

ENERGETYKA

ORGAN MINISTERSTWA ENERGETYKI
PISMO POŚWIĘCONE ZAGADNIENIOM ENERGETYKI

ROK VII

LIPIEC-SIERPIEŃ 1953

ZESZYT 4

22. VII. 1944 – 22. VII. 1953

W związku z IX rocznicą ogłoszenia Manifestu Lipcowego PKWN oraz I rocznicą uchwalenia Konstytucji Polskiej Rzeczypospolitej Ludowej załoga Elektrowni Łaziska Górne wystosowała do Ministra Energetyki ob. inż. Bolesława Jaszcuka następujące pismo:

OBYWATELU MINISTRZE!

Meldujemy, że załoga Elektrowni Łaziska Górne dla uczczenia Święta 22 Lipca oraz rocznicy uchwalenia Konstytucji Polskiej Rzeczypospolitej Ludowej podjęła szereg zobowiązań.

Przedkładając w załączeniu zestawienie podjętych zobowiązań pragniemy Cię zapewnić, że załoga Elektrowni dołoży wszelkich starań, aby zadania powierzone jej do realizacji wykonać z honorem, dając tym samym poważny wkład w dzieło budowy socjalizmu w naszym kraju.

Sekretarz POP—PZPR
(—) Hajduk

Rada Zakładowa
(—) Janiak

Dyrektor
(—) Rejdych

ZOBOWIĄZANIE

załogi Elektrowni Łaziska Górne dla uczczenia IX Rocznicę ogłoszenia Manifestu Lipcowego PKWN oraz I rocznicy uchwalenia Konstytucji Polskiej Rzeczypospolitej Ludowej.

Rocznice wielkich Świąt Narodowych mobilizują naród polski skupiony w szeregach Frontu Narodowego pod wodzą ukochanego nauczyciela i przywódcy Tow. Bolesława Bieruta do walki o pokój i Plan 6-letni, ofiarna klasa robotnicza pomna wskazań swej Polskiej Zjednoczonej Partii Robotniczej czynem produkcyjnym czci wielkie rocznice.

My robotnicy, mistrzowie, technicy, inżynierowie i pracownicy administracyjni Elektrowni Łaziska Górne odpowiadając na wezwanie budowniczych Kombinatu Hutniczego im. Bolesława Bieruta do podejmowania zobowiązań produkcyjnych dla uczczenia Święta Narodowego 22 Lipca zobowiązujemy się wykonać przed terminem nasze zadanie produkcyjne 1953 roku przy jednoczesnym polepszeniu wskaźników techniczno-ekonomicznych przez podjęcie następujących socjalistycznych zobowiązań.

1. W ZAKRESIE PRODUKCJI

Wykonać roczny plan produkcji energii elektrycznej do dnia 25. XII. br. i roczny plan produkcji wyrobów ubocznych do dnia 17. XII. br.

2. W ZAKRESIE OSZCZĘDNOŚCI WĘGLA

Obniżyć w II półroczu br. planowane zużycie węgla umownego z 0,566 kg/kWh do 0,563 kg/kWh przy wykonaniu planu spalania 210 tys. ton szlamu i przerostów w stosunku rocznym, co da do końca br. 5 tys. ton oszczędności węgla przez:

- a) poprawienie poziomu eksploatacji turbin a w szczególności przez dotrzymanie parametrów pary dolotowej i próżni, specjalnie w okresie letnim
- b) ekonomiczny rozdział obciążeń na podstawowe jednostki produkcyjne
- c) poprawienie pracy młynowni i osiągnięcie właściwej granulacji i wilgotności pyłu
- d) opracowanie i zastosowanie optymalnych warunków obciążeń turbin wysokoprężnych w zależności od wysokości próżni.
- e) uruchomienie do dnia 1. X. br. dwóch podgrzewaczy regeneracyjnych przy turbinie Nr 6.

3. W ZAKRESIE REMONTU KOTŁÓW I TURBIN

Skrócić postój następujących urządzeń w remoncie

- a) kotłów J i A, B, C o 20%, co da dalsze 10% skrócenia czasokresu remontowego wynikającego z uchwały III Krajowej Narady Remontowej Energetyki w Zabrze

b) turbozespołu Nr 6 o 13% oraz przebudowę turbozespołu Nr 4 o 12%.
Skrócone remonty kotłów i turbin dadzą dodatkową produkcję 5 500 MWh.

4. W ZAKRESIE PRZENOSZENIA DOŚWIADCZEŃ I POMOCY TECHNICZNEJ DLA INNYCH ZAKŁADÓW

W ramach podjętych na III Krajowej Naradzie Remontowej Energetyki w Zabrze uchwaliły o przenoszeniu doświadczeń na odcinku remontów przeprowadzić kapitalny remont kotła 125 t/h i turbozespołu w Elektrowni Jaworzno I oraz kapitalny remont kotła i turbiny Elektrowni Stara-Chowice.

Przekazać brygadam tych Elektrowni wszystkie swoje najlepsze doświadczenia na odcinku organizacji, mechanizacji i usprawnień robót remontowych oraz podnieść kwalifikacje poszczególnych pracowników przez włączenie ich do swych brygad przy wykonaniu powierzonego remontu.

5. W ZAKRESIE USPRAWNIEN I RACJONALIZACJI

a) usprawnić pracę filtrów workowych młynowni, co zmniejszy o 50% zapylenie terenu Elektrowni,

b) usprawnić schemat produkcyjny młynów węglowych, co podniesie wydajność młynowni o 10 t/h,

c) wykonać projekt mechanizacji transportu wewnętrznego, co umożliwi zwiększenie produkcji o około 12%,

d) opracować założenia projektowe młyna kulowego dla usunięcia wąskiego gardła produkcyjnego i powiększenia zdolności produkcyjnej siarczany glinu o około 50%.

Wymienione wyżej zobowiązania zostaną wykonane w terminie do dnia 22 lipca br.

e) zmechanizować w terminie do dnia 15 października br. napęd głównej suwnicy 100 t maszynowni w celu usprawnienia i skrócenia czasu remontu turbozespołów.¹⁾

Załoga Elektrowni Łaziska Górne podejmując te zobowiązania wzywa jednocześnie załogi wszystkich innych Elektrowni do wzmożenia wysiłku i podejmowania zobowiązań produkcyjnych dla uczczenia Święta Narodowego 22 lipca.

NIECH ŻYJE I ROZKWITA NASZA UMIŁOWANA OJCZYŻNA POLSKA RZECZYPOSPOLITA LUDOWA!

NIECH ŻYJE PRZODUJĄCA SIŁA NARODU POLSKIEGO — POLSKA ZJEDNOCZONA PARTIA ROBOTNICZA I NASZ WÓDZ I NAUCZYCIEL TOWARZYSZ BOLESŁAW BIERUT!

622.33:621.3.016.4.003

Oszczędność węgla podstawowym zadaniem energetyki polskiej

Stoimy w przededniu święta lipcowego — IX rocznicy odzyskania niepodległości naszego kraju. Z dniem 22 lipca 1944 r., z dniem swego wyzwolenia naród polski przystąpił do odbudowy gospodarki zniszczonej przez hitlerowską okupację, aby następnie przejść do wielkiego dzieła budowy nowoczesnego społecznego przemysłu.

Jednym z podstawowych zadań tego przemysłu jest oszczędna gospodarka bogactwami państwa socjalistycznego: surowcami. Załogi we wszystkich zakładach kraju, świadome swych zadań, walczą o zmniejszenie do możliwego minimum strat surowców użytych do produkcji i starają się wykorzystać odpadki nieuniknione nawet przy nowoczesnej technice produkcyjnej jako materiał wyjściowy dla procesu przetwórczego dostarczającego społeczeństwu nowych dóbr. Racjonalizatorzy, przodownicy pracy i załogi zakładów przemysłowych podejmują wiele wartościowych zobowiązań na odcinku oszczędności surowca.

Do najważniejszych surowców należy bezsprzecznie węgiel. Spróbujemy podsumować, co energetyka już zrobiła dla zniżenia zużycia tego cennego surowca i co jeszcze na tym odcinku może zrobić. W pierwszym

roku trzyletniego planu odbudowy (1947) jednostkowe zużycie węgla o średniej wartości opałowej około 5 600 kcal/kg wynosiło w elektrowniach zawodowych okragło 1,1 kg/kWh, co odpowiada 0,88 kg węgla umownego na wytworzoną kilowatogodzinę.

W pierwszym roku planu sześcioletniego jednostkowe zużycie węgla umownego wynosiła już 0,787 kg/kWh, a więc w ciągu trzech lat zmniejszyło się o 10,6%.

W roku 1952 elektrownie podległe Ministerstwu Energetyki po raz pierwszy nie wykonały zadanego planu jednostkowego zużycia węgla w wysokości 0,69 kg/kWh, spalając 180 tys. ton węgla rzeczywistego ponad plan.

W pewnym stopniu przyczyną niedotrzymania tego planu było opóźnienie w oddaniu do ruchu nowych urządzeń w elektrowniach. Gdyby jednak w każdym zakładzie poświęcono więcej uwagi zagadnieniu oszczędności węgla — gdyby energetycy elektrowni wykazali więcej inicjatywy i energii w kierunku zmniejszenia strat cieplnych, niewątpliwie osiągnęlibyśmy wskaźnik zadany planem albo przynajmniej bardzo blisko niego.

Przypatrzmy się, jak się kształtowało jednostkowe zużycie węgla umownego w poszczególnych Okręgach

¹⁾ W zestawieniu ujęto poza tym wiele innych mniejszych zobowiązań.

Energetycznych w 1952 r. w porównaniu z Okręgiem Południowym

ZEOD	— 101	ZEOD	— 123
ZEOW	— 89	ZEOZ	— 101
ZEOPd	— 100	ZEOPn	— 98

W zestawieniu tym wyróżniają się dwa Okręgi Energetyczne: Wschodni i Dolnośląski.

Okręg Wschodni opiera swoje wskaźniki na podstawowych elektrowniach:

Stalowa Wola	0,529 kg/kWh
Starachowice	0,609 kg/kWh

Okręg Dolnośląski bardzo wyraźnie odbiega od poziomu innych Okręgów Energetycznych. Jeśli porówna się wyniki elektrowni tego Okręgu bez najekonomiczniejszej Elektrowni Victoria — to różnica będzie jeszcze większa. Wtedy bowiem ogólne jednostkowe zużycie węgla umownego wyniesie 1,01 kg/kWh.

Gdyby tylko elektrownie Okręgu Dolnośląskiego poprawiły swoją gospodarkę cieplną tak, że zbliżyłyby się do przeciętnego poziomu innych Okręgów, dałoby się zaoszczędzić taką ilość węgla, jaka została zużyta ponad plan obowiązujący w 1952 r.

Elektrownia Kaławska posiada dość nowoczesne kotły pyłowe 60 at na węgiel brunatny, a mimo to jej jednostkowe zużycie węgla umownego w roku 1952 było rekordowo wysokie, gdyż wynosiło aż 1,179 kg/kWh.

Elektrownia Wrocław produkuje jedną trzecią energii elektrycznej w turbozespołach o ciśnieniu 35 at, resztę zaś w turbozespołach o ciśnieniu 13 at, tj. takim, przy jakim pracuje Elektrownia Warszawa. Pomimo to jej jednostkowe zużycie węgla umownego wyniosło w 1952 r. 1,013 kg/kWh.

Z powyższego widać, że energetycy elektrowni dolnośląskich mogą wykorzystać duże możliwości oszczędzania węgla, jeśli z zapałem wezmą się do pracy.

Podstawowe elektrownie Okręgu Centralnego wykazują w akcji oszczędzania węgla pewien postęp w okresie ostatnich pięciu lat, mimo że wskaźnik zużycia w porównaniu z innymi elektrowniami kształtuje się stosunkowo nisko.

Elektrownia Warszawa obniżyła jednostkowe zużycie o 4%, Łódź o 8,5%, natomiast pozostałe elektrownie nie tylko nie zmniejszyły go, lecz przeciwnie niektóre z nich, jak Pruszków, Kalisz, nawet nieco zwiększyły ten wskaźnik.

W Okręgu Południowym wszystkie elektrownie zmniejszyły wskaźnik zużycia węgla na przestrzeni ostatnich 5 lat (z wyjątkiem Elektrowni Zabrze); wiele z nich jednak nie wykonało planu na rok 1952.

Wpłynęło na to w niektórych elektrowniach opóźnienie w uruchomieniu nowych sprawnych urządzeń. Nie tłumaczy to jednak tych elektrowni całkowicie, gdyż nawet dla istniejących urządzeń wskaźnik ten jest za wysoki. Elektrownia Chorzów produkująca ponad połowę swej energii w turbozespołach wysokoprężnych (56 at) zużyła np. więcej węgla jak Elektrownia Warszawa, pracująca przy ciśnieniu 13 at. Elektrownia Jaworzno I przy niższym ciśnieniu tego samego rzędu co Elektrownia Poznań, a przy wysokim 80 at (Poznań tylko 40 at), zużyła o około 5% węgla więcej na każdą wyprodukowaną kWh.

Elektrownia Szombierki pracuje na ogół w dogodnych warunkach dla ruchu kotłowni. Zaopatruje się bowiem w węgiel jednorodny — z tej samej kopalni; jednak zużyła ona o 26 tys. ton węgla więcej niż gdyby

pracowała z tą samą sprawnością jak w roku 1951, a o 28 tys. ton ponad zadany na 1952 r. plan. Pracując przy parametrach podobnych jak Elektrownia Warszawa zużyła ona o 13% więcej węgla umownego na każdą wyprodukowaną kWh.

Elektrownia Kraków przekroczyła o przeszło 5% swoje wyniki za rok 1951 a 6% ponad plan.

Również Elektrownia Częstochowa znacznie zwiększyła jednostkowe zużycie węgla w ostatnich miesiącach ubiegłego roku, gdyż o 26%, co nie da się uzasadnić wyłącznie obniżeniem sprawności maszynowni, wskutek przeniesienia z tej elektrowni najekonomiczniejszej turbiny.

