejmowaniu podobnych zobowiązań był brak określonych ściśle zadań produkcyjnych dla najbardziej sprawnych jednostek wytwórczych okręgu energetycznego.

W wielu przypadkach brak stałej zmianowej obsługi eksploatacyjnej przy najekonomiczniejszych urządzeniach praktycznie uniemożliwiał podejmowanie zobowiązań, aby zwiększyć produkcję wysokosprawnych kotłów i turbin.

Niedostatecznie analizowano możliwości załóg, a zwłaszcza brygad remontowych, dotyczące szybkiego przeprowadzenia remontów kapitalnych podstawowych urządzeń wytwórczych w okręgach energetycznych. Istniejące w kilku okręgach zakłady remontowe nie wykorzystywały tych możliwości, które dają zastosowanie nowej technologii remontów scentralizowanych.

Jedną z zasadniczych przyczyn przekroczenia jednostkowego zużycia węgla w wielu elektrowniach były nadmiernie przedłużane remonty kapitalne turbozespołów. Skrócenie czasu trwania tych remontów jest podstawowym zadaniem pracowników eksploatacji. Wyzwala ono bowiem dodatkowe moce dyspozycyjne, niezbędne do pokrycia zapotrzebowania energii elektrycznej. Remonty szybkościowe dużych ekonomicznych turbin i kotłów pozwalają przedłużyć roczne czasy ich pracy, dając przez to dodatkowe oszczędności paliwa.

Dlatego wspomniane wyżej Zarządzenie Ministra Energetyki Nr 21 z dnia 22 lutego 1955 r. stawia jako jedno z podstawowych zadań: wykonanie remontów dużych turbin i kotłów okręgu w terminach określonych obowiązującymi normami przy użyciu scentralizowanych brygad zakładów remontowych.

Zadania te są trudne.

Kocioł pływowy o wydajności od 90 do 130 t/h trzeba zgodnie z normą wyremontować w ciągu 14 ÷ 17 dni. Remont kapitalny kotła o wydajności do 29 t/h z rusztem mechanicznym nie powinien trwać dłużej niż 10 ÷ 12 dni. Dotrzymanie podanych terminów wymaga zastosowania nowoczesnej technologii prac remontowych i szerokiej mechanizacji przez scentralizowane brygady remontowe.

Zobowiązania 1-majowe członków brygad remontowych, pracowników zaopatrzenia i pracowników inżynieryjno-technicznych dotyczące: skrócenia czasu remontów urządzeń ekonomicznych, zaopatrzenia wykonawców w niezbędne materiały i części wymienne przynajmniej na dwa tygodnie przed przystąpieniem do remontu, opracowania projektu organizacji prac remontowych z uwzględnieniem mechanizacji są zasadniczymi warunkami wykonania zadań energetyki w za-

kresie oszczędności węgla i podniesienia mocy dyspozycyjnej elektrowni.

Przemysł energetyczny jest nie tylko wytwórcą energii elektrycznej. Jest on jednocześnie jednym z najważniejszych odbiorców. W 1954 r. zużycie na potrzeby własne w elektrowniach wyniosło średnio 7,26% produkcji energii elektrycznej. Energetyka zawodowa zużyła zatem w 1954 r. na potrzeby własne ponad 0,5 miliona tonn węgla kamiennego. Niewielkie nawet obniżenie jednostkowego wskaźnika zużycia energii na potrzeby własne elektrowni — to tysiące tonn zaoszczędzonego węgla. Dlatego właśnie robotnicy i inżynierowie w elektrowniach podejmowali zobowiązania 1-majowe, aby zmniejszyć ilości energii zużywanej przez urządzenia pomocnicze wytwórni.

Doświadczenie 1954 r. wskazuje, że na tym odcinku istnieją duże możliwości oszczędzania paliwa.

W roku ubiegłym elektrownie Ministerstwa Energetyki zaoszczędziły na zużyciu własnym ponad 35 milionów kWh.

Elektrownia Victoria zmniejszyła wskaźnik zużycia na potrzeby własne o 1%, Elektrownia Pruszków — o 0,78%, Elektrownia Łódź — o 0,5%.

Bezwzględna wartość wskaźnika zużycia na potrzeby własne Elektrowni Victoria osiągnęła 5,93%, co dla zakładu posiadającego kotły pyłowe o ciśnieniu ponad 100 atm jest bezwątpienia dużym sukcesem.

Jednakże pozostałe elektrownie Okręgu Dolnośląskiego przekroczyły planowane wartości na tym odcinku, wskutek czego w Okręgu tym stracono w 1954 r. 4 miliony kWh energii elektrycznej.

Elektrownia Kalisz przekroczyła również wskaźnik zużycia energii na potrzeby własne.

Zarówno dodatnie jak i ujemne przykłady pracy elektrowni w 1954 r. powinny posłużyć do wyciągnięcia wniosków ułatwiających dotrzymanie i dalsze obniżenie planowanego wskaźnika zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne w roku bieżącym.

Doświadczenia energetyki radzieckiej pomagają nam znacznie w walce o obniżenie wskaźnika zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne i w walce o oszczędność węgla. Za przykładem energetyki radzieckiej powinniśmy zainstalować w niektórych elektrowniach kotły-utylizatory, nie włączone w obiegi wewnętrzne kotłów podstawowych, co pozwoli na wykorzystanie ciepła zawartego w spalinach wylotowych przez obniżenie ich temperatury do $100 \div 120^\circ\text{C}$. Można w przybliżeniu stwierdzić, że zainstalowanie dodatkowego kotła-utylizatora zwiększa sprawność kotła podstawowego przeciętnie o 3%. Nakłady inwestycyjne są równe — jak wynika z doświadczeń radzieckich — rocznej oszczędności paliwa. W ZSRR stosuje się wodne kotły-utylizatory zasilające urządzenia ogrzewnicze lub parowe kotły-utylizatory z wykorzystaniem ciepła w układach regeneracyjnych. Warto podkreślić, że ten drugi sposób umożliwia uzupełnianie obiegu kondensatem bez instalowania kosztownych w eksploatacji wyparek.

Większą niż dotychczas uwagę należy poświęcić opracowaniu kart wskaźników techniczno-ekonomicznych dla kotłów i turbin. Walka z niedopałem i przesypem specjalnie w naszych warunkach przyczyni się do lepszego wykorzystania wartości opałowej węgla.

Wyzyskanie ciepła odmulin z kotłów w rozprężaczach i wymiennikach ciepła, polepszenie próżni w kondensatorach przez utrzymanie w należytej czystości powierzchni rurek i przez lepszą eksploatację chłodni kominowych — to dalsze zasadnicze kierunki naszej walki o oszczędność węgla.

W energetyce radzieckiej wyposażenie każdego silnika wysokiego napięcia napędzającego urządzenia pomocnicze elektrowni w licznik energii czynnej pozwoliło opracować normy zużycia energii elektrycznej na poszczególne cele, np. na przemiał węgla, na sztuczny ciąg, na zasilanie kotłów wodą, na pompowanie wody chłodzącej itp.

W naszej energetyce zbyt wolno jeszcze instaluje się liczniki do pomiaru energii elektrycznej przy silnikach napędowych urządzeń potrzeb własnych elektrowni.

Energetycy radzieccy poświęcają również wiele uwagi poprawie warunków pracy wentylatorów spalin i powietrza, opracowując specjalne konstrukcje wirników wyróżniających się wysoką sprawnością elektryczną.

W wielu przypadkach wymieniono stare wentylatory ciągu na wysokosprawne o osiowym przepływie gazów spalinowych.

Wprowadza się obecnie do ruchu wentylatory o zmienionym kształcie łopatek (łopatki proste) z jednoczesnym powiększeniem wymiarów korpusu, co obniża prędkość gazów spalinowych lub powietrza w wentylatorze i zmniejsza straty hydrauliczne zależne od kwadratu prędkości przetłaczanego czynnika.

W praktyce radzieckiej personel eksploatacyjny elektrowni prowadzi bardzo dokładną kontrolę obciążenia młynów węglowych i przenośników taśmowych w celu zmniejszenia strat energii elektrycznej spowodowanych pracą przy niepełnym obciążeniu tych urządzeń pomocniczych elektrowni.

W wielu elektrowniach radzieckich pompy zasilające pracują bez rezerwy wirującej. Rezerwowe pompy załączane są automatycznie w razie spadku ciśnienia lub zaniku napięcia zasilania silników napędowych.

Wymienione powyżej środki zastosowane umiejętnie za przykładem energetyki radzieckiej w naszych elektrowniach niewątpliwie przyczynią się do poważnego obniżenia zużycia energii na potrzeby własne wytwórni.

Opierając się na doświadczeniach energetyków radzieckich, analizując własne niedociągnięcia i osiągnięcia z lat ubiegłych, energetycy polscy podjęli zobowiązania pierwszomajowe, których realizacja zapewni poważne oszczędności węgla kamiennego oraz przedterminowe wykonanie zadań produkcyjnych w ostatnim roku planu 6-letniego.

Mgr inż. Eugeniusz Zadrzyński
Podsekretarz Stanu

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

Możliwości ekonomicznego wykorzystania spalinowych podgrzewaczy wody zasilającej

Inż. Stefan Kasprzyk

Treść: Spalinowe podgrzewacze wody zasilającej w teorii i w praktyce. Podgrzewacze wody z rur żebrowych. Parujące podgrzewacze wody. Ekonomiczny rozdział rur żebrowych na podgrzewacze różnych kotłów. Usprawnienie eksploatacji kotłów przez prawidłową regulację nastawienia kłapy obejściowej dla spalin. Zagadnienia bezawaryjnej pracy parujących podgrzewaczy wody. Wnioski.

Wstęp

W nowoczesnej technice budowy kotłów parowych podgrzewacz wody jest obok podgrzewacza powietrza normalną częścią składową jednostki kotłowej umożliwiającą uzyskanie poprawnego wychłodzenia spalin odlotowych. Rozróżniamy przy tym zasadniczo dwa typy spalinowych podgrzewaczy wody, a mianowicie:

A. Żeliwne podgrzewacze z rur żebrowych, w których podgrzewamy wodę do temperatury niższej od temperatury nasycenia, odpowiadającej ciśnieniu w kotle. Podgrzewacze tego typu mają więc ograniczony zakres dopuszczalnego podgrzewu wody zasilającej (zwłaszcza przy niskich ciśnieniach roboczych kotłów).

B. Parujące podgrzewacze wody wykonane z węzownic stalowych, umożliwiające nie tylko wysokie podgrzanie wody zasilającej, ale również i częściowe jej odparowanie (odciążenie kotła właściwego).

Spalinowe podgrzewacze wody stanowią stosunkowo prostą część jednostki kotłowej, która z reguły powinna pracować bez zarzutu, zwiększając znacznie sprawność kotła. W przeciętnych jednak warunkach eksploatacyjnych często właśnie w podgrzewaczach wody występują charakterystyczne usterki, które praktycznie obniżają efekt wykorzystania powierzchni ogrzewalnej, a nawet — stwarzają niekiedy poważne trudności ruchowe. Przyczyną tego stanu jest wpływ zmiany parametrów ruchowych kotła na pracę podgrzewaczy. Warunki pracy podgrzewaczy zależą od zmian obciążenia kotła, jak również od prawidłowego działania regulatorów zasilania. Ponadto charakter pracy podgrzewaczy wody wiąże się ściśle z warunkami ciągu. Opory przepływu spalin w podgrzewaczach wody są stosunkowo duże. Poza tym często występujące zanieczyszczenie powierzchni ogrzewalnej podgrzewaczy, zwłaszcza żebrowych, wymaga szczególnie starannego wykonania i montażu oraz umiejętnej eksploatacji. Toteż podgrzewacze wody przy niskim poziomie obsługi ruchowej dają niejednokrotnie znikomy zysk ekonomiczny w zestawieniu z trudnościami ruchowymi. Nierzadkie są wypadki, że podgrzewacze są całkowicie wyłączone po stronie wodnej i przez obniżenie ciągu niekorzystnie wpływają na pracę palenisk kotłowych.

Wytyczne prawidłowego doboru wielkości podgrzewaczy

W opisanych powyżej warunkach będzie celowa analiza zagadnienia prawidłowego doboru wielkości powierzchni podgrzewaczy wody z uwzględnieniem możliwości ekonomicznego wykorzystania materiałów na rury, jak również wpływu zasadniczych czynników eksploatacyjnych na sprawność kotła i pewność pracy.

Zagadnienie to jest szczególnie ważne w energetyce przemysłowej, gdzie dobudowa brakujących podgrzewaczy wody do jednostek kotłowych starszych typów stanowi jedno z podstawowych ogniw na drodze ich modernizacji. W tych przypadkach zazwyczaj kotły wyposaża się w podgrzewacze wody z żeliwnych rur żebrowych. Rury żebrowe są produkowane w kraju jeszcze w niedostatecznej ilości. Niekiedy przestarzałe kotłownie przez wiele lat prowadzą w ruchu kotły bez podgrzewaczy, przy czym temperatura spalin odlotowych znacznie przekracza 300 °C, a niekiedy dochodzi nawet do 400 °C.

Zdarza się również, że kotły są zaopatrzone w podgrzewacze wody o zbyt dużej powierzchni ogrzewalnej. W tak skonstruowanych żeliwnych podgrzewaczach temperatura wody osiąga punkt wrzenia, co staje się powodem zaburzeń w zasilaniu — zwłaszcza, gdy brak jest dostatecznie czułych regulatorów reagujących na zmiany obciążenia kotłów. Występujące wówczas uderzenia wodne ze względu na wytrzymałość żeliwnych rur żebrowych zagrażają bezpieczeństwu ruchu w kotłowni.

Zbyt duża liczba rur żebrowych podgrzewacza jest również powodem znacznych strat ciągu. Wielkość tych strat zależy wyraźnie od jakości wykonania rur żebrowych oraz od starannego montażu zapewniającego dobre warunki przepływu gazów spalinowych.

Przy nadmiernych stratach ciągu w podgrzewaczu wody komora paleniskowa pracuje często z nadciśnieniem a wydajność kotła bywa niższa od znamionowej, gdyż nie można wówczas wykorzystać w pełni istniejącego poddmuchu.

Należy stwierdzić, że przy braku na rynku krajowym dostatecznej ilości rur żebrowych budowa podgrzewaczy wody o dużej powierzchni ogrzewalnej nie jest ekonomicznie uzasadniona, nawet gdy wyżej wymienione trudności ruchowe nie występują.

Analizę tego zagadnienia można przeprowadzić na przykładzie z podgrzewaczem wody podwyższającym temperaturę wody zasilającej z 100 °C na 200 °C.

Z równania bilansu podgrzewacza wody wynika zależność

$$D \cdot \Delta t_w = B \cdot V_s \cdot C_{ps} \cdot \Delta t_s \cdot 0,94,$$

gdzie

D — wydajność kotła w kg/h,
 Δt_w — podgrzanie wody zasilającej w podgrzewaczu spalinowym w °C,

B — ilość spalnego paliwa w kg/h,

V_s — jednostkowa ilość spalin w Nm³/kg,

C_{ps} — średnie ciepło właściwe spalin w $\frac{\text{kcal}}{\text{Nm}^3}$,

Δt_s — wychłodzenie spalin w °C.

Sprawność podgrzewacza wody $\eta_p = 0,94$ uwzględnia 6% strat ciepła do otoczenia.

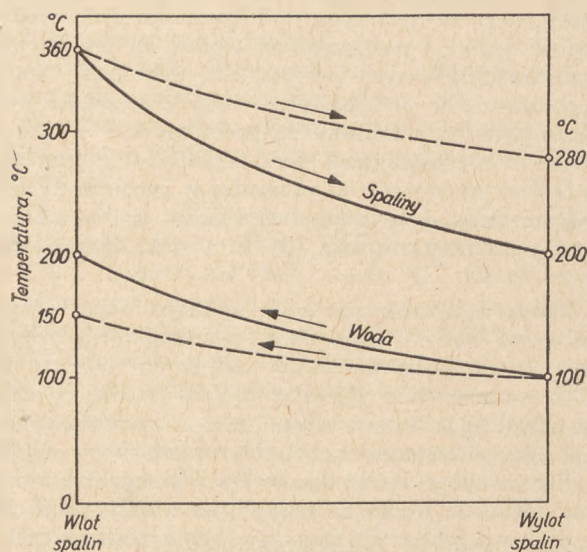
Przyjmując dla rozpatrywanych warunków

$$\text{odparowalność } d = \frac{D}{B} \approx 5 \text{ kg/kg,}$$

średnie ciepło właściwe spalin $C_{ps} \approx 0,33 \text{ kcal/Nm}^3 \cdot$
jednostkową ilość spalin $V_s \approx 10 \text{ Nm}^3/\text{kg,}$
otrzymamy

$$\frac{\Delta t_s}{\Delta t_w} = \frac{D}{B} \cdot \frac{1}{V_s \cdot C_{ps} \cdot 0,94} = \frac{15}{10 \cdot 0,33 \cdot 0,94} = 1,6$$

W rezultacie podgrzewaniu wody od temperatury 100 do 200 °C towarzyszy wychłodzenie spalin o 160 °C, czyli np. od temperatury 360 °C do temperatury 200 °C.



Rys. 1. Wykres temperatur podgrzewacza wody w układzie przeciuprądowym

Przytoczone warunki pokazane są na rys. 1, który przedstawia pracę wymiennika ciepła w układzie przeciuprądowym. Na rysunku tym zaznaczono również nieco odmienny przypadek (linią kreskowaną), dla którego podgrzanie wody wynosi tylko 50 °C, tj. od temperatury 100 °C do temperatury 150 °C, obniżenie zaś temperatury spalin — 80 °C, tj. od temperatury 360 °C do temperatury 280 °C. Dla obu przypadków obliczono wielkości powierzchni ogrzewalnych (na 1 tonnę pary), potrzebne do uzyskania podanego wyżej efektu cieplnego przy założeniu stałego współczynnika przenikania ciepła $k = 12 \text{ kcal/m}^2\text{h}^\circ$.

1. W pierwszym przypadku średnia różnica temperatur:

$$\Delta t_m = \frac{360 + 200}{2} - \frac{200 + 100}{2} = 280 - 150 = 130^\circ\text{C}$$

a powierzchnia ogrzewalna na tonnę pary

$$1000 \cdot \frac{F}{D} = 1000 \cdot \frac{\Delta t_w}{\Delta t_m \cdot k} = 1000 \cdot \frac{100}{130 \cdot 12} = 64 \frac{\text{m}^2}{\text{t/h}}$$

2. Dla przypadku drugiego średnia różnica temperatur:

$$\Delta t_m \approx \frac{360 + 280}{2} - \frac{150 + 100}{2} = 195^\circ\text{C}$$

a powierzchnia ogrzewalna na tonnę pary

$$1000 \cdot \frac{F}{D} = 1000 \cdot \frac{\Delta t_w}{\Delta t_m \cdot k} = 1000 \cdot \frac{50}{195 \cdot 12} = 21,3 \frac{\text{m}^2}{\text{t/h}}$$

Z powyższego zestawienia wynika, że dla uzyskania podgrzania wody o połowę niższe-

go wystarczy jedna trzecia część pierwotnej powierzchni ogrzewalnej podgrzewacza.

A więc po rozdzieleniu powierzchni podgrzewacza na trzy równe części i po zainstalowaniu każdej w innym kotle przy tej samej temperaturze spalin odlotowych otrzymuje się efekt cieplny 1,5 razy wyższy niż poprzednio, gdy cała powierzchnia ogrzewalna była zainstalowana w jednym tylko kotle.

Dodając do powyższego spostrzeżenia podane na wstępie a wynikające z wad ruchowych przy podgrzewaczach wody o zbyt dużych powierzchniach ogrzewalnych, tj. szkodliwe parowanie wody i duże straty ciągu oraz fakt, że znaczna liczba kotłów pracujących z nadmiernie wysoką temperaturą spalin odlotowych od wielu już lat czeka na nowe podgrzewacze wody (z powodu braku rur żebrowych) można wówczas wyciągnąć następujący wniosek:

Należy zmniejszyć powierzchnie ogrzewalne istniejących zbyt dużych podgrzewaczy wody (np. do połowy ich pierwotnej wielkości), a uzyskane w ten sposób rury żebrze — użyć do budowy nowych podgrzewaczy przy innych jednostkach kotłowych. W przyszłości należałoby przy projektowaniu nowych podgrzewaczy wody pamiętać o konieczności możliwie jak największego oszczędzania deficytowych rur żebrowych i instalowania raczej wielu mniejszych podgrzewaczy wody niż — małej liczby podgrzewaczy o dużych powierzchniach.

W instalacjach, gdzie zbyt duża powierzchnia ogrzewalna podgrzewacza wody ma wpływ szkodliwy na pracę kotła, gdyż albo powoduje nadmierną stratę ciągu i obniża wydajność kotła lub zmusza palaczy do kierowania części spalin z ominięciem podgrzewacza, aby zapobiec wrzeniu wody w rurach żebrowych — częściowe usunięcie rur żebrowych nie tylko nie pogorszy, lecz praktycznie poprawi warunki pracy rozpatrywanych kotłów.

Korzyści wynikające z przeprowadzenia przy okazji remontów kapitalnych proponowanej przebudowy będą więc następujące:

1. Zmniejszenie strat ciągu przez usunięcie nadmiaru rur podgrzewacza oraz usunięcie trudności ruchowych spowodowanych wrzeniem wody w podgrzewaczach.

2. Wykorzystanie starych rur żebrowych do zainstalowania podgrzewaczy wody w wielu jednostkach kotłowych.

3. Poprawa sprawności dużej liczby kotłów w energetyce przemysłowej, które dotychczas pracowały bez podgrzewaczy wody. Warto nadmienić, że spotykane w niektórych starych kotłowniach centralne podgrzewacze wody są niepraktyczne w eksploatacji, gdyż ulegają szybkiemu zapopieleniu, a przy niskich obciążeniach kotłowni pracują bardzo nieekonomicznie. Dlatego też nie należy instalować podgrzewaczy centralnych, a istniejące zastępować przez podgrzewacze indywidualne — o znacznie mniejszych rozmiarach.

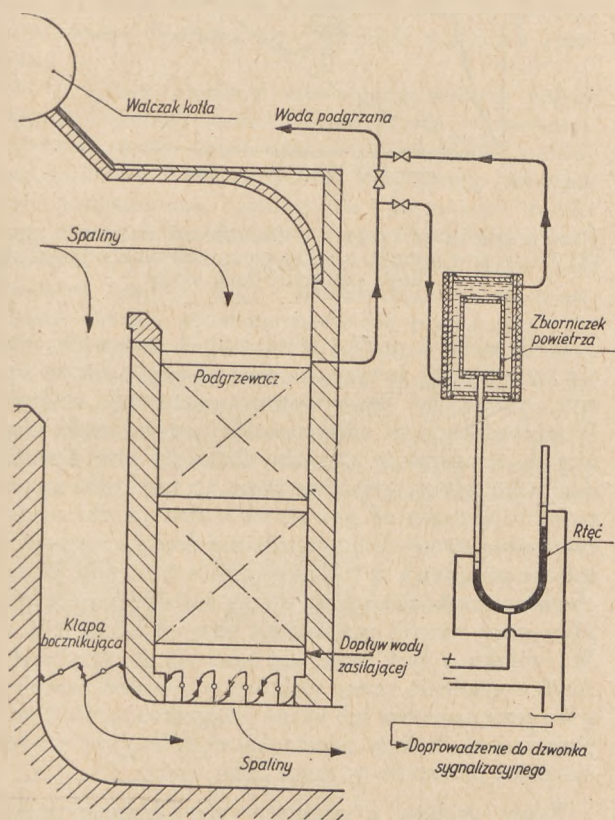
Wytyczne usprawnienia ruchu podgrzewaczy przez prawidłową regulację kłapy obejściowej dla spalin

Jeżeli kotły wyposażone w żebrze podgrzewacze wody pracują przy zmiennym poborze pary, to nie-

kiedy, np. po nagłym obniżeniu obciążenia kotła i po zmniejszeniu natężenia przepływu wody zasilającej może wystąpić niepożądane zjawisko wrzenia wody w podgrzewaczu.

Wypadki takie zdarzają się głównie w kotłach starszych typów, które nie posiadają dostatecznie czułych i szybko reagujących regulatorów zasilania. Przy wrzeniu wody poważnie wzrastają opory przepływu mieszanki parowowodnej przez rurociągi zasilające kotła i mogą nawet wystąpić trudności w utrzymaniu właściwego poziomu wody w walczaku.

Środkiem zaradczym jest w tych warunkach chwilowe kierowanie części strumienia spalin z ominięciem podgrzewacza. Po wyregulowaniu jednak paleniska i po uzyskaniu równowagi cieplnej należy klapę bocznikującą podgrzewacz możliwie szybko zamknąć.



Rys. 2. Urządzenie sygnalizujące przekroczenie granicznych temperatur wody zasilającej za podgrzewaczem

Palacze obawiając się tego rodzaju trudności ruchowych pozostawiają często wymienione omijające kłapy stale otwarte, zmniejszając w ten sposób bardzo poważnie ekonomiczny efekt cieplny podgrzewaczy wody.

Poniżej opisane urządzenia mają na celu zapobiec poprzednio opisanym stratom, spowodowanym kierowaniem znacznej części strumienia spalin wprost do komina.

Zadaniem pierwszego z tych urządzeń (rys. 2) jest sygnalizacja dzwonkiem elektrycznym zbyt wysokiej lub zbyt niskiej temperatury wody podgrzanej w podgrzewaczu. Drugie urządzenie (rys. 3) automatycznie reguluje położenie kłapy bocznikującej podgrzewacz wody za pomocą serwowatora sterowanego czujnikiem mierzącym temperaturę wody za podgrzewaczem.

A. Urządzenie sygnalizujące (rys. 2)

W rurociąg podgrzanej wody zasilającej włączone jest naczynie, w którym mieści się zbiorniczek powietrza połączony z rterciowym manometrem różnicowym. Zbiorniczek ten omywany wodą zasilającą znajduje się zwykle pod ciśnieniem około 1,5 ata, co odpowiada różnicy słupa rterci w ramionach U-rurki około 370 mm.

Wzrost temperatury powietrza w zbiorniczku ponad dopuszczalną wartość powoduje podniesienie poziomu rterci w prawym ramieniu U-rurki i włączenie dzwonka sygnalizacyjnego.

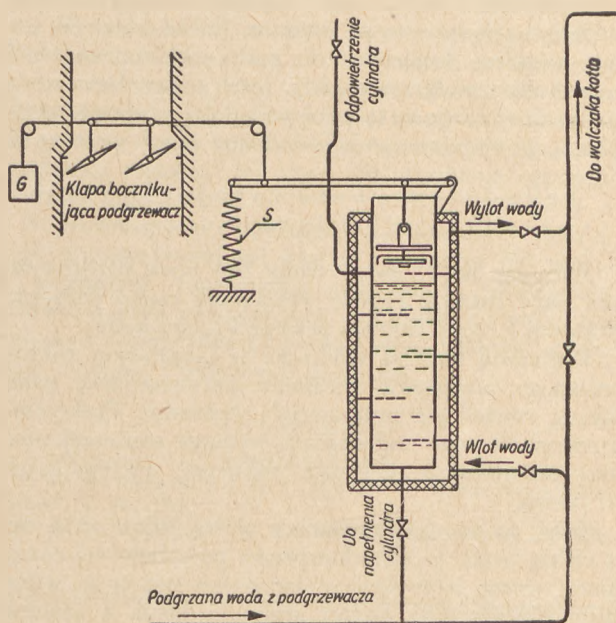
Obniżenie temperatury powietrza w zbiorniczku poniżej dopuszczalnej granicy powoduje również włączenie dzwonka sygnalizacyjnego przez przesunięcie słupka rterci w lewym ramieniu manometru różnicowego.

Prawidłowość pracy urządzenia, tj. sygnalizacja krańcowych temperatur podgrzewacza ulega wpływom zmian ciśnienia barometrycznego. W praktyce jednak nie ma to poważniejszego znaczenia.

B. Urządzenie automatyczne (rys. 3)

Przy silnych wahanach obciążenia kotła prawidłowe manewrowanie klapą bocznikującą wylot spalin z ominięciem podgrzewacza wody jest dla palacza zadaniem trudnym do wykonania.

Urządzenie automatyczne składa się z cylindra szczelnie zamkniętego tłokiem dociskany sprężyną *S* przez przekładnię dźwigniową. Tłok posiada kołnierz uszczelniający z fibry odpornej na temperaturę pary nasyconej. W cylindrze znajduje się woda. W ruchu zaworki napełniający i odpowietrzający powinny być szczelnie zamknięte. Cylinder jest otoczony płaszczem zasilanym wodą gorącą odpływającą z podgrzewacza. Dzięki intensywnej wymianie ciepła — woda zawarta w cylindrze osiąga temperaturę zbliżoną do temperatury wody opuszczającej podgrzewacz. Jeżeli temperatura wody za podgrzewaczem wzrośnie a pod tłokiem wytworzy się para nasycona, to tłok będzie unoszony



Rys. 3. Automatyczna regulacja położenia kłapy bocznikującej żebrowy podgrzewacz wody

w górę tak długo, aż siła napinająca sprężynę S zrówna się z siłą wypadkową pochodzącą od ciśnienia pary nasyconej. Ruch tłoka i związanej z nim dźwigni jest przeniesiony na klapę, która otwiera się i przepuszcza odpowiednią część strumienia spalin. Dla opisanej instalacji warto podać dane liczbowe dotyczące prędkości pracy urządzenia oraz wielkości sił działających na dźwignię klapy.

Przyjmując, że średnica cylindra wynosi 80 mm a wysokość płaszcza grzejnego 200 mm otrzymamy:

powierzchnię tłoka: $f_t = d^2 \frac{\pi}{4} = 50 \text{ cm}^2$ oraz

powierzchnię grzejną płaszcza:

$$f_g = h \cdot d \cdot \pi + d^2 \frac{\pi}{4} = 550 \text{ cm}^2 = 0,055 \text{ m}^2$$

Przyjmując współczynnik przenikania ciepła $k = 2000 \frac{\text{kcal}}{\text{m}^2 \text{h}}$ oraz średnią użyteczną różnicę temperatur $\Delta t = 10^\circ \text{C}$ otrzymamy

$$Q = \frac{k \cdot f_g \cdot \Delta t}{3600} = \frac{2000 \cdot 0,055 \cdot 10}{3600} = 0,3 \frac{\text{kcal}}{\text{s}}$$

Ilość dopływającego ciepła w ciągu trzydziestu sekund wynosi zatem 9 kcal, co przy pojemności cylindra 1 litr odpowiada podgrzaniu wody w nim zawartej o 9°C . Jeżeli więc np. przy temperaturze wody 160°C został osiągnięty punkt wrzenia, to dalszemu podwyższeniu temperatury o 9°C towarzyszyć będzie wzrost ciśnienia nasycenia pod tłokiem od 6,3 ata (5,3 atn) do 7,9 ata (6,9 atn), a nacisk tłoka na dźwignię zwiększy się z 265 kG na 345 kG.

Przez odpowiednie dobranie przekładni przeciwagi G oraz sprężyny S można łatwo uzyskać siłę wymaganą do uruchomienia klapy. W opisywanym przykładzie przy przekładni 1 : 5 siła działająca na końcu dźwigni wzrośnie z 53 do 69 kG.

W ten sposób przy wzroście temperatury tłok automatycznie zmienia nastawienie klapy obciążeniowej i zmniejsza obciążenie cieplne podgrzewacza. Urządzenie takie można zastosować przy kotłach zaopatrzonych w żeliwne podgrzewacze żebrze. Nacisk sprężyny należy wówczas dostosować do granicznej dopuszczalnej temperatury podgrzewu wody. Jeżeli temperatura wody podgrzanej spadnie, to para pod tłokiem ulegnie skropleniu, powodując zamknięcie klapy przez sprężynę S .

Zagadnienie bezawaryjnej pracy parujących podgrzewaczy wody

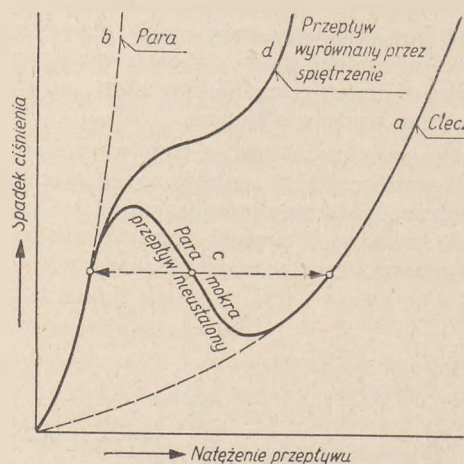
Parujący podgrzewacz wody jest obok przegrzewacza pary jedną z bardzo wrażliwych części jednostki kotłowej i często zagraża pewności ruchu kotła.

Przyczyną tego są trudności w osiągnięciu równomiernego przepływu mieszanki parowowodnej przez szereg równolegle połączonych węzownic. Praktyczne rozwiązanie tego zagadnienia wymaga starannej analizy zasadniczych przyczyn zaburzeń występujących w ruchu.

Jeżeli mamy do czynienia z cieczą jednorodną, np. z ciekłą wodą, to charakterystyka przepływu tej cieczy przez szereg równolegle połączonych węzownic wykazuje równomierny wzrost straty ciśnienia z kwadratem masowego natężenia przepływu (rys. 4, krzywa a).

To samo następuje, jeżeli zamiast cieczy przez węzownice przepływa para nasycona, sucha lub prze-

grzana. Charakterystyka przepływu (rys. 4, krzywa b) posiada wówczas kształt podobny, aczkolwiek o przebiegu bardziej stromym, gdyż czynnik o mniejszej gęstości płynie z większą prędkością, od której zależy strata ciśnienia.



Rys. 4. Zależność straty ciśnienia od natężenia przepływu w równolegle połączonych węzownicach parującego podgrzewacza wody

Jeżeli woda w pęczku równoległych węzownic osiągnie temperaturę wrzenia, to nastąpi nagły wzrost oporów przepływu spowodowany wzrostem objętości. W węzownicach, w których woda podgrzeje się wcześniej do temperatury wrzenia, charakter przepływu będzie nieustalony, gdyż tworzące się poduszki parowe zwiększają prędkość przepływu a tzw. „korki wodne” zwiększają stratę ciśnienia, chociaż średnie masowe natężenie przepływu w tych węzownicach maleje. Zmianę charakterystyki przepływu cieczy jednorodnej na przepływ pary mokrej przedstawia krzywa c (na rys. 4). W związku z tym może się zdarzyć, że przy stałym spadku ciśnienia przez niektóre węzownice przepływa tylko para nasycona lub nawet przegrzana, przez inne — para mokra, będąca mieszaną wody i pary, a wreszcie przez pozostałe — sama tylko woda.

Nawet drobne, w praktyce nieuniknione, różnice temperatur wody podgrzanej przepływającej przez różne węzownice powodują tworzenie się poduszek parowych i korków wodnych, a więc straty ciśnienia w jednych węzownicach, podczas gdy inne są intensywnie chłodzone wzmocnionym przepływem cieczy, która nie osiąga temperatury wrzenia. Stan ten nie jest ustalony i rozkład jego ulega częstym zmianom pod wpływem drobnych lokalnych wahań natężenia wymiany ciepła, co prowadzi do stałych wahań temperatury ścianek węzownic, a zatem — do zmęczenia materiału i ewentualnych uszkodzeń węzownic.

W miejscach o intensywnym parowaniu występuje zjawisko anormalnie silnej koncentracji zanieczyszczeń zawartych w wodzie zasilającej, które wydzielają się najczęściej właśnie w miejscach największych zmian natężeń cieplnych.

Uniknięcie tych wad wymaga stworzenia takich warunków przepływu, ażeby stan strumienia mieszanki parowowodnej przepływającej przez różne węzownice

był ustalony i nie ulegał nagłym zmianom. Do osiągnięcia tego celu służą w praktyce następujące sposoby:

1. We wstępnej części podgrzewacza wody należy wytworzyć tak znaczny spadek ciśnienia wody, aby zmiany ciśnienia spowodowane procesem wrzenia wody w części parującej nie mogły mieć poważniejszego wpływu na rozkład zasilania poszczególnych węzownic. W tym celu węzownice podgrzewaczy są często wykonywane z szeregowo połączonych rur o stopniowo wzrastających średnicach, co prowadzi do zwiększenia straty ciśnienia w części wstępnej podgrzewacza i do obniżenia straty ciśnienia w części parującej. Niekiedy staje się celowe wstawienie na wlocie do części wodnej dysz zasilających poszczególne węzownice.

Odcinek krzywej *d* na rys. 4 przedstawia wyrównanie charakterystyki przepływu przez spiętrzenie ciśnienia we wstępnym podgrzewaczu, wskazując na stały wzrost straty ciśnienia przy wzroście natężenia przepływu.

2. U wylotu wstępnej części podgrzewacza należy zawsze umieszczać komory zbiorcze dla wyrównania temperatur wody opuszczającej poszczególne węzownice, do komór tych jest z kolei przyłączona parująca część podgrzewacza. Szczególnie korzystne wyniki osiąga się przez połączenie na krzyż obu części podgrzewacza (rys. 5); wówczas we wstępnej części podgrzewacza istnieją dwie zbiorcze komory wylotowe. Z lewej komory zbiorczej zasilą się prawą, a z prawej — lewą część podgrzewacza parującego w celu możliwie dokładnego wyrównania temperatur wody.

3. Parujące podgrzewacze wody należy chronić przed skutkami nagłych spadków obciążenia kotła, zwłaszcza gdy regulator zasilania zadziała wcześniej, zanim wobec bezwładności ciepłej kotła nastąpi obni-

żenie natężenia ciepłego w podgrzewaczu, w przeciwnym bowiem razie może to w praktyce ruchowej łatwo spowodować uszkodzenie węzownic. Środkiem zapobiegawczym jest w tych okresach wzmożone zasilanie i odmulanie kotła.

Wnioski ogólne

1. W praktyce ruchowej spotyka się kotły — głównie niskoprężne, które mają żebrowe podgrzewacze wody o zbyt dużej powierzchni ogrzewalnej.

Stan ten stwarza trudności ruchowe: obniżenie wydajności kotła z powodu braku ciągu, parowanie wody w rurach żebrowych i trudności zasilania. Najlepiej wówczas zdemontować część rur żebrowych i wykorzystać je do instalowania podgrzewaczy wody w innych starych kotłach energetyki przemysłowej.

Wzrost straty kominowej przy zmniejszeniu powierzchni podgrzewacza wody jest nieznaczny w porównaniu z korzystną poprawą warunków pracy paleniska i układu wodnoparowego.

2. Rury żebrowe potrzebne do budowy podgrzewaczy wody w kotłach starych typów są obecnie materiałem deficytowym.

W związku z tym wiele kotłów nadających się do modernizacji pracuje przy temperaturach spalin odłotowych znacznie przekraczających 300 °C, a czasem nawet 400 °C. Praktyka modernizacji kotłów starych wskazuje, że zamiast wyposażać nieliczne jednostki kotłowe w podgrzewacze żebrowe o dużej powierzchni ogrzewalnej (np. około 60 m²/t/h) dużo ekonomiczniej jest budować podgrzewacze mniejszych rozmiarów (np. około 25 m²/t/h), lecz zato w większej liczbie jednostek kotłowych, wykorzystując zdemontowane rury żebrowe.