W Okręgu Zachodnim wybitnie niekorzystne wskaźniki osiągnęła Elektrownia Szczecin (0,982 kg/kWh) i Białogard (0,947 kg/kWh). Obie elektrownie mimo wielkich możliwości obniżenia jednostkowego zużycia węgla nie wykonały zadanego im na 1952 r. planu.

Warunki, w których pracują elektrownie stale się polepszają. W wyniku porozumienia Ministerstwa Energetyki z Centralą Zbytu Węgla (C.Z.W.) wytypowano dla poszczególnych elektrowni kopalnie, z których węgiel jest dla nich najbardziej odpowiedni. Jednakże nie wszystkie elektrownie potrafiły uregulować swe stosunki z C.Z.W. na zasadzie porozumienia, zmniejszając niejednokrotnie ustalone w planie miesięczne dostawy węgla. W konsekwencji powoduje to zmiany kopalń w dostawach dla innych elektrowni i obniża sprawność ich kotłowni. Ogół elektrowni przeważnie przejawia za mało energii w kierunku wywalczenia sobie odpowiednich jakościowo dostaw węgla. Reklamacje w C.Z.W. są nieliczne, często niezgodne z przepisami, a więc dające podstawy do ich uchylania.

Jednostkowe zużycie węgla w elektrowni obejmuje także straty na składzie węgla. Niestety w większości elektrowni na straty te zbyt mało zwraca się uwagi. Rzadko kiedy elektrownia składa węgiel na placu w przepisane przyzmy. Nie przestrzega się, aby węgiel z tych samych kopalń składany był w jednym miejscu. Również brygady nawęglania nie zawsze otrzymują wyraźne polecenia, aby węgiel z określonych kopalń transportować stale pod te same kotły, a jeśli je otrzymują — to często nie stosują się do wydanych zarządzeń. Zasilanie węglem „jak idzie” obniża sprawność kotłów o 3 — 5% a czasem i więcej w przypadku znaczniejszej zmiany gatunku węgla. Również w planach usprawnień elektrowni niewiele uwagi poświęcono doprowadzeniu do właściwego stanu podłoża placu węglowego. Składowanie na gołej ziemi powoduje stałe straty węgla wskutek wgniatania go w podłoże lub też obniżanie sprawności i wydajności kotłów przy spalaniu węgla zanieczyszczonego ziemią.

Sprawność kotłowni w elektrowniach waha się w szerokich granicach. Niektóre kotły bez podgrzewaczy wody zasilane niewłaściwym węglem osiągały sprawność zaledwie 50% (kotłownia w Elektrowni Victoria, Wałbrzych) lub 58% (Elektrownia Wrocław). Niektóre elektrownie uznane jako ekonomiczne mają jeszcze wiele do zrobienia, np. w Elektrowni Warszawa przy dwóch dużych kotłach nie uruchomiono dotąd podgrzewaczy powietrza.

Największym źródłem strat w kotłach jest strata kominowa. Niestety wiele elektrowni nie troszczy się o dyscyplinę wśród palaczy, dopuszczając np. do wahań średnich wartości CO₂ w ciągu miesiąca od 7%

(elektrownie w Zabrze i Szczecinie) do 9 i 10% (elektrownie w Oławie i Kałowsku). Uzupełnianie dodatkowych powierzchni ogrzewalnych w kotłach przez dobudowę podgrzewaczy wody lub ich należyte utrzymanie nie jest również przez wszystkie elektrownie należycie doceniane. Na przykład w Elektrowni Szczecin temperatura spalin w czopuchu wynosi od 275 do 330 °C, w Elektrowni Victoria na niektórych kotłach dochodzi do 390 °C.

W Elektrowni Częstochowa woda w podgrzewaczach ogrzewa się zaledwie o 10 °C, podobne wyniki osiąga Elektrownia Wrocław na kotłach Nr 20 i 21.

Drugą co do wielkości jest strata popielnikowa. W Elektrowni Wrocław zawartość części palnych w żużlu dochodzi do 50%. Trzeba przyznać, że elektrownia ta zdecydowanie dąży do zmniejszenia tej wartości; w bieżącym roku planuje zmodernizowanie pięciu kotłów, przez zmianę źle dotąd pracujących rusztów na łuskowe. Ten wysiłek całej załogi oraz Biura Modernizacji Kotłów, które zobowiązało się dostarczyć potrzebną dokumentację — zasługuje na uznanie. W niektórych elektrowniach, jak np. Gdynia II, Szombierki i Oławianka zawartość części palnych w żużlu przekracza 30%. Również przemiał w młynach węglowych kotłów pyłowych powinien być bieżąco kontrolowany, czy nie odbiega od ustalonych warunków pracy. Kontrola taka pozwoli uniknąć wielkich strat, jakie powstały w kotłach pyłowych Elektrowni Victoria przez to, że zawartość części palnych w popiele wytrąconym w kanałach spalinowych (lotny koksik) — dochodzi do 40%.

Doceniając wielkość powstałych stąd strat energetycy elektrowni zgromadzeni na naradzie w Gliwicach zobowiązali się uważniej kontrolować straty popielnikowe i wzmocnić wysiłki, aby poważnie je zmniejszyć.

Wiele elektrowni wykazuje nadmierne straty kondensatu nieraz kilkakrotnie wyższe, jakby to wynikało z racjonalnej pracy urządzeń cieplnych. W Elektrowni Kałowski np. straty kondensatu wynoszą średnio 20%, w Elektrowni Wrocław — 15 ÷ 17%, w Elektrowni Kraków ponad 15%, a nawet w Elektrowni Łódź 8,5 ÷ 9%, mimo że nie powinny one przekraczać 3% przy właściwym poziomie eksploatacji, jak np. w Elektrowni Stalowa Wola (do 2,5%), Elbląg (około 3%), Gdynia I (3%).

Przyczyną tych strat są przeważnie niewłaściwe warunki odmulania, źle pracujące urządzenia odmulające i wywołane tym parowanie zbiorników odmulin, przeważnie otwartych. Warunki pracy przy częstych i znacznych wahanach obciążenia kotłowni powodują straty pary wskutek chłodzenia przegrzewaczy parą na wdmuch przy uruchamianiu i zatrzymywaniu kotłów.

Poziom eksploatacji turbin podniósł się znacznie w elektrowniach w ciągu ostatnich kilku lat. Sprawność maszynowni powyżej 0,26 nie jest u nas już rzadkością. Są jednak i na tym odcinku niedociągnięcia, które powinny być jak najszybciej usunięte. Na przykład w Elektrowni Pruszków w listopadzie i październiku 1952 próżnia w kondensatorach wynosiła tylko około 84%, w Elektrowni Victoria w lutym br. — około 85%.

Przyczyną tego jest przeważnie użycie nieodpowiedniej wody do chłodzenia. Elektrownie często same nie

mogą podołać temu zagadnieniu i sprawą tą muszą się zająć z większą uwagą służby chemiczne Zarządów Energetycznych Okręgów. Niekiedy przyczyną złej próżni są nieprawidłowe warunki pracy chłodni kominowych (Wałbrzych). W niektórych elektrowniach kierownictwo toleruje taki stan, że regeneracyjny podgrzew kondensatu nie pracuje w możliwie pełnym zakresie. Powoduje to poważne straty ciepłne. Na przykład w Elektrowni Zabrze unieruchomienie podgrzewaczy spowodowało stratę około 60 ton węgla na dobę.

Najpoważniejszym środkiem walki o zmniejszenie strat cieplnych są ruchowe urządzenia pomiarowe, do których załoga i kierownictwo miałyby zaufanie. A na tym odcinku załogi niektórych elektrowni nie wykazują należytej aktywności. Zdarzają się przypadki, że nie można zmierzyć podgrzania wody zasilającej, gdyż nie wstawiono zwykłego szklanego termometru rtęciowego (Elektrownia Pruszków, Szombierki). W niektórych przypadkach brak analizatorów spalin. Istniejące analizatory są często nieczynne lub źle wskazują, mimo że wie o tym obsługa i kierownictwo elektrowni.

W ubiegłym roku uruchomiono laboratorium ciepłne w elektrowniach, których zadaniem jest prawidłowa konserwacja i drobna naprawa urządzeń pomiarowych. „Energopomiar“ przeszkolił już kilkudziesięciu ślusarzy precyzyjnych w eksploatacji tych urządzeń. Niektóre elektrownie jednak zupełnie nie dbają o to, aby absolwenci takich kursów pracowali przy konserwacji urządzeń pomiarowych. Mimo wielkiego braku fachowców w tej dziedzinie elektrownie nie starają się dalej szkolić swoich pracowników, a nawet w jednym z Okręgów na propozycję „Energopomiaru“, aby wyznaczono kandydata na kurs, odpowiedziano na piśmie, że „wobec nawału prac remontowych nie może być nikt wydelegowany na szkolenie“.

Należy dołożyć starań, aby najbardziej ekonomiczne urządzenia elektrowni pracowały stale i pełno obciążone, osiągając możliwie największy czas użytkowania mocy szczytowej, nieekonomiczne zaś tylko w takim zakresie, jak to jest konieczne ze względu na zadany wykręś obciążeń. Aby to osiągnąć, należy jak najbardziej skracać czasy remontu jednostek ekonomicznych, zwiększać pewność ruchu i utrzymywać maksymalną ich sprawność.

Wyniki z roku ubiegłego wykazały, że 32 większe elektrownie osiągnęły wskaźniki zadane planem. Wyniki te jednak zostały zniweczone przez małe, nieekonomiczne elektrownie, których jednostkowe zużycie węgla umownego wyniosło 0,99 kg/kWh. Okręgowe Dyspozycje Mocy powinny więc zwrócić uwagę na to, aby rozkład obciążeń na elektrownie jeszcze bardziej poprawić, a udział w produkcji ogólnokrajowej elektrowni nieekonomicznych jeszcze bardziej obniżyć.

Poważną zmianę w charakterze pracy elektrowni na odcinku oszczędności węgla powinno dać wprowadzenie technicznych norm zużycia węgla.

Normy techniczne wskazują bowiem, jakie ma być zużycie węgla, jeżeli wszystkie urządzenia będą pracowały przy najbardziej ekonomicznych wskaźnikach według charakterystyk gwarancyjnych, a ponadto pozwalają ustalić, które urządzenia elektrowni odbiegają i o ile od wskaźników gwarancyjnych. Jeśli elektrownie nie dysponują charakterystykami gwarancyjnymi, mogą je opracować na podstawie charakterystyk jednostek podobnego typu.

Jak widać z przytoczonych wyżej przykładów, energetycy nie wykorzystali jeszcze wszystkich możliwości, aby obniżyć zużycie węgla. Wiele zakładów podsumowując wyniki swej pracy i analizując niedociągnięcia zobowiązuje się obecnie z okazji zbliżającego się święta lipcowego do usprawnienia eksploatacji. Jako jedna z pierwszych podjęła to zaszczytne zadanie Elektrownia w Łaziskach, postanawiając mimo niskiego wskaźnika zaleconego w planie na rok 1953 (0,566) zaoszczędzić w II półroczu br. 5 tys. ton węgla i wzywając załogi innych elektrowni do podejmowania zobowiązań produkcyjnych.

Nie ulega wątpliwości, że narastająca w energetyce fala współzawodnictwa pracy i zobowiązań, podejmowanych dla uczczenia IX Rocznicę Wyzwolenia Polski, obejmie wiele elektrowni i przyczyni się do wzrostu oszczędności węgla. Duże znaczenie dla oszczędności

węgla w energetyce będzie miało wykonanie zobowiązania lipcowego o uruchomieniu urządzeń z I etapu budowy w Elektrowni Jaworzno II, największej i najbardziej ekonomicznej elektrowni w Polsce — elektrowni, której terminową budowę prowadzi się przy braterskiej pomocy Związku Radzieckiego.

Ten wielki kraj socjalizmu, który przed dziewięć laty dopomógł nam odzyskać niepodległość, krusząc hitlerowską machinę wojny, umożliwił nam obecnie utrwalić tę niepodległość przez udzielanie pomocy na odcinkach najbardziej decydujących dla rozwoju polskiej gospodarki.

Dlatego energetycy polscy w rocznicę Święta Wyzwolenia żywią specjalnie gorące uczucie przyjaźni i wdzięczności dla Związku Radzieckiego, łącząc się w tym uczuciu z całym narodem polskim.

Inż. E. Proppe

Załoga Kaszyskiej Elektrowni Okręgowej w walce o poprawienie wskaźników techniczno-ekonomicznych

Elektrownia Kaszyska istnieje od lat 30. Wyniki jej eksploatacji wskazują, jakie wykorzystanie paliwa można osiągnąć w elektrowni kondensacyjnej o średnim ciśnieniu, spalającej węgiel o dużej zawartości popiołu i wilgoci.

W ciągu 30 lat eksploatacji jednostkowe zużycie umownego paliwa obniżyło się z 1,526 kg/kWh w roku 1922 do 0,494 kg/kWh w r. 1951, a zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne elektrowni z 26,33 do 6,32 %.

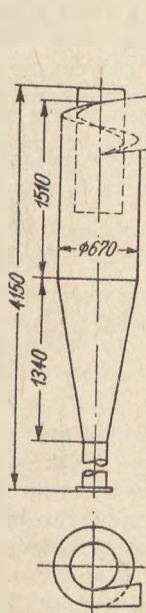
W latach 1928 — 1932 przeprowadzona została modernizacja starej części zakładu oraz wybudowana nowa jego część.

W okresie 20 lat jednostkowe zużycie paliwa zmalało z 0,613 kg/kWh w r. 1933 do 0,494 kg/kWh w r. 1951, tj. o 19 %, a zużycie na potrzeby własne z 10,7 do 6,32 %, a więc o 40 %. Podane wskaźniki techniczno-ekonomiczne dotyczą całego zakładu, a więc również starej jego części pracującej przy ciśnieniu pary dołotowej 15 ata. Najcenniejsze jednak wyniki uzyskano w drugiej części pracującej przy 29 ata. Dla tej nowszej części elektrowni średnie roczne zużycie paliwa umownego wyniosło w r. 1951 — 0,473 kg/kWh i było na ogół niższe w porównaniu z elektrowniami kondensacyjnymi tego samego rzędu, używającymi podobnych paliw; w zakładach tych wahało się ono w granicach od $0,49 \div 0,5$ kg/kWh. Jedynie zakłady korzystające z tego samego rodzaju paliwa, lecz posiadające nowoczesną część wysokoprężną względnie turbiny z upustami do celów ciepłownictwa osiągają jednostkowe zużycie $0,47 \div 0,475$ kg/kWh.