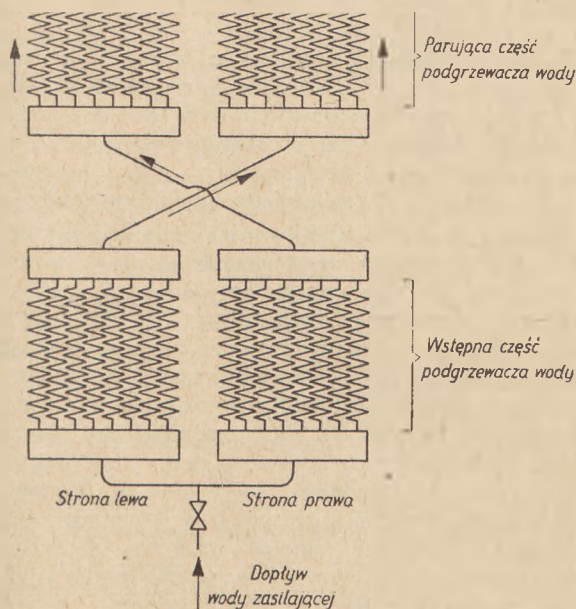
3. Centralne podgrzewacze wody spotykane w niektórych kotłowniach są niewygodne w eksploatacji, gdyż ulegają szybkiemu zapozieleniu i przy niskich obciążeniach kotłów pracują nieekonomicznie. Należy więc zastępować je indywidualnymi podgrzewaczami wody przy poszczególnych jednostkach kotłowych.

4. W ruchu należy zwracać baczną uwagę na prawidłowe nastawienie klapy bocznikującej podgrzewacz wody, zwłaszcza przy zmiennym obciążeniu kotła. Omówione powyżej usprawnienia mogą ułatwić zadanie palacza dzięki odpowiedniej sygnalizacji lub automatycznej regulacji tej klapy dla uzyskania optymalnych warunków pracy.

5. Bezawaryjna eksploatacja podgrzewaczy parujących wymaga wnikliwej analizy warunków ich pracy, a szczególnie zapewnienia jednakowej temperatury strumienia wody podgrzewanej na wlocie do części parującej i odpowiedniego doboru strat ciśnienia w obu jej częściach: wstępnej i parującej.

Literatura

1. Munzinger — Dampfkraft, 1949.
2. K. F. Roddatis i E. I. Romm — Kotelnyje ustanowki. T. II, 1946.
3. A. A. Dawidow — Naładka kotłoaagregatow, 1952.



Rys. 5. Wyrównawcze — krzyżowe połączenie parującej i wstępnej części podgrzewacza wody

Zabezpieczenia ziemnozwarciowe stojanów turbogeneratorów pracujących w układzie blokowym

Inż. Zdzisław Mroczkowski

Część II

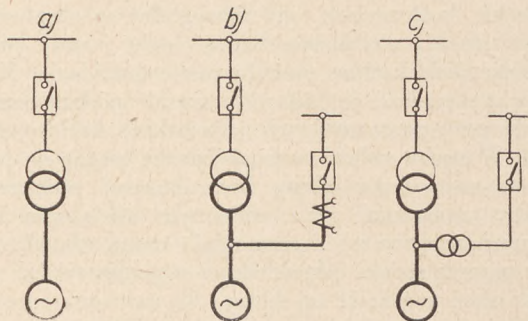
Zadania zabezpieczenia ziemnozwarciowego generatorów

Idealny układ zabezpieczeń powinien spełniać następujące zadania:

- reagować na wszystkie zwarcia doziemne w strefie chronionej;
- wyłączać i odzyskiwać generator w tych przypadkach, gdy skutki zwarcia doziemnego zagrażają poważnym uszkodzeniem, tj. przy prądzie doziemnym większym niż $5 \div 7$ A;
- sygnalizować wszystkie zwarcia doziemne w strefie chronionej, nawet w tych przypadkach, gdy nie grozi to poważnym uszkodzeniem generatora;
- nie reagować na zwarcia doziemne poza strefą chronioną ani na uszkodzenia innego rodzaju wewnątrz i na zewnątrz strefy chronionej.

Trudno jest wykonać układ spełniający wszystkie powyższe warunki. Dlatego najczęściej stosuje się układy zabezpieczeń, które tylko sygnalizują zwarcia doziemne w przypadku, gdy prądy doziemne nie osiągają znacznych natężeń lub tylko wyłączają generator, gdy prądy doziemne mogą uszkodzić jego uzwojenie.

Wielkość strefy chronionej zależy od sposobu przyłączenia generatora do sieci. Zasięg strefy chronionej w układach blokowych przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Zasięg strefy chronionej zabezpieczeniem ziemnozwarciowym w układach blokowych

a — praca bloku z transformatorem, b — praca w bloku z transformatorem i z zaczepek do bezpośredniego zasilania potrzeb własnych, c — praca w bloku z transformatorem i z zaczepek do zasilania potrzeb własnych za pośrednictwem transformatora

Warunki podane w punktach a) i c) uzyskuje się bardzo rzadko. Zwykle zabezpieczenie nie reaguje na zwarcia doziemne w punkcie zerowym uzwojenia generatora i w jego pobliżu. Składają się na to dwie przyczyny, a mianowicie: trudność ustalenia za pomocą pomiaru — zwarcie doziemnych w pobliżu punktu zerowego i nieszkodliwość tego rodzaju zwarcie. Największą dopuszczalną względną liczbę niezabezpieczonych zwojów stojana określa się w zależności od napięcia doziemnego, występującego w miejscu zwarcia. Jako wartość graniczną przyjmuje się napięcie, przy którym nie utrzymuje się już łuk elektryczny

$$\alpha_x = \frac{U_i}{U_f \cdot 1,05} \quad (8)$$

gdzie

α_x — największa dopuszczalna względna liczba niezabezpieczonych zwojów,

U_i — napięcie, przy którym już nie utrzymuje się łuk ziemnozwarciowy,

U_f — znamionowe napięcie fazowe generatora,

1,05 — współczynnik uwzględniający podwyższone napięcie generatora.

Napięcia U_i nie można obliczyć teoretycznie; wyznacza się je doświadczalnie. Według zaleceń radzieckich $U_i = 500$ V, a według przepisów niemieckich $U_i = 1000$ V.

Wartości α_x , obliczone ze wzoru (8) zestawiono w tablicy 1.

Tablica 1

Największa niezabezpieczona liczba zwojów stojana generatora w zależności od napięcia doziemnego, przy którym nie utrzymuje się łuk elektryczny

Napięcie znamionowe generatora kV	α_x	
	$U_i = 500$ V	$U_i = 1000$ V
6,3	$\approx 0,26$	$\approx 0,13$
10,5	$\approx 0,16$	$\approx 0,08$

Podane w tablicy 1 wartości α_x stanowią warunki stosunkowo ciężkie i trudne do dotrzymania. Z uwagi na małe prawdopodobieństwo zwarcie doziemnych w pobliżu punktu zerowego rezygnuje się zwykle z pełnego zabezpieczenia, przyjmując $\alpha_x = 0,3$, co znacznie upraszcza układy zabezpieczeń ziemnozwarciowych.

Zwarcia doziemne w odległości mniejszej niż 30% uzwojenia od punktu zerowego należą jednak do rzadkości. Jeżeli zaś taki rzadki przypadek zajdzie i nie zasygnalizowany trwać będzie długo, to mały prąd doziemny może z czasem spowodować poważne uszkodzenie generatora, które zostanie zauważone dopiero z chwilą przejścia nieszkodliwego zwarcia doziemnego w zwarcie międzyfazowe. Rozpatrując sprawę pod tym kątem widzenia należy przypisać pewną, choć ograniczone znaczenie urządzeniu, które mogłoby sygnalizować powstanie zwarcie doziemnych w całym uzwojeniu generatora, łącznie z punktem zerowym. Urządzenie takie musiałoby być oczywiście bardzo proste i tanie, gdyż jedynie te zalety mogłyby uzasadnić jego zastosowanie wobec małego prawdopodobieństwa powstania warunków jego zadziałania.

Z tych samych przyczyn należy odnieść się krytycznie do układów zabezpieczeń dających względną liczbę zabezpieczonych zwojów mniejszą niż podano w tablicy 1 dla $U_i = 500$ V i każdorazowo szczegółowo przeanalizować możliwość zastosowania takich układów.

Rodzaje stosowanych układów zabezpieczeń

W zależności od sposobu pomiaru wielkości elektrycznych, umożliwiających ustalenie zwarcia doziemnego rozróżnia się pięć zasadniczych rodzajów zabezpieczeń ziemnozwarciowych, a mianowicie:

1. zabezpieczenia zerowo-napięciowe,
2. zabezpieczenia zerowo-prądowe różnicowe,
3. zabezpieczenia zerowo-prądowe nadmiarowe,
4. zabezpieczenia zerowo-mocowe nadmiarowe,
5. zabezpieczenia zerowo-mocowe różnicowe.

W układach blokowych stosuje się najczęściej zabezpieczenia zerowo-napięciowe, a czasem również zerowo-prądowe nadmiarowe. W przypadkach, gdy w układach blokowych istnieje odgałęzienie z zacisków generatora do szyn zbiorczych, których nie można wyłączyć ze zwłoką czasową mniejszą niż dla generatora, stosuje się dla zabezpieczenia ziemnozwarciowego odgałęzienia układ zerowo-mocowy oddzielający zwarcia doziemne generatora od zwarcia na odgałęzieniu. Stosuje się tu układy analogiczne jak dla zabezpieczenia generatora pracującego bezpośrednio na szyny zbiorcze. Układy tego typu przedstawiają obszernie zagadnienie, nie omówione w niniejszym artykule.

Przy pracy generatorów na szyny zbiorcze stosowano dawniej bardzo rozpowszechnione zabezpieczenia zerowo-mocowe, obecnie wypierane przez czułe układy zerowo-prądowe nadmiarowe. Zabezpieczenia zerowo-prądowe różnicowe nie są zalecane ze względu na znaczne prądy doziemne potrzebne do ich rozruchu.

W celu zmniejszenia dużych prądów rozruchu zabezpieczenia zerowo-prądowego różnicowego stosuje się niekiedy zabezpieczenia zerowo-mocowe różnicowe. Zabezpieczenia ziemno-zwarciowe typu różnicowego stosuje się rzadko i tylko przy generatorach o niewielkiej mocy, pracujących bezpośrednio na szyny zbiorcze.

Zabezpieczenie zerowo-napięciowe

Mierząc napięcia kolejności zerowej można ustalić jednobiegunowe zwarcie z ziemią w uzwojeniu generatora i we wszystkich obwodach, połączonych galwanicznie z jego zaciskami.

W przypadku pracy generatora bezpośrednio na szyny rozdzielni o napięciu równym jego napięciu znamionowemu nie można tym sposobem odróżnić zwarcia doziemnych w uzwojeniu generatora od zwarcia doziemnych w sieci. Dlatego zakres stosowania tego rodzaju zabezpieczeń ogranicza się do układów blokowych.

W układach z zaczepami do zasilania potrzeb własnych zabezpieczenie zerowo-napięciowe spełnia całkowicie swoje zadanie tylko w przypadkach, gdy potrzeby własne są zasilane za pośrednictwem transformatora zaczepowego. Zabezpieczenie zerowo-napięciowe można stosować do bloków z zaczepem zasilającym bezpośrednio potrzeby własne, jeżeli zaczep można samoczynnie przełączyć na inne źródło zasilania lub w ogóle wyłączyć z czasem krótszym od czasu działania zabezpieczenia ziemnozwarciowego generatora.

Czułość zabezpieczenia zerowo-napięciowego jest ograniczona nie tylko możliwością wykonania przekładników napięciowych, reagujących na niewielki pro-

cent napięcia, które przekładnik musi trwale wytrzymać, lecz przede wszystkim zjawiskiem powstania napięć kolejności zerowej w przypadkach zwarcia doziemnych po stronie wtórnej transformatorów blokowych.

Napięcia tego rodzaju powstają przy jednobiegunowych zwarciach doziemnych w sieci przesyłowej z izolowanym punktem zerowym i decydują o ograniczeniu ilości niezabezpieczonych zwojów generatora do $\alpha_x = 0,15$. Przekładnik nadnapięciowy przyłączony do przekładnika napięciowego o wtórnym napięciu znamionowym 100 V, które występuje przy zwarcu doziemnym na zaciskach generatora, musi więc wytrzymywać stale 100 V, a reagować na napięcie wynoszące $10 \div 15$ V. Współczynnik czułości zabezpieczenia przy zwarciach doziemnych na zaciskach generatora wynosi w tym przypadku

$$K_{cz} = \frac{100}{15} = 6,7.$$

W celu ochrony uzwojenia przekładników nadnapięciowych przed trwałym działaniem maksymalnego napięcia kolejności zerowej stosuje się oporniki o charakterystyce zależnej od napięcia, połączone równolegle z cewką przekładnika i zmniejszające napięcie kolejności zerowej w układzie opornik-cewka przekładnika albo układy podtrzymujące impuls przekładnika nadnapięciowego, a wyłączające jego cewkę.

W sieciach przesyłowych z uziemionym punktem zerowym można nie liczyć się z napięciem występującym w obwodzie generatora przy jednobiegunowych zwarciach doziemnych w sieci przesyłowej.

W tych przypadkach wystarczy nastawić zabezpieczenie ziemnozwarciowe generatora na zwłokę czasową o stopień większą niż największa zwłoka zabezpieczenia ziemnozwarciowego sieci. Czułość zabezpieczenia zerowo-napięciowego generatora ograniczona jest tu jedynie możliwością wykonania odpowiednio czułego przekładnika napięciowego.

Można uzyskać względną liczbę niezabezpieczonych zwojów najwyższej $\alpha_x = 0,1$ i współczynnik czułości przy zwarciach doziemnych na zaciskach generatora

$$K_{cz} = \frac{100}{10} = 10.$$

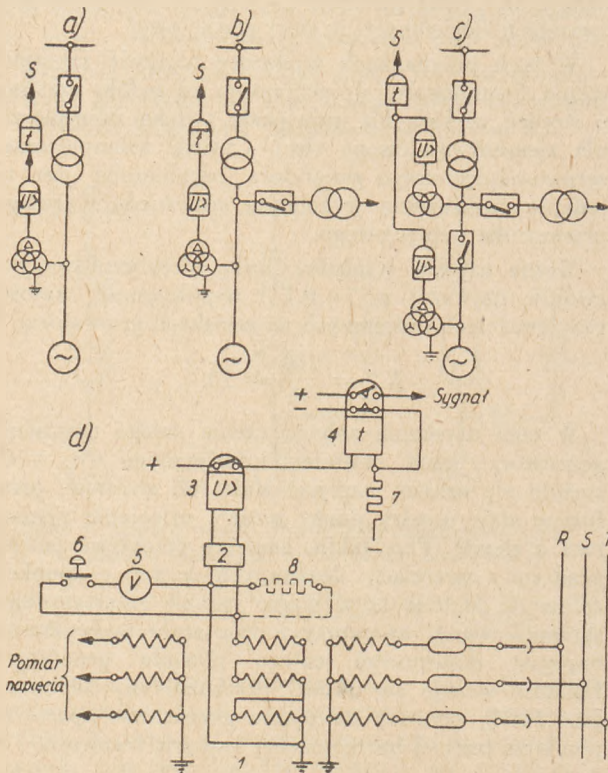
W celu uzyskania zabezpieczenia całego uzwojenia generatora przed zwarciami doziemnymi ($\alpha_x = 0$) stosuje się czasem napięcie stałe lub zmienne, przyłożone stale między punkt zerowy uzwojenia generatora a ziemię. Przy takim napięciu przepływa pewien prąd przy zwarciach doziemnych nawet w punkcie zerowym. Metoda ta wymaga jednak zainstalowania skomplikowanej aparatury i daje stałe podwyższenie napięcia doziemnego całego obwodu generatora. Ostatnio stosuje się układy przekładnikowe zapewniające 100% ochrony uzwojenia generatora, oparte na pomiarze trzeciej harmonicznej napięcia zerowego.

Na rys. 2a przedstawiono nowoczesny, prosty w budowie i pewny w działaniu układ zabezpieczenia ziemnozwarciowego zerowo-napięciowego (L. 6). Zastosowano tu przekładnik napięciowy, trójuzwojeniowy z jednym uzwojeniem wtórnym połączonym w gwiazdę, a służącym do pomiaru napięć międzyprzewodowych i z drugim uzwojeniem wtórnym, połączonym w otwarty trójkąt dla pomiaru napięcia kolejności zerowej. Do ostatniego uzwojenia przyłączony jest spe-

cyjny przekaźnik nadmiarowo-napięciowy z przystawką umożliwiającą utrzymanie trwale pełnego napięcia 100 V. Równolegle z przekaźnikiem połączony jest woltomierz, służący do bezpośredniego pomiaru wielkości napięcia kolejności zerowej. Przekaźnik nadmiarowo-napięciowy pobudza przekaźnik zwłoczny, który po upływie nastawionego czasu uruchamia jedynym stykiem sygnał, drugim zaś włącza w obwód swej cewki opornik dodatkowy, co umożliwia mu pozostanie przez dłuższy czas pod prądem. W układzie czysto blokowym i blokowym z zaczepem (rys. 2a i b) wystarczy jeden opisany powyżej zespół przekaźnikowy, w układzie zaś blokowym z zaczepem i z dodatkowym wyłącznikiem między generatorem a transformatorem blokowym trzeba użyć dwu przekładników i dwu przekaźników nadmiarowo-napięciowych, działających na wspólny przekaźnik zwłoczny (rys. 2c).

Opornik obciążający przekładnik napięciowy załączony do zacisków wtórnego uzwojenia połączonych w otwarty trójkąt (narysowany na rys. 2d — pkt. 8 linią przerywaną) stosuje się czasem przy szynowym połączeniu generatora z transformatorem blokowym dla zmniejszenia wpływu napięć kolejności zerowej, występujących przy jednobiegunowych zwarciach doziemnym w sieci przesyłowej z izolowanym punktem zerowym.

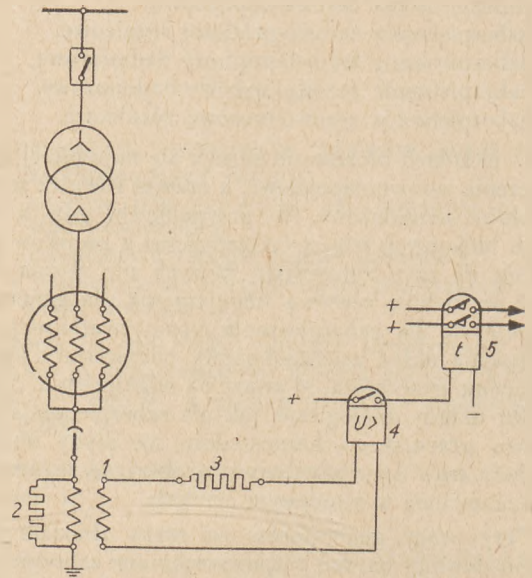
Na rys. 3 pokazano układ zabezpieczenia zerowo-napięciowego starszego typu z jednofazowym przekład-



Rys. 2. Zabezpieczenie zerowo-napięciowe z trójfazowym, trójuzwojeniowym przekładnikiem napięciowym na zaciskach generatora

a — układ czysto blokowy, b — układ blokowy z zaczepem, c — układ blokowy z zaczepem i z dodatkowym wyłącznikiem między generatorem a transformatorem blokowym, d — schemat przyłączenia przekaźników, 1 — trójfazowy, trójuzwojeniowy przekładnik napięciowy, 2, 3 — przekaźnik nadmiarowo-napięciowy z przystawką, 4 — przekaźnik zwłoczny, 5 — woltomierz, 6 — przycisk, 7 — opornik, 8 — opornik obciążający

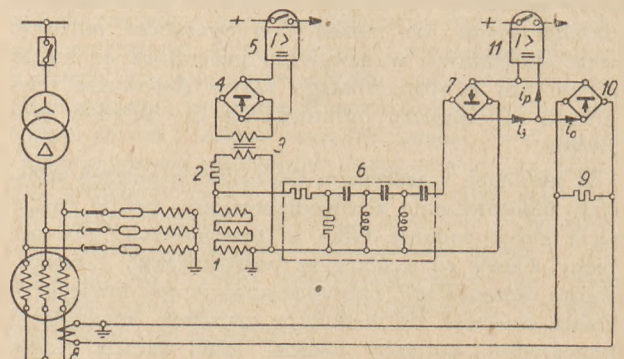
nikiem napięciowym, załączonym między punkt zerowy generatora a ziemię (L. 5). Pierwotne uzwojenie przekładnika zbocznikowane jest przez opornik wysokomowy. Opornik ten wpływa bardzo nieznacznie na powiększenie natężenia prądu doziemnego.



Rys. 3. Zabezpieczenie zerowo-napięciowe z jednofazowym przekładnikiem napięciowym załączonym pomiędzy punkt zerowy uzwojenia generatora a ziemię 1 — trójfazowy przekładnik napięciowy, 2 — opornik, 3 — opornik, 4 — przekaźnik nadmiarowo-napięciowy, 5 — przekaźnik zwłoczny

W starszych wykonaniach firm zagranicznych stosowano często układy tego rodzaju działające na wyłączenie i odwzbudzenie generatora. Przy małych prądach doziemnych w układach blokowych jest to oczywiście niecelowe. Zamiast tego rozwiązania stosuje się obecnie działanie wyłącznika na sygnał.

Bardzo ciekawy lecz stosunkowo skomplikowany układ, umożliwiający uchwycenie zwarcia doziemnych w całym uzwojeniu generatora łącznie z punktem zerowym przedstawiono na rys 4. Składa on się właściwie z dwóch zespołów przekaźnikowych, działających niezależnie od siebie. Obydwa zespoły przyłączone są do



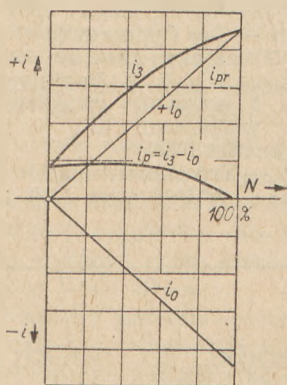
Rys. 4. Zabezpieczenie zerowo-napięciowe dla ochrony 100% uzwojenia generatora przy wykorzystaniu napięcia trzeciej harmonicznej kolejności zerowej

1 — transformator ziemnozwarciowy, 2, 9 — oporniki, 3 — przekładnik pośredniczący, 4, 7, 10 — zespoły prostowników w układzie Graetza, 5, 11 — czułe przekaźniki prądu prądu stałego, 6 — filtr napięcia trzeciej harmonicznej, 8 — przekładnik prądowy

wtórnego uzwojenia specjalnego transformatora ziemnozwarciowego, połączonego w otwarty trójkąt. Pierwszy zespół składa się z opornika 2, z przekładnika pośredniego 3, z prostownika 4, z przełącznika 5 i działa w zasadzie tak samo jak układ przedstawiony na rys. 2. Różnica polega jedynie na zastosowaniu czułego przełącznika prądowego prądu stałego z prostownikiem zamiast przełącznika nadmiarowo-napięciowego. Zespół ten chroni $70 \div 80\%$ uzwojenia generatora ($\alpha_r = 0,2 \div 0,3$). Drugi zespół przełącznikowy przyłączony jest do tego samego źródła napięcia kolejności zerowej lecz za pośrednictwem filtra trzeciej harmonicznej 6, złożonego z odpowiednio dobranych oporników, kondensatorów i dławików. Zastosowano tu również przełącznik prądowy 11 z prostownikiem 7. Do zacisków tego samego przełącznika doprowadza się dodatkowo napięcie stałe z drugiego prostownika 10, lecz o odwrotnej biegunowości. Do zacisków prądu zmiennego tego prostownika przykładają się napięcie wywołane przepływem prądu przez opornik 9, połączony z zaciskami przekładnika prądowego zabudowanego w punkcie zerowym generatora. Zespół elementów 8, 9 i 10 zasila przełącznik 11 prądem o natężeniu proporcjonalnym do obciążenia generatora. Takie rozwiązanie kompensuje wzrost napięcia trzeciej harmonicznej przy zwiększeniu obciążenia generatora. Przepływ prądu i_p przez przełącznik 11 w normalnych warunkach, tj. bez zwarcia doziemnego w strefie chronionej w zależności od obciążenia generatora przedstawiono na rys. 5. W razie jednobiegunowego zwarcia z ziemią w pobliżu punktu zerowego generatora prąd kolejności zerowej trzeciej harmonicznej wzrasta bardzo znacznie i powoduje zadziałanie przełącznika 11. Oddzielna sygnalizacja zwarć doziemnych w pobliżu punktu zerowego generatora ułatwia lokalizację uszkodzenia.

Firma Siemens produkująca tego rodzaju zabezpieczenia zaleca użycie przełącznika 5 do odłączenia i odwzbudzenia, a przełącznika 11 do sygnalizacji zwarć w pobliżu punktu zerowego.

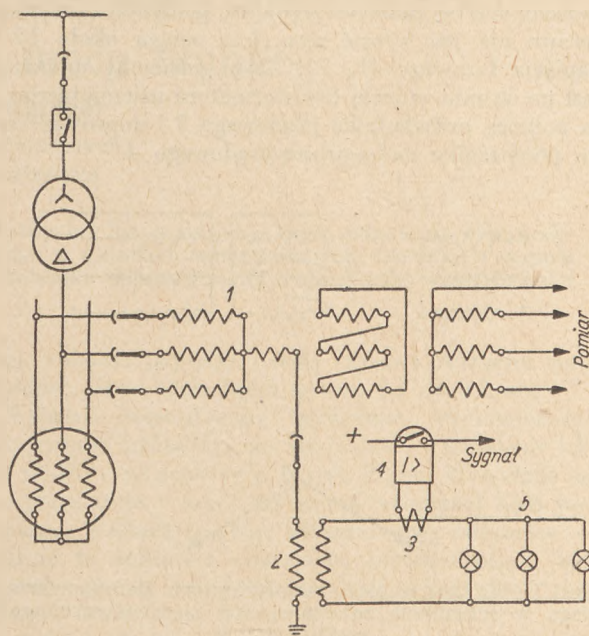
Samoczynne wyłączanie generatora pracującego w układzie blokowym w razie zwarcia doziemnego nawet w pobliżu jego zacisków należy jednak uważać za niecelowe. W tych przypadkach uszkodzony gene-



Rys. 5. Kompensacja prądu uchybowego trzeciej harmonicznej w schemacie zabezpieczenia zerowo-napięciowego według rys. 4

i_{pr} — prąd rozruchowy przełącznika 11, i_3 — prąd uchybowy trzeciej harmonicznej, i_0 — prąd kompensujący, i_p — szcztkowy prąd uchybowy trzeciej harmonicznej

rator należy wprowadzić możliwie jak najszybciej za-
trzymać, lecz dopiero po porozumieniu się z dyspozy-
cją mocy.



Rys. 6. Schemat zabezpieczenia ziemnozwarciowego generatora pracującego w bloku z transformatorem.

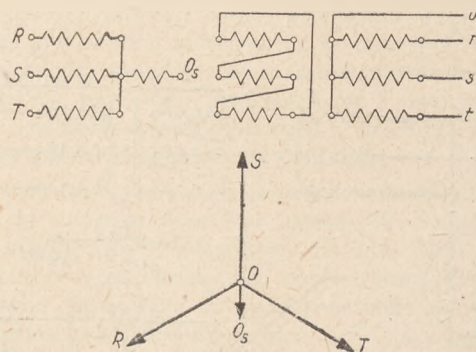
Punkt zerowy układu uziemiony przez opornik zmienny

1 — transformator ziemnozwarciowy, 2 — transformator uziemiający, 3 — przekładnik prądowy, 4 — przełącznik nadmiarowo-prądowy, 5 — lampy żelazo-wodorowe,

Przykład zabezpieczenia zerowo-prądowego nadmiarowego

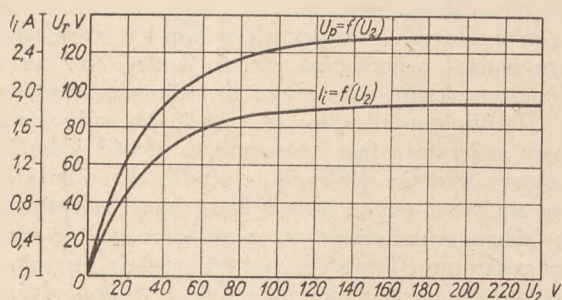
Jako przykład układu zabezpieczenia ziemnozwarciowego zerowo-prądowego nadmiarowego, zastosowanego przy generatorach pracujących w bloku z transformatorem podano schemat na rys. 6. Układ ten znany pod nazwą układu prądowego dr. Bütowa, stosowany jest obecnie powszechnie w Czechosłowacji. Punkt zerowy generatora jest izolowany, a obwód jednobiegunowego zwarcia z ziemią w strefie chronionej zamyka się przez punkt zerowy specjalnego transformatora ziemnozwarciowego 1, przyłączonego do zacisków generatora. Transformator ten posiada dwa uzwojenia wtórne, jedno z nich połączone w trójkąt, służące do kompensacji wyższych harmonicznych; umożliwia jednofazowe obciążenie transformatora; drugie uzwojenie w układzie gwiazdowym służy do celów pomiarowych. Punkt zerowy uzwojenia pierwotnego tego transformatora jest przesunięty w stosunku do punktu zerowego układu o napięcie dodatkowego uzwojenia $0-0_s$. Wykres napięć transformatora ziemnozwarciowego przedstawiono na rys. 7. Prąd doziemny potrzebny do rozruchu zabezpieczenia uzyskuje się przez uziemienie punktu 0_s transformatora ziemnozwarciowego 1 przez transformator jednofazowy 2. Prąd doziemny nie jest w tym przypadku proporcjonalny do napięcia kolejności zerowej, lecz zmienia się odpowiednio do podanej na rys. 8 charakterystyki lamp żelazo-wodorowych, przyłączonych do wtórnego uzwojenia transformatora 2. Z wykresu rys. 8 wynika, że oporność lamp żelazo-wodorowych ma wartość prak-

tycznie stałą w granicach napięcia od 80 ± 240 V po stronie wtórnej transformatora uziemiającego. Wskutek przesunięcia punktu zerowego względem ziemi o napięcie $0-O_s$ (rys. 7) uzyskano, że przy zwarciach doziemnych w punkcie zerowym generatora napięcie zerowe nie jest równe zero, lecz osiąga około 15% napięcia fazowego (L. 7). Prąd doziemny mierzony jest po stronie wtórnej transformatora uziemiającego 2 za pomocą przekładnika prądowego 3 i doprowadzony do przekładnika nadmiarowo-prądowego 4.



Rys. 7. Wykres napięć transformatora ziemnozwarciowego w schemacie zabezpieczenia ziemnozwarciowego według rys. 6

Czułość przekładnika jest tak dobrana, że nie reaguje on ani na prąd doziemny, wywołany napięciem przesunięcia punktu zerowego układu w obwodzie zamykającym się przez pojemność obwodu uzwojenia generatora względem ziemi, ani na napięcia doziemne wywołane jednobiegunowymi zwarciami doziemnymi po stronie wtórnej transformatora blokowego; działa natomiast na zwarcia doziemne w punkcie zerowym generatora i w jego pobliżu. Dzięki zastosowaniu lamp



Rys. 8. Charakterystyka lamp żelazo-wodorowych w schemacie zabezpieczenia ziemnozwarciowego według rys. 6 (L. 7)

U_p — napięcie wtórne na transformatorze uziemiającym 2, U_p — napięcie na przekładniku, I_1 — prąd przepływający przez lampy

żelazo-wodorowych natężenie prądu doziemnego przy zwarcu z ziemią na zaciskach generatora nie przekracza zwykle 3 A. Wadą układu jest wrażliwość lamp żelazo-wodorowych na uszkodzenia mechaniczne, co wymaga częstej ich kontroli i posiadania zapasu na celu natychmiastowej wymiany w razie uszkodzenia. Drugą wadą układu jest to, że zabezpieczenie reaguje na zwarcia doziemne nie tylko w uzwojeniach generatora i transformatora blokowego, lecz również w uzwojeniu transformatora uziemiającego, który wobec tego musi być bardzo starannie izolowany.

Wnioski

Przytoczone powyżej przykłady rozwiązań zabezpieczenia przeciw jednobiegunowym zwarcia z ziemią w uzwojeniach stojanów generatorów pracujących w bloku nie wyczerpują wszystkich możliwości. Można spotkać jeszcze inne rozwiązania, przedstawiające kombinacje opisanych lub podobnych elementów.

Streszczając wywody można sformułować następujące zalecenia dla projektowania nowych i modernizacji istniejących zabezpieczeń ziemnozwarciowych generatorów pracujących w układach blokowych:

1. Zabezpieczenie powinno chronić co najmniej $70 \pm 80\%$ uzwojenia stojana.
2. Wybiórczość działania zabezpieczenia powinna być zapewniona przy zewnętrznych zwarcia doziemnych i międzyfazowych.
3. W celu zapewnienia niezawodności działania należy stosować układy możliwie najprostsze, a zatem najbardziej wskazane są zabezpieczenia zero-napięciowe.
4. Zabezpieczenia ziemnozwarciowe powinny działać tylko na sygnał, jeżeli natężenie prądu doziemnego nie przekracza 5 ± 7 A. Przy większych natężeniach prądów doziemnych zabezpieczenie powinno wyłączać i odzwzdużać generator.

Literatura

- L. 1. M. Kostrow, J. Sołowiew, A. Fiedosiejew — Technika zabezpieczeń elektroenergetycznych. PWT 1952.
- L. 2. A. M. Fiedosiejew — Relejnaja zaszczita električeskich sistiem. Gosenergoizdat 1952.
- L. 3. Prawiła ustrojstwa elektrotechničeskich ustanowek, Relejnaja zaszczita, Gosenergoizdat 1950.
- L. 4. Bruno Westphal — Generatorenerdschlusschutz — Siemens-Zeitschrift, marzec 1953 r., str. 134—141.
- L. 5. H. Stalder — Der Generatorenerdschlusschutz, Brown Boveri-Mitteilungen 1944, str. 392—400.
- L. 6. W. I. Tarasow i L. N. Baptidanow — Relejnaja zaszczita i osnownije swiedienija ob awtomatičeskom wključeniji linij i transformatorow. Gosenergoizdat 1953.
- L. 7. H. Scheu — Erdschlusschutz für Drehstromerzeuger. AEG — Mitteilungen 1940, zeszyt 5/6.

Jeśli technika zależy przeważnie od stanu nauki, to nauka zależna jest w daleko większym stopniu od stanu i potrzeb techniki

F. Engels

Zmiany częstotliwości w układach elektroenergetycznych i wymagania stawiane samoczynnym regulatorom częstotliwości oraz mocy czynnej

Inż. Juliusz Preminger

Kandydat nauk technicznych
Politechnika Wrocławska

Treść. Wstęp. Zmiany częstotliwości w układach energetycznych i ich przyczyny. Dwa rodzaje regulacji częstotliwości i mocy czynnej. Wymagania stawiane częstotliwości w układach energetycznych. Określenie stopnia nieczułości, zakresu regulacji i zakresu proporcjonalnego działania samoczynnych regulatorów częstotliwości i mocy czynnej.

1. Wstęp

Rozwój energetyki krajowej obejmuje coraz szerszy zakres, wyrównując w szybkim tempie zaległości okresu przedwojennego. W ciągu krótkiego okresu dzielącego nas od zakończenia ostatniej wojny światowej, poza odbudowaniem zniszczonych zakładów energetycznych, zbudowano i buduje się wiele nowych zakładów energetycznych, stacji i linii przesyłowych. Przez budowę linii najwyższych napięć odosobniona praca poszczególnych, do niedawna skromnych okręgów energetycznych, ustępuje coraz bardziej współpracy równoległej układów energetycznych we właściwym tego słowa znaczeniu. Eksploatacja układów odosobnionych, a w znacznie większej mierze eksploatacja pracujących równolegle układów energetycznych wymaga między innymi właściwego rozwiązania regulacji częstotliwości i mocy czynnej.

2. Zmiany częstotliwości w układach energetycznych i ich przyczyny

Częstotliwość układu jest sprawdzianem równowagi między mocą czynną wytwarzaną przez turbozespoły układu a mocą pobieraną przez odbiory przyłączone do szyn układu plus straty układu. Dlatego odchylenia od częstotliwości znamionowej są sygnałem naruszenia tej równowagi, wywołanym przez zmianę mocy wytwarzanej lub pobieranej (nie biorąc pod uwagę drgań własnych).

Odchylenia (zmiany) częstotliwości zależnie od przyczyn i od wywołanych przez nie skutków dają się podzielić na cztery zasadnicze grupy.

Grupa I obejmuje odchylenia częstotliwości nie przekraczające $0,05 \text{ Hz}$ ($0,1\%$ częstotliwości znamionowej — f_{zn}) wywołane następującymi przyczynami:

a) drganiami własnymi układów regulacyjnych turbozespołów. Na wielkość oraz okres tych drgań wpływa stopień niejednostajności regulatora, czas serwowatoru oraz stała czasowa rozruchu (czas rozruchu). Okres tych drgań wynosi od 10 do 20 sek;

b) drganiami własnymi generatorów oraz kompensatorów synchronicznych i związanymi z nimi oscylacjami elektromechanicznymi pomiędzy każdym z generatorów a układem. Na wielkość i okres tych drgań wpływa przede wszystkim częstotliwość układu, momenty synchronizujące i stałe czasowe rozruchu turbozespołów. Okres tych drgań wynosi od 0,5 do 2 sek;

c) drganiami własnymi większych silników asynchronicznych. Na wielkość oraz okres tych drgań wpły-

wają wahania napięcia i stała czasowa rozruchu tych silników. Okres tych drgań wynosi 0,1 do 0,2 sek.

Wahania częstotliwości wywołane wymienionymi przyczynami nakładają się wzajemnie; wydzielenie ich jest możliwe na podstawie okresu drgań. Wywołane są one przez zmiany mocy czynnej wytwarzanej bądź pobieranej. Wskutek ciągłego wahanía mocy odbiorów — drgania te nabierają charakteru periodycznego, jakkolwiek są one mniej lub bardziej przez układ tłumione.

Grupa II obejmuje odchylenia częstotliwości przekraczające $0,05 \text{ Hz}$ ($0,1\% f_{zn}$) nie występujące periodicznie. Przyczyną tych zmian są ciągłe wahania mocy odbiorów układu. Zmiany te są stosunkowo powolne, maksymalna prędkość ich powstawania odpowiada maksymalnej prędkości narastania szczytu (od 1,5 do 5% mocy znamionowej układu w ciągu minuty. Pod mocą znamionową układu należy tutaj rozumieć znamionową moc dyspozycyjną). Do grupy tej można zaliczyć awaryjne naruszenia pracy układu, których wielkość nie przekracza możliwości urządzeń do regulacji częstotliwości i mocy czynnej.

Grupa III obejmuje odchylenia częstotliwości przekraczające $0,05 \text{ Hz}$ ($0,1\% f_{zn}$) występujące regularnie kilkakrotnie w ciągu minuty. Przyczyną tych odchylen są odbiory o „szybkosziennej“ mocy czynnej. Głównym źródłem tych odchylen jest ciężki przemysł metalurgiczny (walcownie), kopalnictwo i trakcja elektryczna. Odchylenia częstotliwości, wywołane przez trakeję elektryczną, dalekobieżną, mogą mieć charakter mniej regularny.

Grupa IV obejmuje duże odchylenia częstotliwości występujące wskutek poważnych awarii układu energetycznego, jak wypadnięcie znacznej części turbozespołów układu, wyłączenie linii zasilających itp. W układzie izolowanym regulowanie tych zmian za pomocą nowoczesnych urządzeń samoczynnej regulacji jest z reguły niemożliwe. Przy pracy równoległej układów energetycznych (przy odpowiedniej ich wielkości) możliwe jest wyregulowanie tych zmian przez samoczynne układy regulacyjne przy zastosowaniu właściwych kryteriów regulacji.

3. Dwa rodzaje regulacji częstotliwości i mocy czynnej i ich stosunek do wymienionych grup odchylen częstotliwości

Przy omawianiu występujących odchylen częstotliwości przekraczających $0,1\% f_{zn}$ wyodrębnione zostały

wahania o przebiegu stosunkowo powolnym (grupa II) i o przebiegu bardzo szybkim (grupa III), które w celu wyregulowania wymagają specjalnych szybko działających urządzeń. Dlatego regulacja ta rozpatrywana bywa odrębnie i traktuje się ją jako regulację specjalną.

Regulacja częstotliwości i mocy czynnej obejmuje regulację odchylen częstotliwości wymienionych w grupie II i w miarę możliwości, przy współpracy równoległej układów, odchylen wymienionych w grupie IV. W odróżnieniu od wyżej wymienionej regulacji specjalnej, ta regulacja nie będzie oznaczona żadnym przymiotnikiem.

Na drgania częstotliwości wymienione w grupie I nie powinien reagować żaden z omówionych rodzajów regulacji. Reagowanie na te drgania pogarsza znacznie stateczność (stabilność) pracy urządzeń regulacyjnych, prowadzi do przeregulowań i powoduje tzw. kołysanie regulatorów. Z drugiej strony, o czym będzie mowa w dziale 4, wymagana dokładność utrzymywanej częstotliwości nie schodzi niżej 0,05 Hz (0,1% f_{zn}).

Drgania te (grupa I) wywołują oscylacje mocy pomiędzy poszczególnymi częściami układu i przyczyniają się do zwiększania mocy czynnej na jednych turbozespołach oraz do zmniejszania jej na drugih. Niewątpliwie są one szkodliwe dla układów energetycznych. Całkowite ich usunięcie nie jest jednak możliwe. Można je zredukować do minimum w pewnym stopniu przez ujednolicenie regulatorów odśrodkowych układu (chodzi o identyczne czasy serwowatorów itd.).

4. Wymagania stawiane częstotliwości w układach energetycznych

Wymagania odnośnie dokładności regulowanej częstotliwości uwarunkowane są następującymi głównymi czynnikami w kolejności odpowiadającej surowości wymagań:

1. wymaganiami pracy równoległej,
2. wymaganiami odbiorców energii elektrycznej,
3. wymaganiami wytwórców energii elektrycznej.

Ad 1. Warunki pracy równoległej układów energetycznych wymagają najwyższej dokładności w utrzymywaniu częstotliwości. Wymaga się utrzymywania częstotliwości w granicach $\pm 0,1$ Hz (0,2% f_{zn}). Istnieje tendencja w kierunku dalszego zwięźszenia tej tolerancji. Przyczyną tych ostrych wymagań są linie sprężelowe, na których mocy czynnej odbija się bardzo już niewielkie odchylenie częstotliwości.

Ad 2. Wymagania odbiorców energii elektrycznej, a przynajmniej niektórych, nie są bynajmniej do pominięcia, jakkolwiek w okresie powojennym są za mało jeszcze brane pod uwagę. Występujące w układach energetycznych znaczne odchylenia częstotliwości wywoływane przez niedobór mocy elektrycznej są niezależne od woli i protestów najbardziej nawet czułych odbiorców. Odbiorcy specjalnie czuli, jak niektóre instytuty naukowo-badawcze, laboratoria badawcze, radiostacje, kolejowe urządzenia zabezpieczające, zmuszone są do uniezależnienia się od sieci ogólnej. Znane są ogólnie wypadki niechęci do pracy równoległej z ogólną siecią niektórych zakładów przemysłowych, dysponujących pewnymi rezerwami mocy czynnej ze względu na niedopuszczalne obniżanie się częstotliwości w okresie szczytowym.

Wymagania odnośnie dopuszczalnych wahań częstotliwości podane zostały według wyników ankiety ogłoszonej w r. 1947 przez Stowarzyszenie Elektryków Szwajcarskich (SEV). Najbardziej czułymi odbiorcami na chwilowe odchylenia częstotliwości są:

- a) niektóre zakłady przemysłu tekstylnego i papierniczego, które wymagają dokładności $\pm 0,1$ Hz, co odpowiada $\pm 0,2\%$ f_{zn} ,
- b) pompy i kompresory wymagające dokładności $\pm 0,25 \div 0,5$ Hz. co odpowiada $0,5 \div 1\%$ f_{zn} .

W innych gałęziach przemysłu dopuszczalne są większe odchylenia częstotliwości (około $\pm 1\%$ f_{zn}).

Na średnie dobowe odchylenia częstotliwości czułe są zegary elektryczne, dla których wymagane dokładności wskazań przyjmuje się jako 1 minutę na dobę.

W wymaganiach stawianych częstotliwości należy rozróżnić krótkotrwałe i długotrwałe odchylenia częstotliwości. Niektórym odbiorcom krótkotrwałe odchylenia nie szkodzą. Szczególnie czułym na krótkotrwałe wahania częstotliwości jest przemysł tekstylny i papierniczy, którego produkt wyjściowy jest, jeśli można się tak wyrazić, przyrządem rejestrującym częstotliwość. Szczególnie niebezpieczne są tutaj nagłe wahania częstotliwości, prowadzące nieuchronnie do braków w produkcji.

Ad 3. Elektrownie są bardzo wrażliwe na długotrwałe odchylenia częstotliwości, które obniżają moc wytwarzaną i są przyczyną dalszego obniżenia częstotliwości. Zniżona zbyt długo częstotliwość może pokrywać się z częstotliwością rezonansu dla niektórych grup łopatek turbinowych, co jest bardzo szkodliwe. Wartość dopuszczalnych odchylen częstotliwości nie da się w tym wypadku ściśle określić, leży ona niewątpliwie wyżej tolerancji ustanowionych w obu poprzednich punktach. Elektrownie wytwarzające nie są jednak wrażliwe na krótkotrwałe odchylenia częstotliwości nawet, jeśli odchylenia te osiągają 1% częstotliwości znamionowej.

5. Określenie stopnia nieczułości, zakresu regulacji i zakresu proporcjonalnego działania regulatorów częstotliwości

Poprzednio omówione zostały odchylenia częstotliwości występujące w układach energetycznych (z podziałem na cztery grupy) oraz wymagania stawiane częstotliwości (działy 3 i 4). Na tej podstawie można określić stopień nieczułości samoczynnych regulatorów częstotliwości. Stopień nieczułości powinien wynosić około 0,1% f_{zn} , czyli

$$\varepsilon = \pm \frac{\Delta f}{f_{zn}} 100 = 0,1\% f_{zn}$$

Regulator taki nie będzie reagował na drgania własne układu, i odwrotnie będzie utrzymywał odchylenia częstotliwości w granicach wymaganych 0,2% f_{zn} . Zejście niżej wartości 0,1% f_{zn} dla ε jest również niecelowe ze względu na dokładność przyrządów maszynowni (i kotłowni), która wynosi co najwyżej $1 \div 2\%$. Wobec dużej liczby turbozespołów nie biorących udziału w regulacji (pracujących przy stałej mocy oddawanej, co do których mocy maszyniści orientują się

na podstawie przyrządów, wahania mocy w granicach $1 \pm 2\%$ przy średnim stopniu niejednostajności (stałyźmie) 6% dają odchylenia częstotliwości rzędu $0,1\% f_{zn}$.

Dokładne ustalenie stopnia nieczułości regulatorów częstotliwości zależy od właściwości układu, w którym regulator jest instalowany. W układach, w których amplituda drgań własnych jest niższa, ze stopniem nieczułości schodzi się niżej. Dla niektórych układów uważa się, że $\varepsilon = 0,1\% f_{zn}$ jest zbyt niski i dlatego uczula się regulator nie na wartość chwilową odchylenia częstotliwości, lecz na wartość średnią w przeciągu np. 1 lub 2 minut. W ten sposób uzyskuje się pewność, że regulator nie zareaguje na drgania własne układu, lecz z drugiej strony chwilowe odchylenia częstotliwości mogą wynosić około $0,3 \div 0,4\% f_{zn}$, co jest szkodliwe dla pracy równoległej i odbiorców.

Ze stopniem nieczułości regulatorów częstotliwości reagujących nie na chwilowe odchylenie częstotliwości, lecz na różnicę między czasem astronomicznym a czasem elektrycznym układu, można zejść znacznie niżej bez obawy wzięcia udziału w wyregulowaniu drgań własnych układu. Możliwa jest budowa regulatorów dających dokładność czasu ± 1 sek w ciągu doby, co odpowiada $\varepsilon = 10^{-3}\%$, są one jednak kosztowne. Na razie uważa się dokładność czasu 1 min na dobę za wystarczającą, a dokładność taką są w stanie zapewnić regulatory reagujące na chwilowe odchylenie częstotliwości ze stopniem nieczułości około $0,1\%$.

Samoczynne regulatory częstotliwości muszą mieć możliwość ustalenia stopnia nieczułości w celu dostosowania regulatora do właściwości układu energetycznego. Według danych radzieckich zakres ustalania stopnia nieczułości powinien wynosić od $0,1$ do $0,4\%$ dla regulatorów reagujących na chwilową wartość odchylenia częstotliwości i od $0,015$ do $0,1\%$ dla regulatorów reagujących na średnią wartość odchylenia częstotliwości w czasie.

Samoczynne regulatory częstotliwości powinny mieć możliwość przestawiania wartości częstotliwości zadanej w granicach $\pm 1\% f_{zn}$ bez potrzeby wyłączania regulatora. Najczęściej rozwiązuje się to przez wprowadzenie dwóch zakresów, np. $\pm 0,2\% f_{zn}$ ($49,9 \div 50,1$ Hz) i $\pm 1\% f_{zn}$ ($49,5 \div 50,5$ Hz). Z zakresu powyżej częstotliwości znamionowej korzysta się przy wyrównaniu różnicy między czasem astronomicznym a czasem elektrycznym układu (np. w okresie nocnej doliny obciążenia). Z zakresów niższych można korzystać w godzinach szczytu przy występującym niedoborze mocy.

Za wystarczający zakres dokładnego działania samoczynnych regulatorów częstotliwości należy uważać zakres $\pm 3 \div 4\% f_{zn}$. Nieuzasadnione są wymagania większego zakresu proporcjonalnego działania (stawiane przez niektórych autorów), gdyż pomijając trudności w wykonaniu takich regulatorów (trudno wtedy osiągnąć dużą dokładność regulatora w zakresie normalnej pracy), regulatory te już przy odchyleniach częstotliwości około $2 \div 3\%$, a często i mniejszych, występujących przy poważnych awariach, nie są w stanie zmian tych wyregulować.

Duży wpływ na dokładność organów pomiarowych samoczynnych regulatorów częstotliwości wywierają następujące czynniki:

1. wahania napięcia,
2. kształt krzywej napięcia,
3. wahania temperatury.

Dlatego też konstrukcja samoczynnego regulatora częstotliwości musi umożliwiać kompensację tych czynników, jeśli błąd wywołowany ich wpływem przekracza wartości dopuszczalne. Dla zredukowania wahań napięcia stosowane są stabilizatory napięcia, a dla otrzymania krzywej możliwie zbliżonej do sinusoidy specjalne filtry. Wahania temperatury kompensuje się termoregulatorami umieszczonymi wewnątrz obudowy elementu pomiarowego.

6. Określenie stopnia nieczułości i zakresu regulacji samoczynnych regulatorów mocy czynnej

Regulacja mocy czynnej może być zastosowana:

- a) przy turbozespołach i w zakładach energetycznych,
- b) w liniach sprzęgłowych.

Ad a. Regulacja mocy czynnej odnosi się do turbozespołów i zakładów energetycznych, które nie regulują częstotliwości i powinny pracować przy stałej mocy oddawanej. Moc ta ulega w ciągu doby zmianom narzuconym przez dyspozytora układu, zależnie od całkowitego obciążenia układu, ale w ciągu pewnego odcinka doby pozostaje stała (bądź też zawarta w określonych granicach). Dokładność, z jaką jest osiągana regulacja mocy, wynosi co najwyżej $1 \div 2\%$ i zależy głównie od dokładności regulacji kotłowni. Wymagania odnośnie dokładności regulacji mocy nie dają się tak sprecyzować, jak wymagania odnośnie dokładności regulacji częstotliwości i zależą od warunków lokalnych. Dlatego najniższa wartość stopnia nieczułości samoczynnych regulatorów mocy przeznaczonych dla turbozespołów i zakładów energetycznych powinna wynosić około

$$\varepsilon'_{\min} = \frac{\Delta P}{P_{zn}} \cdot 100 = \pm 2\% P_{zn}$$

Samoczynne regulatory mocy powinny mieć możliwość nastawiania stopnia nieczułości w dość szerokich granicach. Dane radzieckie podają zakres regulacji dla ε' od 2% do 20% . Wyższe wartości stopnia nieczułości wykorzystywane są, jeśli chce się zapewnić moc danego turbozespołu lub zakładu energetycznego w pewnych granicach (np. wtedy, jeśli chce się, aby turbozespół w pewnych granicach zmieniał swą moc przy zmianach częstotliwości).

Ad b. Osiągalna dokładność regulacji mocy w liniach sprzęgłowych zależy od amplitudy wahań mocy pochodzących od drgań własnych układu. Amplitudy tych drgań przeciętnie wynoszą kilka $\%$ mocy a okres drgań trwa od 1 do 5 sek.

Jeśli wymagana jest wysoka dokładność regulacji, należy zejść ze stopniem nieczułości np. do $1 \div 2\%$ mocy sprzęgłowej, lecz uczulić go nie na chwilową moc lecz na jej wartość średnią w ciągu pewnego czasu. Wobec tego jednak, że regulacja mocy czynnej powinna być możliwie szybka (wchodzi w grę możliwość przeciążenia i wyłączenia linii oraz względy stateczności (stabilności), stopień nieczułości stosuje się do amplitudy występujących wahań mocy tak, aby regulator nie brał udziału w ich wyregulowaniu. Wymagana możliwość nastawienia stopnia nieczułości dla tych regulatorów leży w granicach od 2 do $10\% P_{zn}$.

Zarówno regulatory mocy przeznaczone dla turboze-
społów, jak i dla linii sprężelowych muszą umożliwiać
nastawianie wartości zadanej mocy czynnej w grani-
cach od 20 do 100% P_{nom}

Literatura

1. Markowicz i Sowałow — Osnownyje trebowanija
k ustrojstwam awtomaticheskowo regulirowanija cza-

stoty w energeticheskich sistemach. El. Stancji 1949,
nr 5, str. 32 ÷ 35.

2. Rüdenberg — The Frequencies of Natural Power
Oscillations in Interconnected Generating and Distri-
bution Systems. Transactions of A. I. E. E. 1943, str.
791 ÷ 803.

3. Oertli — Die Ergebnisse der Umfrage der Studien-
kommission der SEV für Regulierung grosser Netzver-
bände betreffend Regulierprobleme der Praxis. Bull.
SEV 1952, str. 561 ÷ 566.

621.315.21:621.3.014.3.001.2

Obliczanie kabli elektroenergetycznych na nagrzewanie przy zwarciach

Inż. Stanisław Głiński

Metody obliczania nagrzewania kabli przy zwarcich
stosowane u nas obecnie można podzielić na dwa ro-
dzaje.

Pierwsza metoda stosowana jest w ZSRR i w Niem-
czech, drugą zaś zaleca projekt naszych przepisów
PN/E-50025. Różnica zasadnicza między obu meto-
dami polega na tym, że w pierwszej przyjmujemy prąd
ustalony, a czas zwarcia umyślony, w drugiej zaś czas
przyjmuje się rzeczywisty a prąd zastępczy. Jednak
obie metody są zgodne w podstawowym założeniu, że
całe ciepło jest akumulowane w samej żyłce kabla i że
w czasie tak krótkim, w jakim występują zwarcia,
można nie liczyć się z oddawaniem ciepła z żyły do
otaczającej izolacji. Założenie to upraszcza rachunek,
jednak obecnie, kiedy głównym naszym zadaniem jest
zmniejszenie kosztów inwestycji, należy zastanowić się,
czy takie uproszczenie nie prowadzi do zbędnego po-
większenia przekroju kabla.

Ciekawe światło na to zagadnienie rzucają badania
przeprowadzone jeszcze przed wojną przez A. Hechta.

Fakt, że badania te, których wyniki były ogłoszone
w ETZ w 1935 r., przeszły bez echa, może świadczyć
o tym, że albo nie znalazły one potwierdzenia w prak-
tyce lub też, że wówczas nie przywiązywano wagi do
zagadnienia oszczędzania i analizy skutków zjawisk
zwarciovych.

Artykuł niniejszy, w którym przedstawione będą
badania Hechta i przystosowanie ich do obecnie uży-
wanych metod obliczania, miały za zadanie wywołać
dyskusję i pobudzić ewentualnie inicjatywę do poszu-
kiwania na tym odcinku oszczędności.

Hecht poddał krytycznej analizie właśnie wspom-
niane wyżej założenia, że przy zwarcu całe ciepło jest
akumulowane tylko w metalu żyły i nie przechodzi
z żyły do izolacji. Badania prowadził on na kablu jed-
nożyłowym miedzianym w izolacji papierowej, przy
czym kabel ten obciążał przez cały czas prądem jedna-
kowym nie zmieniającym się w czasie (prąd ustalony).
Warunki takie przyjął, ażeby nie rozszerzać zbytnio
zakresu badań; następnie otrzymane wyniki przystoso-
wał do normalnych warunków pracy kabli przy zwarcu.

Hecht stwierdził przede wszystkim, że nawet w czasie
krótkim (kilka sekund) ciepło doprowadzone do żyły
kabla przenika do pierwszych warstw papieru izolacyj-
nego i do oleju kablowego. Udział izolacji otaczającej
żyłę kabla w procesie nagrzewania został przez Hechta
przedstawiony w postaci współczynnika η , wyrażonego

w procentach i nazwanego przez niego „Kurzerwär-
mungskfaktor“.

Wprowadzenie do obliczeń współczynnika η pozwala
uwzględnić zmniejszenie się nagrzewania żyły wskutek
przechodzenia ciepła do izolacji.

Równanie ogólne bilansu cieplnego ma znaną postać

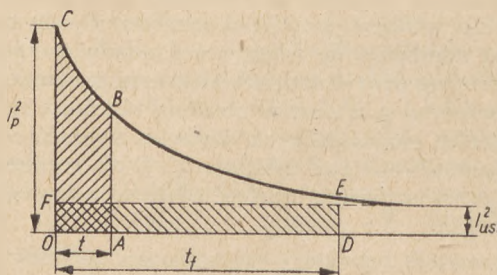
$$Qdt = \lambda \sigma (\vartheta - \vartheta_0) dt + cGd\vartheta \quad (1)$$

gdzie

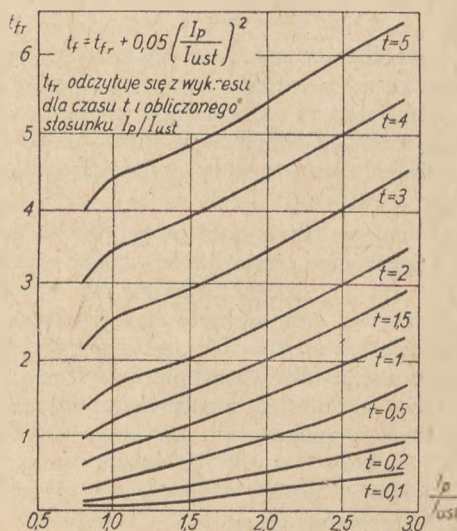
Q — ilość ciepła wydzielonego w przewodzie wskutek
przepływu prądu w ciągu 1 sek w watach,

c — ciepło właściwe metalu przewodu w Ws (watose-
kundach) na 1 g i 1 °C,

G — ciężar przewodu w g,



Rys. 1. Wykres pomocniczy do objaśnienia zasady sto-
sowania czasu umyślnego



Rys. 2. Wykres do określenia czasu umyślnego przy
zasilaniu miejsca zwarcia przez generator z automa-
tycznym regulatorem napięcia

λ — straty właściwe ciepła, tj. ilość straconego przez przewód ciepła w watach na 1 cm^2 powierzchni zewnętrznej przewodu i 1°C różnicy temperatury otoczenia,

σ — zewnętrzna powierzchnia przewodu w cm^2 ,

ϑ i ϑ_o — temperatury przewodu i otoczenia.

Lewa strona równania (1) przedstawia ilość ciepła doprowadzonego w czasie dt . Jest ona równa ilości ciepła wydzielonego $\lambda \sigma (\vartheta - \vartheta_o)$ w tym samym czasie i ciepła udzielonego żyłce kabla (cG) dla podwyższenia jej temperatury o $d\vartheta$. Ten właśnie wyraz przedstawiający ilość ciepła oddanego Hecht zastąpił uzyskanym doświadczalnie współczynnikiem η . przez co równanie (1) przybrało postać:

$$\frac{\eta}{100} Q dt = cG d\vartheta \quad (2)$$

Ponieważ przy znacznym podwyższeniu temperatury występującym przy zwarcjach nie wolno zapominać

o zmianie oporności właściwej metalu oraz o zmianie ciepła właściwego, przeto wprowadzając odpowiednią poprawkę otrzymamy ostatecznie po pewnych przekształceniach wzór

$$\frac{\eta}{100 \cdot S^2} I^2 dt = \frac{C_o \gamma}{\rho_o} \frac{1 + \beta \vartheta}{1 + \alpha \vartheta} \vartheta_p \quad (3)$$

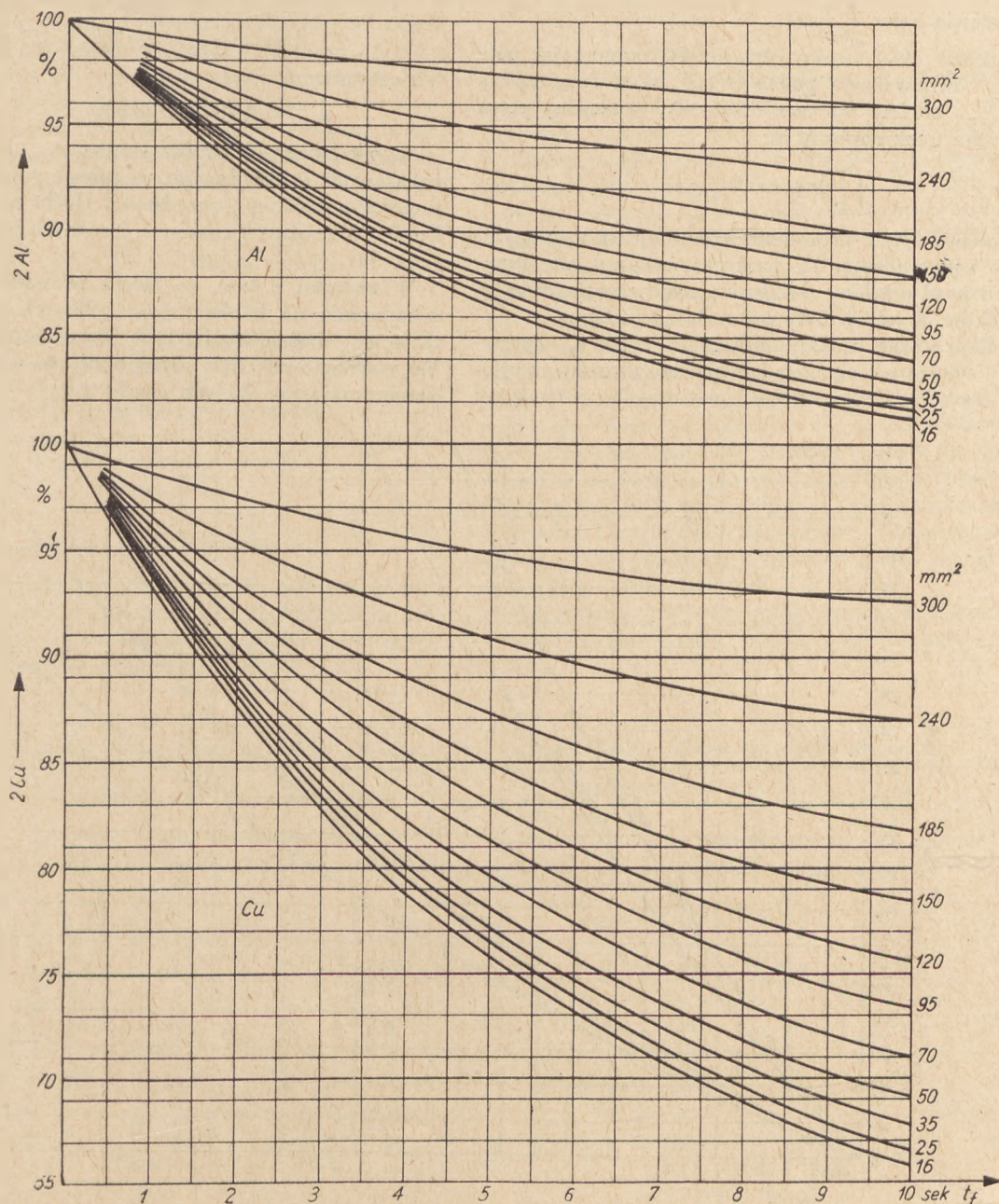
gdzie

I — skuteczna wartość chwilowego prądu zwarcia w A,
 C_o i ρ_o — ciepło i oporność właściwa przy temperaturze 20°C w Ws na g i 1°C oraz w $\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}$

β i α — współczynniki cieplne ciepła właściwego i oporności właściwej,

S — przekrój żyły kabla w mm^2 .

W celu określenia nagrzania żyły w czasie zwarcia całkujemy lewą część równania (3) w granicach od 0 do t (gdzie t — jest momentem wyłączenia zwarcia),



Rys. 3. Wykresy do określenia współczynnika η

a prawą stronę w granicach od temperatury początkowej ϑ_p do temperatury ϑ_k występującej przy końcu

$$\frac{\eta}{100 S^2} \int_0^t I^2 dt = \frac{C_o \gamma}{\rho_o} \int_{\vartheta_p}^{\vartheta_k} \frac{1 + \beta \vartheta}{1 + \alpha \vartheta} d\vartheta \quad (4)$$

Wzór (4) jest podstawą do dalszych naszych rozważań.

Rozpatrzmy przede wszystkim lewą jego stronę. Scałkowanie tej części w ogólnej postaci jest dość trudne ze względu na skomplikowaną zmienność chwilowego prądu zwarcia w funkcji czasu.

Zmienność tą przedstawiono na rys. 1.

Na rysunku tym I_p^2 przedstawia kwadrat wartości skutecznej składowej zmiennej pierwszego momentu zwarcia, I_{ust}^2 zaś kwadrat wartości skutecznej ustalonego prądu zwarcia. Jeżeli czas trwania zwarcia do momentu wyłączenia oznaczmy przez t , to pole $AOBC$ przedstawia nam $\int_0^t I^2 dt$.

Taki sam efekt cieplny otrzymamy, zamieniając pole $OABC$ równoważnym polem $ODEF$, w którym rzędną jest I_{ust}^2 , odciętą zaś czas umyślony, oznaczony przez t_f . Można teraz napisać, że:

$$\int_0^t I^2 dt = I_{ust}^2 t_f \quad (5)$$

Ponieważ Hecht prowadził próby prądem ustalonym, przeto wprowadzając do naszych rozważań czas umyślony i prąd ustalony zbliżamy wywody teoretyczne do warunków, w jakich były prowadzone badania.

Istnieją różne metody obliczania czasu t_f . Zatrzymamy się jednak na metodzie ustalania czasu umyślnego z rys. 2. Prawą stronę równania (4) rozważymy

później. Na razie omówimy jeszcze współczynnik η . Jak wspomniano wyżej, Hecht prowadził badania na kablach o żyłach miedzianych. Nas jednak w tej chwili interesują wartości współczynnika dla kabli o żyłach aluminiowych.

Chcąc przejść od uzyskanych z pomiarów wartości η_{Cu} do η_{Al} Hecht wyszedł z założenia, że w granicach przyjętych czasów ilość ciepła przechodzącego z przewodu do izolacji jest proporcjonalna do przewodności cieplnej metalu. Można więc napisać

$$100 - \eta_{Al} = (100 - \eta_{Cu}) \cdot \frac{\lambda_{Al}}{\lambda_{Cu}}$$

Skąd przy stosunku

$$\frac{\lambda_{Al}}{\lambda_{Cu}} = \frac{0,5}{0,94}$$

otrzymamy

$$100 - \eta_{Al} = 100 \cdot \frac{0,5}{0,94} - \eta_{Cu} \cdot \frac{0,5}{0,94} \quad i$$

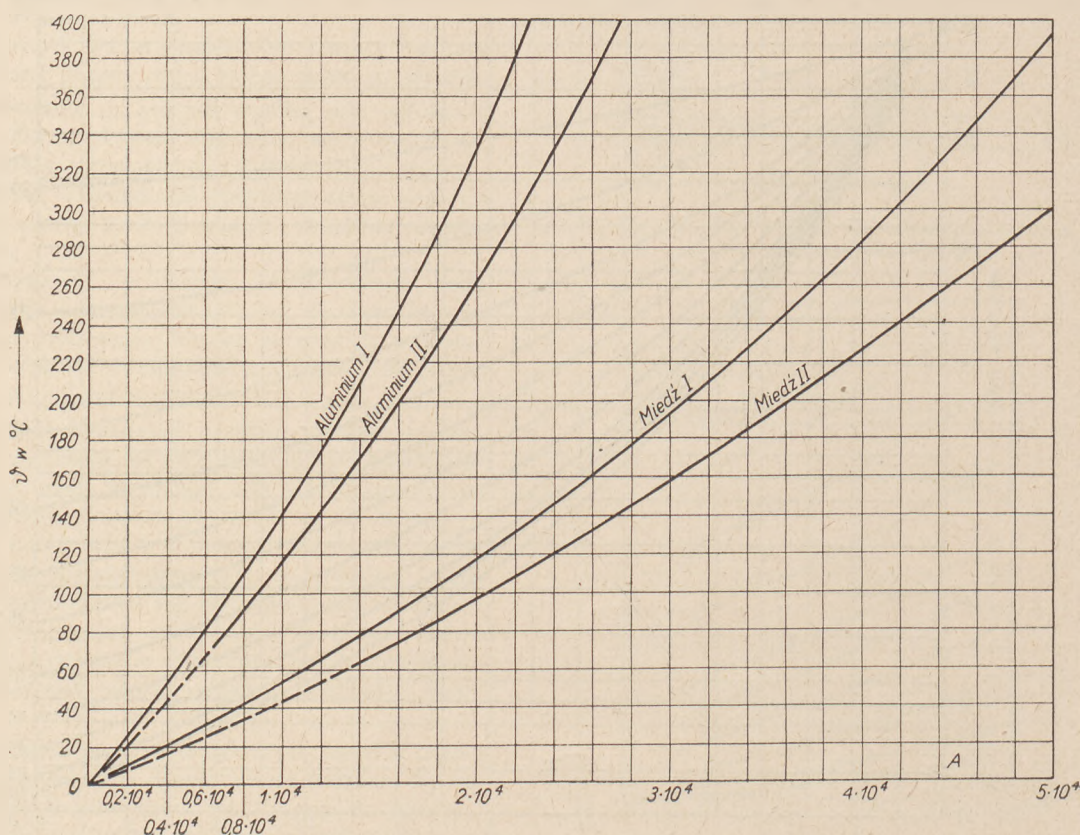
$$100 - \eta_{Al} = 53,7 - 0,537 \eta_{Cu}$$

lub ostatecznie

$$\eta_{Al} = 46,3 - 0,537 \eta_{Cu} \quad (6)$$

Wyniki wartości współczynnika η_{Cu} doświadczalnie uzyskanych i obliczonych w sposób wyżej podanych współczynników η_{Al} przedstawił Hecht za pomocą wykresów dla różnych czasów t_f i różnych przekrojów żył (rys. 3).

W związku z tym, że Hecht prowadził swoje doświadczenia na kablach jednożyłowych, powstaje pytanie, czy można wyniki tych badań rozszerzyć na kable wielożyłowe. Otóż okazuje się, że w czasie t_f nie przekraczającym 10 sek ciepło z żyły przenikało do



Rys. 4. Wykresy do określenia temperatury nagrzania kabli przy zwarcich

izolacji na głębokość nie większą niż 3,5 mm. Można stąd wyprowadzić wniosek, że w kablach na napięcie 6 kV i wyżej ciepło przechodzące z jednej żyły nie wpływa na żyłę sąsiednią. Ustalone więc przez Hechta współczynniki η mogą być stosowane dla kabli wielożyłowych wysokiego napięcia bez obawy zniekształcenia wyników doświadczeń.

Poza omówionym wyżej zjawiskiem rozchodzenia się ciepła Hecht zwrócił uwagę jeszcze na drugie zjawisko. Stwierdził on mianowicie, że żyła badanego kabla nagrzewa się wolniej, niżby to wynikało z jej ciepła właściwego nawet przy uwzględnieniu η . Wyjaśnienie tego zjawiska jest proste, jeżeli zauważymy, że w akumulacji ciepła bierze udział nie tylko sam metal żyły, lecz także olej kablowy otaczający poszczególne druty żyły oraz samą żyłę.

Udział oleju w akumulacji ciepła powiększa jakby ciepło właściwe metalu. Pomiaru wykazały, że udział cieplny oleju jest prawie niezależny od czasu. Olej kablowy, który tworzy cieniutką warstwę między drutami, ma w okresie nagrzewania stałą taką samą temperaturę jak metal żyły. W oparciu o te rozumowania i przeprowadzone pomiary ustalił Hecht niżej podany wzór na rzeczywiste ciepło właściwe dla żył kablowych miedzianych:

$$C_{Cu}^1 = C_{Cu} + C_{ol} \frac{S_{ol}}{S_{Cu}} \text{ w Ws na cm}^3 \text{ i } 1^\circ\text{C} \quad (7)$$

gdzie

C_{Cu} — ciepło właściwe miedzi (3,5 Ws na cm^3 i 1°C),
 C_{ol} — ciepło właściwe oleju kablowego (1,6 Ws na cm^3 i 1°C),

S_{Cu} — rzeczywisty przekrój żyły kablowej,

S_{ol} — różnica pomiędzy przekrojem pełnej obwiedni żyły a przekrojem rzeczywistym.

Podobnie dla żyły aluminiowej

$$C_{Al}^1 = C_{Al} + C_{ol} \frac{S_{ol}}{S_{Al}} \text{ Ws na cm}^3 \text{ i } 1^\circ\text{C} \quad (8)$$

Stosunek S_{ol} do C_{Cu} lub S_{Al} dla dowolnego przekroju można obliczyć nawet z dużą dokładnością. Jednak w praktyce dla przekrojów przeciętnie używanych można ten stosunek przyjąć równy około 0,33.

Otrzymujemy wtedy:

dla żył miedzianych

$$C_{Cu}^1 = 3,5 + 1,6 \cdot 0,33 = 4 \text{ Ws na cm}^3 \text{ i } 1^\circ\text{C},$$

dla żył aluminiowych

$$C_{Al}^2 = 2,4 + 1,6 \cdot 0,33 = 2,9 \text{ Ws na cm}^3 \text{ i } 1^\circ\text{C}.$$

Obecnie rozpatrzmy prawą część równania (4). Po scałkowaniu część ta przyjmuje postać

$$\frac{C_o \gamma}{\rho_o} \int \frac{\vartheta_k}{\vartheta_p} \frac{1 + \beta \vartheta}{1 + \alpha \vartheta} d\vartheta = A \vartheta - A_n \quad (9)$$

gdzie

$$A \vartheta = \frac{C_o \gamma}{\rho_o} \left[\frac{\alpha - \beta}{\alpha^2} \ln(1 + \alpha \vartheta_k) + \frac{\beta}{\alpha} \vartheta_k \right] \quad (10)$$

$$A_n = \frac{C_o \gamma}{\rho_o} \left[\frac{\alpha - \beta}{\alpha^2} \ln(1 + \alpha \vartheta_n) + \frac{\beta}{\alpha} \vartheta_n \right] \quad (11)$$

Ostatecznie więc wzór (4) można napisać w postaci

$$\frac{\eta I_{ust}^2}{100 S^2} t_i = A \vartheta - A_n \quad (12)$$

Wartości $A \vartheta$ i A_n otrzymujemy z równań (10) i (11). Wartości dla ciepła właściwego C_o — podstawiamy tu zgodnie z tym, co powiedziano wyżej, jako C_o (rzeczywiste ciepło właściwe dla żył kablowych).

Taka forma równania nie nadaje się do użytku praktycznego ze względu na konieczność przeprowadzania w każdym przypadku żmudnych obliczeń. Toteż w literaturze radzieckiej stosuje się powszechnie do tych obliczeń wykresy opracowane na podstawie równania (10) i (11). Jako wartości dla C_o , ρ_o , γ , α i β podstawia się wielkości przeciętne. Wykresy tak skonstruowane pokazano na rys. 4, oznaczając je przez I. Wykresy II narysowano na podstawie tych samych równań z tym tylko, że opierając się na doświadczeniach Hechta zamiast ciepła właściwego metalu C_o podstawiono rzeczywiste ciepło właściwe żyły kablowej.

Jak widać, wykresy II przebiegają znacznie niżej od wykresów I przyjętych do obliczeń w literaturze radzieckiej. Na podstawie wykresów z rys. 4 oraz równania (12) można obliczyć:

a) temperaturę końcową żył kabla, znając temperaturę początkową, przekrój kabla, prąd ustalony i czas t lub

Tablica 1

Przekroje kabli elektroenergetycznych obliczone różnymi metodami nagrzewania przy zwarciach

Obliczone prądy zwarcia w kA	Czas		Temperatura		Przekroje kabli obliczone w mm ²					
	rzeczywisty t_f w sek	umyślony t_f w sek	początkowa p w $^\circ\text{C}$	końcowa k w $^\circ\text{C}$	według projektu normy PN/E-50025		metodą radziecką		metodą Hechta	
					Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu
$I_p = 19$ $I_{ust} = 11$ $I_n = 2,7$ I_n — jest sumą prądów norm. wszystkich generatorów	1,75	2,25	50	170	215	140	189	124	161	105
	2,5	2,95	50	150	257	173	235	154	198	127
	3,5	3,85	50	150	294	198	266	176	228	145
$I_p = 7,2$ $I_{ust} = 2,9$ $I_n = 1,03$	2	3,31	50	150	90	60	65	43	54	35
$I_p = 12$ $I_{ust} = 7,8$ $I_n = 6$	2	2,17	50	150	198	133	140	93	121	78

b) przekrój kabla — znając temperaturę początkową, prąd ustalony i czas t oraz zakładając dopuszczalną temperaturę końcową.