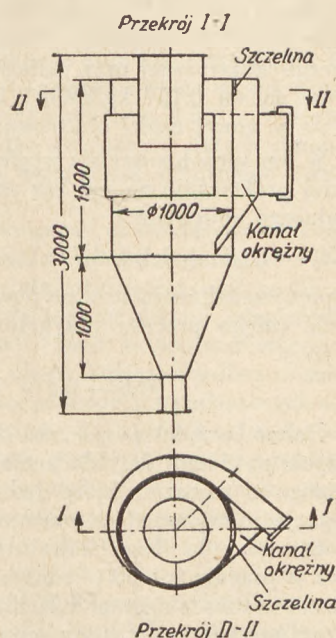
Porównanie sprawności poszczególnych urządzeń Elektrowni Kaszyskiej ze sprawnościami innych elektrowni dowodzi, że Elektrownia Kaszyska osiąga dobre wyniki w zakresie zużycia paliwa głównie wskutek wysokiej sprawności kotłowni brutto (90,7 %) oraz wysokiej sprawności rurociągów między kotłami a turbinami (98,5 %). Różnice sprawności wynikające ze stosowania w elektrowniach różnych metod przygotowania

pyłu węglowego mogą dojść najwyżej do 2 %, podczas gdy sprawność kotłów na podobnym paliwie wynosi w praktyce radzieckiej około 5 — 6 % mniej od podanej dla Elektrowni Kaszyskiej. Z tego względu znaczny udział w osiągnięciu tak wysokiej sprawności kotłów przez Elektrownię Kaszyską należy przede wszystkim przypisać udoskonaleniu procesu spalania oraz usunięciu różnych konstrukcyjnych usterek w wyposażeniu, w mniejszym zaś stopniu ulepszeniu samego procesu przygotowania pyłu. Stałe udoskonalanie procesu technologicznego jest podstawą osiągnięć załogi elektrowni, niezależnie od codziennych usiłowań mających na celu podniesienie poziomu eksploatacji.

Zadanie, jakie postawiono w r. 1949 przed załogą elektrowni na najbliższych kilka lat, to osiągnięcie jed-



Rys. 1. Cyklon typu „Nilogaz“



Rys. 2. Cyklon okrężny typu WTI-2

nostkowego zużycia paliwa dla całej elektrowni 0,48 kg/kWh, dla nowej zaś części 0,46 kg/kWh. Biorąc to za punkt wyjścia opracowano przy udziale pracowników instytutów techniki cieplnej perspektywiczny plan wprowadzenia wielu ulepszeń mających na celu usunięcie znacznej części strat w dotychczasowym obiegu cieplnym.

Realizację tego trudnego zadania rozpoczęto od zmniejszenia strat w urządzeniach do nawęglania i przygotowania pyłu (suszenie węgla w suszarniach rurowych, młyny bębnowe, młynownia centralna z pneumatycznym podawaniem pyłu do kotłowni). Przejście przed sezonem 1951/52 z podgrzewania węgla (dla ochrony przed zamarzaniem) parą odlotową na ogrzewanie gorącą wodą zmniejszyło zużycie ciepła na ten cel z 0,56% do 0,45% w okresie zimowym, czyli średnio rocznie z 0,3 do 0,25% w stosunku do całkowitego zużycia węgla w elektrowni.

Celem zmniejszenia strat związanych z unoszeniem pyłu w suszarniach zainstalowano urządzenia wyposażone w cyklony typu „Niiogaz“ (rys. 1) oraz typu okrężnego WTI — 2 (rys. 2) o średnicy 1000 mm i wydajności $90 \div 94\%$ przy ziarnistości pyłu $R_{200} = 0 \div 1\%$ oraz $R_{88} = 5 \div 6\%$. Cyklony pracujące dawniej w elektrowni miały wydajność $65 \div 70\%$ przy średnicy 3 600 mm.

Po zastosowaniu innych ulepszeń i poprawek w urządzeniach młynowni (aż do zbiorników pyłu w kotłowni włącznie) zmniejszono straty pyłu węglowego z 1,5 % do 0,35 ÷ 0,40 %.

Strata ciepła wskutek wypuszczania z suszarni gorącego powietrza o temperaturze 90 °C do atmosfery wynosi około 45 kcal na 1 kg odparowanej wilgoci (co odpowiada 0,4% zużycia paliwa), a zużycie ciepła w kotłowni na wytwarzanie pary do suszenia węgla — około 0,7%. Pobór ciepła na suszenie węgla wynosi około 0,75%, z czego 40 ÷ 50% nie jest stracone, lecz dostaje się ponownie z węglem do paleniska.

Straty te należy porównać z produkcją energii elektrycznej w turbozespołach przeciwprężnych o ciśnieniu 3,0 ÷ 3,5 ata z tej ilości pary, która zostaje skierowana do suszarni. Produkcja ta daje 2,5% energii elektrycznej przy jednostkowym zużyciu umownego paliwa 0,157 kg/kWh i obniża jednostkowe zużycie w nowej części elektrowni o 1,7%.

W ten sposób suszy się węgiel w Elektrowni Kaszyskiej praktycznie niemal bez strat; wynika to z następującego obliczenia:

$$100 - (0,35 + 0,4 + 0,7 + 0,75 \cdot 0,6) + 1,7 = 99,8\%,$$

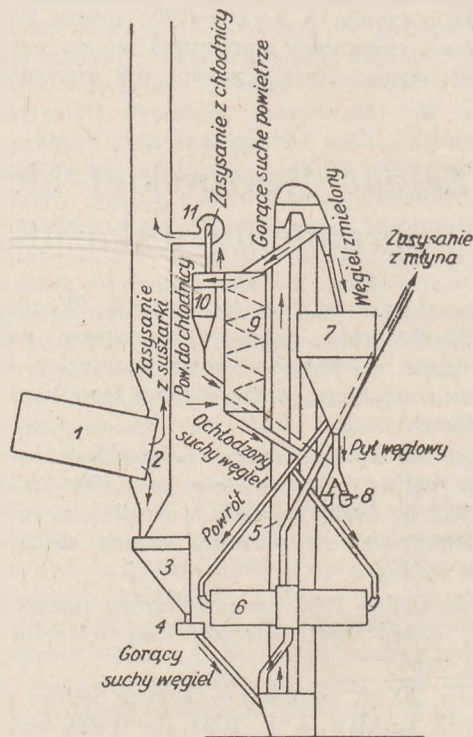
$$99,8 - 0,3 = 99,5 \% .$$

Dalsze korzyści na odcinku przygotowania pyłu daje użycie powietrza do chłodzenia gorącego węgla odbieranego z suszarni, które jednocześnie unosi drobne frakcje, niewymagające przemiału i kieruje je do obiegu gotowego pyłu. Tego rodzaju urządzenie pokazane na rys. 3 pracuje już przy jednym zespole młynowym. Po zastosowaniu takiego chłodzenia również w zbiornikach przed młynami oraz w samych młynach oszczędność zużycia paliwa może wynieść 0,6% ; uszczerbek po drodze gotowego pyłu zwiększy wydajność młynowni o 10%.

Największy udział w podwyższeniu wskaźników ekonomicznych Elektrowni Kaszyrskiej miało jednak nie usprawnienie w przygotowaniu pyłu, lecz w udoskonaleniu procesów zachodzących w samej kotłowni. Wynika to z niżej podanych sprawności kotłowni brutto z okresu, kiedy nie wprowadzono jeszcze najważniejszych zmian w procesie przygotowania pyłu węglowego:

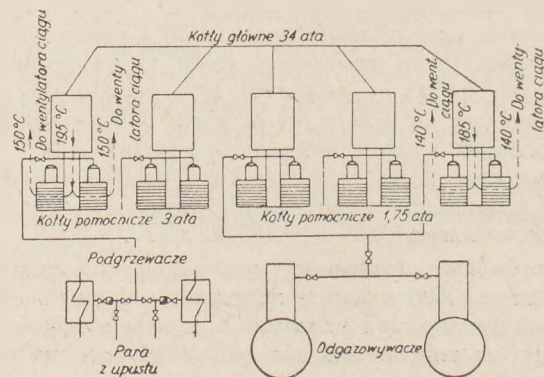
	1933 r.	1951 r.
cała elektrownia	77,8%	89,9%
nowa część elektrowni	79,5%	90,7%

Takie podwyższenie sprawności daje oszczędność roczną kilkudziesięciu tysięcy ton umownego paliwa



Rys. 3. Schemat urządzenia do chłodzenia węgla po suszeniu

1 — szuszkarka rurowa, 2 — szyb unoszący drobne frakcje węgla, 3 — zasobnik węgla suchego, 4 — podajnik węgla suchego, 5 — podnośnik czerpakowy, 6 — młyn, 7 — oddzielnik pyłu, 8 — przenośnik ślimakowy dla gotowego pyłu, 9 — urządzenie do ochładzania węgla, 10 — cyklon urządzenia ochładzającego, 11 — wentylator urządzenia ochładzającego



Rys. 4. Schemat wykorzystania ciepła spalin w układzie regeneracyjnym, za pomocą kotłów pomocniczych niskiego ciśnienia. Dla uproszczenia pokazano przy każdym kotle głównym tylko dwa kotły pomocnicze zamiast czterech pracujących w rzeczywistości

oraz ponad 8 milionów kWh energii elektrycznej na przerobienie go na pył.

Największy efekt dały zmiany w procesie spalania, przeprowadzone na następujących zasadach:

1. Utrzymanie nadmiaru powietrza za przegrzewaczem pary w kotłach nowej kotłowni w granicach $1,12 \div 1,13$. Ten nadmiar jest wystarczający przy dozowaniu paliwa i powietrza według zasad wymienionych poniżej w punktach 2 ÷ 5.

2. Wykorzystywanie wszystkich 8 palników na kocioł odpowiednio do występujących obciążeń.

3. Zapewnienie właściwego stosunku paliwa i powietrza nie tylko dla całego paleniska, lecz także dla każdego palnika.

4. Regulacja dopływu powietrza za pomocą regulowania ciśnienia przed palnikami.

5. Walka z zasysaniem fałszywego powietrza do paleniska.

Mały nadmiar powietrza przy dużym natężeniu komory paleniskowej, wynoszącym $Q/V \text{ (m}^3\text{)} = 160 \div 170 \text{ 000 kcal/godz}$ pozwala na utrzymanie temperatury paleniska w strefie najbardziej aktywnej na poziomie $1\,500 \div 1\,600^\circ\text{C}$. Przy tym poziomie temperatur $45 \div 50\%$ zawartości popiołu w paliwie uchodzi w postaci szlaku do popielnika, co wydatnie zmniejsza osadzanie się popiołu na powierzchniach ogrzewalnych, na ścianach kanałów spalinowych itp.

Przez ustawienie podgrzewaczy wody w kotłach nowej części elektrowni, obniżono temperaturę spalin z $240 \div 260^\circ\text{C}$ do $180 \div 190^\circ\text{C}$, co pozwoliło na obniżenie zużycia paliwa o 4% . Zamiana pracujących dotąd podgrzewaczy powietrza na nowe o małych wymiarach według modelu opracowanego przez Wszechnizakowy Instytut Techniki Ciepłej, pozwoli na obniżenie temperatury spalin do $160 \div 165^\circ\text{C}$.

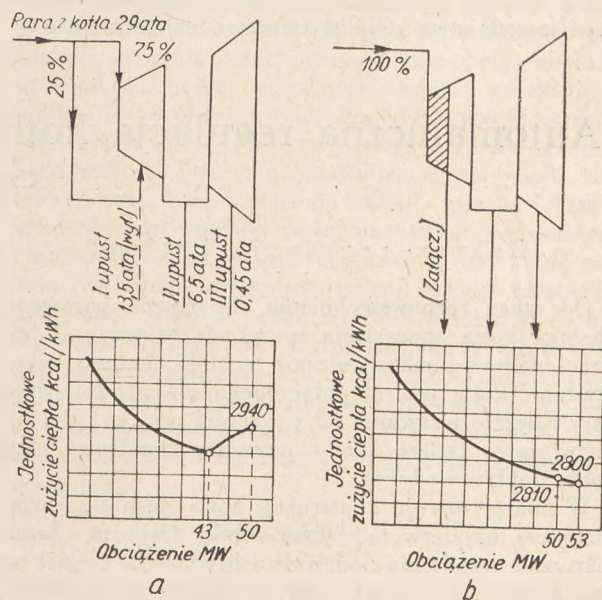
Straty w obiegu cieplnym między kotłownią a maszynownią, spowodowane ubytkiem pary i stratami cieplnymi wynoszą około $1,4\%$, z czego na straty ciepłe w rurociągach głównych przypada $0,1\%$. Do tego dochodzą straty ciepłe w wodoo czyszczaczach również w wysokości $0,1\%$. W ten sposób sprawność części obiegu cieplnego na odcinku „kotłownia-maszynownia” wynosi ostatecznie $98,5\%$.

Uwzględniając sprawność kotłowni brutto, urządzeń do przygotowania pyłu, części obiegu na odcinku „kotłownia-maszynownia”, uzyskuje się ogólną sprawność kotłowni netto $90,7 \cdot 0,985 \cdot 0,995 = 88,9\%$.