W obu przypadkach (a i b) wychodzimy z temperatury początkowej kabla, a więc i z pewnej ilości ciepła A_n potrzebnej do uzyskania tej temperatury. Wykresy II narysowano na rys. 4, z początku ich przebiegu linią przerywaną dlatego, że chcąc porównywać wyniki obliczeń prowadzonych metodą radziecką z obliczeniami uwzględniającymi badania Hechta nie można w obu przypadkach przyjmować tej samej temperatury początkowej, lecz tylko tę samą ilość ciepła A_n . Tu już od razu nasuwa się wniosek, że przyjmując wyniki doświadczeń Hechta dotyczące podwyższenia przez olej kablowy ciepła właściwego żyły — można cokolwiek podwyższyć dopuszczalny prąd normalny bez obawy podniesienia temperatury kabla ponad temperaturę normalną.

Oczywiście korzystając z wykresów II na rys. 4 należy jeszcze uwzględnić wyniki badań Hechta odnośnie przechodzenia ciepła do izolacji, a więc wprowadzić współczynnik η według wzoru (12).

Przedstawione wyżej wyniki badań Hechta nie dałyby pełnego obrazu, gdyby nie porównano ich z wynikami uzyskanymi przy posługiwaniu się w obliczeniach innymi metodami. Porównanie wykonano w tabelicy 1 dla a) projektu normy PN/E 50025, b) metody radzieckiej i metody Hechta.

Przykłady obliczono dla różnych odległości miejsc zwarcia od zacisków generatorów oraz dla różnych czasów trwania zwarcia.

Jak widać z powyższego zestawienia, oszczędność na materiale żył kabla uzyskana przy stosowaniu do obliczeń badań Hechta w stosunku do metody projektu PN/E-50025 waha się w granicach od 22 do 42% a w stosunku do metody radzieckiej — od 13,6 do 18,6%.

Oczywiście przy zaokrąglaniu przekroju do najbliższego normalnego różnice mogą się wahać w jednym lub drugim kierunku, nie mniej jednak oszczędność jest duża a w skali krajowej może być nawet bardzo duża, tym bardziej, że w wielu wypadkach dobiera się przekroje właśnie dla warunków zwarciovych lub stosuje urządzenie służące do ograniczenia prądów zwarcia.

Celem niniejszego artykułu jest pobudzenie inicjatywy do szukania bardziej oszczędnej metody obliczania skutków zwarć. Jeżeli choćby część doświadczeń Hechta będzie wykorzystana, to cel artykułu zostanie osiągnięty.

Literatura

1. Artykuł o doświadczeniach Hechta, ETZ z 1935 r.
2. Glazunow — Elektriceskaja czast' stancii i pod-stancii.
3. Skowroński — Materiałoznawstwo elektryczne.
4. Skoczyński i Nowacki — Zwarcia w wysokonapięciowych układach energoelektrycznych.
5. Projekt PN/E-50025.

621.315.2:621.317.333

Badanie stanu izolacji elektroenergetycznych linii kablowych

Inż. Andrzej Masalski

Instytut Elektrotechniki

Część I

Treść: W artykule uzasadniono niemożliwość dokładnej oceny stanu izolacji kabli masowych za pomocą pomiaru oporności izolacji megomierzem, wykazano konieczność stosowania do prób napięcia stałego o wartościach wyższych niż podane w PN/E-6. Przy ocenie stanu izolacji autor uwzględnia charakterystykę prądu przewodnościowego w funkcji czasu. Otrzymane wnioski posłużyły autorowi do opracowania w ramach prac Instytutu Elektrotechniki przy udziale Instytutu Energetyki projektu instrukcji wykonywania badań izolacji linii kablowych.

Artykuł niniejszy dotyczy kabli w izolacji olejowo-papierowej o syciwie lepkiem zwanych kablami masowymi.

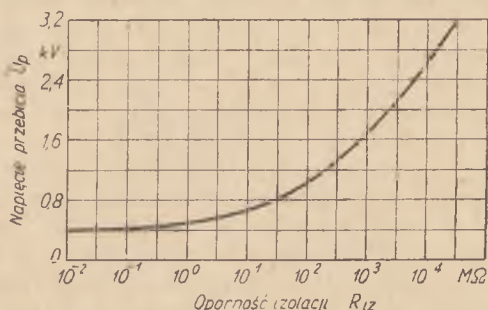
Omówione będą wyłącznie badania linii kablowych (próby zdawczo-odbiorcze ułożonych lub remontowanych linii oraz próby zapobiegawcze wykonywane okresowo w czasie eksploatacji linii); pominięte zostały próby kabli wykonywane w kablowniach, tj. badania międzyoperacyjne w czasie produkcji kabla, próby typu oraz próby wyrobu.

Celem prób zdawczo-odbiorczych jest stwierdzenie, czy kabel nie został uszkodzony w czasie budowy linii i czy montaż muf został wykonany prawidłowo. W czasie budowy linii może np. nastąpić mechaniczne uszkodzenie powłoki otwieranej kabla. Przez powstałe nieszczelności do izolacji przenika wilgoć zmniejszająca jej oporność, a tym samym i wytrzymałość na przebicie (rys. 1). Izolacja kablowa może być zawilgociona również podczas składowania kabli. W czasie budowy linii mogą ponadto ulec mechanicznemu uszkodzeniu warstwy papieru izolacyjnego, wskutek zgi-

nięcia kabla przy zbyt małym promieniu lub prowadzenia robót w czasie mrozów. Przyczyną osłabienia izolacji linii kablowej najczęściej jest jednak wadliwy lub niestaranny montaż muf.

Nie wszystkie jednak wady linii kablowej udaje się wykryć w czasie próby zdawczo-odbiorczej. Wytlumaczyć to można przede wszystkim tym, że głównymi czynnikami osłabiającymi izolację są zawilgocenie i jonizacja we wtrącinach gazowych. W przypadku zaś drobnych nieszczelności lub względnie małego zawilgocenia w czasie montażu wilgoć może przenikać w stosunkowo długim czasie w głąb izolacji. Jonizacja niszcząca powoli izolację występuje dopiero podczas eksploatacji linii kablowej, a jej intensywność zależy od warunków pracy linii. Nieznaczne osłabienie izolacji linii w czasie próby może nie być wykryte, ale z biegiem czasu osłabienie to rozwija się i może stać się przyczyną poważnych awarii. Zarówno te przyczyny, jak i możliwość termicznego starzenia izolacji lub uszkodzenia jej w czasie eksploatacji wymagają wykonania podczas eksploatacji linii prób okresowych.

zwanych profilaktycznymi lub zapobiegawczymi, których celem jest zapobiec awariom w czasie normalnej pracy linii. Cel ten osiąga się przez ustalanie stanu izolacji na podstawie zmian wielkości charakterystycznych danej linii oraz przez wykrywanie i usuwanie miejscowych osłabień izolacji w czasie najbardziej dogodnym dla eksploatacji linii.



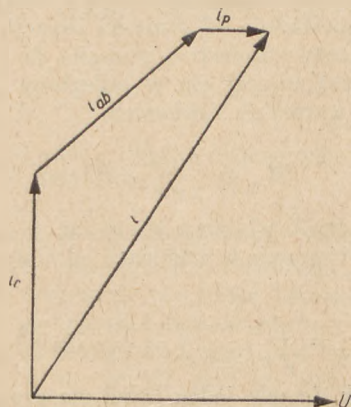
Rys. 1. Napięcie przebicia w zależności od oporności izolacji olejowo-papierowej zawilgoconej powietrzem wilgotnym

Tak przy próbach zdawczo-odbiorczych, jak i zapobiegawczych mierzy się lub sprawdza te same wielkości charakterystyczne linii kablowej, w zbliżonych warunkach. Toteż technika prób zdawczo-odbiorczych w niczym się nie różni od techniki prób zapobiegawczych. Należy wykonać próbę zdawczo-odbiorczą nie tylko decyduje o dopuszczeniu linii do eksploatacji, ale pozwala również na stwierdzenie już na podstawie pierwszej próby zapobiegawczej, czy w początkowym okresie eksploatacji linii nie zmienił się stan jej izolacji. Wynika stąd wniosek, że próby zdawczo-odbiorcze i próby zapobiegawcze powinny być wykonywane przy posługiwaniu się jednakowymi metodami.

Badania stanu izolacji linii kablowych polegają na:

1. pomiarze oporności izolacji za pomocą megomierza,
2. próbie napięciowej,
3. pomiarze prądu przewodnościowego.

Niektóre instrukcje dla linii kablowych na napięcia znamionowe od 15 kV i wyżej wymagają ponadto wykonania pomiaru współczynnika strat dielektrycznych. Pomiary te na ogół nie są jednak wykonywane ze względu na konieczność stosowania ciężkiej aparatury



Rys. 2. Wykres wektorowy prądów płynących przez dielektryk stały, gdy przyłożone jest do niego napięcie stałe

i_{ab} — prąd absorpcji, i_p — prąd przewodnościowy, i_c — prąd ładowania

oraz ze względu na to, że pomiar współczynnika $\tan \delta$ nie może wykazać lokalnych uszkodzeń izolacji.

Wyjaśnimy to na przykładzie. Załóżmy, że dla linii o długości 1010 m na zdrowym odcinku 1005 m $\tan \delta_1 = 0,05$, a na odcinku o długości 5 m współczynnik zwiększył się dziesięciokrotnie, tzn. $\tan \delta_2 = 0,5$. Wypadkowa więc wartość współczynnika strat dielektrycznych:

$$\tan \delta = \frac{U^2 \cdot \omega \cdot C \cdot \tan \delta_1 \cdot 1005 + U^2 \cdot \omega \cdot C \cdot \tan \delta_2 \cdot 5}{U^2 \cdot \omega \cdot C \cdot 1010} = \frac{\tan \delta_1 \cdot 1005 + \tan \delta_2 \cdot 5}{1010} = 0,052$$

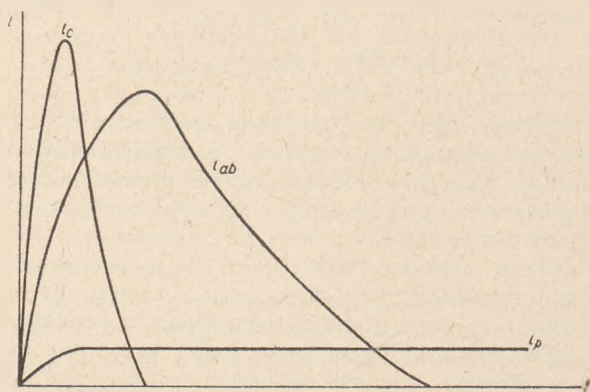
Widzimy więc, że wypadkowa wartość współczynnika $\tan \delta$ nieznacznie różni się od współczynnika dla zdrowej izolacji, a różnica leży w granicach błędu pomiarowego, jak również może być spowodowana zmianą temperatury.

Zdjęcie charakterystyki $\tan \delta = f(U)$ byłoby bardziej miarodajne przy ocenie stanu izolacji, jednak pozostają te same trudności pomiarowe, a ponadto ze względu na konieczność stosowania przy pomiarze podwyższonego napięcia zmiennego próba taka miałaby te same wady co i próba napięciem zmiennym, o czym będzie mowa niżej.

Pomiar oporności izolacji megomierzem

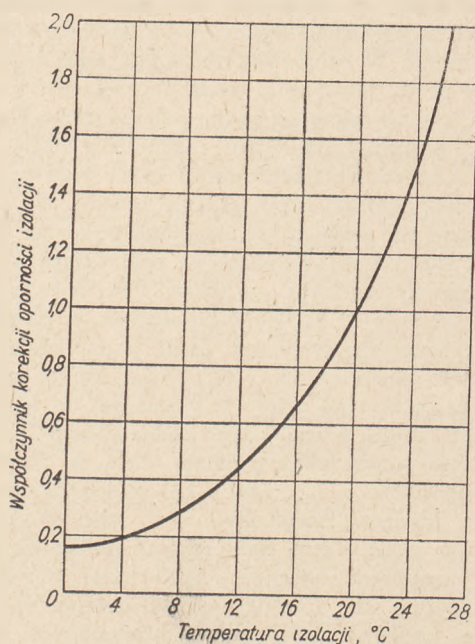
Celem uniknięcia wpływu prądu pojemnościowego należy pomiar oporności izolacji wykonywać zawsze napięciem stałym. Natychmiast po przyłożeniu napięcia stałego prąd płynący przez dielektryk składa się z trzech składowych: z prądu przewodnościowego (będącego sumą prądów skośnego i powierzchniowego), z prądu ładowania i z prądu absorpcji (rys. 2). Ostatnie dwie składowe mogą spowodować, że zmierzona nawet napięciem stałym oporność izolacji będzie obciążona bardzo dużym błędem (zmierzona wartość może być 10 ÷ 100 razy mniejsza od wartości rzeczywistej — określonej prądem przewodnościowym). Czas ładowania kabla w zależności od jego pojemności i oporności izolacji może wynosić od kilkunastu sekund do kilku minut. W celu wyeliminowania więc wpływu na pomiar prądu ładowania wskazanie megomierza powinno być odczytywane po czasie odpowiednio długim (np. po 1 minucie) od chwili rozpoczęcia obracania korbką induktora. Po naładowaniu kabla prąd pojemnościowy natychmiast zmniejsza się prawie do zera i tym samym nie wpływa już na wynik pomiaru. Prąd absorpcji, spowodowany opóźnioną polaryzacją w dielektryku niejednorodnym — jakim jest izolacja kablowa — może mieć bardzo dużą wartość w stosunku do prądu przewodnościowego. Zanik prądu absorpcji jest znacznie powolniejszy (rys. 3) od zaniku prądu ładowania. Zanik tego prądu w zależności od własności izolacji może trwać nawet kilkadziesiąt minut. W rezultacie pomiar megomierzem daje w praktyce wartości oporności w mniejszym lub większym stopniu obciążone błędem. Niemożliwa jest więc dokładna ocena stanu izolacji linii kablowej na podstawie bezwzględnej wartości oporności zmierzonej megomierzem. Powyższe nie dowodzi jednak jeszcze, aby na podstawie porównania wyników otrzymanych przy okresowo powtarzanych pomiarach nie można było wyciągnąć wniosków co do ewentualnych zmian w izola-

cji. Wnioski te jednak mogą być słuszne tylko w przypadku wykonywania pomiarów okresowych zawsze w jednakowych warunkach, tj. megomierzem jednego typu (przede wszystkim o tym samym napięciu), przy odczytywaniu wskazania megomierza po upływie tego samego czasu od chwili rozpoczęcia obracania korbką induktora i przy tej samej temperaturze izolacji linii kablowej na całej jej długości.



Rys. 3. Składowe prądu w dielektryku stałym płynącym pod wpływem napięcia stałego

Oporność izolacji olejowo-papierowej zależy w dużym stopniu od temperatury, np. przy wzroście temperatury od 0 ° do + 20 °C oporność może się zmniejszyć 5 ÷ 6-krotnie a przy dalszym wzroście temperatury od + 20 °C do + 30 °C oporność może się zmniejszyć jeszcze 15 ÷ 18-krotnie. W warunkach fabrycznych pomiar oporności izolacji kabla może być wykonywany przy pewnej ustalonej temperaturze, np. przy 20 °C, w przypadku zaś pomiarów przy innej temperaturze wynik pomiaru sprowadza się do tej umownej temperatury (20 °C) przez zastosowanie współczynnika korekcji, przyjętego na podstawie krzywej doświadczalnej, sporządzonej dla danego typu izolacji o ściśle określonym gatunku papieru i określonej recepturze

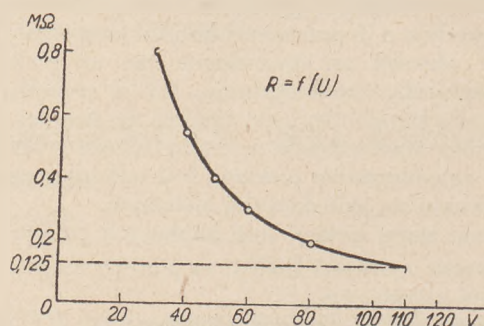


Rys. 4. Współczynnik korekcji oporności izolacji olejowo-papierowej w zależności od temperatury izolacji

syciwa. Przykładowo krzywą taką przedstawiono na rys. 4. W warunkach terenowych uwzględnienie temperatury wskutek nieustalonych warunków cieplnych tak w kierunku osiowym, jak i w kierunku promieniotwórczym jest wręcz niemożliwe.

Oporność izolacji zależy funkcjonalnie od napięcia pomiarowego. Przykładowo zależność taką przedstawia rys. 5. Z wykresu wynika, że przy wyższych napięciach pomiarowych oporność izolacji jest mniejsza, przy czym poczynając od 100 ÷ 110 V zmniejszanie się oporności jest już mało widoczne. Stąd wniosek, że pomiar oporności izolacji powinien być wykonywany napięciem o wartości nie niższej niż 100 V.

Gdyby nawet zachowanie jednakowych warunków pomiarowych było możliwe, to zmierzona oporność nie jest wskaźnikiem wytrzymałości elektrycznej izolacji linii kablowej. Wy tłumaczyć to można tym, że w izolacji samego kabla lub w izolacji muf mogą powstać z różnych przyczyn w czasie budowy linii lub jej eksploatacji przestrzenie gazowe, których istnienie wskutek zwiększonego w nich natężenia pola (mała stała dielektryczna gazu w stosunku do stałej papieru) w dużym stopniu zmniejsza wytrzymałość elektryczną izolacji; obecność zaś wtrącin gazowych nie zmniejsza, a teoretycznie może nawet zwiększyć oporność izolacji, gdyż oporność właściwa gazu jest większa od oporności oleju lub papieru nim nasyczonego.



Rys. 5. Oporność izolacji olejowo-papierowej w zależności od napięcia pomiarowego

Oporność izolacji kabla zależy — jak to wynika z podanych niżej rozważań dla kabla jednożyłowego — od stosunku promienia izolacji żyły do promienia żyły, a nie bezpośrednio od grubości izolacji.

Oporność warstwy izolacji o grubości dx i długości jednostkowej znajdującej się w odległości x od osi kabla (rys. 6) wyrazi się równaniem

$$dR_{iz} = \frac{\rho \cdot dx}{2\pi x},$$

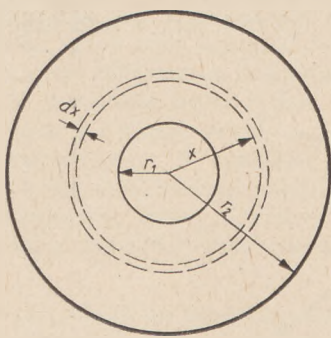
gdzie ρ — oporność właściwa w om. cm.

Całkując to równanie w granicach od r_1 do r_2 otrzymujemy:

$$R_{iz} = \int_{r_1}^{r_2} \frac{\rho \cdot dx}{2\pi x} = \frac{\rho}{2\pi} \cdot \ln \frac{r_2}{r_1}$$

Stąd wniosek, że gdy jeden kabel ma promień żyły $r_1 = 2,8$ mm, a promień izolacji pod powłoką ołowianą $r_2 = 4,3$ mm, to oporność izolacji będzie taka sama jak i kabla o wymiarach $r_1 = 4$ mm i $r_2 = 6,3$ mm mimo tego, że grubość izolacji pierwszego kabla wynosi $a' = 1,5$ mm, a drugiego $a'' = 2,3$ mm.

Z podanego wzoru wynika ponadto, że przy $r_1 = \text{const}$ zmiany r_2 — co jest równoznaczne ze zmianami grubości izolacji — w bardzo małym stopniu wpływają na zwiększenie lub zmniejszenie oporności R_{iz} . Wartość natomiast oporności właściwej ρ w dużym stopniu zależy od własności syciwa. Z tych względów może się zdarzyć, że izolacja grubsza może mieć oporność mniejszą od oporności izolacji cieńszej.



Rys. 6. Schematyczny przekrój kabla jednożyłowego

W zależności od rodzaju syciwa, grubości izolacji i przekroju żyły oporność zdrowej izolacji kabli o lepkiem syciwie może się wahać w granicach od 50 do 3000 MΩ/km.

Z podanych wyżej powodów oporności izolacji kabli, a tym samym i linii kablowych nie są znormalizowane.

Przy określaniu stanu izolacji linii kablowych na podstawie oporności należy również pamiętać, że nawet znaczne miejscowe zmniejszenie wartości oporności izolacji nie da się wykryć za pomocą pomiaru. Jeżeli np. oporność zdrowej izolacji linii kablowej o długości 2 km wynosi 500 MΩ/km, a kabel został zawilgocony na długości 0,25 m, wskutek czego oporność tego krótkiego odcinka zmniejszyła się tysiącrotnie, to oporność izolacji całej linii według przybliżonych obliczeń wyniesie około 222 MΩ, co po przeliczeniu na 1 km daje 444 MΩ/km, a więc bezwzględną wartość wysoką i zaledwie o około 11% mniejszą od oporności izolacji linii zdrowej. Z podanego przykładu widać również, że

zmniejszenie oporności wskutek zawilgocenia izolacji jest znikomo małe wobec możliwych zmian tej wielkości pod wpływem zmian temperatury.

Z powyższego wynika, że na podstawie pomiaru oporności izolacji nie można również wyciągnąć ścisłych wniosków co do stanu izolacji. Z tych względów badanie stanu izolacji linii kablowych metodą pomiaru oporności uznano za wystarczające tylko dla linii kablowych na napięciu do 1000 V i przy użyciu do pomiarów megomierza o napięciu 1000 ÷ 2500 V; dla linii kablowych na napięciach powyżej 1000 V pomiar oporności izolacji jest jedynie próbą wstępną, na podstawie której stwierdza się, czy linia nie ma poważnych uszkodzeń izolacji i czy warto przystąpić do prób zasadniczych, wymagających sprowadzenia cięższej aparatury pomiarowej i większego nakładu pracy.

Uznanie oporności izolacji za wystarczającą próbę linii na napięciu do 1000 V można uzasadnić tym, że:

1. zastosowanie do pomiaru — napięcia 1000 ÷ 2500 V jest poniekąd równoznaczne z przeprowadzeniem próby napięciowej;
2. w liniach do 1000 V w czasie eksploatacji natężenie pola elektrycznego jest tak małe, że nie wykryte przy pomiarze oporności ewentualne wtrąciny gazowe nie mają wpływu na pracę tych linii;
3. ewentualne zawilgocenie stosunkowo cienkiej izolacji przy napięciu do 1000 V powoduje wytworzenie się kanału o zwiększonej przewodności, bezpośrednio łączącego żyłę z powłoką ołowianą. Przy napięciu 1000 ÷ 2500 V przez kanał ten płynie stosunkowo duży prąd — co w konsekwencji spowoduje znaczne zmniejszenie oporności;
4. linie kablowe na napięciu do 1000 V w ogólnym systemie elektroenergetycznym mają stosunkowo małe znaczenie;
5. o grubości izolacji linii na napięciu do 1000 V decydują w pierwszym rzędzie względy mechaniczne i w konsekwencji izolacja tych linii ma duży współczynnik zapasu, toteż ewentualne uszkodzenie niektórych taśm papieru nie grozi jeszcze przebicciem izolacji.

C. d. n.

621.315.614.64

Małe urządzenie do nasycania materiałów izolacyjnych

Inż. Renald Woźniak

Instytut Energetyki

Treść: Opisano prototyp małego aparatu używanego w zakładach sieci elektrycznych do nasycania różnych materiałów izolacyjnych.

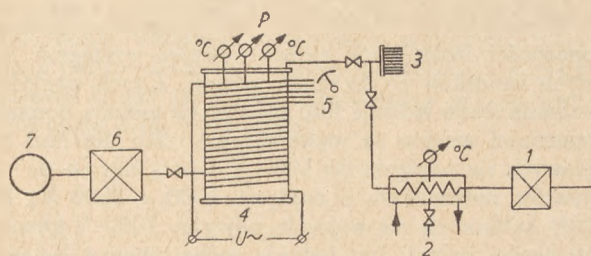
Opisany aparat był przeznaczony głównie do nasycania papieru izolacyjnego, używanego do montażu głowic kabli olejowych na 110 kV. Obecnie urządzenia tego używa się również do nasycania kleszczy izolacyjnych, części izolacyjnych muf oraz głowic bezkorpusowych¹⁾ 6 do 20 kV oraz do suszenia uzwojeń przekładników napięciowych. Elementy te nasycy się i suszy sposobem niżej opisanym.

Opis urządzenia

Urządzenie pokazane na rys. 1 przeznaczone jest do nasycania olejem o małej lepkości (3,8 F — 20 °C) tak, że specjalne nagrzewanie syciwa nie jest konieczne. Pompa próżniowa 1 zasysa powietrze z kotła impregnacyjnego 4 przez skraplacz 2, w którym pod działaniem wody chłodzącej skrapla się para wodna znajdująca się w powietrzu. Filtr 3 zawierający pięciotlenek fosforu P₂O₅ osusza powietrze dopływające z otoczenia do kotła impregnacyjnego. Kocioł impregnacyjny 4 ogrzewa się sposobem indukcyjnym, za pomocą nawi-

¹⁾ Mufy końcowe i łączeniowe bez masy zalewowej oraz korpusu żeliwnego

niętych na płaszcz kotła 70 zwojów linki aluminiowej 35 mm².



Rys. 1. Schemat urządzenia do nasycania materiałów izolacyjnych

Regulację górnego pasma temperatury (80 ÷ 110 °C) rozwiązano w ten sposób, że ostatnie 10 zwojów można było po kolei zwiercać za pomocą zwieracza 5, zmieniając prąd w granicach od $I_{min} = 60$ A do $I_{max} = 80$ A. Przy takim rozwiązaniu można było nie tylko odczytywać temperaturę ścianki kotła, lecz także dokładnie ustalać pożądaną jej wysokość.

Olej impregacyjny znajdujący się w zbiorniku 7 przechodzi przez wirówkę 6, wpływając dolnym otworem do kotła impregacyjnego.

Pomiar temperatur przeprowadzano za pomocą czterech przyrządów pomiarowych, a mianowicie: termometrem oporowym znajdującym się wewnątrz kotła, termometrem alkoholowym mierzącym temperaturę ścianki kotła, termometrem rtęciowym wskazującym temperaturę skroplin oraz próżniomierzem wskazującym próżnię wewnątrz kotła.

Dane znamionowe opisanego urządzenia są następujące:

pojemność kotła	700 l,
ilość zwojów zwojownicy	60 + 10
napięcie zwojownicy nagrzewającej	120 V,
prąd zwojownicy	80 + 60 A,
moc pczorna	9,6 kVA,
moc czynna	5 kW,
cos φ	0,52,
osiągalna temperatura ścianek przy 18 °C otoczenia	110 °C,
osiągalna próżnia	0,1 mm Hg

Całe urządzenie można pomieścić na trzytonowym samochodzie tak, że transport nie przedstawia żadnych trudności.

Przebieg procesu nasycania

Do kontroli procesu suszenia pobrano próbkę papieru (który był przeznaczony do nasycania) i wysuszono go w suszarce przy temperaturze 100 °C, określając zależność wilgotności od czasu suszenia. Wilgotność określono za pomocą różnicy ciężarów występujących w okresie suszenia. Wyniki pokazano na rys. 2.

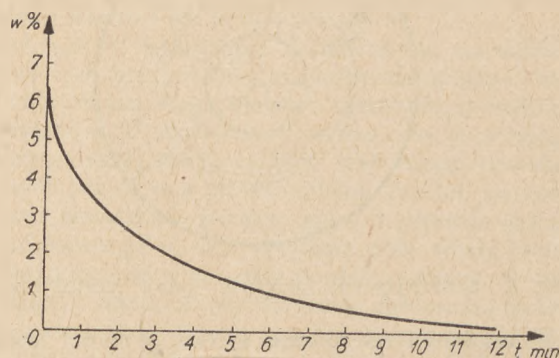
Po ustaleniu przez opisany pomiar stopnia wilgotności można na podstawie przeliczenia i pomiaru skroplin określić końcowy etap suszenia całego ładunku papieru i tym samym uchwycić konieczny czas suszenia. Na przykład ciężar ładunku wynosił 150 kg, wilgotność próbki 6,5%. Wynika z tego, że jeżeli w kondensatorze nabiera się skroplin

$$V = 150 \cdot 6,5 = 9,7 \text{ l}$$

to można proces suszenia uważać za zakończony.

Pomiar ilości skroplin będzie dokładny przy ciśnieniu w skraplaczu wyższym niż 10 mm Hg, gdyż wtedy woda przy 12 °C nie osiągnęła jeszcze punktu parowania.

Założenie powyższe nie jest sprzeczne z procesem suszenia, gdyż przy impregnacji rozróżnia się okres suszenia papieru, w którym operuje się niską próżnią (> 20 mm Hg) i usuwa się całkowitą wilgoć, a następnie okres odgazowania, utrzymując jak najwyższą próżnię (< 0,3 mm Hg) w celu usunięcia powietrza z papieru.



Rys. 2. Wykres przebiegu suszenia próbki papieru
Ciężar próbki nawilżonej 1 kg
Temperatura suszenia 100 °C

Przebieg procesu nasycania przedstawiono za pomocą wykresu na rys. 3 dla opisanego urządzenia impregacyjnego.

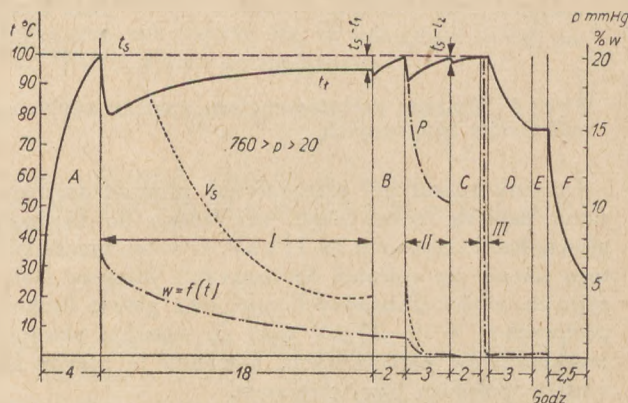
Początek wykresu (przedział A) przedstawia krzywą nagrzania ładunku papieru w kotle. Po osiągnięciu temperatury 100 °C wytwarza się niską próżnię (760 > p > 20 mm Hg), co przedstawiono w przedziale I na rys. 3.

Oznaczmy ciepło doprowadzone do ładunku papieru przez ścianki kotła przez Q_d . Zostaje ono pochłonięte częściowo przez sam ładunek (Q_l), reszta zaś występuje jako ciepło parowania wody (Q_p). Bilans cieplny przedstawiający ów proces będzie miał postać:

$$Q_d = Q_l + Q_p$$

Dla nagrzewania ładunku bilans cieplny przyjmie postać

$$Q_d = Q_l$$



Rys. 3. Wykres przebiegu nasycania

t_s — temperatura ścianki kotła, t_l — temperatura ładunku, V_s — prędkość suszenia, w — zawartość wilgoci w %, p — próżnia w mm Hg, I, II, III — przedziały niskiej, średniej i wysokiej próżni

Początek I przedziału wykresu wykazuje znaczny spadek temperatury ładunku wskutek intensywnego parowania wody. Dla zakresu opadającej temperatury ładunku ważny jest bilans

$$Q_d + Q'_l = Q_p$$

gdzie

Q'_l — część ciepła ładunku.

Z równania wynika, że ładunek oddaje ciepło potrzebne na wyparowanie wody. Równanie to kryje pewną niespodziankę, gdyż przy zastosowaniu pompy o zbyt dużej wydajności temperatura ładunku opadnie tak gwałtownie, że parowanie wody będzie znikome. Doprowadzenie ciepła zaś będzie utrudnione wskutek braku warstwy przewodzącej. W rezultacie zjawiska powyższe mogą wywołać zanik procesu suszenia. Można temu zapobiec, wpuszczając trochę powietrza suchego do kotła, podgrzewając ładunek i wytwarzając ponownie próżnię.

Wskazane jest, aby proces ten powtórzyć kilka razy. W konkretnie opisanym przypadku osiąga się po wstępnym suszeniu w niskiej próżni wilgotność równą 1,5% (Przedział I). Znaczną zawartość wody w ładunku poznaje się na wykresie po spadku temperatury $t_s - t_1$, który pokrywa parowanie.

Ażeby uniknąć zbyt długiego suszenia, wpuszcza się teraz przez filtr z P_2O_5 (pięciotlenek fosforu) suche powietrze do kotła i powtórnie nagrzewa się ładunek do 100 °C (przedział B).

Prędkość suszenia można na wykresie oznaczyć pochodną funkcji wilgotności

$$v_s = \frac{dw}{dt} = \lg \Delta (w, t)$$

Na podstawie tego wzoru dodatkowo uzupełniono zdjęty wykres krzywą prędkości suszenia (rys. 3).

Z rys. 3 można zauważyć, że przy wytwarzaniu próżni w kotle (przedział II) temperatura gwałtownie opada, po czym podnosi się powoli do wartości $t_s - t_2$.

W przedziale tym ładunek jest również intensywnie suszony, a próżnia zmienia się od 200 do 10 mm Hg. Drugi przedział suszenia obejmuje zakres, w którym można prawie całkowicie usunąć wilgoć z ładunku. Całkowita ilość skroplin powinna wynosić w danym wypadku 9,7 l (praktycznie wielkość ta wahała się około 9,56 l ze względu na występujące straty).

Trzeci przedział wytwarzania próżni, po kolejnym nagrzewaniu (przedział C), można już uważać za etap odgazowania ładunku.

Założenie powyższe zgadza się z wykresem, gdyż temperatura ładunku nie spada na początku i utrzymuje się na wysokości t_s , czyli

$$t_s - t_3 = 0,$$

co jest równoznaczne z zanikiem parowania wody i całkowitym wysuszeniem ładunku.

Stosownie do poprzednich założeń doprowadzono próżnię do najwyższej granicy 0,1 mm Hg, obniżając temperaturę ładunku do 75 °C, (przedział D), gdyż temperatura tego rzędu nie szkodzi stosowanemu olejowi do nasycania. Olej impregacyjny doprowadzono przez dolny otwór kotła przy najwyższej próżni z prędkością 10 l/min (przedział F).

Po całkowitym napełnieniu kotła syciwem następuje okres chłodzenia (przedział F), który jest zakończeniem całego procesu nasycania. Pomiaru wykonano na papierze nasyconym tym sposobem dały bardzo dobre wyniki, a mianowicie:

wytrzymałość elektryczną 32 kV/min,
współczynnik stratności 0,008.

Literatura

1. F. L. Holland i Merten — Handbuch der Vacuum-technik, 1953.
2. Dushman S. — Scientific Foundation of Vacuum Technique, 1949.

621.3.017:621.314.2

Straty energii przy równoległej pracy transformatorów¹⁾

Inż. Zbigniew Fabierkiewicz

Wstęp

W związku z prowadzoną obecnie na szeroką skalę akcją zmniejszenia strat w sieciach należy zająć się zagadnieniem ekonomicznej eksploatacji stacji, w których pracuje równolegle kilka transformatorów i określić w sposób możliwie prosty lecz dokładny optymalne warunki pracy.

Zagadnienie najbardziej właściwego doboru pracujących jednostek odpowiednio do zmieniającego się w czasie obciążenia jest często tematem rozważań w odniesieniu do turbogeneratorów i kotłów, odnośnie zaś transformatorów stosuje się zwykle zasadę załączania takich jednostek, aby pokryły one zapotrzebowanie przy jak najmniejszej sumie ich mocy. Rozumowanie takie jest błędne, gdyż zależnie od stosunku wielkości strat w żelazie i w miedzi często opłaca się załączać

transformatory o mocy w sumie znacznie większej od obciążenia, wskutek czego osiąga się jak najmniejsze straty energii.

Zagadnienie to da się rozwiązać matematycznie prawie dokładnie przy drobnych jedynie uproszczeniach w założeniu. Takim uproszczeniem wpływającym nieznacznie na wyniki jest przyjęcie, że: 1. straty w żelazie są stałe, 2. straty w miedzi są proporcjonalne do kwadratu obciążenia, 3. rozkład obciążeń na dwa równoległe pracujące transformatory zależy od ich oporności pozornej, związanej matematycznie z napięciem zwarcia.

W celu łatwiejszego zrozumienia metody postępowania zostanie omówiony wypadek najprostszy, a mianowicie dwa jednakowe transformatory pracujące równolegle. Rozumowanie to będzie rozszerzone na dowolną liczbę transformatorów. Następnie zostaną ustalone zakresy obciążeń, w których przy załączeniu do pracy równoległej pewnej liczby jednostek transformatorowych wypadną najniższe straty energii.

¹⁾ W artykule nie uwzględniono wpływu współczynnika mocy na straty w transformatorach

Z kolei będzie omawiana praca transformatorów o różnych mocach znamionowych, o różnych napięciach zwarcia oraz o różnych stratach w żelazie i w miedzi. Naprzód określi się, który z dwóch transformatorów będzie korzystniej załączyć dla danego zakresu mocy, następnie kiedy opłaca się załączyć drugi transformator i o jakiej mocy, gdy jeden już pracuje. Wreszcie ustalone zostanie obciążenie, przy którym celowe jest załączenie trzeciej jednostki, gdy dwie pracują.

Wyprowadzone wzory posłużą do obliczenia przykładów i wyciągnięcia odpowiednich wniosków.

Praca równoległa transformatorów o jednakowej mocy

Przy rozważaniu wielkości strat transformacji zgodnie z przyjętymi wyżej założeniami dla obciążenia wzrastającego od zera decydującym czynnikiem będą początkowo straty w żelazie, gdyż proporcjonalne do kwadratu obciążenia straty w miedzi są przy jego małych wartościach nieznaczne.

Dlatego najkorzystniejsze warunki otrzymamy po załączeniu początkowo małej stosunkowo jednostki o niewielkich stratach w żelazie. Dopiero przy wzroście obciążenia straty w miedzi zaczną przeważać. W celu ich zmniejszenia będzie się opłacało załączyć jednostkę większą lub równoległą drugą, aby przez powiększenie całkowitego przekroju uzwojeń zmniejszyć oporność rzeczywistą i straty z nią związane, nawet kosztem powiększenia strat w żelazie wskutek wzrostu jego objętości. Obciążenie, przy którym opłaca się załączyć tę drugą jednostkę, obliczymy dla dwóch jednakowych transformatorów, rozważając zależność strat całkowitych P_s do obciążenia P i porównując tę wielkość przy załączeniu jednego lub dwóch transformatorów jednakowych.

Wprowadzamy następujące oznaczenia:

- P — obciążenie w kVA,
- P_n — moc znamionowa jednego transformatora w kVA,
- P_s — straty całkowite transformacji w kW,
- P_{sFe} — straty w żelazie jednego transformatora w kW,
- P_{sCu} — straty w miedzi jednego transformatora przy obciążeniu znamionowym w kW,
- P_g — moc graniczna w kVA, przy której zaczyna opłacać się załączenie drugiego transformatora z punktu widzenia minimum strat.