Istnieje dalsza możliwość obniżenia temperatury spalin do $140 \div 150^\circ\text{C}$ przez ustawienie za podgrzewaczami powietrza dwu grup kotłów pomocniczych niskiego ciśnienia na $1,75$ i 3 ata. Para wytworzona w tych kotłach zastąpi część pary z upustu $6,5$ ata, pobieranej dotychczas do wyparek i odgazowaczy. Realizację tych usprawnień rozpoczęto, ustawiając w I kwartale 1952 r. 4 takie kotły pomocnicze dla jednego kotła głównego na 34 ata. Otrzymane wyniki praktyczne potwierdzają przewidywane obniżenia, według których sprawność brutto całej kotłowni wyniesie po przeprowadzonej modernizacji 93% , co pozwoli na obniżenie jednostkowego zużycia paliwa o $1,5\%$.

Średnia roczna sprawność maszynowni wzrosła dla całej elektrowni z $27,5\%$ w r. 1933 do $29,1\%$ w r. 1951, dla nowej zaś części elektrowni wyniosła w tym roku $29,3\%$.

Podwyższenie sprawności maszynowni wymagało wprowadzenia pewnych zmian w niezbyt dobrze rozwiązany obieg cieplny trzech pracujących turbin firmy Siemens-Schuckert o mocy po 50 MW oraz wymiany łopatek w części wysokoprężnej. Turbiny te przy obciążeniu znamionowym przepuszczały do części wysokoprężnej 75% pary, 25% natomiast po zdławieniu kierowano w dwu turbinach do I upustu ($13,5$ ata), a w jednej turbinie do II upustu ($3,7$ ata) — rys. 5a.



Rys. 5. Schemat rozpiływu strumieni pary i jednostkowe zużycie ciepła przed i po wymianie łopatek w wysokoprężnej części turbiny 50 MW

a — turbina z łopatkami o profilu starego typu (pochodzenia fabrycznego), b — turbina z łopatkami o nowym profilu w części wysokoprężnej (zakresowanej na schemacie)

Dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne wykazały, że można podwyższyć parametry pary — z gwarantowanych przez dostawcę $27,5$ ata i 380°C do 29 ata i 395°C — co zmniejszy zużycie paliwa o $2,5\%$. Stosowana w szerokim zakresie automatyzacja ruchu kotłowni pozwoli utrzymać te parametry na stałym poziomie przy tolerancjach $0,25$ ata oraz $2,5^\circ\text{C}$. Wprowadzenie automatyzacji oraz utrzymanie stałych parametrów pary daje roczną oszczędność umownego paliwa $2\,600$ ton.

Ze względu na różnice w charakterystykach poszczególnych turbin zasadnicze znaczenie miało wprowadzenie zasady rozdziału obciążenia elektrowni na poszczególne turbozespoły według metody „względny przyrost zużycia ciepła”. Samo to usprawnienie dało dodatkową oszczędność około $2\,500$ ton paliwa rocznie.

W roku 1951 wykonano w jednej z wymienionych turbin ołopatkowanie 19 stopni reakcyjnych w części wysokoprężnej. Zastosowano przy tym łopatki o nowym profilu, umożliwiające przepływ pełnej ilości pary, która odpowiada znamionowej mocy turbiny przy jednoczesnej likwidacji odgałęzienia do I upustu (rys. 5b). W tych warunkach moc ekonomiczna turbiny wzrosła z 43 do 50 MW przy obniżeniu zużycia ciepła o $4,4\%$, tj. do $2\,810$ kcal/kWh; przy największym dopuszczalnym przepływie pary moc turbiny jest wyższa o $3 \div 4$ MW od wartości znamionowej (53 MW

zamiast 50 MW). Podobne usprawnienia zostały zrealizowane przy drugiej turbinie w 1952 r.

Tak znaczne osiągnięcia techniczno-ekonomiczne uzyskano przez zbiorowy wysiłek całej załogi elektrowni i stałe jej szkolenie. W roku ubiegłym przeszkolono na kursach technicznych oraz w szkołach stachanowskich około 700 pracowników. Poza tym opracowano optymalne normy i wskaźniki dla stałej kontroli wielu mniej ważnych procesów elektrowni. Dużą pomoc w tym kierunku dają rejestrujące przyrządy pomiarowe. Normy pozwolą na większe rozpowszechnienie współzawodnictwa socjalistycznego w dziedzinie oszczęd-

zania paliwa i energii elektrycznej na potrzeby własne elektrowni oraz znakomicie ułatwią premiowanie personelu eksploatacyjnego za osiągnięte oszczędności.

Opisane osiągnięcia Elektrowni Kaszyrskiej nie są ostateczne. Przy pomyślnym rozwiązaniu wielu innych problemów można będzie obniżyć jednostkowe zużycie umownego paliwa do $0,455 \rightarrow 0,460$ kg/kWh.

Z powyższego wynika, że każda elektrownia powinna opracować plan perspektywiczny dla poprawy jej wskaźników techniczno-ekonomicznych.

Źródło: Elektrieskije Stancii Nr 6/1952, str. 5 — 11.

Streścił inż. W. Pawłowski

621.182:2:621.311

Automatyczna regulacja kotłów parowych w elektrowniach

Część I

Zakres regulacji kotłów

Od czasu rozpowszechnienia się napędu parowego obsługa kotła spoczywała w rękach palacza. Dobre i racjonalne z punktu widzenia techniki ciepłej wykorzystanie kotła jak też połączonego z nim odbiornika pary zależało wyłącznie od zręczności palacza. Był on obowiązany zasilać kocioł paliwem, regulować ciąg kotła, dopływ wody itp.

W miarę rozwoju konstrukcji kotła została zmechanizowana najpierw najcięższa robota fizyczna. Automatyczne urządzenia podawały i dawkowały węgiel na ruszty posuwne lub łańcuchowe. Wskutek tego jednocześnie w znacznej mierze została podniesiona sprawność wytwarzania pary.

W tym stadium rozwoju palacz musiał w zależności od zapotrzebowania pary regulować:

1. podawanie węgla,
2. ilość powietrza,
3. ciśnienie w palenisku,
4. ilość wody zasilającej względnie poziom wody w kotle,
5. temperaturę pary przegrzanej, a przy paleniskach pyłowych:
6. ilość powietrza wdmuchiwanego z pyłem węglowym,
7. temperaturę tego powietrza.

Czynności wymienione w punktach 1, 2, 3, 6 i 7 można nazwać „regulacją spalania”. Palacz obowiązany był tak regulować dawkowanie węgla w zależności od poboru pary, a ilość powietrza w zależności od gatunku i ilości węgla, aby zawartość CO_2 w spalinach była możliwie duża, a zawartość CO równa zero. Miał on utrzymywać ciąg w palenisku w granicach od 2 do 4 mm słupa wody i nie dopuszczać w żadnym przypadku do nadciśnienia, aby uniknąć przedostawania się do kotłowni spalin lub płomienia przez szczeliny obmurza kotła.

Zasilanie wodą należy tak regulować, aby poziom wody w kotle nie przekroczył pewnej wysokości, ale również nie obniżył się poniżej ustalonego minimum. Przy kotłach starszych typów o dużej pojemności wodnej nie było to trudne zadanie. Natomiast w nowoczesnych kotłach o małej pojemności wodnej, przy których przerwa w zasilaniu nawet na kilka sekund powoduje obniżenie się poziomu wody poniżej dopuszczalnej granicy, regulacja jest znacznie trudniejsza.

Temperaturę pary przegrzanej należy utrzymywać na przepisany poziomie. Można to osiągnąć, ochładzając parę przegrzaną przez wstrzykiwanie kondensatu lub też przez chłodzenie powierzchniowe.

Przy paleniskach pyłowych należy tak regulować ilość powietrza pierwotnego, aby był zachowany odpowiedni stosunek między nim a wtórnym powietrzem. Temperatura mieszanki powietrza i spalin, wdmuchiwanej do młyna musi być również tak wyregulowana, aby nie była niższa od wartości niezbędnej do wysuszenia węgla i jednocześnie nie wzrastała za wysoko, gdyż mogłoby to spowodować zapalenie się pyłu węglowego.

Przy rusztach posuwnych z podmuchem strefowym palacz musi obsługiwać kłapy powietrzne poszczególnych stref. Tak przy spalaniu na rusztach, jak i w paleniskach pyłowych do obowiązków palacza należy również odszakowywanie, zdmuchiwanie popiołu i sadzy, stałe obserwowanie ognia, utrzymywanie właściwej zawartości CO_2 w spalinach itd. Palacz jest poważnie zajęty tymi czynnościami, szczególnie przy większych kotłach oraz w przypadku, gdy ręczki regulatorów nie są umieszczone blisko siebie.

Znaczenie automatycznej regulacji kotła

Wymienione wyżej od 1 do 7 zadania regulacji można wykonywać bez udziału palacza za pomocą odpowiednich automatycznych przyrządów regulujących. Urządzenia te są na ogół tak znane, że można zaniechać ich opisu. Nasuwa się pytanie, jakie zalety i wady posiada taka automatyczna regulacja kotłów i jaki daje efekt ekonomiczny.

Utrzymanie znamionowych wartości ciśnienia i temperatury przegrzania pary jest szczególnie ważne dla elektrowni przemysłowych, gdyż większe wahania parametrów pary odbijają się ujemnie zarówno na ilości jak i na jakości produkcji zakładu macierzystego. Wielkość powstałych stąd strat można ustalić dopiero na podstawie szczegółowej analizy. W zakładach przemysłowych wykorzystujących parę do procesów technologicznych tylko te dwa parametry mają znaczenie.

W elektrowniach zawodowych ciśnienie i temperatura przegrzania pary muszą być utrzymywane na stałym poziomie, aby turbiny mogły pracować z największą sprawnością przy stałej liczbie obrotów oraz przy

pełnym obciążeniu. Można to osiągnąć przy odpowiedniej szybkości regulacji tylko wtedy, gdy do maszyny dopływa stale para o temperaturze i ciśnieniu, na które została ona skonstruowana. Temperatura wyższa jak dopuszczalna staje się niebezpieczna dla przewodów parowych i pracy maszyny, gdyż obniża ich wytrzymałość mechaniczną. Podobne niebezpieczeństwo powstaje przy zbyt wysokim ciśnieniu pary. W tym przypadku zadziałają zawory bezpieczeństwa kotła. Przy kotłach wysokiego ciśnienia zawór bezpieczeństwa, który zadziałał, nigdy nie zamknie się całkiem szczelnie, wskutek czego uchodzi beużytecznie stosunkowo duża ilość pary z kotła. Dlatego należy nie dopuszczać do wzrostu ciśnienia pary powyżej znamionowej wartości.

Dla produkcji pary właściwa regulacja ilości powietrza ma duże znaczenie gospodarcze, gdyż stosunek ilości powietrza do ilości zużywanego węgla musi być stale tak wyregulowany, aby przy zmiennym obciążeniu była osiągana możliwie wysoka sprawność. Przy ciągłych zmianach w zapotrzebowaniu pary i gatunku węgla dostarczanego nie można wymagać nawet od najlepszego palacza, aby utrzymywał on w przybliżeniu na stałym poziomie ciśnienie pary, temperaturę i stosunek powietrza do węgla. Te wartości będą się więc stale wahać. Wynika stąd, że przy ręcznie regulowanym palenisku należy się liczyć ze stałymi stratami tak w kotle jak i w urządzeniach odbiorczych pary.

Regulacja ilości wody zasilającej posiada również duże znaczenie gospodarcze, gdyż przy zbyt wysokim poziomie wody w kotle wzrasta ilość porywanych przez parę kropelek wody, co obniża sprawność przegrzewacza. Liczbowo wpływ ten jest trudny do uchwycenia.

Regulacja podana w punkcie 6 i 7 przy paleniskach pyłowych, czyli regulacja ilości powietrza oraz temperatury mieszanki spalin i powietrza ma specjalne znaczenie raczej dla pewności ruchu i obsługi niż z punktu widzenia ekonomicznego.

Korzyści z automatycznej regulacji spalania oraz regulacji temperatury pary przegrzewanej dadzą się już ująć liczbowo.

Jak większość problemów technicznych, tak i sprawa automatycznej regulacji nie powinna być rozpatrywana tylko z jednego punktu widzenia. Ocenic należy wszystkie czynniki, które wzajemnie na siebie działają. W elektrowniach, które pracują na sieć okręgową zaważa to specjalnie mocno. Przy obliczaniu oszczędności powinny być porównane zarówno projekty regulacji ręcznej oraz automatycznej zakładów jak i prowadzenie ich ruchu.

Korzyści gospodarcze z automatycznej regulacji spalania

Automatyczna regulacja podnosi sprawność kotła. Utrzymuje bowiem najwyższą wartość CO_2 w spalinach niezależnie od obciążenia i odciąża palacza od wielu innych czynności. Praca jego ogranicza się w zasadzie do nastawiania co pewien czas urządzenia na najlepszą zawartość CO_2 . Dla elektrowni położonych w pobliżu kopalni i spalających mniej wartościowe gatunki węgla o różnej jakości automatyczna regulacja spalania ma specjalne znaczenie.

W takim przypadku przy ręcznej regulacji należy stale się liczyć ze spadkiem ciśnienia nawet przy stałym obciążeniu, gdyż palacz przy zasilaniu gorszym gatunkiem węgla może zauważyć spadek ciśnienia do-

piero po jego wystąpieniu i nie może temu wcześniej zapobiec. Natomiast automatyczna regulacja podaje od razu większą ilość węgla, gdy jego wartość opałowa jest mniejsza i odwrotnie — mniej węgla przy większej wartości opałowej.

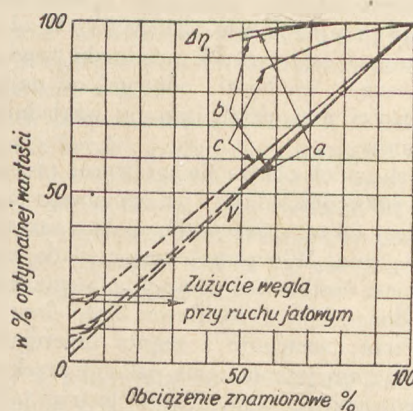
Wskutek tego automatycznie zapobiega się obniżeniu względnie podwyższeniu ciśnienia. W tym przypadku nie da się utrzymać najkorzystniejszej zawartości CO_2 w tak dokładnych granicach jak zwykle, jednak palacz może szybko poprawić dopływ powietrza bez zakłócenia normalnego ruchu.