Straty jednego transformatora przy obciążeniu znamionowym wyraża wzór

$$P_{sn} = P_{sFe} + P_{sCu} \quad (1)$$

Dla jednego transformatora i dowolnego obciążenia P , uwzględniając przyjęte wyżej założenia, że straty w żelazie przy zmianach obciążenia są stałe a straty w miedzi są proporcjonalne do kwadratu obciążenia otrzymamy

$$P_s = P_{sFe} + P_{sCu} \left(\frac{P}{P_n} \right)^2 \quad (2)$$

Jeżeli obciążenie P mają pokryć dwa jednakowe transformatory, to rozłoży się ono na nie po połowie, straty zaś w żelazie wyniosą w każdej jednostce P_{sFe} , straty w miedzi natomiast wzrosną odpowiednio do

P_{sCu} i do obciążenia $\frac{1}{2} P$.

Straty całkowite dla dwóch transformatorów

$$P_s = 2 \cdot P_{sFe} + 2 \cdot P_{sCu} \cdot \left(\frac{P}{2 \cdot P_n} \right)^2$$

W myśl tego, co powiedziano dla mocy granicznej $P = P_g$, przy której zaczyna się opłacać załączenie drugiego transformatora, straty będą sobie równe:

$$P_{sFe} + P_{sCu} \cdot \left(\frac{P_g}{P_n} \right)^2 = 2 \cdot P_{sFe} + 2 \cdot P_{sCu} \cdot \left(\frac{P_g}{2 \cdot P_n} \right)^2$$

Stąd

$$P_g = P_n \cdot \sqrt{\frac{2 P_{sFe}}{P_{sCu}}} \quad (3)$$

Decydującym wskaźnikiem jest stosunek strat w żelazie do strat w miedzi. Jeżeli straty w żelazie są większe, to rośnie moc graniczna, czyli załączenie drugiego transformatora opłaca się dopiero przy większym obciążeniu.

Wielkość stosunku P_{sFe} i P_{sCu} dla transformatorów krajowych produkowanych obecnie i podanych w aktualnych katalogach oraz w cennikach waha się od 0,267 ÷ 0,38 dla jednostek małych i średnich (20 ÷ 1 600 kVA) i od 0,232 ÷ 0,425 dla jednostek dużych (2 000 ÷ 25 000 kVA).

Przykład 1

Obliczyć stosunek mocy granicznej do znamionowej dla wartości skrajnych:

$$P_g : P_n = \sqrt{2 \cdot P_{sFe} : P_{sCu}} = \sqrt{2 \cdot 0,267} = 0,73$$

$$P_g : P_n = \sqrt{2 \cdot P_{sFe} : P_{sCu}} = \sqrt{2 \cdot 0,38} = 0,87$$

$$P_g : P_n = \sqrt{2 \cdot P_{sFe} : P_{sCu}} = \sqrt{2 \cdot 0,232} = 0,68$$

$$P_g : P_n = \sqrt{2 \cdot P_{sFe} : P_{sCu}} = \sqrt{2 \cdot 0,425} = 0,92$$

W wypadku skrajnym stosunek $P_{sFe} : P_{sCu} = 0,232$ odpowiada katalogowemu transformatorowi 16 000 kVA, z górnym napięciem 35 kV, o chłodzeniu sztucznym. Przy dwu takich transformatorach opłaca się załączyć drugi wtedy, gdy pierwszy jest obciążony w 68% mocy znamionowej.

Rozważania można rozszerzyć na dowolną liczbę jednakowych transformatorów równoległych. Przyjmując, że jest ich k , pracuje już $(k-1)$ jednostek, należy określić, przy jakiej mocy opłaca się załączyć następny transformator.

Straty przy pracy k transformatorów:

$$P_s = k \cdot P_{sFe} + k \cdot P_{sCu} \cdot \left(\frac{P}{k \cdot P_n} \right)^2$$

Straty dla $(k-1)$ transformatorów:

$$P_s = (k-1) \cdot P_{sFe} + (k-1) \cdot P_{sCu} \cdot \left\{ \frac{P}{(k-1) \cdot P_n} \right\}^2$$

Dla szukanego obciążenia P_g wielkości te będą równe:

$$k \cdot P_{sFe} + k \cdot P_{sCu} \cdot \left(\frac{P_g}{k \cdot P_n} \right)^2 = (k-1) \cdot P_{sFe} + (k-1) \cdot P_{sCu} \cdot \left\{ \frac{P_g}{(k-1) \cdot P_n} \right\}^2$$

Stąd

$$P_g = P_n \cdot \sqrt{\frac{P_{sFe}}{P_{sCu}} \cdot k \cdot (k-1)} \quad (4)$$

Przykład 2

Obliczyć, przy jakim obciążeniu opłaca się załączyć trzeci i czwarty transformator dla poprzednio podanego stosunku $P_{sFe} : P_{sCu}$ w katalogu.

Dla trzeciego transformatora ($k=3$):

$$\frac{P_g}{P_n} = \sqrt{\frac{P_{sFe}}{P_{sCu}} \cdot 6}$$

Dla czwartego transformatora ($k = 4$)

$$\frac{P_g}{P_n} = \sqrt{\frac{P_{sFe}}{P_{sCu}}} \cdot 12$$

Obliczamy stosunek $P_{sFe} : P_{sCu}$ oraz $P_g : P_n$ dla $k = 3$ i $k = 4$

	$k = 4$	$k = 3$
$P_{sFe} : P_{sCu}$	$P_g : P_n$	$P_g : P_n$
0,267	1,26	1,77
0,38	1,51	2,12
0,232	1,18	1,66
0,425	1,6	2,25

Jak widać, dla stosunku $P_{sFe} : P_{sCu} = 0,232$ czwarty transformator należy załączyć wtedy, gdy każdy z trzech transformatorów jest obciążony w

$$\frac{166}{3} = 58\%.$$

Jak wynika z tego, szeroko rozpowszechniony pogląd, że przy zmniejszaniu się obciążenia należy w miarę możliwości wyłączać niedociążone jednostki transformatorowe, trzeba poddać krytycznej rewizji i zagadnienie to rozważyć indywidualnie w zależności od danych znamionowych transformatorów, określając granice obciążeń, w których najkorzystniejsza będzie praca odpowiedniej liczby transformatorów.

Praca równoległa transformatorów o różnej mocy

Z kolei zostaną przeprowadzone rozważania współpracy jednostek o różnych mocach znamionowych, o różnych stratach w żelazie i w miedzi oraz o różnych napięciach zwarcia.

Najpierw należy rozpatrzyć zagadnienie doboru transformatora dla uzyskania minimum strat.

Przy mniejszym obciążeniu oczywiście korzystniejszy będzie transformator o mniejszych stratach w żelazie, gdyż one przeważają. Przy wzroście obciążenia do pewnej wartości opłaca się załączyć zamiast niego większą jednostkę o większych stratach w żelazie, lecz o mniejszych stratach w miedzi.

Rozważyć należy, jak poprzednio, zależność strat obciążenia dla każdego z transformatorów, przy czym dla szukanej mocy granicznej straty obu jednostek będą równe.

Przyjmując następujące oznaczenia:

P_{n1}, P_{n2} — moce znamionowe transformatora 1 i 2,
 P_{s1}, P_{s2} — straty całkowite transformatora 1 i 2,
 P_{sFe1}, P_{sFe2} — straty w żelazie transformatora 1 i 2,
 P_{sCu1}, P_{sCu2} — straty w miedzi transformatora 1 i 2 przy obciążeniu znamionowym,
 P_g — obciążenie graniczne, przy którym opłaca się załączyć większą jednostkę zamiast mniejszej

wyrazimy straty dla transformatora 1 i 2 przy obciążeniu P wzorami:

$$\text{tr. 1: } P_{s1} = P_{sFe1} + P_{sCu1} \cdot \left(\frac{P}{P_{n1}}\right)^2$$

$$\text{tr. 2: } P_{s2} = P_{sFe2} + P_{sCu2} \cdot \left(\frac{P}{P_{n2}}\right)^2$$

Przy mocy granicznej $P = P_g$ straty te będą sobie równe.

Po porównaniu i rozwiązaniu równania obliczymy, że

$$P_g = \sqrt{\frac{P_{sFe1} - P_{sFe2}}{\frac{P_{sCu2}}{P_{n2}^2} - \frac{P_{sCu1}}{P_{n1}^2}}} \quad (5)$$

Normalnie większa jednostka ma większe straty w żelazie, a mniejsze straty w miedzi w stosunku do kwadratu obciążenia znamionowego. Przyjmując za jednostkę większą transformator 1 otrzymamy pod pierwiastkiem dodatnią wartość ułamka. Jeżeli różnica strat w żelazie wypada większa, a zmniejszenie strat w miedzi w stosunku do mocy znamionowej jest mniejsze, wartość P_g rośnie.

Może się jednak zdarzyć przy transformatorach z produkcji różnych serii, że wielkość pod pierwiastkiem będzie ujemna. Będzie to oznaczało, że praca jednego z transformatorów jest korzystniejsza przy każdym obciążeniu (oczywiście nie przekraczającym jego mocy znamionowej) i nie ma wtedy obciążenia, przy którym powinno nastąpić przełączenie na drugi transformator. Przy dwóch jednakowych transformatorach ułamek pod pierwiastkiem przyjmie wartość 0:0, co oznacza, że rozwiązanie jest nieokreślone, fizycznie — że jest obojętne, który z dwóch czynnych transformatorów załączymy.

Przykład 3

Dwa transformatory o mocy 8 000 i 20 000 kVA i o górnym napięciu 121 kV. Przy jakim obciążeniu należy wyłączyć transformator 8 000 kVA, a załączyć 20 000 kVA.

Dane transformatorów:

$$P_{n1} = 20\,000 \text{ kVA}; P_{sFe1} = 55 \text{ kW}; P_{sCu1} = 134 \text{ kW};$$

$$P_{n2} = 8\,000 \text{ kVA}; P_{sFe2} = 29 \text{ kW}; P_{sCu2} = 70,4 \text{ kW}$$

Moc graniczna:

$$P_g = \sqrt{\frac{P_{sFe1} - P_{sFe2}}{\frac{P_{sCu2}}{P_{n2}^2} - \frac{P_{sCu1}}{P_{n1}^2}}} = \sqrt{\frac{55 - 29}{\frac{70,4}{8000^2} - \frac{134}{20000^2}}} = 5\,800 \text{ kVA}$$

A więc już przy obciążeniu 5 800 kVA, co odpowiada 73% mocy znamionowej mniejszego transformatora, opłaca się zastąpić go jednostką większą, która będzie pracowała ekonomiczniej.

Przykład 4

Dwa transformatory, z których jeden o mocy 20 000 kVA pracuje z drugim o mocy 10 000 kVA.

$$(P_{n2} = 10\,000 \text{ kVA}; P_{sFe2} = 34 \text{ kW}; P_{sCu2} = 82 \text{ kW})$$

$$P_g = \sqrt{\frac{55 - 34}{\frac{82}{10000^2} - \frac{134}{20000^2}}} = 6\,550 \text{ kVA}$$

W tym wypadku transformator o mocy 20 000 kVA powinien być załączony przy większym obciążeniu niż poprzednio.

Przykład 5

Dwa transformatory o mocy: 10 000 kVA i 25 000 kVA

$$(P_{n1} = 25\,000 \text{ kVA}; P_{sFe1} = 63 \text{ kW}; P_{sCu1} = 154 \text{ kW})$$

$$P_g = \sqrt{\frac{63 - 34}{82} \cdot \frac{154}{10000^2 \cdot 25000^2}} = 7130 \text{ kVA}$$

Jeżeli moc jednostki większej powiększy się, to przedłuży się zakres obciążenia korzystniejszego dla mniejszego transformatora.

Przykład 6

Dwie jednostki o mocach zbliżonych 25 000 i 20 000 kVA.

$$P_{n1} = 25000 \text{ kVA}; P_{sFe1} = 63 \text{ kW};$$

$$P_{sCu1} = 154 \text{ kW};$$

$$P_{n2} = 20000 \text{ kVA}; P_{sFe2} = 55 \text{ kW};$$

$$P_{sCu2} = 134 \text{ kW};$$

$$P_g = \sqrt{\frac{63 - 55}{134} \cdot \frac{154}{20000^2 \cdot 25000^2}} = 10000 \text{ kVA.}$$

Z powyższego wynika, że opłaca się załączyć większy transformator a wyłączyć mniejszy już przy połowie obciążenia mniejszej jednostki. Jeżeli w stacji jest więcej transformatorów, to przeprowadza się porównanie między nimi i określa zakresy pracy dla poszczególnych jednostek z punktu widzenia minimum strat. Załóżmy np., że mamy trzy transformatory o mocy 10 000, 20 000 i 25 000 kVA.

Z poprzednich przykładów wynika, że przy 6 550 kVA zmieniany transformator o mocy 10 000 kVA na transformator o mocy 20 000 kVA. Z porównania zaś transformatorów 20 000 i 25 000 kVA wiemy, że przy obciążeniu 10 000 kVA opłaca się wyłączyć 20 000 kVA i załączyć 25 000 kVA. Porównanie jednostek 10 000 i 25 000 kVA nic nam nie daje, gdyż granica leży w zakresie, w którym najekonomiczniejsza jest praca transformatora o mocy 20 000 kVA. Wystarczy więc przeprowadzić porównanie między dwiema jednostkami kolejnymi w szeregu ustawionym według mocy.

Praca równoległa dwóch transformatorów o różnej mocy

Rozważmy teraz wypadek pracy równoległej dwóch różnych jednostek i znajdziemy obciążenie graniczne, przy którym opłaca się przyłączyć do jednego transformatora pracującego drugi o innych danych znamionowych.

Należy najpierw znaleźć najekonomiczniejszy rozkład obciążeń między równolegle pracującymi jednostkami.

Wprowadzamy dodatkowe oznaczenia:

e_1, e_2 — napięcia zwarcia transformatora 1 i 2,
 Z_1, Z_2 — oporności pozorne transformatora 1 i 2,
 I_1, I_2 — prądy odpowiadające obciążeniom P_1, P_2

Dla określenia rozkładu obciążeń wychodzimy z równości strat napięcia w obu transformatorach:

$$I_1 \cdot Z_1 = I_2 \cdot Z_2, \text{ stąd}$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{Z_2}{Z_1}$$

Stosunek Z_2 do Z_1 znajdziemy ze wzorów na napięcie zwarcia:

$$e_1 = \frac{P_{n1} \cdot Z_1}{U^2}; e_2 = \frac{P_{n2} \cdot Z_2}{U^2}$$

gdzie

U — napięcie, jednakowe dla obu transformatorów.

Dzieląc równania przez siebie otrzymamy

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{e_2}{e_1} \cdot \frac{P_{n1}}{P_{n2}}$$

Przyjmując, że obciążenia są proporcjonalne do prądów otrzymamy stosunek

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{e_2}{e_1} \cdot \frac{P_{n1}}{P_{n2}}$$

Stosunek ten, który przy rozważaniu dwóch określonych transformatorów jest wielkością stałą, oznaczamy dla uproszczenia przez

$$a = \frac{P_2}{P_1} = \frac{e_1}{e_2} \cdot \frac{P_{n2}}{P_{n1}}$$

Wtedy $P_2 = a \cdot P_1$

Obciążenie P rozłoży się więc na dwa transformatory w następujący sposób:

$$P = P_1 + P_2 = P_1 + a \cdot P_1 = P_1 (1 + a)$$

Stąd

$$P_1 = \frac{P}{1 + a}; P_2 = \frac{a \cdot P}{1 + a}$$

Straty przy pracy równoległej transformatorów dla obciążenia P :

$$P_s = P_{sFe1} + P_{sFe2} + P_{sCu1} \cdot \left| \frac{P}{P_{n1} \cdot (1 + a)} \right|^2 + P_{sCu2} \cdot \left| \frac{P \cdot a}{P_{n2} \cdot (1 + a)} \right|^2$$

Przyjmujemy, jak poprzednio, że straty w miedzi są proporcjonalne do kwadratu obciążenia a więc do $P \cdot (1 + a)$ dla pierwszego i do $a \cdot P \cdot (1 + a)$ dla drugiego transformatora.

Jeżeli pracuje tylko transformator 1, to straty wyniosą

$$P_s = P_{sFe1} + P_{sCu1} \cdot \left(\frac{P}{P_n} \right)^2$$

Porównanie tych dwóch wielkości da moc graniczną $P = P_g$, przy której opłaca się do pracującego transformatora 1 załączyć równolegle transformator 2. W tym wypadku straty muszą być sobie równe.

$$P_{sFe1} + P_{sCu1} \cdot \left(\frac{P_g}{P_n} \right)^2 = P_{sFe1} + P_{sFe2} + P_{sCu1} \cdot \left| \frac{P_g}{P_{n1} \cdot (1 + a)} \right|^2 + P_{sCu2} \cdot \left| \frac{P_g \cdot a}{P_{n2} \cdot (1 + a)} \right|^2$$

W równaniu tym redukuje się wielkość P_{sFe1} , co oznacza, że straty w żelazie pierwszego transformatora nie mają wpływu na to, kiedy opłaca się załączyć drugą jednostkę, gdyż o porównaniu decyduje różnica między stratami w żelazie transformatora drugiego a zmniejszonymi stratami w miedzi wskutek rozłożenia obciążenia na dwa transformatory.

Rozwiązując powyższe równanie otrzymamy wzór na graniczne obciążenie, przy którym opłaca się załączyć transformator 2 do transformatora 1:

$$P_g = \sqrt{\frac{(1 + a)^2 \cdot P_{sFe2}}{\frac{2a \cdot P_{sCu1}}{P_{n1}^2} + a^2 \cdot \left(\frac{P_{sCu1}}{P_{n1}^2} - \frac{P_{sCu2}}{P_{n2}^2} \right)}} \quad (6)$$

Ze wzoru tego widać, że moc graniczna rośnie ze wzrostem strat w żelazie i w miedzi transformatora drugiego, maleje zaś ze wzrostem strat w miedzi transformatora pierwszego.

W wypadku szczególnym, gdy oba transformatory są jednakowe

$$a = 1; P_{sFe1} = P_{sFe} : P_{sCu1} = P_{sCu2} = P_{sCu} ; P_{n1} = P_{n2} = P_n$$

$$P_g = \sqrt{\frac{(1+1)^2 \cdot P_{sFe}}{2 \cdot 1 \cdot P_{sCu}}} = P_n \cdot \sqrt{\frac{2P_{sFe}}{P_{sCu}}}$$

Otrzymujemy zatem wynik, jak poprzednio.

Przykład 7

Obliczyć opłacalność załączenia drugiej jednostki przy dwu transformatorach o mocy: 20 000 i 10 000 kVA. Pracuje transformator o mocy $P_{n1} = 20\,000$ kVA; $P_{sFe1} = 55$ kW; $P_{sCu1} = 134$ kW.

Transformator 2 — $P_{n2} = 10\,000$ kVA;

$P_{sFe2} = 34$ kW; $P_{sCu2} = 82$ kW

$e_1 = e_2$, napięcia zwarcia są dla obu jednostek jednako-

$$a = \frac{e_1}{e_2} \cdot \frac{P_{n2}}{P_{n1}} = \frac{10\,000}{20\,000} = 0,5$$

Moc graniczna

$$P_g = \frac{(1 + 0,5) \cdot \sqrt{34}}{\sqrt{2 \cdot 0,5 \cdot \frac{134}{20\,000^2} + 0,5^2 \cdot \left(\frac{134}{20\,000^2} - \frac{82}{10\,000^2} \right)}} = 19\,100 \text{ kVA}$$

Dla porównania obliczmy P_g dla dwóch transformatorów 20 000 kVA

$$P_g = P_n \cdot \sqrt{\frac{2P_{sFe}}{P_{sCu}}} = 20\,000 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 55}{134}} = 18\,100 \text{ kVA}$$

Otrzymujemy dziwny na pozór wynik, że mniejszy transformator opłaca się załączyć dopiero przy mocy niewiele mniejszej niż moc większego transformatora. Wynika to stąd, że w transformatorze mniejszym stosunek strat w żelazie do strat w miedzi jest nieco mniejszy. Mimo, że straty w żelazie transformatora mniejszego są mniejsze, przy załączeniu go do większego transformatora zyskuje się niewiele na stratach w miedzi, gdyż przejmuję on tylko nieznaczną część obciążenia. Opłaca się to dopiero przy dalszym wzroście obciążenia.

Przykład 8

Rozważmy jeszcze układ odwrotny, tj. gdy pracuje transformator 10 000 kVA, załączamy zaś jednostkę 20 000 kVA. Wtedy

$$a = \frac{e_1}{e_2} \cdot \frac{P_{n2}}{P_{n1}} = \frac{20\,000}{10\,000} = 2$$

Moc graniczna

$$P_g = \frac{(1 + 2) \cdot \sqrt{55}}{\sqrt{2 \cdot 2 \cdot \frac{82}{10\,000^2} + 2^2 \left(\frac{82}{10\,000^2} - \frac{134}{20\,000^2} \right)}} = 9\,700 \text{ kVA}$$

A więc przy obciążeniu 9 700 kVA opłaca się przyłączyć do transformatora 10 000 kVA drugi o mocy 20 000 kVA, lecz — jak wiadomo z przykładów 3 + 6 już przy 6 550 kVA należy zastąpić transformator 10 000 kVA transformatorem 20 000 kVA. Jeśli więc są dwie jednostki 10 000 i 20 000 kVA, to do obciążenia 6 550 kVA pracować będzie transformator 10 000 kVA, następnie transformator 20 000 kVA, przy ob-

ciążeniu zaś 19 100 kVA załączymy do niej transformator 10 000 kVA.

Przy dwu jednakowych jednostkach po 20 000 kVA pracowałby jeden z nich do obciążenia 18 100 kVA, a następnie (a więc przy obciążeniu mniejszym niż poprzednio) obie jednostki.

Z przykładów tych można wyciągnąć wnioski wykraczające poza ramy omawianego zagadnienia (ustalania sposobu włączania transformatorów), a dotyczące projektowania ekonomicznej mocy transformatorów w nowych stacjach.

Jak już podano, zasada dokładnego dobierania sumy mocy transformatorów do obciążeń nie jest całkowicie słuszna; opłaca się natomiast załączanie jednostek o mocy zbliżonej (uzyskuje się wtedy dobry rozkład obciążeń z punktu widzenia zmniejszenia strat w miedzi). Bardziej racjonalne zatem jest stosowanie jednostek o równej mocy, nawet gdyby przekraczały one zapotrzebowanie. Wprawdzie przy tym powiększa się koszt stacji, lecz łatwiej za to jest rezerwować transformatory o równej mocy. Do tego dochodzą korzyści wynikające z zastosowania typowego rozwiązania stacji.

Zamiana jednego transformatora na dwie jednostki

Rozważania poprzednie, kiedy można dodatkowo załączyć drugi transformator, należy rozszerzyć, zamieniając jednostkę na dwie inne i odpowiadając na pytanie, przy jakiej mocy się to opłaca. W tym celu porównuje się straty przy pracy transformatora 1 o danych P_{n1} , P_{sFe1} , P_{sCu1} ze stratami transformatorów 2 i 3 o danych oznaczonych odpowiednio indeksami 2 i 3. Stosunek mocy rozłożonych na jednostki 2 i 3:

$$P_3 = a \cdot P_2$$

$$P = P_2 + P_3; P_2 = \frac{P}{1+a}; P_3 = \frac{a \cdot P}{1+a};$$

$$a = \frac{P_{n3}}{P_{n2}} \cdot \frac{e_2}{e_3}$$

Straty transformatora 1 przy obciążeniu P :

$$P_s = P_{sFe1} + P_{sCu1} \cdot \left(\frac{P}{P_{n1}} \right)^2$$

Straty transformatora 2 i 3 przy obciążeniu P :

$$P_s = P_{sFe2} + P_{sFe3} + P_{sCu2} \cdot \left(\frac{P}{P_{n2} \cdot (1+a)} \right)^2 + P_{sCu3} \cdot \left(\frac{a \cdot P}{P_{n3} \cdot (1+a)} \right)^2$$

Z porównania obu równań otrzymuje się moc graniczną:

$$P_g = \frac{\sqrt{P_{sFe2} + P_{sFe3} - P_{sFe1}}}{\sqrt{\frac{P_{sCu1}}{P_{n1}^2} - \frac{P_{sCu2}}{P_{n2}^2 \cdot (1+a)^2} - \frac{a^2 \cdot P_{sCu3}}{P_{n3}^2 \cdot (1+a)^2}}} \quad (7)$$

Przykład 9

Obliczyć, kiedy opłaca się zastąpić transformator 25 000 kVA dwoma o mocy 20 000 i 10 000 kVA.

Transformator 1

$P_{n1} = 25\,000$ kVA; $P_{sFe1} = 63$ kW;

$P_{sCu1} = 154$ kW

Transformator 2

$P_{n2} = 20\,000$ kVA, $P_{sFe2} = 55$ kW.

$P_{sCu2} = 134$ kW

Transformator 3

$$P_{n3} = 10\,000 \text{ kVA}, P_{sFe3} = 34 \text{ kW}.$$

$$P_{sCu3} = 82 \text{ kW}$$

$$\alpha = \frac{10000}{20000} = 0,5,$$

$$P_g = \frac{1}{\sqrt{\frac{154}{25000^2} - \frac{134}{20000^2 \cdot (1+0,5)^2} - \frac{82 \cdot 0,5^2}{10000^2 \cdot (1+0,5)^2}}} = 61\,000 \text{ kVA}.$$

Gospodarczo uzasadnione obciążenie, przy którym należy wymienić transformator 25 000 kVA na dwa mniejsze, leży powyżej sumy ich mocy, więc praktycznie nie ma zastosowania.

Z powyższego wynika, że poprzednie wnioski o niewłaściwym dobieraniu większej liczby różnych jednostek do obciążeń były słuszne.

Przykład 10

Obliczyć, przy jakich obciążeniach opłaca się do transformatora 25 000 kVA dodać jednostkę 20 000 lub 10 000 kVA. Opierając się na poprzednio podanych danych dla transformatorów 25 000, 20 000 i 10 000 kVA otrzymamy przy załączaniu:

a) jednostki 10 000 kVA do transformatora 25 000 kVA:

$$\alpha = \frac{10000}{25000} = 0,4$$

$$P_g = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot 0,4 \cdot \frac{154}{25000^2} + 0,4^2 \cdot \left\{ \frac{154}{25000^2} - \frac{82}{10000^2} \right\}}} = 23\,300 \text{ kVA}$$

b) jednostki 20 000 kVA do transformatora 25 000 kVA

Stąd po rozwiązaniu

$$P_g = \frac{1}{\sqrt{\frac{P_{sCu1}}{P_{n1}^2} \left\{ \frac{1}{(1+\alpha_2)^2} - \frac{1}{(1+\alpha_1)^2} \right\} + \frac{P_{sCu2}}{P_{n2}^2} \cdot \frac{\alpha_2^2}{(1+\alpha_2)^2} - \frac{P_{sCu2} \cdot \alpha_2^2}{P_{n2}^2 \cdot (1+\alpha_1)^2}}} \quad (8)$$

We wzorze tym należy od razu ustalić, którą jednostkę (2) czy (3) przyjmuje się za większą, gdyż w liczniku pod pierwiastkiem występuje różnica strat w żelazie (w podanym układzie będzie oczywiście większa jednostka 2).

$$\alpha_1 = \frac{20000}{25000} = 0,8; \alpha_2 = \frac{10000}{25000} = 0,4$$

$$P_g = \frac{1}{\sqrt{\frac{154}{25000^2} \left\{ \frac{1}{(1+0,4)^2} - \frac{1}{(1+0,8)^2} \right\} + \frac{82}{10000^2} \cdot \frac{0,4^2}{(1+0,4)^2} - \frac{134}{20000^2} \cdot \frac{0,8^2}{(1+0,8)^2}}} = 20\,400 \text{ kVA}.$$

Wynika stąd, że już od mocy 20 400 kVA załączenie jednostki 20 000 kVA opłaca się lepiej niż jednostki 10 000 kVA, gdy natomiast — jak poprzednio obliczono — załączenie transformatora 20 000 kVA do 25 000 kVA opłaca się dopiero od 21 500 kVA, a jednostki 10 000 kVA nawet dopiero — od 23 300

$$\alpha = \frac{20000}{25000} = 0,8$$

$$P_g = \frac{1}{\sqrt{\frac{(1+0,8) \cdot \sqrt{55}}{2 \cdot 0,8 \cdot 154}{25000^2} + 0,8^2 \cdot \left\{ \frac{154}{25000^2} - \frac{134}{20000^2} \right\}}} = 21\,500 \text{ kVA}.$$

Poza stwierdzeniem, że prędzej opłaca się załączyć jednostkę o mocy zbliżonej (20 000 do 25 000 kVA a nie 10 000 kVA), widzimy, iż suma obu mocy jest niższa od mocy 61 500 kVA, przy której teoretycznie należałoby zmienić jednostkę 25 000 kVA na dwie o mocy 20 000 + 10 000 kVA.

Pierwszy wniosek, wyprowadzony pośrednio już po raz drugi, można jeszcze sprawdzić bezpośrednio, badając, przy jakiej mocy opłaca się dołączyć tę czy inną jednostkę do pierwszej już pracującej. Pytanie więc „kiedy dodać drugą jednostkę“ sprowadza się do ustalenia, „którą z dwóch jednostek dodać“. W odpowiedzi na nie oblicza się moc graniczną, przy której straty po dodaniu różnych jednostek będą równe.

Indeks 1 oznacza jednostkę pracującą, 2 i 3 — jednostki alternatywnie załączone. Podział mocy następuje między transformator 1 i 2 lub między 1 i 3. Odpowiednio do tego $P_2 = \alpha_1 \cdot P_1$ i $P_3 = \alpha_2 \cdot P_1$.

Równanie dla P_g przy jednakowych stratach układów 1 — 2 i 1 — 3:

$$P_{sFe1} + P_{sFe2} + P_{sCu1} \cdot \left\{ \frac{P_g}{P_{n1} \cdot (1+\alpha_1)} \right\}^2 + P_{sCu2} \cdot \left\{ \frac{P_g \cdot \alpha_1}{P_{n2} \cdot (1+\alpha_1)} \right\}^2 = P_{sFe1} + P_{sFe3} + P_{sCu1} \cdot \left\{ \frac{P_g}{P_{n1} \cdot (1+\alpha_2)} \right\}^2 + P_{sCu3} \cdot \left\{ \frac{P_g \cdot \alpha_2}{P_{n3} \cdot (1+\alpha_2)} \right\}^2$$

Przykład 11

Obliczyć dla rozważanego już poprzednio w innej formie wypadku dołączania do transformatora 25 000 kVA drugiej jednostki o mocy 20 000 lub 10 000 kVA. (Jednostka 1 — 25 000 kVA, 2 — 20 000 kVA, 3 — 10 000 kVA, dane ich znamionowe — jak wyżej).

hania obciążeń nie osiągają prawie nigdy zakresu od sześciu do trzydziestu kilku tysięcy kVA, który uzasadniałby stosowanie transformatorów 10 000, 20 000 i 25 000 kVA, przeto należy uznać, że instalowanie w jednej stacji transformatorów o mocach tak różnych nie jest celowe i jednostka 10 000 kVA jest niepożądana.

Załączenie do dwóch różnych transformatorów jednostki trzeciej

Jako ostatnie rozpatrzone będzie zagadnienie, kiedy opłaca się do dwóch różnych pracujących jednostek dodać trzecią.

Wprowadza się dodatkowo przy rozkładzie obciążeń na trzy jednostki symbole:

$$a_1 = P_2 : P_1; \quad a_2 = P_3 : P_1$$

Całkowite obciążenie P rozłoży się na trzy transformatory w następujący sposób:

$$P = \sqrt{\frac{P_{sFe3}}{P_{sCu1}^2 (A-B) + a_1^2 \cdot \frac{P_{sCu2}}{P_{n2}^2} \cdot (A-B) - a_2^2 \cdot \frac{P_{sCu3}}{P_{n3}^2} \cdot B}} \quad (9)$$

gdzie

$$A = \frac{1}{(1+a_1)^2}; \quad B = \frac{1}{(1+a_1+a_2)^2}$$

Otrzymany wzór jest już dość skomplikowany, budowa jego jest podobna do poprzednich, charakter wpływu poszczególnych wielkości jest również ten sam. W praktyce przy rozważaniu warunków pracy transformatorów wzór ten stosowany będzie wyjątkowo, gdyż trzy różne jednostki spotyka się na ogół rzadko.

Za pomocą tego wzoru można jeszcze raz sprawdzić wnioski otrzymane poprzednio odnośnie współpracy transformatorów o różnych mocach.

Przykład 12

Obliczyć obciążenie, przy którym do dwóch pracujących jednostek — 25 000 i 20 000 kVA opłaca się dodać trzecią — raz o mocy 20 000 kVA drugi raz — 10 000 kVA.

Dla wypadku pierwszego

Jednostka 1 — 25 000 kVA; 2 — 20 000 kVA; 3 — 20 000 kVA, inne dane jak wyżej.

$$a_1 = \frac{20000}{25000} = 0,8; \quad a_2 = \frac{20000}{25000} = 0,8$$

Wstawiając odpowiednie wartości liczbowe do wzoru (9) otrzymamy

$$P_g = 36\,200 \text{ kVA}$$

Dla wypadku drugiego

Jednostka 1 — 25 000 kVA; 2 — 20 000 kVA; 3 — 10 000 kVA

$$a_1 = \frac{20000}{25000} = 0,8; \quad a_2 = \frac{10000}{25000} = 0,4$$

$$P = P_1 + P_2 + P_3 = P_1 + a_1 \cdot P_1 + a_2 \cdot P_1 = P_1 (1 + a_1 + a_2),$$

przy czym

$$P_1 = \frac{P}{1 + a_1 + a_2}; \quad P_2 = \frac{P \cdot a_1}{1 + a_1 + a_2};$$

$$P_3 = \frac{P \cdot a_2}{1 + a_1 + a_2}$$

Przy dwóch jednostkach pracujących obciążenia rozłożą się następująco:

$$P_1 = \frac{P}{1 + a_1}; \quad P_2 = \frac{P \cdot a_1}{1 + a_1}$$

Dla szukanej mocy granicznej $P = P_g$ straty dwóch transformatorów 1 i 2 i trzech — 1, 2 i 3 będą równe.

Układając równania na straty energii jak poprzednio otrzymamy po rozwiązaniu wzór na moc graniczną:

Wstawiając odpowiednie wartości liczbowe do wzoru (9) otrzymamy

$$P_g = 42\,300 \text{ kVA}$$

Z powyższego wynika (co już poprzednio stwierdzono), że wcześniej, tj. przy mniejszym obciążeniu opłaca się włączyć jednostkę większą.

Układając podobne wzory dla większej liczby transformatorów można by rozważania rozszerzyć. Nie jest to celowe, gdyż większość wypadków praktycznych sprowadza się do transformatorów o jednakowej mocy. Jeżeli nawet w istniejących stacjach znajduje się więcej jednostek różnych, to przeprowadzone rozważania i przykłady dowodzą, że jest to z punktu widzenia strat niewłaściwe i należy na przyszłość zaniechać rozdrabniania mocy transformatorów tym bardziej, że koszty inwestycyjne są również niższe przy mniejszej liczbie jednostek o większej mocy.

Dlatego też najważniejszym wnioskiem z niniejszych rozważań będzie dążenie do instalowania w nowoprojektowanych stacjach malej liczby transformatorów prawie wyłącznie o jednakowej mocy.

Dla układów pracy w stacjach eksploatowanych należy na podstawie podanych wzorów obliczyć zakresy opłacalności stosowania odpowiednich jednostek przy danych obciążeniach i przeanalizować krytycznie dotychczasową metodę pokrywania obciążenia zespołem jednostek o sumie mocy jak najbardziej zbliżonej do jego wielkości. Opierając się na obliczeniach i wnioskach należy zatem włączać jak najmniej jednostek o mocy w sumie przekraczającej dane obciążenie.

Zastosowanie tych wniosków pozwoli obniżyć nakłady inwestycyjne dla nowych stacji i jednocześnie zmniejszyć straty transformacji bez dodatkowych kosztów, co zaoszczędzi w gospodarce energetycznej pewne ilości paliwa i przyczyni się do wzrostu mocy dyspozycyjnej.

USZKODZENIA I ZAKŁÓCENIA W EKSPLOATACJI

621.316.26.004.64

Zakłócenia w stacjach elektrycznych wskutek błędnych manipulacji łączeniowych

Inż. Witold Kosieradzki

Wstęp

Wiele zakłóceń w pracy urządzeń elektroenergetycznych zarówno w latach ubiegłych jak i w pierwszym kwartale br. powstało w resorcie energetyki wskutek błędnych manipulacji łączeniowych a szczególnie wskutek otwierania odłączników znajdujących się pod obciążeniem.

W 1954 r. było ogółem 37 zakłóceń łączeniowych, z czego — 20 spowodowanych zostało otwieraniem odłączników pod obciążeniem, 12 — załączeniem napięcia na uziemione urządzenia, a 5 awarii powstało z powodu błędnych wyłączeń transformatorów, linii i innych urządzeń.

W pierwszym kwartale br. zanotowano już 7 zakłóceń łączeniowych.

Prawie wszystkie dotychczasowe zakłócenia łączeniowe wynikły z rutyniarstwa obsługi oraz nieprzestrzegania obowiązujących przepisów eksploatacji i przepisów bezpieczeństwa pracy. Zakłócenia te należą do kategorii, które mogą i powinny być całkowicie wyeliminowane.

Niżej opisane zakłócenie, powstałe w pewnym zakładzie sieci elektrycznych i należące w zasadzie do kategorii nieskomplikowanych, ujawniło jednocześnie niewłaściwą interpretację obowiązujących przepisów i instrukcji w zakresie załączania i rozłączania pierścieni sieciowych za pomocą odłączników.