W kotłowniach, w których spala się mieszkankę gazu i węgla, jak np. w hutach, przy zmianie obciążenia kotła oraz jakości węgla palacz może dopiero po dłuższym obliczeniu ze wskazań miernika CO_2 wyregulować dopływ odpowiedniej ilości powietrza, jeżeli zna on chwilowe wartości ilości doprowadzanego gazu i węgla. Ponieważ dopływ gazu stale się zmienia, przeto dokładne ustalenie odpowiedniej ilości powietrza jest praktycznie niewykonalne. Można twierdzić, że przy takiej mieszance spalanej pod kotłem palacz pracuje całkowicie „na ślepo” wskutek braku wartości pomiarowych niezbędnych do obliczeń; kocioł taki nigdy nie pracuje przy najkorzystniejszej zawartości CO_2 . Oznacza to, że przy tych kotłach paliwo jest stale marnotrawione. Można temu zapobiec przez zastosowanie odpowiednio rozbudowanego automatycznego urządzenia regulującego spalanie.

Przyczyny pogorszenia się sprawności

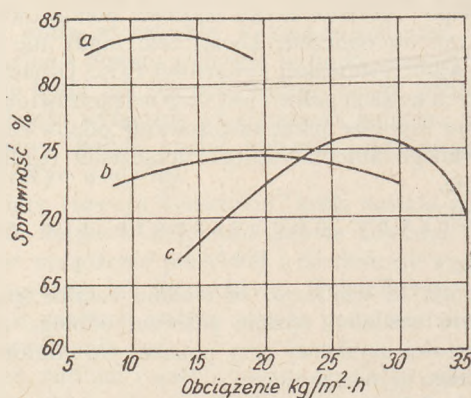
Z praktyki wiadomo, że średnia roczna sprawność kotłowni zasilanej ręcznie paliwem odbiega znacznie od wartości uzyskanej przy pokazowym odbiorze. Powody tego są następujące:

- średnie obciążenie kotła w ciągu roku jest zwykle niższe od jego ekonomicznej wydajności;
- wzajemny stosunek ilości powietrza do ilości węgla, odpowiednio do zmian obciążenia da się wyregulować ręcznie dopiero po dłuższym czasie, a w międzyczasie powstały już straty spalania;
- wiele kotłów musi być zatrzymywanych w godzinach małego obciążenia. Straty rozpalania obniżają również średnią sprawność;
- stopniowe zanieczyszczanie kotła obniża również średnią sprawność.



Rys. 1. Zużycie węgla i sprawność kotła przy częściowych obciążeniach w procentach optymalnej wartości
 a — zużycie węgla w procentach wartości odpowiadającej optymalnemu obciążeniu, $\Delta\eta$ — spadek sprawności w procentach wartości odpowiadającej optymalnemu obciążeniu

Ad a) Zużycie węgla jest prawie proporcjonalne do obciążenia, jak to wynika z rys. 1. Krzywe „a” odnoszą się do rusztu taśmowego z regulacją systemu „Roucka”, krzywe „b” dotyczą rusztu podsuwowego „Guilleaume”, krzywe „c” — rusztu taśmowego „Guilleaume”. Jeżeli jest znane zużycie węgla przy pełnym obciążeniu, to zużycie węgla, a więc i sprawność kotła przy częściowym obciążeniu zależy od zużycia węgla przy jego ruchu jałowym. Z rysunku widać, że najmniejsze straty przy ruchu jałowym wykazywał kocioł o ruszcie taśmowym z automatyczną regulacją spalania. Przy tym właśnie kotle najmniej spadała sprawność przy malejącym obciążeniu. Przy normalnym obciążeniu kotła osiągnano najlepszą sprawność, gdy regulowano spalanie automatycznie (rys. 2). Należy jednak zaznaczyć, że porównywano między sobą sprawności kotłów różnych typów. Sprawność zależy bowiem nie tylko od konstrukcji paleniska ale i od konstrukcji kotła.



Rys. 2. Przebieg sprawności różnych kotłów i sposobów spalania
a — ruszt posuwny z regulacją syst. Roucka, b — ruszt podsuwowy syst. Guilleaume, c — ruszt posuwny syst. Guilleaume

Ad b) Przyczyny, które wywierają ujemny wpływ na sprawność kotła przy zmianie obciążenia są następujące:

1. Palacz potrafi regulować odpowiednie ilości powietrza i węgla z pewnym opóźnieniem.
2. W palenisku rusztowym trzeba zwiększyć szybkość spalania, jeżeli wzrasta obciążenie i odwrotnie — zmniejszyć ją przy obniżeniu obciążenia. W obu przypadkach zmienia się stosunek mieszanki węgla i powietrza. Stosunek ten będzie odbiegał od najkorzystniejszej wartości przy przyspieszaniu względnie opóźnianiu spalania.

W okresach takich obniża się sprawność procesu spalania. Czas przyspieszenia czy też opóźnienia szybkości spalania zależy od tego, jak prędko palacz zareaguje na zmianę obciążenia. W większości przypadków nie zdoła on natychmiast dostosować podawania węgla do obciążenia i jednocześnie wyregulować ilość doprowadzanego powietrza; następuje z reguły przeregulowanie i konieczność zmniejszenia ognia wskutek przekroczenia przepisanego ciśnienia pary. Regulacja trwa tak długo, aż ciśnienie osiągnie ustaloną wartość. W tym czasie kocioł pracuje z pogorszoną sprawnością.

Automatyczna regulacja spalania działa w tym przypadku sprawniej jak ręczna, gdyż reaguje już przy naj-

mniejszej zmianie obciążenia, a czas nastawienia odpowiedniej szybkości spalania nie jest zbyt długi. Przez wzajemne sprzężenie regulowanych wartości można całkowicie uniknąć „kołysania”. Wskutek tego skracają się do minimum okresy czasu, w których spalanie w palenisku odbywa się z gorszą sprawnością.

3. Wobec zmiennej szybkości posuwu rusztu warstwa paliwa nie układa się równomiernie. Nierównomierność ta potęguje się tym więcej, im później palacz zareaguje na zmianę obciążenia.

Te trzy zjawiska występujące przy zmianach obciążenia wpływają ujemnie na nadmiar powietrza, a więc i na sprawność kotła.

Za pomocą automatycznej regulacji można osiągnąć tak dużą zdolność dostosowania spalania do obciążenia przy paleniskach rusztowych jak i pyłowych, że sprawność obniża się nieznacznie w stosunku do ruchu przy stałym obciążeniu.

Najważniejszym warunkiem obniżenia strat jest zatem natychmiastowe i dokładne dostosowanie spalania do istniejących warunków obciążenia, co jednak można osiągnąć tylko przez automatyczną regulację.

Ad c) Ustalenie warunków, czy i kiedy będzie bardziej celowe zamiast odstawiania niektórych kotłów, rozłożenie obciążenia na wszystkie kotły, zależy od charakterystyk sprawności kotłów. Z punktu a) wynika, że sprawność jest funkcją strat ruchu jałowego, które właśnie przy automatycznej regulacji spalania wypadają najniższe. Z tych rozważań można wnioskować, że ekonomiczniej jest rozłożyć obciążenie na wszystkie kotły i prowadzić ruch przy obniżonym obciążeniu poszczególnych kotłów, gdyż ich straty biegu jałowego są niższe od strat rozpalamia względnie odstawienia. W takim przypadku można podnieść roczną sprawność, zmniejszając straty spowodowane odstawianiem kotłów w okresie małego obciążenia.

Ad d) Przeniesienie określonej ilości ciepła przy zanieczyszczonym kotle wymaga zwiększenia różnicy temperatur między palinami a wodą kotłową. Straty kominowe wzrastają wraz z zanieczyszczeniem kotła. Według Roucka można zmniejszyć wpływ ten na ogólną sprawność kotła, gdy w miarę zanieczyszczania kocioł będzie mniej obciążany. Zanieczyszczenie powierzchni ogrzewalnej wywiera taki sam wpływ, jak jej zmniejszenie. Wskutek tego bardziej zanieczyszczony kocioł powinien być mniej obciążany; wtedy jego straty kominowe utrzymają się w granicach odpowiedzialnych pozostałym kotłom. Korzystne rozłożenie obciążenia na kotły musi być stosowane przy każdym obciążeniu elektrowni. Da się to osiągnąć tylko za pomocą automatyki.

Osiągana poprawa

Jak z dotychczasowych wywodów wynika, można za pomocą automatycznej regulacji spalania zmniejszyć straty powstałe przy pracy kotła poniżej ekonomicznego obciążenia, przy zmianach obciążenia lub zatrzymaniu kotła względnie wskutek zanieczyszczenia jego powierzchni ogrzewalnej. Niestety brak na razie dokładnych metod do obliczania poprawy sprawności przy stosowaniu automatycznej regulacji, np. ciśnienia i temperatury pary dołotowej.

Przy automatycznej regulacji spalania można stwierdzić, że średnia sprawność nieznacznie odbiega od najlepszej. W pewnym zakładzie stosunek między najniższym a najwyższym obciążeniem wynosił 1:4; za po-

mocą automatycznej regulacji spalania uzyskano średnią sprawność, która odbiegała tylko o 1 do 2% od wartości przy pełnym obciążeniu. W innej np. elektrowni średnia sprawność mierzona w okresie 24 godzin wynosiła 82,3% przy wahaniami obciążenia od 1 ÷ 10.

Rozpatrując np. elektrownię, której optymalna sprawność wynosi 80%, a średnia roczna 73%, możemy na podstawie powyższych rozważań przyjąć, że po zastosowaniu automatycznej regulacji spalania średnia sprawność podniesie się na 77%, czyli o 4%, co da 5% oszczędności węgla. Z podanych wyżej założeń wynika, że wielkość oszczędności, uzyskanej przez poprawę sprawności zależy w dużym stopniu od wahań obciążenia i gatunku węgla. Możliwe do osiągnięcia z tego powodu oszczędności węgla w kotłowniach powinny być ostrożnie przyjmowane tylko w wysokości 0,5% na każdy 1% wzrostu sprawności.

Gospodarcze korzyści przy regulowaniu temperatury pary przegrzanej

Przy regulowaniu temperatury pary przegrzanej występują te same zjawiska co i przy regulowaniu ciśnienia. Regulacja automatyczna w porównaniu z regulacją ręczną zapewnia utrzymanie określonej temperatury przegrzania z minimalnymi odchyleniami i dlatego pozwala na osiągnięcie temperatury wyższej o około 10°C. Jeżeli np. ciśnienie dolotowe wynosi 31 ata, temperatura pary przegrzanej 400°C zamiast 390°C, ciśnienie na upuście 4 ata, 0,05 ata w kondensatorze a wysokość poboru z upustu 25%, to zgodnie z rys. 3 zużycie pary przez turbinę spada o 1,3%. Ponieważ ciepłota pary jest

o 0,7% większy $\left(\frac{770,5 - 765}{765} \cdot 100 = 0,7\% \right)$, przeto

oszczędność wynosi tylko 0,6%.

Z wykresu $I-S$ na rys. 3 widać, że przy podniesieniu temperatury pary z 390°C, teoretyczny procentowy przyrost pracy na 1 kg pary wyniesie:

$$\frac{Q}{Q_1} \cdot 100 = \left[\frac{(i_2 - i_{1k}) \cdot k + (i_2 - i_{2e}) \cdot e}{(i_1 - i_{1k}) \cdot k + (i_1 - i_{1e}) \cdot e} - 1 \right] \cdot 100$$

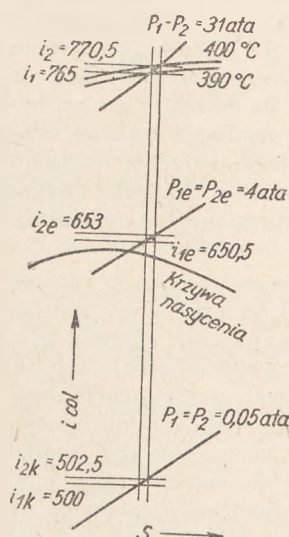
gdzie $i_1 = 765$ kcal, $i_{1k} = 500$ kcal, $i_{1e} = 650,5$ kcal, $e = 0,25$, $i_2 = 770,5$ kcal, $i_{2k} = 502,5$ kcal, $i_{2e} = 653$ kcal, $k = 0,75$.

Po podstawieniu tych wartości obliczymy, że przy podniesieniu temperatury o 10°C teoretyczne zużycie pary obniży się o podaną właśnie wartość 1,3%. Rzeczywiste zużycie pary będzie również mniejsze o 1,3%.

Wpływ regulacji spalania i zasilania wodą na wyrównanie wahań obciążenia

Wahania obciążenia wywierają wpływ na ciśnienie w kotle oraz na zapotrzebowanie wody zasilającej. Przy wzroście obciążenia ilość pobieranego ciepła tak długo będzie większa od doprowadzanego, aż nastąpi równowaga w nowym stanie. Różnica będzie chwilowo pokrywana z ciepła zakumulowanego w wodzie znajdującej się w kotle jednak kosztem zmniejszenia ciśnienia, czego należy unikać. Jednocześnie należy zwiększyć zasilanie wodą odpowiednio do zwiększonego poboru pary. Ponieważ temperatura wody zasilającej jest niższa niż

wody w kotle, przeto ilość ciepła przeznaczonego na produkcję pary zmniejszy się o tyle, ile potrzeba go będzie do podgrzania wody zasilającej. Przez intensywniejsze zasilanie obniża się zatem akumulacyjne działanie wody w kotle.



Rys. 3. Wycinek z wykresu IS

Zjawisko to było brane pod uwagę przez palaczy przy kotłach starszej konstrukcji z dużą pojemnością wodną, którzy przy wzroście obciążenia zatrzymywali chwilowo pompę zasilającą i tak długo przyspieszali spalanie, aż ustaliła się równowaga między ilością ciepła doprowadzanego i odprowadzanego z kotła. Zasilanie kotła wodą było wznowiane dopiero po osiągnięciu stanu równowagi. W nowoczesnych kotłach z małą pojemnością wodną metoda ta nie może być stosowana, trzeba jednak się starać, aby nawet małą ilość wody w takim kotle jak najwięcej wykorzystać do wyrównania wahań obciążenia. Można to osiągnąć przez:

1. zmniejszenie dopływu wody zasilającej,
2. natychmiastowe przyspieszenie procesu spalania.

Sposób 1

Przy kotłach o małej pojemności wodnej nie wolno przerywać dopływu wody; można jednak wykorzystać czas, aż spalanie dostosuje się do nowych warunków obciążenia. W międzyczasie spada trochę poziom wody, a przy większych skokach obciążenia obniża się również ciśnienie w kotle.

Spadek ciśnienia nie może dojść do takich rozmiarów, które byłyby groźne dla utrzymania stałej częstotliwości turbogeneratora. Dopływ wody zasilającej musi być tak regulowany, aby zasilanie nie następowało sztywno ze zmianami obciążenia, lecz z pewną elastycznością. Do tego celu stosuje się obecnie odpowiednie automatyczne regulatory.

Sposób 2

Kotły wysokoprężne ze względu na małą pojemność wodną mogą tylko przez krótki czas utrzymywać ciśnienie mimo powstałej różnicy w ilości ciepła odbieranego i doprowadzanego. Gdy jednak ciśnienie to spadnie, to obniży się również ciśnienie w rurociągach a jednocześnie podwyższy się zużycie pary przez turbinę. Wtedy

już nie da się uniknąć dalszego spadku ciśnienia i zwiększenia zużycia pary. Wskutek działania obu tych czynników może obniżyć się moc turbiny, przy czym zmaleje również liczba jej obrotów.

Według Münzingera podniesienie wydajności z 50 % do 100 % wartości znamionowej przy nowoczesnych kotłach rusztowych z podmuchem oraz przy kotłach pyłowych trwa 15 do 150 sek. Po wyeliminowaniu wartości krańcowych czas potrzebny do podniesienia obciążenia wynosi 15 do 30 sek. Czas ten może się znacznie przedłużyć, gdy regulacja spalania zadziała z opóźnieniem. Aby ciśnienie potrzebne do zachowania znamionowej częstotliwości było stale utrzymywane, regulacja musi dostosować spalanie bez opóźnienia do zmiany obciążenia.

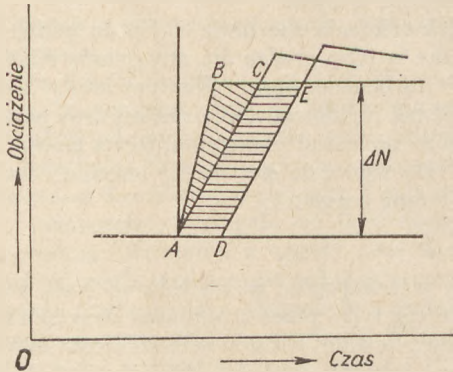
Musil dochodzi do wniosku, że zdolność dostosowania się kotła zależy od możliwości regulowania spalania. Przy zmianach obciążenia zdolność ta zależy od sprawnego działania urządzeń sterujących napędy pomocnicze kotła. Automatyczna regulacja może łatwo tak wyrównywać normalne wahania obciążenia, że w ciśnieniu pary nie będzie można zauważyć żadnych widocznych zmian. Dla dużych, nagle występujących zmian obciążenia Musil podaje dane orientacyjne, ujęte w tablicy 1. Dane te są ważne dla nowoczesnych kotłów.

Tablica 1

Nagłe zmiany obciążenia w % mocy znamionowej								
12	19	27	33	38	46,4	53,8	60	65,8%
wymagają zmiany wydajności kotła w % wydajności znamionowej o								
0,1	0,25	0,5	0,75	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0%

Wyniki takie mógłby osiągnąć także palacz, gdyby dość wcześnie zauważył zmianę obciążenia i wykonał wszystkie potrzebne przy regulacji ręcznej czynności. Praktycznie taka regulacja ręczna jest nieosiągalna.

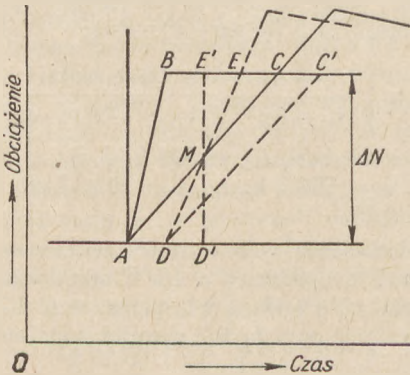
W pewnej elektrowni o ciśnieniu koncesyjnym 25 at, wyposażonej w regulator spalania Askania w czasie próby wywołano sztucznie nagły wzrost obciążenia o 31,3 %. Ciśnienie w kotle spadło z 24,7 at na 23,8at; po upływie 10 minut podniosło się jednak do znamionowej wielkości. Gdy później obciążenie nagle obni-



Rys. 4. Wpływ opóźnionej regulacji spalania

zono o 28 % w stosunku do poprzednio podwyższonej wartości, ciśnienie wzrosło nieznacznie i zawory bezpieczeństwa nie zadziałały.

Według Musila (rys. 4) odcinek *AB* przedstawia przebieg obciążenia kotła, *AC* przebieg regulacji spalania. Trójkąt *ABCA* jest proporcjonalny do zdolności akumulacyjnej kotła. Gdy opóźni się regulacja o czas równy *AD*, to dochodzi do tego czworokąt *ACEDA* tak, że zamiast kotła o zdolności akumulacyjnej *ABCA* będzie potrzebny kocioł o zdolności akumulacyjnej *ABEDA*. Na podstawie danych z tablicy 1 można obliczyć, że wzrost obciążenia o 33 %, który wystąpi w ciągu 10 sek, będzie wyregulowany bez zakłóceń w ciągu 44 sek, jeżeli zdolność regulacji wyniesie 0,75 %/sek. Gdy jednak początek czynności regulowania opóźni się np. o 11 sek, to może ono być wyrównane przez szybkość regulacji 1,5 %/sek lub też zdolność akumulacyjna kotła musi być o 65 % większa, aby nie nastąpił znaczniejszy spadek ciśnienia. Na rys. 5 ten przypadek jest bliżej rozpatrzony. Wskutek opóźnienia początku regulacji o *AD* = 11 sek nie może być wyregulowana zmiana obciążenia ΔN kotła o zdolności akumulacyjnej *ABCA* przez regulację, której przebieg czasowy wyobraża prosta *DC'* równoległa do *AC*, gdyż powierzchnia *ABC'DA* jest większa niż powierzchnia *ABCA*. Przez to nie da się uniknąć większego spadku ciśnienia. W przeciwnym razie należy zastosować regulację, której przebieg przedstawia linia *DE*, przebiegająca przez punkt środkowy *M* odcinka *AC*. Przy takim tylko podziale powierzchnia *ABEDA* i *ABCA* są sobie równe. Z tego wynika, że regulacja, która zadziała z opóźnieniem 11 sek, musi wyrównać 33 % przyrostu obciążenia w ciągu 22 sek. Szybkość regulacji, jak podano, musi wzrosnąć z 0,75 % na 1,5 %/sek. Opóźnienie, które wyniosłoby połowę okresu regulacji wymagałoby nieskończenie wielkiej szybkości, aby dało się wyrównać. Taka regulacja jednak nie istnieje.



Rys. 5. Granice działania regulacji spalania

Z powyższego wynika, jak ważne jest natychmiastowe zadziałanie regulatora spalania. Automatyka reaguje już na wahania ciśnienia rzędu 0,01 at, niedostrzegalne dla ludzkiego oka na tablicy pomiarowej. Ta zaleta automatyki jest nieosiągalna przy regulacji ręcznej. Ostatnio skonstruowano regulatory jeszcze szybciej działające, otrzymujące impulsy przy zmianie obciążenia względnie napięcia generatora. Regulatory takie zaczynają już działać, zanim wystąpi zmiana w ciśnieniu pobieranej pary.

C. d. n.

Zabezpieczenie nowoczesnych kotłów przed kamieniem

Inż. Władysław Olczakowski

Połączenie wytwórczości energii elektrycznej z wykorzystywaniem pary upustowej z turbin dla potrzeb grzejnych zmusza nas do stosowania wyższych parametrów pary dolotowej. W wielu naszych zakładach przemysłowych, które zużywają duże ilości pary w instalacjach technologicznych bez zwrotu skroplin do kotłowni, zostały zainstalowane nowe jednostki kotłowe o prężności 40 atn. Zasilanie nowozainstalowanych jednostek kotłowych niedostatecznie zmiekczoną wodą powoduje pękanie opłomek kotłowych. Eksploatacja tych kotłów w przejściowym okresie, przy ciśnieniu znacznie niższym od nominalnego, zwiększa ich skłonność do plucia, co łącznie z dużą alkalicznością wody dodatkowej powoduje zasilanie przegrzewaczy i turbin, pękanie węzownie względnie duże straty wody i ciepła w odmulinach.

W niniejszym artykule przeprowadzono analizę wymagań stawianych wodzie zasilającej oraz omówiono środki do ich zrealizowania, jednak z pominięciem zagadnienia czystości pary, co będzie omówione w odrębnym artykule.

1. Jakość wody zasilającej

Powodem tworzenia się w kotle kamienia i mułu kotłowego jest obecność w wodzie zasilającej jonów wapnia, magnezu oraz krzemionki. Ze wzrostem prężności roboczej kotła oraz natężenia cieplnego jego powierzchni ogrzewanej wzrasta szkodliwość tych zanieczyszczeń. Mechaniczne usuwanie kamienia z nowoczesnych kotłów jest utrudnione, a z kotłów niektórych typów, jak np. La Mont, wręcz niemożliwe. Chemiczne czyszczenie kotła nie zawsze jest skuteczne, poza tym używanie mocnych kwasów nie może być zbyt często stosowane bez szkody dla stanu kotła. Wprowadzenie przez dodawanie inhibitorów możemy znacznie obniżyć natężenie korozji kwasowej, jednakże zagadnienie to dotąd nie jest u nas dostatecznie opracowane i ujęte w instrukcjach.

W tych warunkach jedynym radykalnym sposobem rozwiązania zagadnienia jest zasilanie kotła dostatecznie miękką wodą przy jednoczesnym korygowaniu wody w kotle, aby uniemożliwić wytwarzanie się w nim kamienia, zwłaszcza krzemionkowego. Rozpatrzmy obecnie wymagania stawiane wodzie pod względem twardości i zawartości krzemionki, zarówno przez obowiązujące instrukcje jak i wysuwane ostatnio przez niektórych autorów.

a) Twardość wody

Wytyczne i instrukcje eksploatacyjne podają, że twardość wody zasilającej nie powinna przekraczać 0,1 — 0,2 °N, a niektóre dopuszczają nawet większe twardości, zależnie od typu i prężności roboczej kotła. Przy interpretowaniu tego zalecenia nasuwa się pytanie, jaka jest dopuszczalna twardość wody dodatkowej w przypadku zasilania kotła mieszaną skroplin i wody zmiekczonej. Ujmując sprawę formalnie można dojść do wniosku, że graniczną dopuszczalną twardość wody zmiekczonej należy obliczyć z bilansu ilości i twardości skroplin oraz ilości wody dodatkowej:

$$a \cdot W_s + x W_d = b \cdot (W_s + W_d)$$

$$W_s + W_d = 100$$

$$x = \frac{100 \cdot b - a \cdot W_s}{100 - W_s}$$

gdzie

a — twardość skroplin,

b — twardość wody zasilającej,

x — twardość wody dodatkowej,

W_s — procentowy udział skroplin w wodzie zasilającej,

W_d — procentowy udział zmiekczonej wody w wodzie zasilającej.

Jak widać z podanego równania, dopuszczalna twardość wody dodatkowej jest tym większa, im większy jest udział skroplin w wodzie zasilającej oraz im mniejsza jest ich twardość.

Takie stawianie zagadnienia jest jednak niesłuszne, gdyż prowadziłoby do niezadawalających wyników eksploatacyjnych, jest jednak często spotykane w dokumentacjach technicznych.

Przy wyznaczaniu warunków wodnych dla kotła należy brać pod uwagę nie tylko jego wrażliwość na zanieczyszczenia wody, lecz również możliwości zrealizowania wymagań stawianych wodzie. Rozpatrzmy oba te zagadnienia.

Najmniejsza nawet zawartość jonów wapnia i magnezu w wodzie zasilającej jest szkodliwa dla średnio- i wysokoprężnego kotła opromieniowanego. Do niedawna, stosując zmiekczenie wody metodą strącania, nie mogliśmy obniżyć twardości wody poniżej 0,3 ÷ 0,4 °N. Zmiekczać zaś wodę w wymiennikach jonitowych, pracujących równolegle bez wymienników buforujących, trudno było w warunkach ruchowych otrzymać wodę o twardości poniżej 0,2 °N. Stan ten był powodem tolerowania stosunkowo znacznej twardości wody zasilającej. Nowoczesne sposoby zmiekczenia wody pozwalają w racjonalnie zbudowanej instalacji jonitowej na pewne i trwałe uzyskiwanie wody zmiekczonej do twardości poniżej 0,02 ÷ 0,05 °N bez stosowania drogich lub trudno dostępnych środków. W następstwie tego postępu podawanie dopuszczalnych twardości wody zasilającej w wysokości 0,2 °N i wyżej należy traktować jako zalecenia przestarzałe, nie odpowiadające obecnemu stanowi techniki i naszym możliwościom. Zatem wymagania w tym zakresie powinny być zrewidowane i określone następująco:

Twardość wody do zasilania kotłów pracujących przy prężności 20 — 40 atn nie powinna przekraczać 0,05 °N, dla kotłów zaś 60 atn i wyżej — 0,02 °N.

Powyższe warunki powinny spełniać zarówno skropliny, jak również woda dodatkowa, niezależnie od procentowego udziału w wodzie zasilającej. Podane wielkości są słuszne dla kotłów walczkowych z cyrkulacją wody. Dla kotłów jednorurowych bez cyrkulacji wody, jak np. Ramzina, Bensona warunek ten jest niewystarczający, gdyż mogą być one zasilane jedynie wodą o pozostałości po odparowaniu nieprzekraczającej 1 ÷ 2 mg/l.