Opis zakłócenia

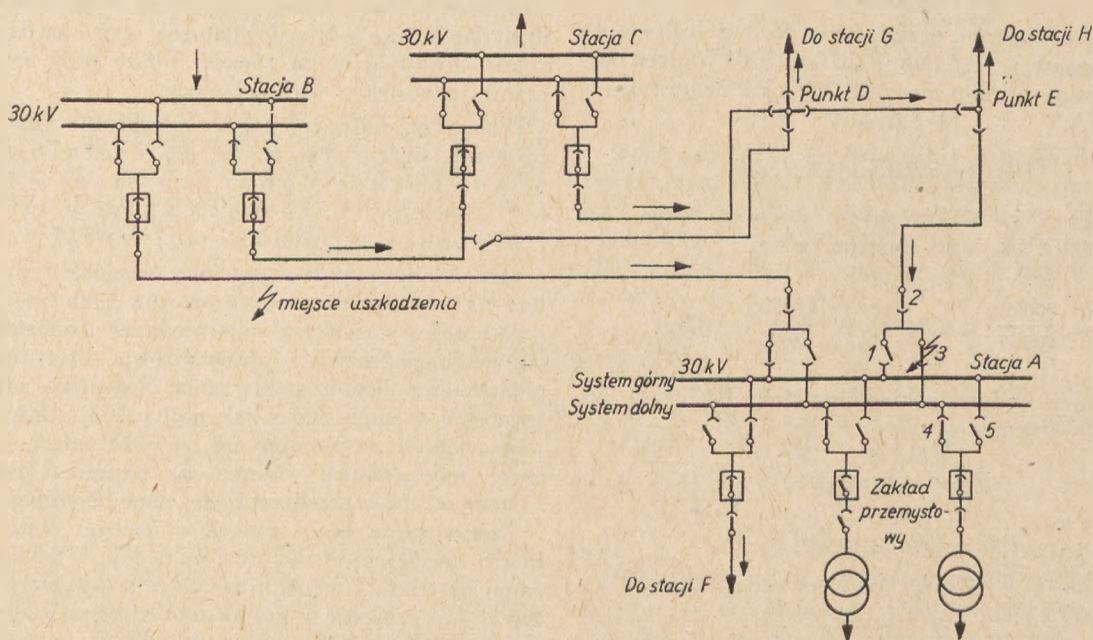
Układ połączeń linii i stacji 30 kV przed zakłóceniem oraz oznaczenie kierunków przepływu mocy

przedstawiono na rys. 1. Na podkreślenie zasługuje okoliczność, iż w punktach *D* i *E* linii utworzono na słupach rozgałęzionych węzły wyposażone w odłączniki; w stacji *A* na liniach odchodzących w kierunku *B* i *E* nie ma wyłączników.

W stacji *A* (zasilającej ważny zakład przemysłowy i będącej w rozbudowie) oba systemy szyn zbiorczych znajdowały się pod napięciem. System dolny (podstawowy) zasilany był liniami ze stacji *B* drogą okrężną za pośrednictwem stacji *C*, *D* i *E*, a system górny (do którego przyłączona była tylko jedna linia w kierunku stacji *F*) zasilano bezpośrednią linią ze stacji *B* i traktowano jako zasilanie rezerwowe zakładu przemysłowego w przypadku jakiegokolwiek uszkodzenia na drodze *B C D E A*.

Wskutek nadmiernego wzrostu obciążenia na liniach *BC* i *CD* dyżurny zakładu sieciowego uznał za wskazane przełączyć zakład przemysłowy (bez przerywania zasilania) z linii *E A* na linię *B A*. W tym celu wydał polecenie dyżurnemu stacji *A*, aby załączył odłącznik szynowy 1 (zamknięcie pierścienia), a następnie wyłączył odłącznik liniowy 2 na polu linii *E A* (otwarcie pierścienia).

Po otrzymaniu polecenia dyżurny stacji wypełnił kartę przełączeń — niestety niedbale i błędnie, gdyż wpisał tylko: „Załączyć szyny górne na polu *E*” oraz „odłączyć odłącznik szyn dolnych na polu *E*”; następnie przystąpił do wykonania manipulacji łączeniowych. Zamiast jednak otworzyć odłącznik liniowy 2 niewłaściwie (lecz zgodnie z kartą przełączeń) otworzył od-



Rys. 1. Układ połączeń sieci 30 kV przed zakłóceniem

łącznik szynowy 3. Wskutek tego powstał łuk elektryczny i zwarcie międzyfazowe wraz ze wszystkimi skutkami, gdyż wyłączono odłącznikiem transformator pod obciążeniem.

Analiza zakłócenia

Mimo, iż bezpośrednią przyczyną zakłócenia było niewłaściwe i niedbałe wypełnienie karty przełączeń a następnie przerwanie prądu obciążenia odłącznikiem, wydaje się konieczne rozpatrzenie, czy polecenie dyżurnego zakładu sieciowego było właściwe, tzn. czy można pierścieni sieci 30 kV zamykać a następnie otwierać za pomocą odłącznika.

W tym zakresie „Tymczasowe przepisy eksploatacji elektrowni i sieci“ w p. 3.4.2.17 przewidują, iż w razie braku wyłączników wolno załączać za pomocą odłączników: przekładniki, prądy ładowania szyn zbiorczych, krótkich odcinków linii kablowych i napowietrznych oraz prądy biegu jałowego określonych transformatorów.

Jednocześnie w tym samym punkcie przepisów zaznaczono, iż dopuszczalne są odstępstwa jedynie na podstawie specjalnych badań lub doświadczeń eksploatacyjnych za specjalnym dla każdego obiektu zezwoleniem naczelnego inżyniera okręgu. Dotychczasowe wyniki eksploatacyjne wskazują, iż odłącznikami można niekiedy załączać i wyłączać urządzenia do pracy równoległej (przy otwieraniu odłącznika wzrasta opór przejściowy), co zostało przewidziane w instrukcji eksploatacji transformatorów mocy, gdzie w punktach 2.2.9 i 2.2.10 zezwala się wyłączać transformatory pracujące równolegle za pomocą odłączników, jeżeli nie ma wyłączników. Podobnie, w razie braku łącznika szyn dokonywane są za pomocą odłączników przełączenia z jednego układu szyn zbiorczych na drugi bez przerywania zasilania odbiorcy. Przez analogię wydawałoby się, iż można uznać za właściwe powszechne zamykanie i otwieranie pierścieni sieciowych za pomocą odłączników. Tak jednak nie jest, gdyż istnieje zasadnicza różnica między wyłączaniem transformatora z pracy równoległej lub między przełączeniem odejść z jednego systemu szyn na drugi a otwieraniem pierścienia sieciowego. W pierwszym bowiem przypadku dyżurny dokonujący połączeń może stale kontrolować, czy równoległa gałąź obwodu jest załączona, przy otwieraniu natomiast pierścienia sieciowego może nastąpić w międzyczasie w obwodzie równoległym wyłączenie wyłącznika na innej odległej stacji (np. w omawianym przykładzie wyłączenie wyłącznika na stacji C w polu linii CD), o czym dyżurny nie jest natychmiast poinformowany. Mogą jednak istnieć w niektórych stacjach sprzyjające okoliczności, iż personel dyżurny stale obserwuje rozptyw mocy w pierścieniu. Wtedy zgodnie z punktem 3.4.2.17 „Tymczasowych przepisów technicznych eksploatacji elektrowni i sieci“ można dopuścić za zgodą kierownictwa do otwierania pierścienia sieciowego za pomocą odłączników.

W omawianym wypadku polecenie wydane przez dyżurnego zakładu sieciowego nie byłoby błędne, gdyby np. w stacji A napędy odłączników były sterowane z nastawni i obsługa w czasie manipulacji mogła obserwo-

wać przyrządy pomiarowe (amperomierze lub watomierze) na liniach *ABAE*.

Nie bez znaczenia jest także wybór odłączników, którymi dokonuje się przełączeń. W przykładzie, jak na rys. 1, istnieją różne możliwości: najprostszą wydaje się manipulacja odłącznikami w polu transformatora, tzn. zamknięcie odłącznika 5, a następnie otworzenie odłącznika 4. Takie przełączenie stworzyłoby jednocześnie znacznie wygodniejszy układ pracy w stacji, gdyż szyny zbiorcze „dolne“ byłyby wtedy szynami rezerwowymi dla zasilanego zakładu przemysłowego, czego nie osiągnięto, dokonując przełączeń w polu linii *AE* (po otwarciu odłącznika 2 oba systemy szyn byłyby zasilane z linii *BA*).

Niezależnie od tego ważną okolicznością sprzyjającą powstaniu zakłócenia był brak wyłączników w polach liniowych stacji *A*. Doświadczenia eksploatacyjne wskazują na to, iż wielopolowe stacje 30 kV powinny być wyposażone w wyłączniki nie tylko w czasie normalnej eksploatacji, lecz także w okresie wstępnym, jak również w rozwiązaniach tymczasowych.

Podobnie, wyposażenie sieci 30 kV (nawet w okresie przejściowym) w punkty rozgałęźne lub odgałęzienia wyposażone tylko w odłączniki należy uznać za niewskazane, gdyż ewentualne korzyści eksploatacyjne są problematyczne, jeżeli uwzględnić, iż nie wolno za pomocą odłączników:

- załączać i wyłączać prądu ładowania linii dłuższych niż 10 km,
- zamykać i otwierać pierścieni sieciowych,
- załączać linii (nawet krótkich odcinków), jeżeli istnieje podejrzenie, iż linia jest uszkodzona.

Pamiętać należy, że każdy odłącznik zainstalowany dodatkowo w linii zwiększa prawdopodobieństwo jej uszkodzeń.

Wnioski

1. W przypadku wydawania polecenia wyłączeń i załączeń za pomocą odłączników nie wymienionych w pkt. 3.4.2.17 „Tymczasowych przepisów technicznych eksploatacji elektrowni i sieci“ zlecający powinien każdorazowo sprawdzić, czy zostało wydane specjalne zezwolenie kierownictwa na dokonywanie takich manipulacji w danej stacji.

2. Zamykanie i otwieranie pierścieni sieciowych za pomocą odłączników w zasadzie nie jest wskazane z wyjątkiem przypadków specjalnych, które powinny być zawsze szczegółowo rozpatrzone.

3. W celu zmniejszenia prawdopodobieństwa zakłóceń wszelkie manipulacje odłącznikami powinny być jak najprostsze.

4. Przed przystąpieniem do czynności łączeniowych za pomocą odłączników powinny być bezwzględnie i bardzo dokładnie wypełnione karty przełączeń. Przy wypełnianiu kart specjalną uwagę należy zwrócić na czynności kontrolne (sprawdzić, czy...).

5. Stacje, w których przewiduje się przełączenia, powinny być od razu w pełni wyposażone w wyłączniki.

Wytyczne racjonalnej poprawy współczynnika mocy

Inż. Zbigniew Białkiewicz

Część I

Energetyka polska stoi w obliczu poważnych i trudnych zadań, oczekujących ją w okresie najbliższych lat. W okresie tym bowiem w związku z zakończeniem planu 6-letniego wejdą do ruchu liczne, nowe zakłady przemysłowe, powodując znaczne pogłębienie niedoboru mocy.

Prowadzona jednocześnie w całym kraju walka o oszczędność węgla zmierza do zlikwidowania marnotrawstwa energii elektrycznej i jak największego zmniejszenia strat przy jej wytwarzaniu i przesyle.

W tej sytuacji uruchomienie i wykorzystanie wszystkich rezerw mocy oraz oszczędzanie energii elektrycznej w jak najszerszym zakresie staje się zagadnieniem o doniosłym znaczeniu gospodarczym.

Produkcja energii elektrycznej w Polsce wyniosła w roku 1954 około piętnaście miliardów kilowatogodzin, przy średnim zużyciu 0,629 kg węgla umownego na kilowatogodzinę wytworzoną w elektrowniach zawodowych. Zużycie na potrzeby własne elektrowni wyniosło 7,38%, straty zaś przesyłu 12,42%. Zużycie więc węgla na kWh dostarczoną odbiorcy przez elektrownie zawodowe wyniosło 0,784 kg. Jeżeli uwzględni się jeszcze w produkcji energii udział elektrowni przemysłowych, pracujących z gorszą sprawnością niż elektrownie zawodowe, to średnie krajowe zużycie węgla umownego na kWh dostarczoną odbiorcy wyniosło ponad 0,8 kg.

Straty przesyłu i rozdzielania pochłonięły w 1954 r. tyle mniej więcej energii, ile zużył nasz przemysł węglowy na całoroczne wydobycie. Na wytworzenie tej energii trzeba było spalić około $1,2 \cdot 10^6$ tonn węgla, tj. tyle, ile wynosi roczna produkcja kopalni, wydobywającej 4000 tonn węgla na dobę.

Walkę o podniesienie mocy dyspozycyjnej elektrowni i zmniejszenie zużycia energii elektrycznej należy prowadzić wszelkimi możliwymi środkami.

Jednym ze środków mających poważny wpływ na zwiększenie mocy dyspozycyjnej generatorów oraz na zmniejszenie strat wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej jest racjonalna poprawa współczynnika mocy. Z naciskiem należy podkreślić, że poprawa powinna być racjonalna — bo jak wynika z dalszych rozważań — można poprawić współczynnik mocy również w sposób przynoszący gospodarce narodowej duże straty przy jednocześnie znacznych nieraz ulgach taryfowych w opłatach za zużyta energię elektryczną.

Wpływ współczynnika mocy na wielkość osiągalnej w generatorze mocy czynnej określony jest wzorem

$$P = S \cdot \cos \varphi$$

gdzie

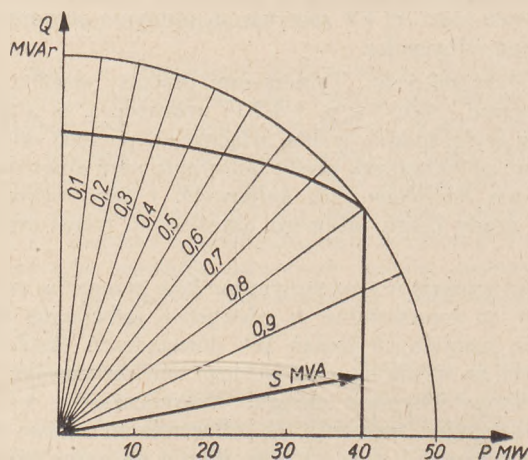
S — moc pozorna na zaciskach generatora.

P — moc czynna na zaciskach generatora,

Ze wzoru tego wynikałoby, że moc czynna generatora zmniejsza się wprost proporcjonalnie do malejącego współczynnika mocy.

Sformułowanie to byłoby słuszne jednak tylko wówczas, gdyby moc pozorna generatora była stała, niezależna od obciążenia. W rzeczywistości moc pozorna

generatora maleje wraz z obniżeniem współczynnika mocy, a więc moc czynna generatora maleje szybciej niż współczynnik mocy obciążenia (rys. 1).



Rys. 1. Osiągalna moc pozorna generatora w zależności od współczynnika mocy

Powodem tego jest rozmagnesowujące działanie składowej indukcyjnej prądu obciążenia na bieguny generatora, tym większe, im mniejszy jest współczynnik mocy wytwarzanej energii.

Tablica 1

Moc pozorna, moc czynna oraz zmniejszenie mocy czynnej generatora 50 MVA, $\cos \varphi_n = 0,8$ w zależności od występującego współczynnika mocy

Współczynnik mocy	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
Moc pozorna w % znamionowej mocy pozornej	80	86	100	94	90,7	86,5
Obniżenie mocy czynnej wywołane zmniejszeniem składowej czynnej prądu stojana w % znamionowej mocy czynnej	0	0	0	12,5	25,0	37,5
Dodatkowe zmniejszenie mocy czynnej wywołane zmniejszeniem wielkości strumienia magnetycznego w % znamionowej mocy czynnej	0	0	0	5,3	6,7	8,4
Całkowite zmniejszenie mocy czynnej wywołane zmniejszeniem współczynnika mocy w % znamionowej mocy czynnej	0	0	0	17,8	31,7	45,9
Moc czynna w % znamionowej mocy czynnej	100	100	100	82,2	68,3	54,1

Zmniejszony skutek oddziaływania twornika strumień magnetyczny obniża indukowaną siłę elektromotoryczną i napięcie na zaciskach generatora. Chcąc je podwyższyć trzeba zwiększyć prąd wzbudzenia, co jest możliwe tylko do pewnej granicy określonej nagraniem wirnika i wzbudnicy. Przy niskim współczynniku mocy roz magnesowujące działanie prądu indukcyjnego jest tak duże, że zwiększenie prądu wzbudzenia do maksymalnej dopuszczalnej nagrzaniem wielkości nie wystarczy, aby podnieść napięcie generatora do wartości znamionowej. Ponieważ przepisy eksploatacji elektrowni nie dopuszczają pracy przy napięciu obniżonym poniżej 95% wartości znamionowej, przeto trzeba zmniejszyć obciążenie generatora.

Zależność mocy pozornej generatora od wielkości współczynnika mocy występującego obciążenia jest różna dla różnych typów i mocy generatorów.

W tablicy 1 podano w procentach moc pozorną, moc czynną oraz zmniejszenie mocy czynnej w zależności od współczynnika mocy dla generatora BBC 50 MVA, $\cos \varphi_n = 0,8$. Z tablicy tej wynika, że moc pozorna generatora maleje z obniżeniem współczynnika mocy, dla $\cos \varphi$ równego 0,5 wynosi już tylko 86,5% znamionowej mocy pozornej, a moc czynna generatora — 54,1% znamionowej mocy czynnej. A więc obniżenie współczynnika mocy od wartości znamionowej 0,8 do wartości 0,5 spowoduje zmniejszenie wytwarzanej mocy czynnej o 45,9%.

Moc czynna generatora pracującego ze współczynnikiem mocy większym od znamionowego nie wzrośnie ze względu na moc turbiny, dobraną dla warunków znamionowych. Chcąc więc osiągnąć współczynnik mocy większy od znamionowego trzeba ograniczyć produkcję mocy biernej (zmniejszając wzbudzenie), co oczywiście obniży moc pozorną generatora.

Przykład 1

Generator 50 MVA, $\cos \varphi_n = 0,8$ pracuje obciążony w pełni ze współczynnikiem mocy 0,7 (w tym przypadku przy maksymalnym prądzie wzbudzenia). Przy $\cos \varphi_n$ moc pozorna generatora $S = 50$ MVA, moc czynna $P = S \cdot \cos \varphi = 40$ MW. Obniżenie współczynnika mocy do wartości 0,7 spowodowałoby (w założeniu, że moc pozorna S jest stała) zmniejszenie mocy czynnej generatora do wartości $P = 50 \cdot 0,7 = 35$ MW (a więc o 5 MW). W rzeczywistości jednak moc pozorna maleje wraz ze współczynnikiem mocy i przy $\cos \varphi = 0,7$ wynosi tylko 0,94 S_n (tablica 1). Wobec tego moc czynna generatora wyniesie $P = 0,94 \cdot 50 \cdot 0,7 = 32,9$ MW.

A więc obniżenie współczynnika mocy od wartości 0,8 do 0,7 spowoduje obniżkę mocy dyspozycyjnej generatora z 40 na 32,9 MW, tj. o 7,1 MW (17,8%).

Z tej obniżki mocy: 5 MW (12,5%) wywołane jest zmniejszeniem składowej czynnej prądu całkowitego stojana, 2,1 MW (5,3%) zaś — zmniejszeniem wielkości strumienia magnetycznego wskutek zwiększonego oddziaływania twornika.

Niski współczynnik mocy wywiera również duży wpływ na zwiększenie strat przesyłu.

Straty przesyłu wynoszą

$$\Delta P = 3 I^2 R$$

Ponieważ zaś $I^2 = I_P^2 + I_Q^2$

gdzie

I_P — składowa czynna prądu pozornego I ,

I_Q — składowa bierna prądu pozornego I ,

przeto

$$\Delta P = 3 I_P^2 R + 3 I_Q^2 R$$

lub

$$\Delta P = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R$$

czyli

$$\Delta P = \Delta P_P + \Delta P_Q$$

tzn. straty watowe przesyłu mocy pozornej S dzielą się na straty watowe ΔP_P wywołane przesyłem mocy czynnej P oraz na straty watowe ΔP_Q wywołane przesyłem mocy biernej Q .

Ponieważ

$$I_Q = I_P \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

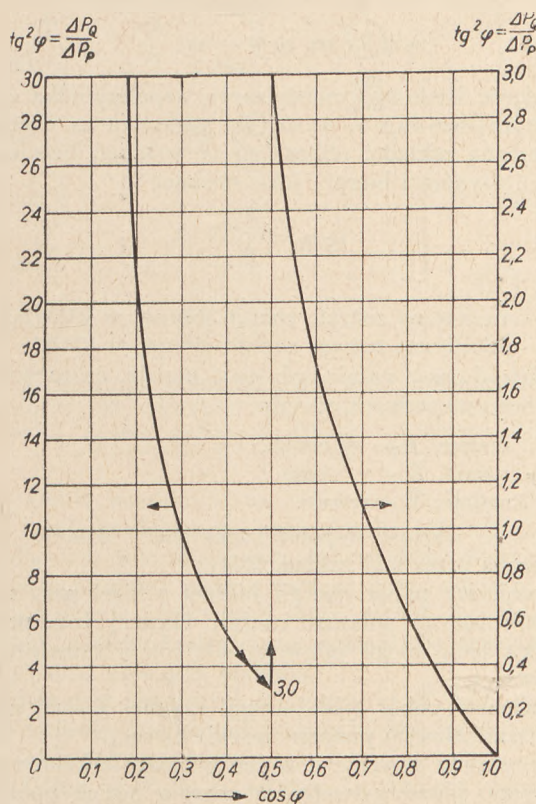
więc

$$\Delta P = 3 I_P^2 R + 3 I_P^2 R \cdot \operatorname{tg}^2 \varphi.$$

Stąd wynika, że

$$\Delta P_Q = \Delta P_P \cdot \operatorname{tg}^2 \varphi.$$

Straty watowe wywołane przesyłem mocy bezwzględnej są więc $\operatorname{tg}^2 \varphi$ razy większe lub mniejsze od strat mocy czynnej wywołanych przesyłem mocy czynnej (rys. 2).



Rys. 2. Stosunek strat czynnych przesyłu mocy biernej do strat czynnych przesyłu mocy czynnej w zależności od współczynnika mocy

W tablicy 2 przedstawiono wartość $\operatorname{tg}^2 \varphi$ w zależności od $\cos \varphi$.

Z tablicy 2 wynika, że przy wartościach współczynnika mocy większych od 0,7 straty przesyłu mocy biernej są mniejsze od strat przesyłu mocy czynnej, dla wartości natomiast mniejszych od 0,7 są one znacznie większe.

Tablica 2
Wartość $\operatorname{tg}^2 \varphi$ w zależności od $\cos \varphi$

$\cos \varphi$	1,0	0,9	0,85	0,80	0,75	0,70	0,6	0,5	0,4
$\operatorname{tg}^2 \varphi$	0	0,235	0,385	0,565	0,775	1,04	1,75	3,0	5,24

Na przykład przy współczynniku mocy równym 0,5 straty watowe przesyłu mocy biernej są już trzy razy większe od strat przesyłu mocy czynnej. Jeżeli np. całkowite straty przesyłu mocy pozornej S przy współczynniku mocy 0,5 wynoszą 40 kW, to z tego tylko 10 kW spowodowane jest przesyłem mocy czynnej, 30 kW — natomiast przesyłem mocy biernej. Po poprawieniu współczynnika mocy do wartości 0,8 straty wskutek przesyłu mocy biernej zmniejszą się do wartości 0,385 ΔP_p , czyli z 30 kW do 3,85 kW.

Powiększenie współczynnika mocy umożliwia więc pełne wykorzystanie zainstalowanej mocy elektrowni oraz zmniejsza znacznie straty energii na przesył, a więc i zużycie paliwa energetycznego.

W praktyce jednak bywa czasem wręcz odwrotnie, tj. poprawa współczynnika mocy powoduje zwiększenie obciążenia watomego generatorów i strat przesyłu.

Wynika to stąd, że wartość współczynnika mocy określana jest przez stosunek dwu wielkości:

$$\cos \varphi = \arccos \operatorname{tg} \varphi = \arccos \frac{Q}{P}$$

Wartość średniego miesięcznego współczynnika mocy, która decyduje o wysokości rachunku za energię elektryczną zakładu, oblicza się ze wskazań liczników energii czynnej i biernej jako stosunek

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{E_Q}{E_P}$$

gdzie

E_Q — miesięczne zużycie energii biernej w kVAh,

E_P — miesięczne zużycie energii czynnej w kWh.

Wartość $\cos \varphi$ rośnie, gdy $\operatorname{tg} \varphi$ maleje, co zachodzi w trzech przypadkach, tj. gdy:

1. E_Q maleje, $E_P = \text{const.}$
2. E_P rośnie, $E_Q = \text{const.}$
3. E_Q maleje, E_P rośnie.

A więc wartość współczynnika mocy zostanie powiększona przez taki zakład, który:

- a) zmniejszy pobór energii biernej z sieci przy niezmiennym poborze energii czynnej (np. przez likwidację biegu jałowego silników i transformatorów),
- b) zwiększy pobór tylko energii czynnej z sieci przy niezmiennym poborze energii biernej,
- c) zainstaluje u siebie dowolne urządzenie kompensacyjne, które wytwarzając energię bierną pobiera jednocześnie energię czynną na pokrycie własnych strat.

W praktyce można spotkać wszystkie te sposoby poprawy współczynnika mocy, gdyż zakłady przemysłowe często jeszcze zainteresowane są tylko w tym, aby zmniejszyć wysokość opłat za energię elektryczną lub uzyskać opust za poprawienie $\cos \varphi$.

Obecna zaś konstrukcja taryfy za energię elektryczną umożliwia zakładowi osiągnięcie znacznych korzyści nawet przez jaskrawe marnotrawstwo energii elektrycznej.

Na przykład zakład pobierający miesięcznie około 3 500 000 kWh przy współczynniku mocy 0,69 instaluje specjalnie grzejnik o mocy około 200 kW tylko dla poprawy współczynnika mocy, a nie ze względów produkcyjnych. (Grzejnik ten ogrzewa np. powietrze atmosferyczne). Włączając ten grzejnik tylko w godzinach pozaszczytowych zakład zwiększa pobór energii czynnej, poprawiając współczynnik mocy o 0,02, tj. do wartości 0,71. Wzrost opłaty za moc i energię wyniesie około 6 500 zł, natomiast zmniejszenie dopłaty za współczynnik mocy około 13 500 zł, w wyniku czego zakład zmniejsza opłaty za zużyta energię o 7 000 zł miesięcznie.

Aby nie dopuścić do takich wypadków — jak wyżej opisany — zakłady przemysłowe obowiązane są uzgadniać projekty zainstalowania urządzeń kompensacyjnych z zakładem zbytu energii, urządzenia zaś zainstalowane — zgłaszać do odbioru technicznego.

Dopuszczone do ruchu zostają tylko takie urządzenia, których praca spowoduje zmniejszenie obciążenia generatorów i strat przesyłu.

Celem poprawy współczynnika mocy jest bowiem podniesienie ogólnej sprawności wytwarzania, przesyłu i użytkowania energii elektrycznej w systemie energetycznym.

Poprawianiu współczynnika mocy przez nieuzasadnione zwiększenie poboru energii czynnej zapobiega również wprowadzone ostatnio limitowanie energii elektrycznej.

Z wymienionych więc trzech sposobów poprawy współczynnika mocy pierwszy uzyska zawsze aprobatę, drugi tylko w przypadkach uzasadnionych potrzebami produkcyjnymi (np. zainstalowanie nowej, koniecznej do produkcji suszarki elektrycznej lub zainstalowanie nowego silnika synchronicznego pracującego przy $\cos \varphi = 1$), trzeci zaś — po wykonaniu obliczeń sprawdzających, czy dane urządzenie kompensacyjne pracuje ekonomicznie.

Każde urządzenie kompensacyjne wytwarzając moc bierną pobiera jednocześnie pewną moc czynną na pokrycie strat. Moc ta może jednak być w pewnych przypadkach nieuzasadnienie duża.

Podstawowym kryterium celowości zabudowania danego urządzenia kompensacyjnego jest porównanie wartości ekonomicznego równoważnika mocy biernej ze stratami jednostkowymi mocy czynnej urządzenia.

Do pojęcia ekonomicznego równoważnika mocy biernej dochodzi się przez analizę zmniejszenia strat po obniżeniu poboru mocy biernej z sieci.

Jeśli straty watowe przesyłu mocy pozornej S w sieci wynoszą

$$\Delta P_1 = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{Q^2}{U^2} R$$

gdzie

R — oporność jednej fazy drogi przesyłu mocy pozornej S od generatora do odbiornika,

to po zmniejszeniu poboru mocy biernej z sieci o ΔQ_k kVAh wyniosą one

$$\Delta P_2 = \frac{P^2}{U^2} R + \frac{(Q - \Delta Q_k)^2}{U^2} R$$

Zmniejszenie watomych strat przesyłu energii wyniesie zatem

$$\Delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \Delta P_{Q_1} - \Delta P_{Q_2} = \Delta P_Q$$

Ponieważ jednocześnie pobór mocy biernej obniżył się o ΔQ_k kVAr, więc zmniejszenie strat na 1 kVAr wyniesie

$$k_e = \frac{\Delta P_Q}{\Delta Q_k} \frac{\text{kW}}{\text{kVAr}}$$

Wielkość tę oznaczamy symbolem k_e i nazywamy ekonomicznym równoważnikiem mocy biernej.

Ekonomiczny równoważnik mocy biernej określa zatem, o ile kW zmniejszą się straty przesyłu mocy biernej od generatora do danego punktu odbioru, jeśli pobór mocy biernej w danym punkcie obniży się o 1 kVAr.

Odwrotnie, zainstalowanie każdego urządzenia kompensacyjnego zwiększa pobór mocy czynnej z sieci o ΔP kW przy jednoczesnej produkcji mocy biernej Q kVAr. Stosunek

$$k_k = \frac{\Delta P}{Q} \frac{\text{kW}}{\text{kVAr}}$$

określa straty jednostkowe urządzenia kompensacyjnego.

Współczynnik strat jednostkowych podaje zatem, ile kW pobiera dane urządzenie kompensacyjne na wytworzenie 1 kVAr.

Różnica tych dwu wskaźników daje podstawowe kryterium do określenia celowości zainstalowania danego urządzenia kompensacyjnego.

Urządzenie kompensacyjne może być tylko wtedy zainstalowane, jeśli spowoduje zmniejszenie strat przesyłu w systemie, tj. gdy

$$k_e - k_k > 0$$

Całkowite zmniejszenie strat w systemie oblicza się ze wzoru

$$\Delta P = (k_e - k_k) Q_k \text{ kW}$$

Jeżeli $\Delta P < 0$, to po zainstalowaniu urządzenia kompensacyjnego całkowite straty w systemie wzrosną i dlatego nie może być ono dopuszczone do ruchu.

Od czego zależy wartość k_e i jak ją znaleźć?

Matematycznie

$$k_e = \frac{d(\Delta P_Q)}{dQ} = \frac{d\left(\frac{Q^2}{U^2} R\right)}{dQ} = 2 \frac{QR}{U^2}$$

Ponieważ zaś

$$R = \frac{l}{\gamma s}$$

$$\text{więc } k_e = \frac{2 Q l}{U^2 \cdot \gamma \cdot s} \cdot 10^{-3} \frac{\text{kW}}{\text{kVAr}}$$

gdzie

Q — wielkość mocy biernej w kVAr przepływającej przez dany punkt sieci,

l — długość w m drogi przesyłu mocy biernej,

U — napięcie przesyłu mocy w kV,

γ — przewodność właściwa przewodów w $\frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2}$

s — przekrój przewodów w mm^2 .

Wartość ekonomicznego równoważnika mocy biernej w danym punkcie sieci jest wprost proporcjonalna do długości linii zasilającej od elektrowni do odbiorcy oraz do wielkości przesyłanej mocy biernej.

Ponieważ wielkość przesyłanej mocy biernej ulega wahaniom w ciągu doby, przeto często podaje się dwie wartości k_e — jedną dla obciążenia szczytowego, — drugą dla obciążenia najmniejszego (rys. 3).

Przykład 2

Zakład położony w pobliżu elektrowni zasilany jest wprost na napięciu generatorowym 6 kV trzema kablami 3×120^2 Cu o długości 1800 m. Największy pobór mocy biernej wynosi 4200 kVAr, najmniejszy — 3000 kVAr.

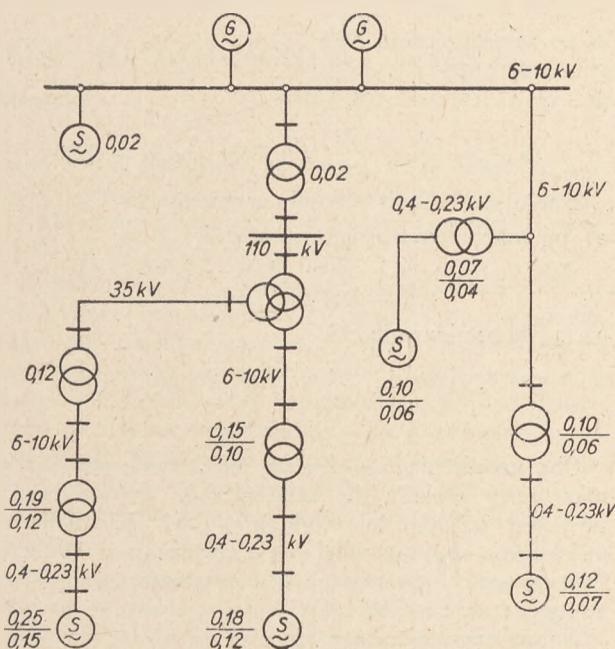
Odpowiednio do tego wartość ekonomicznego równoważnika mocy biernej wyniesie:

dla największego obciążenia

$$k_{e1} = \frac{2 \cdot 4200 \cdot 1800}{6^2 \cdot 56 \cdot 3 \cdot 120} \cdot 10^{-3} = 0,021 \frac{\text{kW}}{\text{kVAr}}$$

zaś dla najmniejszego

$$k_{e2} = \frac{2 \cdot 3000 \cdot 1800}{6^2 \cdot 56 \cdot 3 \cdot 120} \cdot 10^{-3} = 0,015 \frac{\text{kW}}{\text{kVAr}}$$



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

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

W ZSRR wartości k_e są obliczone dla szyn głównych stacji zasilających, analogicznie jak obliczona jest dla nich moc zwarciowa. Zakład zbytu energii na zapytanie odbiorcy podaje wartość k_e na szynach stacji (energetyki) zasilającej dany zakład, a odbiorca przelicza następnie otrzymaną wartość dla dowolnego punktu sieci wewnątrz zakładu.

Oprócz tego wartości k_e obliczone są dla kilku typowych układów zasilania i podane w literaturze w postaci tablic lub wykresów.

W Polsce wartości k_e zaczyna się dopiero obliczać, gdyż cała akcja poprawy współczynnika mocy została niedawno zapoczątkowana. Należy jednak liczyć się z tym, że w najbliższych latach wartości k_e będą musiały być obliczone dla wszystkich charakterystycznych punktów sieci.

Sposób postępowania się ekonomicznym równoważnikiem podano w przykładzie 3.

Przykład 3

Zakład przemysłowy pobierający moc $P = 400$ kW i $Q = 410$ kVAr przy $\cos \varphi = 0,70$ i $k_e = 0,01$

kW/kVAr zamierza poprawić współczynnik mocy do wartości 0,8 za pomocą: 1. baterii kondensatorów o mocy $Q_k = 110$ kVAr i $k_k = 0,03$ kW/kVAr albo 2. za pomocą użytego jako kompensator synchronizowanego silnika asynchronicznego (SSA), wytwarzającego moc bierną $Q_k = 102$ kVAr i pobierającego moc czynną $\Delta P = 14$ kW.

Określić celowość zainstalowania każdego z podanych urządzeń.

Wartość współczynnika mocy wyniesie:

1. po zainstalowaniu kondensatorów:

$$P = 400 + 0,003 \cdot 110 = 400 + 0,33 = 400,33 \text{ kW}$$

$$Q = 410 - 110 = 300 \text{ kVAr}$$

$$\lg \varphi = \frac{Q}{P} = \frac{300}{400,33} = 0,745; \cos \varphi = 0,80$$

2. po zainstalowaniu SSA

$$P = 400 + 14 = 414 \text{ kW}$$

$$Q = 410 - 102 = 308 \text{ kVAr}$$

$$\lg \varphi = \frac{Q}{P} = \frac{308}{414} = 0,745; \cos \varphi = 0,80$$

Zmniejszenie strat przesyłu wyniesie:

a) po zainstalowaniu kondensatorów

$$\Delta P_1 = (k_e - k_k) \cdot Q = (0,04 - 0,003) \cdot 110 = 4,07 \text{ kW} > 0$$

b) po zainstalowaniu SSA

$$\Delta P_2 = (0,04 - \frac{14}{102}) \cdot 102 = 4,08 - 14 = -9,92 < 0$$

Oba urządzenia umożliwiają zwiększenie współczynnika mocy zakładu do wartości 0,8. Zainstalowanie SSA jest jednak nieuzasadnione, gdyż spowoduje to zwiększenie czynnego obciążenia generatora o 9,92 kW. Zastosowanie natomiast kondensatorów zmniejszy straty przesyłu o 4,07 kW.

Należy zwrócić uwagę również na to, że to samo urządzenie kompensacyjne spowodować może raz zwiększenie strat w sieci, a drugi raz ich zmniejszenie w zależności od tego, czy będzie ono zainstalowane w miejscu, gdzie $k_e > k_k$, czy też w miejscu gdzie $k_e < k_k$.

Przykład 4

Czy celowa jest zamiana silnika o mocy $P_n = 50$ kW i $\eta_{n1} = 0,906$, $\cos \varphi_{n1} = 0,87$, pracującego przy obciążeniu 27 kW na silnik o danych: $P_{n2} = 32$ kW, $\eta_{n2} = 0,887$, $\cos \varphi_{n2} = 0,85$. W pierwszym przypadku silnik pracuje w miejscu, gdzie $k_{e1} = 0,02$, w drugim zaś — $k_{e2} = 0,06$ kW/kVAr.

Sprawności oraz $\lg \varphi$ obu silników przy obciążeniu 27 kW wynoszą:

$$\eta_1 = 0,9, \eta_2 = 0,89, \lg \varphi_1 = 0,81, \lg \varphi_2 = 0,53$$

Pobór mocy czynnej z sieci wyniesie:

$$P_1 = \frac{27}{0,9} = 30 \text{ kW}, P_2 = \frac{27}{0,89} = 30,3 \text{ kW}$$

mocy biernej zaś

$$Q_1 = \frac{27}{0,9} \cdot 0,81 = 24,2 \text{ kVAr},$$

$$Q_2 = \frac{27}{0,89} \cdot 0,53 = 16 \text{ kVAr}$$

Zmniejszenie strat przesyłu wyniesie:

$$\Delta P = P_1 - P_2 + k_e (Q_1 - Q_2)$$

w miejscu o $k_{e1} = 0,02$

$$\Delta P = 30 - 30,3 + 0,02 (24,2 - 16) = -0,3 + 0,164 = -0,136 \text{ kW} < 0$$

w miejscu o $k_{e2} = 0,06$

$$\Delta P'' = 30 - 30,3 + 0,06 (24,2 - 16) = -0,3 + 0,492 = +0,192 \text{ kW} > 0$$

W pierwszym przypadku straty przesyłu wzrosną po wymianie silnika o 0,136 kW. Dlatego też silnika tego wymieniać nie należy, chociaż jego wymiana spowoduje zmniejszenie poboru mocy biernej z sieci.

Przytoczone przykłady dowodzą, że racjonalna poprawa współczynnika mocy umożliwia pełne wykorzystanie mocy dyspozycyjnej generatorów oraz zmniejszenie strat przesyłu. Korzyści te będą tym większe, im większą wartość ma różnica $k_e - k_k$. Wartość tej różnicy jest określona przez wielkości k_e i k_k .

Dlatego należy omówić wpływ obu tych wskaźników na osiągalne korzyści.

Jak już podano

$$k_e = c \frac{Q \cdot R}{U^2} = c \cdot \frac{Q \cdot l}{U^2 \cdot \gamma \cdot s}$$

Wartość ekonomicznego równoważnika mocy biernej jest tym większa im:

1. większy jest pobór mocy biernej w danym rejonie,
2. im większa jest oporność linii przesyłu mocy biernej od źródła jej wytwarzania do odbiorcy,
3. im niższe jest napięcie przesyłu energii.

A więc współczynnik k_e będzie osiągał największe wartości w rejonach pobierających duże ilości mocy biernej przesyłanej z odległych źródeł jej wytwarzania. W rejonach zaś tych większe wartości k_e będą miały zakłady zasilane długimi odcinkami linii napowietrznych o napięciach średnich i niskich z przewodami aluminiowymi lub żelaznymi.

Współczynnik mocy opłaci się przeto poprawiać przede wszystkim w zakładach położonych jak najdalej od źródeł zasilania, a jeśli te zakłady posiadają jeszcze rozgałęzione sieci wewnątrzzakładowe — to w najdalszych odcinkach tych sieci.

Dla uzyskania maksymalnych korzyści energetycznych powinno się:

- a) ustalić punkty spływu mocy biernej w systemie i sprawdzać je co pewien okres czasu,
- b) ustalić rejon zasilany z punktów spływu mocy biernej,
- c) ustalić zakłady położone jak najdalej od sieci wysokiego napięcia posiadające największe wartości k_e i w zakładach tych forsować poprawę współczynnika mocy do maksimum.

Większe korzyści energetyczne uzyska się, poprawiając współczynnik mocy takiego zakładu od wartości np. 0,85 do 0,95, niż poprawiając w okręgu posiadającym nadmiar mocy biernej współczynnik mocy zakładu o tym samym poborze energii od wartości 0,69 do 0,8.

Przykład 5

Dla poprawy współczynnika mocy dwu zakładów instaluje się baterie kondensatorów o mocy Q_k kVAr. Zakład pierwszy zasilany jest bezpośrednio z szyn elektrowni; jego $k_e = 0,02$ kW/kVAr. Zakład drugi położony jest w dużej odległości od źródła zasilania, jego $k_e = 0,25$ kW/kVAr.

Zmniejszenie strat w systemie po zainstalowaniu baterii kondensatorów w zakładzie pierwszym wyniesie

$$\Delta P_1 = (k_e - k_k) Q_k = (0,02 - 0,003) Q_k = 0,0197 Q_k$$

w zakładzie drugim

$$\Delta P_2 = (0,25 - 0,003) Q_k = 0,2497 Q_k$$

Bateria kondensatorów o mocy Q_k zainstalowana w zakładzie drugim spowoduje

$$\frac{0,2497 Q_k}{0,0197 Q_k} = 12,66$$

razy większe zmniejszenie strat przesyłu, niż zainstalowana w zakładzie pierwszym.

Stąd wniosek, że przy racjonalnej poprawie współczynnika mocy nie należy wysuwać wobec wszystkich zakładów przemysłowych żądania poprawy współczynnika mocy do tej samej wysokości. Nie należy również dążyć do podniesienia wartości współczynnika mocy przede wszystkim tych zakładów, w których jest ona niska. Zasadniczym kryterium powinno być osiągnięcie maksymalnych korzyści energetycznych w oparciu o aktualne potrzeby systemu, a więc poprawa współczynnika mocy zakładów położonych w rejonach dużego niedoboru mocy biernej i mających duże wartości k_e .

C. d. n.

621.311.153:669.1

Wskaźniki elektroenergetyczne w hutnictwie żelaza

Inż. Jan Mikulski

Znajomość wskaźników energetycznych w poszczególnych gałęziach przemysłu jest niezbędna zarówno w eksploatacji jak i przy projektowaniu urządzeń elektrycznych. Stąd też z uznaniem należy powitać pierwszą tego rodzaju publikację w języku polskim opracowaną przez inż. B. Lisa. W jednym z jej rozdziałów zostało naświetlone to zagadnienie w hutach żelaza. W niniejszym artykule nieco szerzej omówiono jeden ze wskaźników elektroenergetycznych, a mianowicie jednostkowe zużycie energii elektrycznej w hutnictwie.

Normy zużycia energii stanowią w hutnictwie, w przemyśle bardzo energochłonnym, podstawowe narzędzie w walce z jej nadmiernym zużyciem, zwłaszcza że personel wydziałów produkcyjnych zbyt mało docenia czynnik energetyczny w kosztach własnych.

Podstawą do wyznaczenia normy jest zużycie energii na jednostkę produkcji. Dla zużycia energii elektrycznej normą jest ilość energii zużytej na wytworzenie jednostki produkcji, a w odniesieniu do całej huty do tonny stali surowej.

Chcąc ustalić odpowiednie wskaźniki korzysta się najczęściej z materiałów statystycznych, dzieląc ilość zużytej energii przez wytworzoną ilość końcowego produktu. Tak obliczona norma, zwana normą statystyczną, ma wiele wad, a mianowicie:

1. nie jest uzasadniona technicznie,
2. nie odzwierciedla faktycznego, często nawet nieracjonalnego wykorzystania energii w danej produkcji,
3. nie mobilizuje załogi do walki z marnotrawstwem energii,
4. nie daje obiektywnej oceny sposobu wykorzystania energii w różnych działach produkcji,
5. staje się podstawą niewłaściwego najczęściej premiowania pracowników.

Ilość energii zużytej na jednostkę produkcji zależy w znacznym stopniu od stanu technicznego urządzeń produkcyjnych i wzrasta z jego pogorszeniem się. Dla tego na podstawie ilości zużytej energii elektrycznej powinno się też oceniać stan techniczny urządzeń produkcyjnych. Powodem wzrostu zużycia energii na jednostkę produkcji jest również niewłaściwy proces technologiczny, niestosowanie nowoczesnych metod produkcji oraz niewłaściwa eksploatacja urządzeń. Wła-

ściwa norma umożliwia krytyczną ocenę przebiegu procesów technologicznych i racjonalnego zużycia energii, ułatwia ocenę poszczególnych etapów produkcji i przyczynia się do wykrycia jej błędów.

Zadania te spełnia norma techniczna, która powinna być bieżąco aktualizowana. Uzasadnia ona w sposób techniczny wielkość zużycia różnych rodzajów energii na wytworzenie jednostki produktu hutniczego, przy stosowaniu nowoczesnej technologii w najkorzystniejszych warunkach pracy huty, tj. przy całkowitym wykorzystaniu eksploatowanych w sposób właściwy urządzeń wytwórczych, znajdujących się we wzorowym stanie technicznym i obsługiwanych przez wyszkoloną załogę.

Tak pojęta norma byłaby normą idealną. Norma ustalana w praktyce odbiega jednak od wymienionych warunków. Pomimo to, tylko tak pojęta norma może być wskaźnikiem do oceny gospodarki energetycznej huty i bodźcem do zbliżenia się do normy idealnej.

Dla ustalenia normy technicznej konieczny jest podział całego cyklu produkcyjnego na poszczególne etapy, uwzględniające produkcję półwyrobów w poszczególnych oddziałach huty.

Wobec tego powinno się ustalać następujące normy techniczne:

1. normę technologiczną, tzw. podstawową,
2. normę oddziałową zależną od struktury organizacyjnej huty lub też od odpowiadającego jej wydziału produkcyjnego,
3. normę zakładową dla całego cyklu produkcji.

Norma technologiczna określa ilość energii cieplnej lub elektrycznej, zużytej wyłącznie na prowadzenie procesu technologicznego w odniesieniu do jednostki produkcji. Obejmuje ona ilość energii zużytej na podstawowe fizyko-chemiczne procesy oraz na pokrycie nieuniknionych strat w urządzeniu wytwórczym. Norma technologiczna nie obejmuje zużycia energii na cele pomocnicze, np. na transport, oświetlenie itp.

Norma oddziałowa ujmuje ilość energii zużytej zarówno na produkcję podstawową danego oddziału huty, jak też i na operacje pomocnicze, np. na transport surowców wewnątrz oddziału, na pracę urzą-

dzeń pomocniczych, na wentylację, na pompowanie wody, na ogrzewanie, na oświetlenie itp.

Tak określona norma jest sumą normy technologicznej i normy na operacje pomocnicze. Na podstawie tej normy można racjonalnie premiować cały personel techniczny danego oddziału.

Norma zakładowa jest sumą ważoną norm oddziałowych i obejmuje zużycie energii huty w odniesieniu do jednostki jej produkcji, za którą przyjmuje się w hutnictwie tonnę stali. Uwzględnia ona potrzeby własne huty związane z produkcją, a więc zużycie przez oddziałowe warsztaty remontowe, centralne stacje pomp i sprężarek, całkowite oświetlenie, ogrzewanie, wentylację itp. oraz straty w sieciach energetycznych. Zapotrzebowanie energii osiedli hutniczych oraz na inne potrzeby bytowo-socjalne nie powinny być brane pod uwagę przy obliczaniu normy zakładowej.

Przy ustalaniu normy technologicznej należy dobrać właściwą jednostkę odniesienia. Jest nią taka jednostka, która całkowicie charakteryzuje energochłonność procesów wytwórczych.

Ustalone w ten sposób normy technologiczne umożliwiłyby właściwą ocenę gospodarki energetycznej huty, wymagałyby jednak zatrudnienia liczego wysoko-kwalifikowanego personelu inżynieryjno-technicznego oraz wykorzystania odpowiedniej, legalizowanej aparatury pomiarowej. Z konieczności korzysta się więc z bardziej uproszczonych pomiarów, z danych statystycznych, z pomiarów wykonywanych przez Zakład Gospodarki Ciepłej Instytutu Metalurgii oraz z doraźnych pomiarów ruchowych.

Należy pamiętać, że wskaźniki zużycia energii elektrycznej ustalone dla jednej huty nie będą odpowiednie dla drugiej huty, mającej innego rodzaju urządzenia techniczne, odmienny zakres produkcji oraz nie

zawsze podobny sposób zaopatrywania w energię (z sieci okręgowej lub z elektrowni własnej).

Przeprowadzone przez Instytut Metalurgii w jednej z hut pomiary zużycia energii elektrycznej na 1 t produkcji zostały zestawione w tablicy 1 i porównane ze źródłowymi normami zaczerpniętymi z literatury radzieckiej i niemieckiej. Normy zagraniczne dotyczyły hut całkowicie zelektryfikowanych, stąd też należy je traktować jako najwyższe.

Tablica 3

Zużycie energii elektrycznej w wydziale wielkopiecowym na 1 t surowki

Urządzenie	Wskaźnik	
	kWh/t	%
Wielkie piece i obieg wody chłodzącej	13,26	6,32
Dmuchawy	153,20	73,11
Oczyszczalnia gazu	29,59	14,12
Maszyna do rozlewania surowki	0,11	0,05
Oświetlenie	0,82	0,39
Razem	196,98	93,99
Składowanie rudy	1,03	0,50
Spiekalnia	11,54	5,51
Ogółem	209,55	100,00

Tablica 4

Zużycie energii elektrycznej w stalowni na 1 t stali

Urządzenie	Wskaźnik	
	kWh/t	%
Suwnice lejnicze 60 t	0,50	2,39
Suwnice 10 t	0,80	3,80
Wsadzarki	0,74	3,52
Suwnice złomu	3,35	16,86
Czadnice	1,46	6,93
Obieg wody chłodzącej	12,38	58,71
Piece	0,05	0,23
Mieszalnik i wentylator	0,50	2,37
Drobne odbiory	0,12	0,57
Oświetlenie	0,61	2,92
Razem	20,71	98,30
Prasa złomu	0,31	1,47
Dolomiciarnia	0,05	0,23
Ogółem	21,07	100,00

Tablica 5

Zużycie energii elektrycznej w walcowniach na 1 t produktu

Rodzaj walcowni	Wskaźnik kWh/t
Walcownia blachy cienkiej	121,06
Walcownia blachy, zimna	267,62
Walcownia blachy grubej (nowa)	34,52
Walcownia blachy grubej (stara)	18,56
Walcownia wlewków (zgniatacz)	2,73
Walcownia bruzdowa, nawrotna	1,91
Walcownia bruzdowa gruba	11,22
Walcownia średnia	37,75
Oświetlenie	0,65
Średnio	22,98

Tablica 1

Porównanie zużycia energii elektrycznej na 1 t produkcji huty surowcowej

Rodzaj produkcji	Zużycie rzeczy-wiste	Norma zagra-niczna	Uwagi
	kWh/t		
Koksownia	9,05	15,0	Bez napędu dmu-chawy i oczyszczalni gazu Bez uwzględnienia napędu pomp
Wielkie piece	14,19	8,0 ÷ 14,5	
Stalownia	8,70	13,0	
Walcownie	22,98	34,0 ÷ 62,4	

Tablica 2

Zużycie energii elektrycznej w koksowni na 1 t koksu

Urządzenie	Wskaźnik	
	kWh/t	%
Mieszalnik węgla, podajnik, taśmy transportowe	2,33	25,75
Młyn węglowy	3,02	33,37
Wypycharki	1,06	11,72
Wentylator	0,96	10,61
Transport węgla	0,99	10,93
Oświetlenie	0,69	7,62
Razem	9,05	100,00

Z tablicy 1 wynika, że zużycie energii elektrycznej w badanej hucie jest znacznie mniejsze niż w całkowicie zelektryfikowanej hucie zagranicznej, co świadczy o niepełnej elektryfikacji badanej huty. Szczególnie odnosi się to do napędów walcowniczych.

Szczegółowe dane dla poszczególnych zespołów podstawowych wydziałów produkcyjnych podano w tablicy 2, 3, 4 i 5. Obliczone zostały one na podstawie miesięcznego pomiaru zużycia energii elektrycznej.

Zużycie wielkiego pieca obejmuje wyciąg, obracanie leja, podnoszenie i opuszczanie dzwonu oraz napędy pomp wody chłodzącej. Duży wskaźnik zużycia energii elektrycznej dla dmuchaw wynika stąd, że napędzane są one silnikami elektrycznymi. Ze względu na wymaganą regulację obrotów i pewność ruchu dmuchawy mają zwykle napęd parowy.

Tablica 6

Zużycie energii w zelektryfikowanych walcowniach (tylko do walcowania)

Rodzaj walcowni	Wskaźnik kWh/t	Uwagi
Zgniatacze	12 ÷ 17 17 ÷ 22	4 ÷ 6-krotne wydłużenie 10 ÷ 12-krotne wydłużenie
Walcownie rygli i platyn	15 ÷ 40	zależnie od profilu
Walcownie grube	35 ÷ 65	zależnie od profilu
Walcownie blachy grubej	5 ÷ 25	zależnie od grubości
Walcownie blachy średniej	60 ÷ 90	grubość 3 ÷ 5 mm
Walcownie blachy cienkiej	80 ÷ 110	grubość 1 ÷ 2 mm
Walcownie blachy cienkiej	110 ÷ 180	grubość 0,5 ÷ 1 mm
Walcownie blachy cienkiej	do 300	grubość poniżej 0,5 mm
Walcownie bednarki	40 ÷ 70	zależnie od profilu
Walcownie drobne	70 ÷ 120	zależnie od profilu
Walcownie drutu	150 ÷ 200	średnica drutu 5 mm, 150 ÷ 250 t/24 h
Walcownie drutu	110 ÷ 130	średnica drutu 5 mm, 400 ÷ 500 t/24 h
Walcownie uniwersalne	30 ÷ 50	średnica walców 850 ÷ 700 mm
Walcownie uniwersalne	50 ÷ 80	średnica walców 700 ÷ 500 mm

Tablica 7

Ogólne zużycie energii w zelektryfikowanych wydziałach (łącznie z napędami pomocniczymi)

Rodzaj walcowni	Wskaźnik kWh/t
Walcownie o programie mieszanym	120 ÷ 140
Walcownie blachy	100 ÷ 150
Walcownie rur	150 ÷ 200
Walcownie drobne	125 ÷ 150
Walcownie drutu	150 ÷ 220
Walcownie obręczy i kół	20 ÷ 30

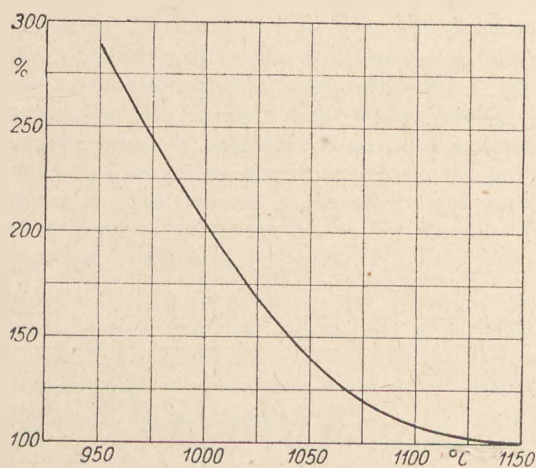
W tablicy 4 podano również oddzielnie zużycie energii elektrycznej do napędu pomp wody chłodzącej piece, które powinno być wyodrębniane. W poz. „Piec” ujęto zużycie energii dla pieców przechyłnych. Niezgodność osiągniętego wskaźnika z normami zagranicznymi należy tłumaczyć brakiem elektrycznych wentylatorów ciągu w stalowniach. Nowoczesne bowiem stalownie, mające kotły-utylizatory, a wskutek tego osiągające niższą temperaturę spalin i niższy ciąg, wyposażone są w dodatkowe wentylatory. Zużycie energii elektrycznej do napędu pomp wody chłodzącej jest zbyt duże i powinno być zmniejszone po obniżeniu temperatury wody chłodzącej na wlocie, co jednocześnie obniży jej ilość.

Wyjątkowo niski wskaźnik zużycia energii elektrycznej (tablica 5) w walcowniach jest wynikiem zastosowania napędów parowych zamiast elektrycznych.

Produkcja walcowni zelektryfikowanych (walcownie blachy cienkiej, zimnej, grubej i średniej) wynosi 23 %.

Dla porównania osiągniętych wyników zestawiono zaczerpnięte z literatury wskaźniki zużycia energii w zelektryfikowanych walcowniach. W tablicy 6 podano wskaźniki odniesione jedynie do napędów walcowniczych, w tablicy 7 ujęto je łącznie z pomocniczymi urządzeniami i napędami.

Nowoczesna huta zużywa najwięcej energii elektrycznej do walcowania wyrobów. Dlatego należy zwracać szczególną uwagę na czynniki mające wpływ na zmniejszenie zużycia energii elektrycznej. Takim czynnikiem jest przede wszystkim temperatura walcowanego materiału, właściwy dobór kalibru walców i programu oraz prędkości walcowania, tarcie w łożyskach itp.



Rys. 1. Zależność jednostkowego zużycia energii elektrycznej od temperatury walcowanego wsadu

Na rys. 1 przedstawiono wpływ temperatury nagrzania walcowanego materiału na zużycie energii elektrycznej. Z podanego wykresu widać, jak stopień nagrzania walcowanego wsadu poważnie wpływa na jednostkowe zużycie energii elektrycznej.

Właściwe ustalenie prawidłowych norm oraz stałe ich analizowanie i aktualizowanie jest podstawą racjonalnej gospodarki elektrycznej w zakładach przemysłowych, a przez to osiągnięcia jak najdalej idących oszczędności w zużyciu energii elektrycznej, a tym samym i obniżenia kosztów własnych.

Literatura

K. Rummel — Anhaltszahlen für die Wärmewirtschaft 1947.

W. Scholl — Anhaltszahlen über den Elektrizitäts-Kraft- und Wärmebedarf der Industrie. 1951.

Praca zbiorowa — Sprawocznik elektriки predpriatij czornoj metalurgii. 1952.

B. Lis — Wskaźniki elektroenergetyczne zakładów przemysłowych. PWT. 1954.

C. Litwiński i J. Gołek — Prace Instytutu Metalurgii im. St. Staszica dotyczące ustalenia norm zużycia energii elektrycznej w hucie. 1954.

Protokoły pomiarów elektrycznych w hutach żelaza CZPH.

A. I. Liachowski — Woprosy tieploenergetiki metalurgicznych zawodow. 1951.

621.362.5:669.189.2

Praca elektrycznych pieców łukowych do wytapiania stali w godzinach obciążenia szczytowego

Inż. Zdzisław Czajczyński

Instytut Elektrotechniki

Część II

Rodzaj harmonogramu a czas trwania szczytu

Charakteryzując w części I artykułu poszczególne rodzaje harmonogramów podano, że przy szeregowej pracy pieców pobór mocy jest bardziej równomierny niż przy pracy równoległej. Opierając się na tym można analitycznie wykazać, jakie istnieją zależności pomiędzy przyjętym układem pracy pieców a czasem i wielkością uzyskanego obniżenia poboru mocy. Jednak i bez analizowania ogólnych przypadków dokonano poniżej porównania harmonogramów na przykładzie trzech pieców stalowniczych przy szeregowej a następnie równoległej ich pracy (rys. 1 i 2).

Przy sporządzaniu wykresów na rys. 1 i 2 przyjęto wartości poszczególnych okresów wytopu podane w tabelicy 1 i 2.

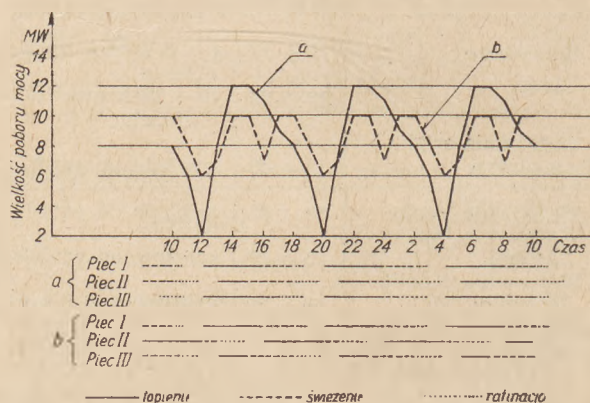
Zasadnicza różnica pomiędzy przykładami podanymi na rys. 1 i 2 polega na tym, że praca pieców na rys. 2 nie spełnia zasady: czas trwania całkowitego wytopu mniej czasu topienia dla każdego z pieców pracujących według harmonogramu pracy szeregowej powinien być większy lub równy sumie czasów topienia w pozostałych piecach. Przy opracowaniu wykresów poboru mocy (rys. 1 i 2) przyjęto, że wielkość poboru mocy

w poszczególnych okresach technologicznych jest jednakowa dla wszystkich pieców i wynosi w okresie

topienia — 4 MW

świeżenia — 3 MW

rafinacji — 2 MW



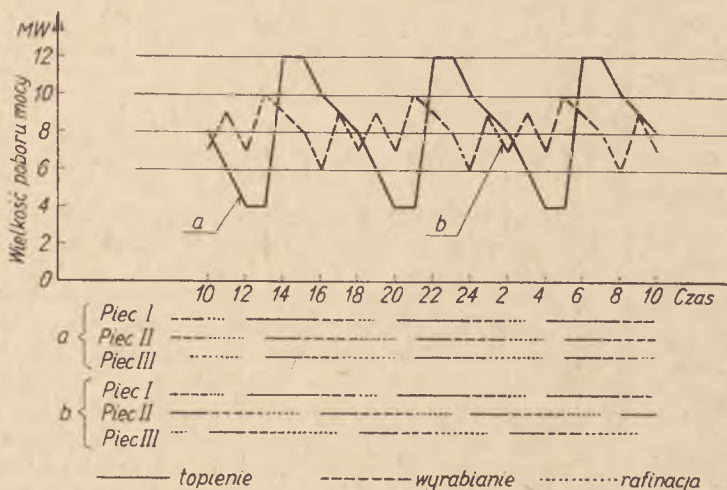
Rys. 2. Porównanie wykresów poboru mocy dla trzech pieców stalowniczych pracujących według harmonogramu: a — pracy równoległej, b — pracy szeregowej

Przyjmując następnie pewien limit mocy dla tych pieców, np. 12 MW, czyli

$$P_L = P_{top.1} + P_{top.2} + P_{top.3} \quad (1)$$

można przeanalizować możliwości obniżenia limitu dla podanych przykładów.

Z rys. 1 wynika, że jeżeli limit mocy obniżymy z 12 MW na 10 MW, to przy zastosowaniu harmonogramu pracy szeregową pobór mocy wszystkich pieców nie przekroczy 10 MW w ciągu całej doby. Przy pracy równoległej natomiast pobór mocy w wysokości 10 MW i mniej trwa tylko przez 5 godzin w cyklu 8-godzinny. Jeżeli obniżymy limit do 8 MW, to przy pracy szeregową będzie to możliwe w ciągu 3 godzin, a przy pracy równoległej w 4 godzinach. Dalsze obniżenie limitu do 6 MW można uzyskać przy pracy szeregową w ciągu 1 godziny, a przy pracy równoległej w okresie 2 godzin. Limitu mocy nie można obniżyć poniżej 6 MW przy pracy szeregową pieców (przy przyjętych poborach mocy przez każdy piec i sposo-



Rys. 1. Porównanie wykresów poboru mocy dla trzech pieców stalowniczych pracujących według harmonogramu: a — pracy równoległej, b — pracy szeregowej

Tablica 1

Okresy wytopów pieców łukowych do rys. 1

Okres	Czas w godzinach		
	Piec I	Piec II	Piec III
Topienie	4	2	4
Świeżenie	2	3	1
Rafinacja	1	2	2
Przerwa międzwytopowa	1	1	1
Razem	8	8	8

Tablica 2

Okresy wytopów pieców łukowych do rys. 2

Okres	Czas w godzinach		
	Piec I	Piec II	Piec III
Topienie	4	2	2
Świeżenie	2	3	2
Rafinacja	1	2	3
Przerwa międzwytopowa	1	1	1
Razem	8	8	8

bie ułożenia harmonogramu), a przy pracy równoległej da się uzyskać obniżkę jednak w okresie tylko 1 godziny.

Analizując w podobny sposób wykresy podane na rys. 1 przekonamy się, że można obniżyć limit w cyklu 8-godzinny z 12 MW:

do	przy pracy	w ciągu
10 MW	szeregowej	8 godzin
10 MW	równoległej	6 godzin
8 MW	szeregowej	2 godz. i 2×1 g.
8 MW	równoległej	4 godz.
6 MW	szeregowej	1 godz.
6 MW	równoległej	3 godz.

Obniżenie poboru mocy poniżej 6 MW jest możliwe jedynie przy pracy równoległej w ciągu 2 godzin.

Z powyższych przykładów wynika, że pobór mocy jest bardziej równomierny przy szeregowej pracy pieców. Można stąd wyciągnąć bardzo istotny wniosek, że przyjęcie tego czy innego rodzaju harmonogramu pracy pieców wiąże się bardzo ściśle z wielkością obniżonego poboru, jaki chce się osiągnąć oraz z czasem trwania obciążenia szczytowego, w którym pobór mocy ma być obniżony.

Przy nieznacznym obniżeniu limitu mocy korzystniejszą jest stosować harmonogram pracy szeregowej, gdyż wtedy czas trwania obciążenia szczytowego nie odgrywa jeszcze żadnej roli (rys. 1 i 2 obniżenie z 12 na 10 MW). Przy równoległej pracy pieców uzyskane obniżenie poboru mocy trwa tylko przez pewien czas. Większe obniżenie limitu (w podanych przykładach 8 ÷ 6 MW) zarówno przy pracy szeregowej jak i równoległej jest już wyraźnie ograniczone w czasie, czyli rodzaj harmonogramu powinien być dobierany w zależności od czasu trwania obciążenia szczytowego.

W przykładach tych można znacznie obniżyć limit mocy (poniżej 6 MW) tylko przy pracy równoległej i to przez bardzo krótki okres czasu, zastosowanie natomiast harmonogramu pracy szeregowej nie daje pożądanych rezultatów. Uwagi powyższe dotyczą wypadków, w których możliwe jest stosowanie jednego i drugiego rodzaju harmonogramu, a przede wszystkim, gdy pobór

mocy jest jednakowy w poszczególnych okresach technologicznych oraz gdy całkowity czas trwania wytopów jest ten sam dla wszystkich pieców. Zastrzeżenie to zrobiono dlatego, gdyż nie zawsze jest możliwy wybór pomiędzy tymi dwoma rodzajami harmonogramów. Okazuje się, że często można zastosować tylko harmonogram pracy kombinowanej, który może mieć cechy zbliżone do cech harmonogramu pracy szeregowej lub równoległej, wobec czego rozpatrywanie go wydaje się celowe jedynie w ściśle określonych przypadkach.

Czas trwania obciążenia szczytowego okręgu, czyli okres czasu, w którym należy dążyć do obniżenia poboru mocy pobieranej przez piece stalownicze wiąże się również z zagadnieniem sztywności harmonogramu.

Rozpatrując harmonogram pracy równoległej jako ściślej związany z czasem obciążenia szczytowego i przyjmując, że obniżenie poboru mocy o pewną stałą wartość obowiązuje przez cały okres czasu zastępczego świeżenia i zastępczego czasu rafinacji dojdziemy do trzech następujących możliwości.

1. czas trwania szczytu jest krótszy od sumy zastępczych okresów świeżenia i rafinacji

$$t_{sz} < t_{z, \dot{sw}} + t_{z, raf} \quad (2)$$

2. czas trwania szczytu jest równy powyższej sumie

$$t_{sz} = t_{z, \dot{sw}} + t_{raf} \quad (3)$$

3. czas trwania szczytu jest dłuższy od sumy powyższej

$$t_{sz} > t_{z, \dot{sw}} + t_{raf} \quad (4)$$

Nierówności (2 ÷ 4) można zastąpić następującymi wzorami:

$$\Delta t = t_{sz} - (t_{z, \dot{sw}} + t_{z, raf}) < 0 \quad (5)$$

$$\Delta t = t_{sz} - (t_{z, \dot{sw}} + t_{z, raf}) = 0 \quad (6)$$

$$\Delta t = t_{sz} - (t_{z, \dot{sw}} + t_{z, raf}) > 0 \quad (7)$$

Wartość Δt określa możliwość przesunięcia harmonogramu w okresie obciążenia szczytowego, przy czym stosunek sumy zastępczych czasów świeżenia i rafinacji do czasu trwania obciążenia szczytowego nazywamy współczynnikiem sztywności harmonogramu. Określa go wzór:

$$K_H = \frac{t_{z, \dot{sw}} + t_{z, raf}}{t_{sz}} \quad (8)$$

a) Jeżeli wartość współczynnika K_H jest równa jedności, czyli $\Delta t = 0$, to przesunięcie harmonogramu w okresie szczytu jest niedopuszczalne, gdyż wskutek niedotrzymania harmonogramu trzeba będzie wyłączyć jeden lub kilka pieców. Harmonogram pracy jest wówczas harmonogramem sztywnym.

b) Jeżeli wartość współczynnika K_H będzie większa od jedności (Δt ujemne), to harmonogram pracy stanie się do pewnego stopnia elastyczny, a więc dopuszczalne będą nieznaczne jego przesunięcia w okresie szczytu.

Wielkość dopuszczalnego przesunięcia będzie tym większa, im większa będzie wartość bezwzględna Δt .

W praktyce požądane jest, ażeby wartość K_H była możliwie największa, gdyż wtedy łatwiej dotrzymać harmonogramu.

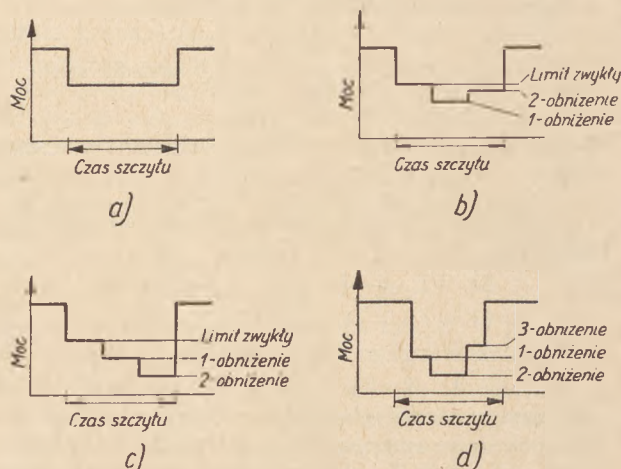
c) Ostatnia z rozpatrywanych możliwości powstaje, gdy zachodzi nierówność (4), czyli gdy K_H jest mniejsze od jedności, a Δt ma wartość dodatnią.

Wówczas uzyskanie obniżenia poboru mocy przez cały okres trwania szczytu i w takiej wielkości jak podano w pkt. a i b przy przyjętych założeniach nie

jest możliwe i wymaga rozwiązania na drodze współpracy kilku elektrostalowni w okresie szczytu.

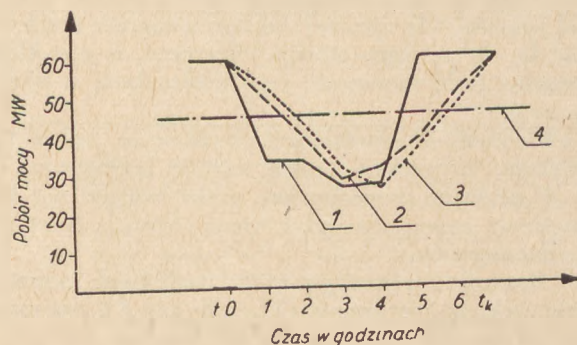
Współpraca kilku elektrostalowni

Przy analizowaniu zależności pomiędzy czasem trwania szczytu a sumą zastępczych czasów świeżenia i rafinacji założono, że obniżanie poboru mocy w okresie $t_{z, sw.}$ i $t_{z, raf.}$ jest stałe. Rozpatrując rodzaje współpracy elektrostalowni można przyjąć, że pobór mocy w elektrostalowniach będzie stopniowany w okresie szczytu. Przyjmuje się więc, że w danej elektrostalowni uzyskano tą czy inną drogą możliwość obniżenia poboru mocy przez okres krótszy od czasu trwania obciążenia szczytowego, przy czym w okresie tym wielkość obniżonej mocy jest różnicą limitów w poszczególnych godzinach szczytu. Dzięki temu okres szczytowy można podzielić na mniejsze podokresy z różnymi limitami obowiązującymi poszczególnie elektrostalownie w różnych godzinach, objętych lub nawet nie objętych czasem trwania szczytu okręgu. Na rys. 3 podano dla przykładu kilka wykresów stopniowanych limitów.



Rys. 3. Przykłady stosowanych limitów mocy w godzinach szczytu. a — limit normalny, b — limit trójstopniowy, c — limit trójstopniowy malejący, d — limit trójstopniowy rosnący

Przez odpowiednie zestawienie limitów w różnych elektrostalowniach można uzyskać różny rozkład poboru mocy w okręgu energetycznym. Ilość różnych rozwiązań może być bardzo duża i dlatego trudno jest przewidzieć wszystkie możliwości współpracy. Na rys. 4 i 5 podano dwa przykłady współpracy, przy następujących założeniach:



Rys. 4. Przykład przebiegu poboru mocy przy współpracy trzech elektrostalowni w okresie szczytu
 t_0 — początek szczytu, t_k — koniec szczytu

1. rys. 4:

Elektrostalownia A

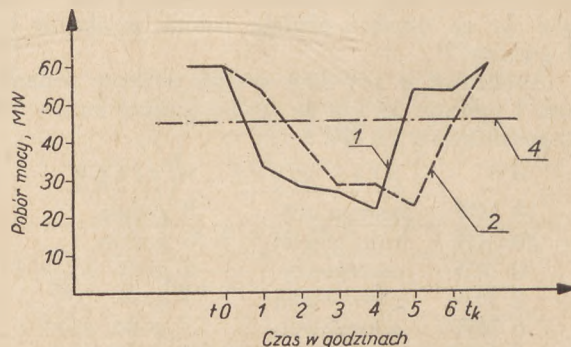
maksymalny pobór mocy	25 MW
limit w okresie szczytu	
przy pracy bez harmonogramu	18 MW
przy pracy według harmonogramu	istnieje możliwość obniżenia poboru mocy do
	15 MW przez 2 godz.
	do 10 MW przez 1 godz.
	do 13 MW przez 1 godz.

Elektrostalownia B

maksymalny pobór mocy	20 MW
limit w okresie szczytu	15 MW
1-sze obniżenie do	10 MW przez 3 godz.
2-gie obniżenie do	8 MW przez 1 godz.

Elektrostalownia C

maksymalny pobór mocy	15 MW
limit w okresie szczytu	12 MW
1-sze obniżenie do	8 MW przez 2 godz.
2-gie obniżenie do	6 MW przez 2 godz.



Rys. 5. Przykład przebiegu poboru mocy przy współpracy trzech elektrostalowni

W elektrostalowni A przyjęto limit stopniowany jak na rys. 3c

2. rys. 5:

Elektrostalownia A

maksymalny pobór mocy	25 MW
limit w okresie szczytu	18 MW
1-sze obniżenie do	15 MW przez 1 godz.
2-gie obniżenie do	10 MW przez 2 godz.
3-cie obniżenie do	8 MW przez 1 godz.

Elektrostalownia B i C jak w przykładzie na rys. 4.

Opracowując wykresy podane na rys. 4 przyjęto następujące układy współpracy:

Wykres 1. Przy równoległej współpracy wszystkich elektrostalowni całkowity pobór mocy wynosi o godzinie:

$$\begin{aligned}
 t_0 + 1 \text{ godz.} &: 15 + 10 + 8 = 33 \text{ MW} \\
 t_0 + 2 \text{ godz.} &: 15 + 10 + 8 = 33 \text{ MW} \\
 t_0 + 3 \text{ godz.} &: 10 + 10 + 6 = 26 \text{ MW} \\
 t_0 + 4 \text{ godz.} &: 13 + 8 + 6 = 27 \text{ MW} \\
 t_0 + 5 \text{ godz.} &: 25 + 20 + 15 = 60 \text{ MW} \\
 t_k = t_0 + 6 \text{ godz.} &: 25 + 20 + 15 = 60 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

Wykres 2 — podaje pobór mocy przy limicie obowiązującym elektrostalownię B od godziny ($t_0 + 1$) i elektrostalownię A i C od godziny ($t_0 + 2$). Całkowity pobór mocy przedstawia się następująco:

$$\begin{aligned}
 t_o + 1 \text{ godz.} &: 15 + 20 + 15 = 50 \text{ MW} \\
 t_o + 2 \text{ godz.} &: 15 + 10 + 15 = 40 \text{ MW} \\
 t_o + 3 \text{ godz.} &: 10 + 10 + 8 = 28 \text{ MW} \\
 t_o + 4 \text{ godz.} &: 13 + 10 + 8 = 31 \text{ MW} \\
 t_o + 5 \text{ godz.} &: 25 + 8 + 6 = 39 \text{ MW} \\
 t_k = t_o + 6 \text{ godz.} &: 25 + 20 + 6 = 51 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

Wykres 3 — przedstawia rozkład poboru mocy przy limicie obowiązującym elektrostalownię A od godziny ($t_o + 1$), elektrostalownię B od godziny ($t_o + 2$) i elektrostalownię C od godz. t_o . Całkowity pobór mocy wynosi o godzinie:

$$\begin{aligned}
 t_o + 1 \text{ godz.} &: 25 + 20 + 8 = 53 \text{ MW} \\
 t_o + 2 \text{ godz.} &: 15 + 20 + 8 = 43 \text{ MW} \\
 t_o + 3 \text{ godz.} &: 15 + 10 + 6 = 31 \text{ MW} \\
 t_o + 4 \text{ godz.} &: 10 + 10 + 6 = 26 \text{ MW} \\
 t_o + 5 \text{ godz.} &: 13 + 10 + 15 = 38 \text{ MW} \\
 t_k = t_o + 6 \text{ godz.} &: 25 + 8 + 15 = 48 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

Prosta 4 na rys. 4 i 5 przedstawia pobór mocy przez wymienione elektrostalownie przy stałych limitach w poszczególnych elektrostalowniach w ciągu całego okresu trwania szczytu.