Takie zaostrzenie granicy dopuszczalnej twardości wody do zasilania kotłów zmusza również do zrewidowania poglądu na preparowanie skroplin turbinowych.

W siłowniach, chłodzących skraplacze bardzo twar-
dą wodą w obiegu zamkniętym, jakość skroplin często
jest niezadawalająca, w następstwie złego stanu skra-
placzy. Zazwyczaj niedostateczna jakość skroplin tur-
binowych występuje okresowo, o różnym stopniu natę-
żenia, a szybka poprawa stanu skraplaczy nie zawsze
jest łatwa do przeprowadzenia. Jak wykazuje doświad-
czenie ostatnich lat, stan ten był powodem dużych trud-
ności ruchowych w wielu elektrowniach zawodowych
i przemysłowych.

Z powyższego wynika, że siłownie, zwłaszcza posia-
dające turbozespoły starszego typu, niepewne pod
względem szczelności skraplaczy, powinny mieć możli-
wości zmiekczenia nadmiernie twardych skroplin turbi-
nowych.

b) Krzemionka

Odrębnym zagadnieniem jest krzemionka. Doświad-
czenia ruchowe wskazują, że w kotłach pracujących
przy prężności poniżej 60 atn można nie obawiać się
tworzenia kamienia krzemionkowego pod warun-
kiem, że:

1. twardość zasilającej wody jest dostatecznie mała,
2. alkaliczność wody kotłowej jest dostatecznie duża,
3. w wodzie kotłowej stale jest utrzymywane dostatecz-
ne stężenie fosforanu trójsodowego,
4. stężenie SiO_2 w wodzie kotłowej nie jest zbyt duże.

Podane warunki są wzajemnie związane, jednakże
liczbowe wyznaczenie tej zależności jest bardzo trudne.

Szczególnie należy podkreślić konieczność stałego
spełniania warunków odnośnie zawartości fosforanu
sodowego i alkaliczności wody kotłowej. Przy okreso-
wym braku fosforanu w wodzie kotłowej może wytwor-
zyć się kamień krzemionkowy nawet w kotłach o pręż-
ności 14 atn. Wypadki takie zanotowano ostatnio w kil-
ku naszych elektrowniach, w których trzeba było czyścić
kotły mieszkanką kwasu solnego i fluorowodorowego.

Jeżeli twardość wody zasilającej jest mała i nie ulega
większym zmianom, utrzymanie przepisanego stężenia
 P_2O_5 w wodzie kotłowej nie nastręcza trudności tech-
nicznych. Jeśli natomiast twardość wody zmienia się,
np. wskutek okresowych nieszczelności skraplaczy,
zmian ilości lub jakości wody dodatkowej itp., wtedy
dawkowanie fosforanu musi być z konieczności różne
i obsługa może nie nadążyć w jego regulowaniu za zmia-
nami twardości wody.

Trudności te występują szczególnie jaskrawo w ko-
tłach o nieznacznym odmulaniu oraz w kotłach z okre-
sowym odmulaniem.

Na podstawie doświadczeń ruchowych można więc
w myśl poprzednich uwag sformułować wymagania od-
nośnie jakości wody dla średnio- i wysokoprężnych ko-
tłów następująco:

1. twardość wody zasilającej nie powinna przekra-
czać $0,05^\circ\text{N}$ przy prężności kotła 60 atn i $0,02^\circ\text{N}$ przy
wyższych prężnościach,
2. w wodzie kotłowej stężenie P_2O_5 powinno być
utrzymywane w granicach 20 — 30 mg/l,
3. stężenie SiO_2 w wodzie kotłowej powinno być co
najmniej pięciokrotnie mniejsze od stężenia NaOH wy-
znaczanego w mg/l.

Z podanych warunków może wzbudzać wątpliwość
jednakowa wielkość stężenia P_2O_5 w wodzie kotłowej,
niezależnie od prężności roboczej kotła. Niektórzy
autorzy podają, że stężenie fosforanu trójsodowego

w wodzie kotłowej powinno być tym mniejsze, im wyż-
sza jest prężność robocza kotła. Ograniczenie to, spo-
wodowane głównie obawą przed pienieniem się wody
i płuciem kotła, wpływa korzystnie na czystość pary,
zmniejsza jednak stopień zabezpieczenia kotła przed
tworzeniem się kamienia krzemionkowego. Z tych sa-
mych względów dopuszczalna jest tym mniejsza alka-
liczność wody kotłowej, im wyższa jest prężność ro-
bocza kotła.

Jak wynika z badań laboratoryjnych i z doświadczeń
ruchowych, niebezpieczeństwo tworzenia się kamienia
krzemionkowego wzrasta z prężnością roboczą kotła.
Dlatego obniżanie alkaliczności wody kotłowej i równo-
czesne zmniejszenie w niej stężenia P_2O_5 zmusza do
tak znacznego ograniczania zawartości SiO_2 w wodzie
kotłowej, że praktycznie wykluczałoby możliwość zasi-
lania kotłów wysokoprężnych wodą zmiekczoną lecz nie-
odkrzemioną. Na przykład w literaturze podaje się,
że w kotłach 40 atn stężenie SiO_2 nie powinno
przekraczać 40 mg/l przy zawartości NaOH 300 mg/l
i P_2O_5 — 10 mg/l. Jeżeli przyjmiemy, że zawartość
 SiO_2 w wodzie zmiekczonej wynosi 10 mg/l, wtedy
otrzymujemy, że ilość odprowadzanej wody z kotła (od-
mulanie) będzie w tych warunkach wynosiła około 33 %
ilości odparowywanej wody zmiekczonej.

Dla kotłów o prężności 64 atn przepisywana jest za-
wartość w wodzie kotłowej 10 mg/l SiO_2 przy 100
mg/l NaOH i 5 mg/l P_2O_5 . Warunek ten wyklucza mo-
żliwość wykorzystywania dla potrzeb kotłowni więk-
szości wód rzecznych i głębinowych.

Jak widać z powyższego przykładu, utrzymywanie
małego stężenia P_2O_5 w wysokoprężnych kotłach
zmniejsza niebezpieczeństwo pienienia się w nich wody,
jednakże wyklucza możliwość zasilania kotła wodą che-
micznie zmiekczoną, lecz nieodkrzemioną.

Rozpatrzmy teraz środki realizacji omówionych wy-
magań pod względem twardości wody zasilającej.

2. Zmiekczenie wody

Z dwóch podstawowych metod zmiekczenia wody, sto-
sowanych w gospodarce kotłowej — metody strącania
jonów wapnia i magnezu, jak wapno + soda, ług + so-
da itp. nie nadają się do kotłów wysokoprężnych, gdyż:

- a) twardość zmiekczonej wody praktycznie nie może
być zmniejszona poniżej $0,2 - 0,3^\circ\text{N}$,
- b) alkaliczność zmiekczonej wody jest duża, co po-
woduje dużą stratę wody i ciepła na odmulanie nawet
w kotłach średnioprężnych,
- c) regulacja dawkowania chemikaliów jest kłopotliwa,
co uzależnia w dużym stopniu osiągnięte wyniki od sta-
ranności i wprawy obsługi, zwłaszcza gdy twardość
zmiekczonej wody jest zmienna,
- d) nie nadaje się do zmiekczenia skroplin tur-
binowych.

Wady te stały się powodem, że metoda strącania
obecnie została wyrugowana przez zmiekczenie w wy-
miennikach kationowych nawet przy zastosowaniu do
kotłów niskoprężnych.

W tej ostatniej metodzie rozróżniamy dwa sposoby,
a mianowicie:

- a) wstępne dekarbonizowanie wody wapnem, a na-
stępnie zmiekczenie jej w wymiennikach sodowych;
- b) zmiekczenie w równolegle pracujących wymien-
nikach wodorowych i sodowych.

Pod względem osiąganego stopnia zmiękczenia wody obydwa sposoby są równorzędne, duże natomiast różnice występują w osiąganym zmniejszeniu alkaliczności wody. Poniżej omówiony jest szczegółowo pierwszy sposób, powszechnie stosowany w naszym przemyśle.

a) Dekarbonizowanie wody

Alkaliczność zdekarbonizowanej wody wapnem na zimno, osiągana w dobrze prowadzonej instalacji, wynosi $p = 0,1 \div 0,4$ mval/l; $m = 0,6 \div 0,9$ mval/l zależnie od składu chemicznego wody. Podgrzanie wody do $50 \div 70^\circ\text{C}$, zwłaszcza o małej twardości stałej, wpływa dodatnio na wyniki dekarbonizacji, a jednocześnie nie oddziałuje ujemnie na organiczne wymiennicze kationowe o przeciętnej odporności na temperaturę. Warunek ten spełnia między innymi produkowany w kraju kationit „Escarbo”. Alkaliczność wobec oranżu metylowego zmiękczonej wody jest nieco mniejsza niż zdekarbonizowanej, różnica ta wynosi $0,1 \div 0,2$ mval/l i praktycznie może być pominięta. Obniżenie zawartości krzemionki podczas dekarbonizowania wody zależy w dużej mierze od jej składu chemicznego. Im większa jest różnica twardości węglanowej i twardości wapniowej wody surowej a jednocześnie mniejsze stężenie jonów SO_4 i Cl , tym korzystniej przebiega odkrzemianie jako uboczny proces dekarbonizacji.

Trudne do dekarbonizowania są wody o dużej utlenialności, zwłaszcza alkaliczne; dlatego są one mało przydatne do zasilania kotłów nawet po bardzo dobrym zmięczeniu wskutek skłonności do pienienia się.

W instalacjach dekarbonizacyjnych z wirowymi reaktorami stożkowymi i cylindrycznymi główne trudności występują w opanowaniu regulacji dawkowania mleka wapiennego, co powoduje, że praktycznie alkaliczność zdekarbonizowanej wody wapnem jest zawsze większa od osiąganey podczas pomiaru odbiorczego instalacji.

b) Zmiękczenie wody w wymiennikach sodowych

Twardość wody po zmięczeniu jej w wymiennikach jonowych zależy od wielu czynników, z których do najważniejszych należą:

1. skład chemiczny zmiękczonej wody,
2. właściwości kationitu,
3. wysokość warstwy kationitu,
4. sposób prowadzenia wymiennika.

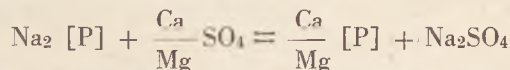
Poniżej omówiono kolejno wpływ każdego z tych czynników.

Poszczególne rodzaje i typy kationitów różnią się znaczną zdolnością wymiany, odpornością na temperaturę i alkaliczną wodę, wytrzymałością mechaniczną itd.; cechy te wpływają na przemysłową przydatność kationitu. Ogólnie można jednak przyjąć, że wszystkie rodzaje kationitów organicznych umożliwiają uzyskanie wody o zbliżonych szczytkowych twardościach, pod warunkiem zastosowania dostatecznie dużej warstwy kationitu oraz właściwych warunków procesu regeneracji i zmiękczenia. Przy doborze kationitu należy uwzględnić skład chemiczny zmiękczonej wody.

Z molekularnych zanieczyszczeń wody bezpośredni wpływ na wielkość twardości szczytkowej ma zawartość związków sodowych i potasowych oraz całkowita twardość zmiękczonej wody. Inne zanieczyszczenia mogą

wpływać szkodliwie na stan kationitu, jak np. zamułanie go przez zawiesinę mechaniczną, blokowanie czynnych grup przez jony żelaza i manganu, co pogarsza wyniki pracy wymiennika, jednak praktycznie nie oddziałuje bezpośrednio na przebieg reakcji chemicznych.

Wymiana kationów Ca i Mg zawartych w wodzie na kationy Na wymiennicza jest procesem odwracalnym, jak to widać z równania:

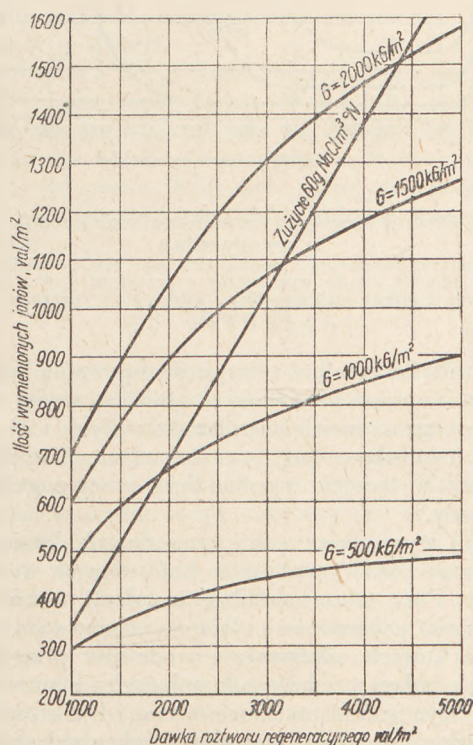


Poziom, na którym ustala się stan równowagi, tj. szczytkowa twardość zmiękczonej wody, zależy między innymi od stężenia w niej jonów Na w końcowej fazie przepływu przez wymiennik.

Ilość zawartych w wodzie związków sodowych w poszczególnych stadiach jej zmiękczenia jest więc sumą początkowej ich zawartości oraz ilości wywiązanych ze składników powodujących twardość wody. Wielkość tej sumy wzrasta w miarę przesączania się wody w głąb złoża kationitu, przy czym

$$\Sigma \text{Na} \rightarrow \text{tw} + Z_{\text{Na}}$$

Jak wykazują doświadczenia, przeprowadzone w Zakładzie Energo-Mechanicznym Głównego Instytutu Górniczego, wodę o twardości 28°N zawierającą 100 mg/l NaCl można zmiękczyć kationitem „Escarbo” poniżej $0,05^\circ\text{N}$. Woda o tak dużym stopniu zmineralizowania nawet przy takim zmięczeniu jest jednak mało przydatna dla nowoczesnych kotłów z powodu dużej pozostałości po odparowaniu.