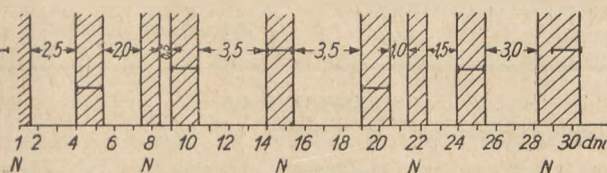
Wykresy na rys. 5 opracowano przy następującym układzie współpracy elektrostalowni:

- wykres 1 — limit mocy obowiązuje wszystkie elektrostalownie od godziny t_o ,
- wykres 2 — limit mocy obowiązuje elektrostalownie A i B od godz. $t_o + 1$, a elektrostalownię C od godziny $t_o + 2$.

Z porównania krzywych podanych na rys. 4 i 5 z prostą 4 widać, jakie korzyści można osiągnąć przez współpracę kilku elektrostalowni i stosowanie stopniowanych limitów mocy w okresie szczytu.

Utrzymanie harmonogramu

Utrzymanie zadanego harmonogramu pracy pieców zależy w głównej mierze od tego, przez jaki okres czasu harmonogram ma być dotrzymywany i jakie są możliwości jego korygowania. Im na dłuższy okres czasu harmonogram będzie układany, tym większa istnieje możliwość odstępstwa od niego, bądź przez wypadnięcie z harmonogramu wszystkich pieców, bądź też nawet jednego pieca. Jednym z czynników umożliwiających regulowanie harmonogramu i zarazem określającym okres czasu, w którym piece mają pracować według przyjętego układu pracy, są bieżące ich remonty. Stalownicze piece łukowe są remontowane średnio dwa razy w miesiącu, przy czym czas trwania remontów jest dość różny i waha się w granicach od kilku godzin do kilku dni (L. 2). Czynniki, które wpływają na częstotliwość przeprowadzania bieżących remontów pieców stalowniczych zostały szerzej omówione w jednej z prac



Rys. 6. Harmonogram pracy dla trzech pieców stalowniczych z uwzględnieniem remontów i niedziel

Liczby na białych polach oznaczają ilość dni równoczesnej pracy wszystkich pieców z wyjątkiem niedziel (N)

Instytutu Elektrotechniki (L. 3). Wiele interesujących danych na temat powyższego zagadnienia można znaleźć w literaturze (L. 4, L. 5, L. 6). W artykule niniejszym przyjęto, że każdy piec jest dwa razy remontowany w miesiącu, przy czym czas jednego remontu trwa 1,5 doby. Oznacza to, że w 30 dniach miesiąca każdy piec jest remontowany co 13,5 dnia (rys. 6). Przy trzech piecach czas wspólnej pracy wyniesie

$$30 - 1,5 \cdot 6 = 21 \text{ dni,}$$

czyli harmonogram pracy obowiązuje wszystkie piece przez okresy trwające

$$\frac{21}{6} = 3,5 \text{ dnia.}$$

Rozpoczęcie remontu jednego pieca powoduje obniżenie poboru mocy przez elektrostalownię zarówno w okresie całej doby, jak i w dwóch kolejnych okresach trwania szczytu (przy rozpoczęciu remontu w godzinach szczytu). Wielkość uzyskanego obniżenia poboru mocy zależy od tego, jaką moc pobiera dany piec. Dzięki tej obniżce ewentualne rozregulowanie pracy pieców jest dopuszczalne w okresie remontu, lecz później powinno być zlikwidowane. Pewna korekta harmonogramu może być również przeprowadzona w niedzielę, gdyż wówczas pobór mocy przez całą hutę jest przeważnie mniejszy niż w dzień powszedni. Jeżeli to uwzględnimy, to okaże się, że w okresie miesięcznym utrzymanie pracy pieców jest konieczne w cyklach trwających średnio przez 2,5 dnia. Regulowanie harmonogramu w okresach remontu i w niedzielę umożliwia pracę według ułożonego harmonogramu nie tylko dla pieców o całkowitej ilości wytopów w ciągu doby, lecz również i wtedy, gdy ilość ta jest liczbą ułamkową i nawet niejednakową dla poszczególnych pieców (uwagi do rys. 6 + 8 w części I artykułu). Czynnikiem utrudniającym ułożenie harmonogramu jest duża ilość różnych gatunków stali, które są wytapiane w tym samym piecu, gdyż zmienia się wówczas czas trwania wytopu. Umożliwia to jednak ułożenie pracy pieców o różnych czasach roztopienia przez stosowanie po wytopach dłuższych — wytopów krótszych itp. Szczególnie celowe są planowe wytopy ze skróconym okresem świeżenia. Czas trwania wytopu (dla jednego gatunku stali) i czas topienia, nawet w jednym piecu nie jest wielkością stałą, lecz zmienia się w szerszym lub węższym okresie czasu. Pewne dane na ten temat podano w opracowaniach Instytutu Elektrotechniki (L. 7). Na podstawie odpowiedniej analizy pracy pieców stalowniczych można wykazać, że przy prawidłowej konstrukcji i warunkach eksploatacji, zarówno czas roztopienia jak i całkowity czas wytopu mieści się w dość ściśle określonym przedziale. Im bardziej prawidłowa jest eksploatacja pieca, tym węższe są te przedziały. Duży natomiast rozrzut czasu mają piece eksploatowane w niewłaściwych warunkach.

Wnioski

Z przeprowadzonych rozważań można wyciągnąć następujące wnioski:

1. Praca pieców stalowniczych według harmonogramu i jego utrzymanie umożliwia dalsze poważne obniżenie poboru mocy w okresie szczytu.

2. Możliwość dotrzymania założonego harmonogramu pracy jest tym większa, im większą wartość ma

współczynnik sztywności harmonogramu oraz im bardziej prawidłowe są warunki eksploatacji.

3. Przy współczynniku K_H mniejszym od jedności celowa jest współpraca kilku elektrostalowni w okresie szczytu.

4. Niezbędny okres, w którym konieczne jest utrzymanie harmonogramu pracy, trwa kilka dni, zależnie od ilości pieców i częstości remontów oraz od ułożenia harmonogramów w czasie (wykorzystanie niedziel do regulacji pracy).

W niniejszym artykule omówiono jedynie ogólnie możliwości uzyskania rezerw energetycznych przez stosowanie różnego rodzaju harmonogramów pracy pieców. Rozważania przeprowadzono przy założeniu, że pobór mocy przez piec stalowniczy ma charakter zbliżony do przebiegu podanego na rys. 1 (część I). Założenie to przyjęto w celu łatwiejszego zrozumienia całości zagadnienia, bez rozpraszania uwagi na dodatkowe czynniki charakterystyczne dla pracy stalowniczych pieców łukowych i powodujące np., że wykres poboru mocy dla pieca stalowniczego może się różnić nawet w dużym stopniu od podanego na rys. 1. Założenie takie nie utrudnia możliwości stosowania harmonogramów pracy; w większości przypadków raczej wpływa dodatnio. W warunkach przemysłowych można często spotkać się z dążeniem do unikania jednoczesnego roztopiania w kilku piecach w okresie szczytowym, co jest pewnego rodzaju zniekształconym harmonogramem pracy równoległej. W literaturze technicznej (L. 8) można znaleźć pewne wzmianki pozwalające

na przypuszczenie, że praca pieców według pewnego harmonogramu jest w niektórych krajach stosowana.

Dużo interesującego materiału dały badania i pomiary przeprowadzone przez Instytut Elektrotechniki w jednej z hut. Ostateczne wyniki tych badań dotyczących wielkości poboru mocy przez stalownicze piece łukowe w różnych warunkach eksploatacyjnych nie są jeszcze ostatecznie rozpracowane. Należy jednak przypuszczać, że dadzą one wiele ciekawych wniosków na temat omawianego zagadnienia.

Literatura

1. Okorokow — Periodическая работа дугowych сталеплавильных печей. Prom. Energ. Nr 1 1949.
2. Czajczyński — Ustalenie sposobów pracy stalowniczych pieców łukowych w okresach szczytowych obciążeń układów energetycznych. Instytut Elektrotechniki 1954 (nie publikowane).
3. Czajczyński — Opracowanie sposobu oceny pracy pieców łukowych o łuku bezpośrednim. Instytut Elektrotechniki 1954 r. (nie publikowane).
4. Okorokow — Elektрoплавильные печи черной металлургии. Металлургиздат 1950 r.
5. Lejkin — Плавка стали в электропечи. Металлургиздат 1951 r.
6. Pakulla — Beiträge zur Leistungssteigerung der Lichtbogen Elektrostahlöfen mit festem Einsatz. Stahl und Eisen Nr 11. 1950.
7. Swirczewski — Usprawnienie pracy trzech pieców łukowych w hucie X. Instytut Elektrotechniki 1953 (nie publikowane).
8. Jednierał — Elektrometallurgia. Tłumaczenie. Wydawnictwo Górniczo-Hutnicze 1954.

RACJONALIZACJA I WYNAŁAZCZOŚĆ

Klub Techniki i Racjonalizacji w Elektrowni Warszawa

W celu upowszechnienia wynalazczości pracowników, podniesienia wiedzy technicznej racjonalizatorów i załóg technicznych Centralna Rada Związków Zawodowych powołała do życia przy zakładach pracy Kluby Techniki i Racjonalizacji.

Biorąc pod uwagę całokształt pracy większości klubów T. i R. w energetyce, jak również i w innych przemysłach należy stwierdzić, że na ogół nie wywiązywały się one z powierzonych im zadań.

Niektóre jednak Kluby pomimo różnych trudności potrafiły tak zorganizować swą pracę, że dała ona konkretne wyniki.

Do takich należy zaliczyć Klub T. i R. przy Elektrowni Warszawa, który uzyskał II miejsce we współzawodnictwie międzyzakładowym Okręgu Warszawskiego. Klub ten do 1 maja 1954 r. nie posiadał lokalu, biblioteki technicznej i pomocy kreślarskich, co w dużym stopniu utrudniało pracę Klubu.

Sytuacja ta uległa zasadniczej zmianie od chwili otrzymania lokalu klubowego, obszernej biblioteki technicznej i pomocy kreślarskich. Wówczas Klub nawiązał ścisłą współpracę z Kołem Zakładowym NOT, nakreślając program działalności.

Zarząd Klubu Techniki i Koła NOT zbierał się regularnie raz w tygodniu celem złożenia sprawozdania członków Zarządu z wykonanych prac w ubiegłym tygodniu i omówienia zadań na następny tydzień.

Klub — między innymi — regularnie zajmował się przeglądem zgłoszonych projektów i oceniał, czy załączona dokumentacja jest dość jasna, aby przedłożyć ją pod obrady Komisji Wynalazczości. Gdy projekt był niedostatecznie opracowany, Klub przydzielał racjonalizatorowi do pomocy technika lub inżyniera, który pomagał mu uzupełnić dokumentację.

Ponadto wnioski nie wymagające uzupełnień Klub przysyłał rzeczoznawcom do opinii i już zaopiniowane przedkładał Komisji w celu ostatecznego załatwienia.

Dzięki takiemu systemowi wzrasta wartość zgłaszanego projektu, podnosi się poziom techniczny racjonalizatora oraz skraca się czas załatwiania.

Lokal Klubu T. i R. czynny jest codziennie w godzinach od 13 ÷ 16. W tym czasie czynna jest biblioteka techniczna i udostępnione są pomoce techniczne. W tych też godzinach udziela się porad technicznych.

Akcja szkoleniowa została przeprowadzona w formie wydawanych co miesiąc biuletynów szkoleniowych z zakresu podstawowych wiadomości o spalaniu węgla, o wpływie właściwych parametrów pary i próżni w kondensatorze na ekonomiczną pracę elektrowni.

W ubiegłym roku Klub zorganizował spotkanie racjonalizatorów z trzech elektrowni, na którym omówiono zagadnienia związane ze szczytem jesienno-zimowym i uzgodniono wymianę wniosków racjonalizatorskich pomiędzy tymi zakładami.

Klub uzyskał takie sukcesy w dużej mierze dzięki przewodniczącemu Klubu inż. W. Szmitowi oraz kierownikowi Komórki Wynalazczości Elektrowni Warszawa ob. J. Szytkłowi.

Eugeniusz Ziembicki

KOMUNIKAT

W artykule pt. „Urządzenia do pomiaru zdalnego sumy mocy czynnej elektrowni” (Zeszyt Nr 1/55 „Energetyki” str. 51) nie podano przez przeoczenie, że współtwórcą modelu licznika sumującego moc czynną elektrowni był również ob. Michał Wiliński.

Redakcja.

Książka techniczna pomocą w pracy robotnika i inżyniera

Inż. Tadeusz Frank

Potężny rozwój przemysłu w Polsce Ludowej wymaga wielkiej ilości wykwalifikowanych pracowników o różnych poziomach wiedzy technicznej, począwszy od robotnika, który powinien doskonale zdawać sobie sprawę z zasad działania obsługiwanych maszyn i urządzeń, przez mistrzów i techników kierujących oddziałami produkcyjnymi aż do inżynierów pracujących w przemyśle, w instytutach naukowo-badawczych czy w szkolnictwie. Dla wszelkich dziedzin przemysłu konieczne było stworzenie wielkich kadr o różnym poziomie technicznym, które w pracy zespołowej mogłyby rozpocząć budowę socjalizmu w Polsce.

W tym celu niemal natychmiast po zakończeniu działań wojennych przed dziesięcią laty przystąpiono do organizowania szkolnictwa zawodowego o różnych poziomach, a jednocześnie, opierając się na wzorach radzieckich, rozpoczęto wydawanie książek technicznych, wznowiono stare i stworzono nowe czasopisma techniczne, aby pomóc pracownikom technicznym przy rozwiązywaniu trudnych problemów spotykanych w pracy zawodowej.

W okresie przedwojennym ukazywało się u nas stosunkowo bardzo mało książek technicznych. Oprócz skryptów politechnicznych można było z łatwością wymienić poważniejsze książki, jakimi z dziedziny elektroenergetyki były książki prof. Pożaryskiego, Wysockiego, Altenberga, świetna książka Morawskiego, czy tłumaczenie książki Lista. Książek dla średniego poziomu technicznego było jeszcze mniej, a dla robotników nie wydawano książek niemal zupełnie, gdyż wydawnictwa prywatne nastawione były na zysk, a droższa książka nie mogła trafić do źle zarabiającego pracownika.

Po wojnie szkolenie kadr stało się jednym z podstawowych zadań umożliwiających rozwój przemysłu i dlatego już w pierwszych latach ukazały się, wydane przez Departament Kadr Ministerstwa Przemysłu i Handlu, książki techniczne, szkolne i gospodarcze, opracowane przez dobrych techników i praktyków.

Właściwy rozwój w dziedzinie wydawniczej rozpoczął się jednak dopiero od powstania Państwowych Wydawnictw Technicznych oraz Państwowych Wydawnictw Szkolnictwa Zawodowego. W ciągu ostatnich sześciu lat wydały one kilka tysięcy tytułów i dostarczyły do rąk pracowników technicznych kilkanaście milionów egzemplarzy książek, w większości świetnie opracowanych i starannie wydanych. Jednocześnie z pracami oryginalnymi ukazało się bardzo dużo dobrych tłumaczeń radzieckich książek technicznych. Należy tu podkreślić, że przeglądając pozycje wydawnicze PWT z lat 1950 ÷ 1955 można stwierdzić duży wpływ technicznej literatury radzieckiej zarówno na autorów,

jak i na wydawcę. Przedwojenne książki, jak wspomnieliśmy, były przeznaczone dla szczupłego grona ludzi o stosunkowo wysokim poziomie technicznym, tymczasem obecnie ukazują się książki dla wszystkich poziomów, przy czym przeglądając książki przeznaczone dla monterów czy też dla pracowników obsługujących urządzenia można zauważyć jasny, przystępny sposób tłumaczenia nawet bardziej skomplikowanych zagadnień i operowanie przykładami zaczerpniętymi z codziennej praktyki. Książka nie jest w ten sposób oderwana od pracy zawodowej, nie stanowi zbioru reguł i zależności matematycznych między różnymi wielkościami, ale staje się rzeczywistą pomocą w pracy zawodowej a stosunkowo niska jej cena pozwala niemal każdemu pracownikowi technicznemu na nabycie tych książek, które są powiązane z jego pracą zawodową i które ułatwiają mu nie tylko codzienną pracę, ale jednocześnie wskazują kierunek usprawnień w pracy, pomagają do zracjonalizowania procesów produkcyjnych, ułatwiają pracę ludzką przez zastąpienie jej pracą maszyn.

Przykładem dobrze opracowanych książek dla robotników jest praca J. Badera o odgromnikach zaworowych, książka E. Piotrowskiego o montażu szyn elektroenergetycznych, czy książka Z. Życkiego o obwodach silników synchronicznych. Dużo pozycji z cyklu „Będę fachowcem” również zasługuje na uznanie.

Dalszym wkładem PWT w rozwój techniczny pracowników jest wydanie instrukcji b. Centralnego Zarządu Energetyki i obecnie Ministerstwa Energetyki. Instrukcje eksploatacji urządzeń stanowią bowiem dużą pomoc nie tylko dla personelu ruchowego, ale również dla budowniczych i projektantów nowych urządzeń elektroenergetycznych. Taką samą pomoc dają tym pracownikom wydawnictwa „Biblioteki Ochrony Pracy”.

Do rąk pracowników są ponadto dostarczane czasopisma techniczne, których liczba i nakład kilkakrotnie przewyższa przedwojenne. Czasopisma, dając krótkie i zwięzłe artykuły o nowych postępach techniki są cennym uzupełnieniem książek technicznych, rozszerzają horyzonty czytelników, informując o bieżąco o nowościach w poszczególnych dziedzinach wiedzy.

Reasumując trzeba stwierdzić, że w dziedzinie wydawania książek i czasopism technicznych zrobiono bardzo dużo, dając wiele pozycji o wysokiej jakości, ułatwiając przez to pracę ludzką i podnosząc ją na wyższy poziom. Należałoby tylko wyrazić życzenie, aby nasze wydawnictwa rozwijały się nadal tak jak dotychczas, aby coraz więcej i coraz lepszych książek technicznych dotarło do ludzi, którzy chcą rozszerzyć zakres swych wiadomości i w ten sposób przyczynić się do budowy lepszego jutra ludzkości.

SŁOWNICTWO ENERGETYCZNE

O poprawną terminologię

Z doświadczeń zebranych w pracy redakcyjnej wnioskujemy, że nie tylko naszym czytelnikom, lecz również autorom nadsyłanych artykułów nasuwają się wątpliwości z dziedziny słownictwa energetycznego, a nawet ogólnego. Mimo, że wątpliwości te dotyczą często wyrazów i wyrażeń, które już niejednokrotnie były omawiane w krajowych czasopismach technicznych, sądzimy, że warto przypomnieć o ważniejszych błędach i wyrazach niewłaściwych. A oto kilka przykładów:

1. *Trafo* — W gwarze technicznej a nawet niekiedy w piśmie używany jest rażąco skrót *trafo*, zamiast pełnej nazwy *transformator*. Spotykamy również dziwną odmianę tego skrótu w formach: *trafora*, *traforów* itd. Sprawa ta była już kiedyś poruszona w jednym z naszych czasopism. Przypomina-

my: stosować należy jedynie pełną nazwę: *transformator*; używanie słowa *trafo* zapożyczonego z języka niemieckiego, a niezgodnego z przyjętymi przez nas zasadami skracania wyrazów, jest niewłaściwe. Jeśli zachodzi konieczność użycia skrótu ze względu na brak miejsca (np. w zestawieniach tabelarycznych itp.), to dopuszczalny byłby skrót *transf.* (z kropką na końcu).

2. *Włączyć* lub *wyłączyć* *wyłącznik*. Obie formy są uznane za nieprawidłowe. Sprawa nazw czynności łączeniowych była już przedmiotem długich sporów i dyskusji w Centralnej Komisji Słownictwa Elektrycznego. O właściwym stosowaniu wyrazów: *włączenie* i *wyłączenie*, *przyłączenie* i *odłączenie*, *połączenie*, *złączenie*, *rozłączenie* oraz *dołączenie* pisał prof. dr M. Mazur w artykule pt.

Czynności łączeniowe, ogłoszonym we Wiadomościach Elektrotechnicznych (XIV, z. 5, maj 1954 r., str. 113/114). Jeśli chodzi o wspomniany wyżej przykład z wyłącznikiem, to prawidłowe są wyrażenia *zamknąć* lub *otworzyć wyłącznik*. Włączyć można natomiast np. silnik za pomocą wyłącznika. Wyrazy *podłączyć* i *załączyć* uznane są również za niestosowne. Używanie słowa *załączyć* lub *załączenie* dopuszczalne jest jedynie w przypadku udzielania telefonicznych poleceń, np. w pracach związanych z rozrządem mocy, a to w celu uniknięcia możliwości pomyłek spowodowanych podobnym brzmieniem słów: *włączyć* i *wyłączyć*.

3. *Rozpracować* — Często słyszymy i czytamy o *rozpracowywaniu* dokumentacji, projektu, zagadnienia itp. Wyraz ten, nie rejestrowany w naszych słownikach, należy uznać raczej za nieodpowiedni. Powtórzmy w skrócie opinię prof. dra W. Doroszewskiego w tej sprawie (*Rozmowy o języku*, seria III, 1952 r., str. 186). Prefiks (przedrostek) *roz-*uwy-

datnia najczęściej moment początkowy jakiejś czynności lub wzmaganie się czynności w miarę jej rozwijania się; może on także oznaczać efekt końcowy czynności, ale wówczas chodzi zwykle o efekt negatywny (np. rozwalić, rozkruszyć). Efekt pozytywny z odcieniem staranności, wykończenia łączy się z prefiksem *wy-* (np. wykończyć, wygładzić). „Z tych względów” — pisze prof. dr Doroszewski — „wydawałoby się, że forma *wypracować* jest odpowiedniejsza niż *rozpracować* wtedy, kiedy chodzi o uzyskanie wyniku przez włożenie pracy skierowanej na jakąś sprawę”. Jeżeli więc mamy na myśli tylko *wykonanie* projektu czy dokumentacji, to lepiej użyć po prostu słowa *opracować*: jeśli natomiast zależy nam na szczegółowym opracowaniu pewnego fragmentu lub części projektu, wówczas równie stosowanym byłby czasownik *wypracować*.

T. B.

WYDAWNICTWA NADESŁANE

PAŃSTWOWE WYDAWNICTWA TECHNICZNE

Stacje transformatorowo-rozdzielcze

Mgr inż. Władysław Pawłowski

Warszawa, 1955, format A5, str. 245, cena zł 12

Nakładem Państwowych Wydawnictw Technicznych w Warszawie ukazała się I część cennej książki zatwierdzonej przez CUSZ jako podręcznik dla kl. IV wydziału stacji w szkołach energetycznych. Książka składa się z ośmiu rozdziałów, w których omówiono rozwój współczesnej elektryfikacji, podstawowe pojęcia o stacjach transformatorowo-rozdzielczych, prądy zwarciowe i sposoby ich obliczania, przyrządy wysokiego napięcia, szyny zbiorcze w rozdzielniach, transformatory i odgromniki.

Cennymi zaletami tej pracy, która da dużo korzyści nie tylko uczniom, ale również pracownikom energetyki, jest prosty i zwięzły sposób formułowania, przystępne wyjaśnianie skomplikowanych nawet zagadnień oraz umieszczanie przed każdym rozdziałem lub nawet jego częściami krótkiego wstępu zawierającego pojęcia podstawowe dla omawianych w nim zagadnień. Książka jest oparta na bogatych doświadczeniach autora oraz na znajomości literatury krajowej i zagranicznej; należy życzyć autorowi, aby dalsze części tej pracy, opracowane równie sumiennie i starannie dały takie korzyści czytelnikom, jakich można się spodziewać po zapoznaniu się z I częścią książki.

Mgr inż. Tadeusz Frank

Technika ochrony pracy w energetyce

Mgr inż. Zbigniew Karasiński

Warszawa 1955, format A5, str. 91, cena 7 zł

Nakładem Państwowych Wydawnictw Technicznych ukazała się ciekawa książka omawiająca w sposób przystępny zagadnienia ochrony pracy w energetyce. Po ogólnym przedstawieniu celów ochrony pracy i metod działania w zakresie technicznej ochrony pracy autor omówił wpływ promieniowań, temperatury, wilgotności i zanieczyszczeń powietrza, sposoby wentylacji miejsc pracy oraz technikę ochrony pracy przy urządzeniach mechanicznych, przy kotłach parowych i przy urządzeniach elektrycznych. Uzupełnienie stanowi krótki przegląd sposobów ratownictwa.

Starannie opracowana książka daje obraz najnowszych osiągnięć w dziedzinie ochrony pracy, chociaż trzeba podkreślić, że część dotycząca urządzeń elektrycznych przedstawiona jest z większą znajomością tematu i poprawniej. Na przykład skoro tematem jest ochrona pracy w energetyce, to przy omawianiu szkodliwego działania pyłu (str. 23 i następne) należało ograniczyć się do pyłu spotykanego w elektrowniach i po-

minąć uwagi o szkodliwych skutkach pyłu ołowiu, cynku czy chromu oraz gazów trujących, jak amoniak i chlor. Przy czytaniu rozdziału o turbinach parowych (str. 35) nasuwa się pytanie, jaką „zmianę” miał autor na myśli pisząc, że stan aparatury pomiarowej, zaworów i aparatury wyłączającej należy sprawdzać przed każdą zmianą. Ponieważ w elektrowniach pracuje się na trzy zmiany, przeto zdanie to może wprowadzić czytelnika w błąd. Prawdopodobnie przez przeoczenie wspomniano na str. 39 o „podgrzewaczach” pary. Wydaje się zbędne podkreślanie na str. 46, że brygadista prowadzący remont i oczyszczanie kotłów powinien dobrze znać urządzenia kotłowe, metody oczyszczania, mieć potrzebny zestaw narzędzi i umieć je odpowiednio używać. Jasne jest bowiem, że pracownik nie mający tych kwalifikacji nie może kierować remontem kotła. To samo dotyczy kierownika prac remontowych przy rurociągach (str. 45). Odnosnie urządzeń odpylających (str. 45), to służą one do usuwania popiołu lotnego a nie sadzy.

Drobne te usterki nie zmniejszają jednak wartości książki, która jest cennym uzupełnieniem książek wydawanych przez PWT w serii „Biblioteka Ochrony Pracy”.

Mgr inż. Tadeusz Frank.

Technika bezpieczeństwa pracy w urządzeniach elektrycznych

A. I. Kuźniecowa

Tłumaczyli mgr inż. J. Wolski i mgr inż. I. Baran

Warszawa 1955, format B5, str. 282, cena zł 29,50.

W książce są omówione zasady organizacji ochrony pracy i zasady bezpiecznej pracy przy urządzeniach elektrycznych.

Książka jest przeznaczona dla elektryków zatrudnionych przy projektowaniu, budowie i eksploatacji urządzeń elektrycznych.

Remont turbin parowych

Wydanie II

M. R. Mołoczek

Tłumaczył inż. K. Smolaga

Warszawa 1955, format B5, str. 368, rys. 195, cena zł 20.

Książka zawiera zasadnicze wiadomości o metalach, materiałach, narzędziach i urządzeniach stosowanych przy naprawach i przeglądach turbin parowych. Omawia ona jako temat główny organizację i wszelkie czynności związane z rozebraniem, przeglądem, naprawą i składaniem samych turbin parowych oraz związanych z nimi urządzeń.

Książka jest przeznaczona dla ruchowców: inżynierów i techników specjalistów, może być również z pożytkiem czytana przez brygadzystów i pracowników wykwalifikowanych.

Oszczędna gospodarka parą w przemyśle

Mgr inż. Rudolf Madej

Warszawa 1955, format B5, str. 160, rys. 145, cena zł 15.

Książka omawia szczegółowo zagadnienie oszczędności ciepła w zakładach przemysłowych. Na podstawie licznych wykresów, rysunków, tablic i przykładów obliczeniowych podano sposoby usprawnienia gospodarki cieplnej.

Książka jest przeznaczona dla techników i mistrzów zatrudnionych w gospodarce cieplnej.

Automatyczna regulacja procesów cieplnych w elektrowniach

S. D. Kuczkin i P. N. Manuiłow
Tłumaczył inż. M. Hudzik

Warszawa 1955, format B5, str. 168, rys. 89, cena zł 10.

W pracy omówiono podstawowe zagadnienia regulacji oraz zasady działania i konstrukcję automatycznych regulatorów procesów cieplnych w elektrowniach.

Książka zawiera opisy układów i konstrukcji regulatorów najbardziej rozpowszechnionych w elektrowniach. Zagadnienia teorii regulacji ograniczono do minimum i w miarę możliwości podano bez uzasadnień matematycznych.

Praca przeznaczona jest dla pracowników technicznych w elektrowniach i techników energetyki. Mogą z niej korzystać również uczniowie szkół technicznych.

Matematyka dla elektryków

Eustachy Tarnawski

Wydanie II

Warszawa 1955, format B5, str. 376, cena zł 39.

Książka zawiera wstępne wiadomości z matematyki, potrzebne technikom, a zwłaszcza elektrykom i teleelektrykom. Część I jest zestawieniem potrzebnych wiadomości z matematyki elementarnej; część druga ma charakter zwięzłego podręcznika i obejmuje rachunek różniczkowy i całkowy, szeregi (liczbowe, potęgowe, Fouriera) oraz rachunek na liczbach zespolonych z zastosowaniem do elektrotechniki. Przykłady ilustrujące treść matematyczną zaczerpnięte głównie z elektrotechniki, a szczególnie z telekomunikacji.

Książka jest przeznaczona w zasadzie dla inżynierów. Może ona jednak oddać usługi studentom szkół inżynierskich i politechnicznych, jak również technikom o średnim wykształceniu.

Racjonalizatorstwo w zakładach wytwórczych aparatów wysokiego napięcia im. J. Dymitrowa

Inż. Jerzy Nazarewski

Warszawa 1955, format B5, str. 112, rys. 78, cena zł 5,50

W książce omówiono osiągnięcia racjonalizatorów zakładu, trudności, jakie wynikały w trakcie realizowania ich pomysłów oraz korzyści powstałe w wyniku zastosowania projektów usprawnień.

Praca jest przeznaczona dla komórek i komisji wynalazczości, klubów techniki i racjonalizacji, aktywów związkowego oraz szerokiej rzeszy racjonalizatorów.

Przekładniki prądowe

Kazimierz Sokalski

Warszawa 1955, format A5, str. 168, cena zł 9,60

W pierwszych rozdziałach książki omówiono zasadę działania, budowę i dane charakteryzujące przekładniki prądowe. Następnie omówiono przekładniki prądowe produkowane przez przemysł krajowy i zagraniczny, podając ich dane znamionowe i szkice wymiarowe. Wiele miejsca poświęcono zagadnieniom prób, montażu, eksploatacji i naprawie przekładników prądowych.

Książka jest przeznaczona dla elektryków zajmujących się eksploatacją i projektowaniem urządzeń rozdzielczych.

PAŃSTWOWE WYDAWNICTWA NAUKOWE

Kotły parowe

(Wytwornice pary)

Wydanie II

Czesław Mikulski

Warszawa 1954, format A5, str. 480, cena 28 zł.

Nakładem Państwowych Wydawnictw Naukowych ukazało się już drugie wydanie książki Cz. Mikulskiego, co świadczy o dużym zainteresowaniu tą cenną książką, gdyż pierwsze wydanie jej w roku 1952 miało nakład 5000 egzemplarzy. Książka podzielona jest na dwanaście działów. W pierwszym omówiono rodzaje paliw, spalanie, przenoszenie ciepła, sprawność urządzeń kotłowych, własności pary oraz zagadnienie wody zasilającej. Drugi dział jest poświęcony paleniskom kotłowym; w trzecim omówiono typy kotłów parowych. W dalszych — opracowano starannie pomocnicze urządzenia kotłów, ich osprzęt oraz przyrządy kontrolne. Stosunkowo pobieżnie przedstawiono urządzenia nawęglania, odżużlania i odpylania, jak również obliczenia wytrzymałości kotłów i obliczenia cieplne. Książkę uzupełnia opis badań kotłów oraz omówienie typowych uszkodzeń kotłów.

Mgr inż. Tadeusz Frank.

CENTRALNY URZĄD SZKOLENIA ZAWODOWEGO

Informator Szkolnictwa Zawodowego

na rok szkolny 1955-56

Warszawa 1955, format A5, str. 191

PRACE INSTYTUTÓW NAUKOWO-BADAWCZYCH INSTYTUT NAFTOWY

Rok 1955

Zeszyt Nr 37

Stalinogród 1955, format A4, str. 12, cena 4,80

Mgr Józef Gumuńczyński i mgr Stan. Gierlaszyńska
Pluczki specjalne do wiercenia obrotowego.

Zeszyt Nr 38

Stalinogród 1955, format A4, str. 12, cena zł 4,20

Doc. inż. Henryk Górka i Władysław Olszewski

Wiązanie cementu w warunkach wiertniczych.

Zeszyt Nr 39

Stalinogród 1955, format A4, str. 19, cena zł 7,20

Mgr inż. Zdzisław Stepek

Nowe metody oceny olejów silnikowych.

Korozja brązów ołowianych. Laboratoryjna ocena skuteczności dodatków wielofunkcyjnych.

Uwaga Czytelnicy!

W redakcji czasopisma można
nabyć jeszcze

Nr 1 i 2

„ENERGETYKI” z br.

PAŃSTWOWE WYDAWNICTWA TECHNICZNE

W związku z Uchwałą Prezydium Rządu o rozwoju spawalnictwa, Państwowe Wydawnictwa Techniczne podają niżej wykaz książek z tej dziedziny. Spis ten obejmuje zestawienia zarówno książek znajdujących się w obrocie księgarskim, jak również wyczerpanych; te ostatnie znaleźć można i korzystać z nich w bibliotekach.

BŁESZCZYŃSKI T.: **Spawanie szyn ferromitem.** 1950. S. 64, zł 3.10.

BŁESZCZYŃSKI T.: **Spawanie szyn termitem.** 1953. S. 44, zł 3.—.

BRYŚ S.: **Spawanie i lutowanie przewodów aluminiowych.** Wyd. 2. 1954. S. 128, zł 9.—

BRYŚ S., PUFAL Z.: **Spawanie cynku i jego stopów.** 1953. S. 84, zł 5.70

BUJOK A.: **Lutowanie twarde.** 1953. S. 124, zł 8.20

CZYRSKI W.: **Spawanie stali stopowych.** 1953. S. 225, zł 26.— (opraw.)

ĆWIEK Z.: **Cięcie i spawanie metali pod wodą.** 1953. S. 191, zł 11.50

DOBROWOLSKI Z.: **Podręcznik spawalnictwa.** 1955. S. 248, zł 22.—

DOBROWOLSKI Z.: **Spawalnictwo.** Wyd. 2. 1953. S. 404, zł 22.— (opraw.)

GRABIEC A., MARKIEWICZ E.: **Metalizacja natryskowa.** 1954. S. 196, zł 14.—

HOARE W. E.: **Cynowanie na gorąco.** Tłum. z ang. K. Tarnowski. 1951. S. 152, zł 9.70

JUFFY E.: **Materiały, urządzenia i sprzęt spawalniczy.** 1955. S. 192, zł 8.50

KUŁAKOWA G. N.: **Nalutowywanie płytek z węglików spiekanych na narzędzia skrawające.** Tłum. z ros. R. Kolman. 1954. S. 54, zł 3.—

LEWIS W. R.: **Lutowanie miękkie.** Tłum. z ang. K. Tarnowski. 1951. S. 128, zł 7.30

ŁAPIŃSKI J.: **Metalizacja natryskowa.** Wyd. 2 uzup. 1953. S. 143, zł 13.40 (opraw.)

Mechanik. **Poradnik techniczny.** Praca zbiorowa pod red. A. T. Troskołańskiego. Tom. 3. Cz. 1-1. Metalurgia, odlewnictwo i spawalnictwo. Wyd. 3 całkowicie przerob. 1954. S. 518, zł 46.— (opraw.)

MISTUR L.: **Spawanie żeliwa.** 1953. S. 132, zł 8.50

PAC W.: **Próby mechaniczne w spawalnictwie.** 1954. S. 168, zł 14.— (opraw.)

PILARCZYK J.: **Kurs spawania elektrycznego w pytaniach i odpowiedziach.** Wyd. 4. 1954. S. 91, zł 2.50

PUFAL Z.: **Spawanie miedzi, mosiądzu i brązu.** 1951. S. 90, zł 4.50

RZECKI M.: **Elektryczne spawanie i cięcie metali:** Technika bezpieczeństwa i ochrony pracy. Bibl. Ochrony Pracy. 1952. S. 99, zł 4.60

SJERGIEJEW N. P., FEJGESON M. S.: **Elektryczne zgrzewanie oporowe.** Tłum. z ros. S. Tomaszewski. 1955. S. 288, zł 16.—

Słownik spawalniczy polsko-rosyjsko-angielsko-francusko-niemiecki. Komisja Słownictwa Technicznego PKN. 1952. S. 111, zł 15.—

SZUPP B.: **Kurs spawania acetylenowego w pytaniach i odpowiedziach.** Wyd. 5 niezmienione. 1955. S. 108, zł 4.—

SZUPP B.: **Podręcznik spawania acetylenowego.** Wyd. 3 uzup. i popraw. 1954. S. 293, zł 22.— (opr.)

SLEDZIEWSKI E.: **Projektowanie konstrukcji spawanych.** 1952. S. 156, zł 18.— (opraw.)

ŚWIĘCICKI T.: **Cynkowanie żelaza w ciekłym cynku.** 1952. S. 128, zł 10.60

KOMUNIKAT SEP

W ramach prac nad rozwojem małej energetyki powstała w ub. roku przy Zarządzie Głównym Stowarzyszenia Elektryków Polskich — **Komisja Wykorzystania Energii Wiatru.**

Zadaniem tej Komisji jest inicjowanie prac w zakresie silników wiatrowych oraz organizowanie stacji doświadczalnych urządzeń wiatrowych, jako ośrodków naukowo-badawczych i popularyzowanie silnika wiatrowego dla potrzeb rolnictwa.

Przewodniczącym Komisji jest inż. Mieczysław Gajewski, sekretarzem inż. Jerzy Kubiątkowski.

SEP prosi o zgłaszanie do Komisji aktualnych zagadnień małej energetyki, związanych z wykorzystaniem energii wiatru do opiniowania względnie opracowywania w ramach działalności Komisji.