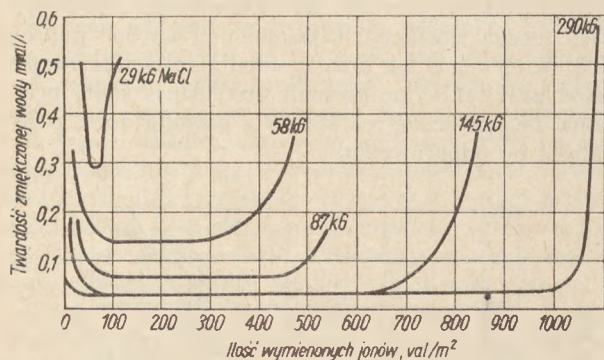
Rys. 1. Sorpcja jonów Na osiągana w wymiennikach o przekroju 1 m^2 i różnych ilościach kationitu. Przekrój wymiennika 1 m^2 , współczynnik wymiany $= 0,7 \text{ val/kg}$. Wymiennik całkowicie wyczerpany w procesie zmiękczenia. Regeneracja jednostopniowa w obiegu otwartym. Stężenie roztworu 10% NaCl. Szybkość przepływu roztworu $v = 4,8 \text{ m/godz}$.

Jak wynika z powyższego, przy zmiekczeniu zwykłych wód rzecznych lub zaskórnych nie należy obawiać się, aby zawarte w nich zanieczyszczenia molekularne uniemożliwiały zmiekczenie poniżej $0,05^{\circ}\text{N}$.

Wysokość warstwy kationitu w wymienniku ma bardzo duży wpływ na jego wydajność i częstość regeneracji oraz na jednostkowe zużycie soli kuchennej. Im większa jest warstwa kationitu, tym korzystniejsze są wyniki pracy wymiennika, jak to widać przykładowo z rys. 1. Wymagana wielkość warstwy kationitu wzrasta z twardością zmiekczonej wody.

Osiągana szczątkowa twardość wody zależy również od stopnia nasycenia kationitu jonami Na, tj. od stopnia jego zregenerowania. Stopień nasycenia kationitu zależy od wielkości dawki roztworu soli kuchennej oraz od sposobu przeprowadzania regeneracji. Im większą stosujemy dawkę roztworu regeneracyjnego, tym większy uzyskujemy stopień nasycenia kationitu jonami Na, jednocześnie maleje jednak stopień wykorzystania solanki, a zatem wzrasta jej zużycie na 1 m^3 zmiekczonej wody o 1°N .

Na rys. 2 podane są przykładowo wyniki zmiekczenia wody o twardości 28°N kationitem „Escarbo“ po zregenerowaniu wymiennika różnymi dawkami soli kuchennej.



Rys. 2. Charakterystyka zupełnego zmiekczenia wody w wymienniku

I + II po zregenerowaniu różnymi ilościami NaCl. Wielkości na wykresie odnoszą się do wymiennika o przekroju 1 m^2 . Szybkość przepływu solanki $4,8\text{ m/godz.}$, szybkość przepływu wody $13,4\text{ m/godz.}$

Jak widać z rys. 2, w miarę wyczerpywania kationitu z jonów Na wzrasta twardość zmiekczonej wody. Przedwczesne regenerowanie wymiennika wpływa niekorzystnie na jednostkowe zużycie soli kuchennej, opóźnienie natomiast wyłączenia wymiennika z pracy pogarsza jakość wody.

Wyżej wymienione wady spowodowały konieczność stosowania tzw. wymienników buforujących wyrównujących. Przy takim układzie instalacji rozróżniamy wymienniki podstawowe połączone między sobą równolegle, z których odpływająca woda jest przetłaczana przez dodatkowy wymiennik połączony z nimi szeregowo. Wymienniki podstawowe mogą być stosunkowo słabo regenerowane, co umożliwia dobre wykorzystanie solanki, natomiast wymiennik buforujący powinien pracować zawsze przy bardzo wysokim stanie nasycenia go jonami Na, co zapewnia uzyskiwanie wody o bardzo małej twardości szczątkowej. Twardość wody nadawanej na wymiennik buforujący jest niewielka,

gdyż wynosi przeciętnie poniżej $0,1 - 0,2^{\circ}\text{N}$; dlatego wyczerpywanie wymiennika buforującego z jonów Na jest powolne, zatem i regeneracja jest przeprowadzana w dużych odstępach czasu (ilości zmiekczonej wody). W celu zmniejszenia zużycia soli kuchennej można przetłaczać solankę szeregowo przez wymiennik buforujący a następnie przez jeden z wymienników podstawowych. Ten ostatni sposób prowadzenia instalacji, przy częstej regeneracji wymiennika buforującego, umożliwia zmiekczenie wody i skroplin turbinowych poniżej $0,02^{\circ}\text{N}$ przy małym jednostkowym zużyciu soli kuchennej i dużej wydajności instalacji.

W celu zmniejszenia kosztów budowy instalacji można w kotłowniach o małym zapotrzebowaniu zmiekczonej wody, ograniczyć się do dwóch wymienników łączonych na przemian szeregowo, przy czym ostatnio regenerowany spełnia rolę buforującego. Zagadnienie to jest wyczerpująco omówione w pracy autora pt. „Zmiekczenie bardzo twardych wód kationitem „Escarbo“ (Komunikat Nr 115 Głównego Instytutu Górnictwa).

Zagadnienie odkrzemiania wody i zabezpieczenia kotła przed pluciem wymaga dodatkowego naświetlenia.

Wnioski

1. Duża wrażliwość nowoczesnych kotłów na kamień i muł kotłowy oraz trudność ich czyszczenia zmusza do zrewidowania dopuszczalnej twardości wody zasilającej.

2. Najskuteczniejszym zabezpieczeniem kotła przed kamieniem jest zasilanie go wodą o twardości poniżej $0,02^{\circ}\text{N}$, co jednak nie zwalnia od korygowania wody w kotle fosforanem trójsodowym.

3. Zmiekczenie wody w wymiennikach kationowych umożliwia trwałe i pewne uzyskanie tak niskiej twardości wody pod warunkiem zastosowania wymiennika buforującego.

4. Przez szeregowe prowadzenie wymienników uzyskujemy znaczne zmniejszenie zużycia soli kuchennej, zwiększenie wydajności instalacji oraz w dużej mierze uniezależniamy wyniki zmiekczenia od wprawy i staranności obsługi.

5. Zastosowanie wymiennika buforującego nie powinno zwiększyć kosztów budowy instalacji, gdyż umożliwia on lepsze wykorzystanie wymienników podstawowych; wyjątek stanowią instalacje o małych wydajnościach.

Literatura

1. W. Olczakowski — Zmiekczenie wody w wymiennikach sodowych, PWT, 1953
2. W. Olczakowski i Z. Ficki — Woda w zakładach przemysłowych, PWT, 1952
3. W. Olczakowski — Zmiekczenie bardzo twardych wód kationitem „Escarbo“. Prace Badawcze GIG, Komunikat Nr 115
4. I. Landa i F. Karas — Jakost a uprava vod, Technicko-Vedecke Vydavatestvi, Praha 1952
5. S. Splittgerber — Wasseraufbereitung für den Bergbaubetrieb, 1951
6. H. Zieliński — Własności węglowych wymiennaczy jonowych, Przegląd Górniczy Nr 7/8, 1952
7. I. Jurkiewicz — Prace badawcze GIG, Komunikat Nr 9.

Pierwsze generatory chłodzone wodorem w polskiej energetyce

Inż. Olgierd Chelmiński

Treść. W jednej naszej nowoczesnej elektrowni zastosowano po raz pierwszy w Polsce turbogeneratory dużej mocy z chłodzeniem wodorem. Korzyści z zastosowania takiego chłodzenia i trudności konstrukcyjne, jakie musiały być pokonane dla zapewnienia bezpieczeństwa i prawidłowej pracy tak samego generatora jak i urządzeń pomocniczych związanych z obiegiem oleju i wodoru.

Polska energetyka w ramach realizacji planu trzy-letniego a potem sześcioletniego postawiła sobie zaszczytne zadanie systematycznego przeobrażenia przedwojennego, zacofanego pod względem technicznym wyposażenia elektrowni, stacji transformatorowych i rozdzielczych w najnowocześniejsze urządzenia energetyczne.

Przykładem tego są rozbudowywane i nowobudowane, a ostatnio uruchamiane elektrownie, wyposażone w najnowocześniejsze wysokosprawne urządzenia energetyczne, do których zaliczyć należy między innymi dwa wielkie turbozespoły z generatorami chłodzonymi wodorem.

W ciągu ostatnich 15 lat szeroko rozpowszechniło się chłodzenie wodorem zarówno turbogeneratorów jak i kompensatorów synchronicznych. Dotyczy to przede wszystkim — ze względów ekonomicznych — generatorów większej mocy, tj. od 20 MW wzwyż. Z biegiem czasu w związku z potaniem instalacji pomocniczej do chłodzenia wodorem, granica ta przesuwana się w dół.

W Związku Radzieckim przystąpiono w roku 1943 do zaprojektowania i budowy największego w świecie turbogeneratora z chłodzeniem wodorem o mocy 100 MW. Jednostka ta została oddana do eksploatacji w roku 1946.

Korzyści stosowania wodoru do chłodzenia

Przyczyną znacznego rozpowszechnienia chłodzenia wodorem dużych maszyn są następujące korzyści:

1. Straty na wentylację są mniejsze jak przy chłodzeniu powietrzem. Normalnie z wodorem znajdującym się w generatorze zmieszane jest około 3% powietrza. Taka mieszanina ma ciężar właściwy rzędu $0,1 \text{ kg/m}^3$, co w konsekwencji prowadzi do obniżenia strat wentylacyjnych prawie 10-krotnie. Dla przykładu warto zaznaczyć, że w turbogeneratorze produkcji radzieckiej, o którym wyżej wspomniano (100 MW), straty na normalną wentylację wynoszą łącznie 1 050 kW przy ogólnej sumie strat 2 100 kW. Zastosowanie w tej maszynie wodoru do chłodzenia zmniejszyło pierwszą grupę strat z 1 050 kW do 105 kW, a w konsekwencji podniosło sprawność maszyny z 98 do 99%. W turbogeneratorze o mocy 25 MW zastosowanie wodoru do chłodzenia umożliwia podniesienie sprawności z 97,3 na 98,3%.

2. Stosowanie chłodzenia wodorem pozwala zaoszczędzić około 20% podstawowych i deficytowych oraz kosztownych materiałów, używanych do budowy maszyn elektrycznych, jak np. miedź i blacha specjalna.

3. Przewodnictwo cieplne wodoru jest siedem razy większe niż powietrza, natomiast współczynnik oddawania ciepła jest w wodrze znacznie większy jak w powietrzu.

Cechy powyższe wykorzystuje się w pracy generatora przy zwiększonym ciśnieniu wodoru. Pozwala to na podniesienie mocy generatora bez podwyższenia temperatury wody chłodzącej lub też na pracę maszyny przy znamionowym obciążeniu mimo, że temperatura wody chłodzącej będzie wyższa od normalnej.

4. Stan izolacji uzwojeń pracujących w atmosferze wodoru wykazuje znacznie powolniejszy proces starzenia. Wynika to stąd, że praktycznie biorąc uzwojenia generatorów chłodzonych wodorem nie są narażone na zanieczyszczenie lub zawilgocenie, a ewentualnie występujące zjawisko jarzenia nie jest szkodliwe.

5. W generatorach chłodzonych wodorem niebezpieczeństwo pożaru uzwojenia w wyniku np. przebicia uzwojenia jest znacznie mniejsze, niż w maszynach chłodzonych powietrzem, gdyż wodór nie jest palny i nie podtrzymuje palenia. Wobec tego nie jest konieczne wyposażenie generatora w specjalne i kosztowne urządzenia do gaszenia pożaru w samej maszynie.

6. Praktycznie biorąc bieg generatora jest zupełnie cichy. Pozostaje jedynie „buczenie“ pochodzenia magnetycznego.

7. Powierzchnia chłodnicy wodoru jest mniejsza niż chłodnicy powietrza.

Wymieniono dotąd wiele korzyści, jakie daje stosowanie chłodzenia wodorem. Należałoby jednak dla obiektywnego przedstawienia tego zagadnienia poruszyć również i trudności związane ze stosowaniem wodoru do chłodzenia, które były głównym powodem tak późnego użycia tego gazu do chłodzenia maszyn elektrycznych.

Trudności stosowania wodoru do chłodzenia

Zasadniczą trudnością, jaka stała przed konstruktorami i użytkownikami, było takie zaprojektowanie, zbudowanie a potem eksploataowanie maszyn elektrycznych chłodzonych wodorem, aby uniemożliwić tworzenie i zapalenie się mieszanek tlenu i wodoru. Należy przypomnieć, że wodór nawet nagrzany jest niepalny, jednak mieszanina powietrza z wodorem (5 — 75% gazu) poddana temperaturze zewnętrznej 760°C zapala się i wybucha. Najbardziej niebezpieczną jest mieszanina powietrza zawierająca 35% wodoru, gdyż ciśnienie powstałe przy zapłonie tej mieszanek osiąga 5 at (przy ciśnieniu atmosferycznym) oraz 11 at (gdy początkowe ciśnienie absolutne wynosi 2 ata). Pełne wyeliminowanie niebezpieczeństwa wybuchu może być osiągnięte dwoma sposobami:

— przez stworzenie warunków zapobiegających przedostawaniu się powietrza do wnętrza generatora i zapobieganiu w ten sposób wytwarzaniu się mieszanek wybuchowej,

— przez takie skonstruowanie i wykonanie korpusu maszyny, ażeby wybuch, nawet gdyby nastąpił wewnątrz obudowy generatora, był dla obsługi zupełnie nieszkodliwy.

Wymienione główne warunki decydujące o bezpieczeństwie personelu, dozoru prac maszyn, osiągnięto następującymi sposobami:

Pierwszym warunkiem zapewniającym bezpieczeństwo pracy maszyny elektrycznej z chłodzeniem wodorem jest utrzymanie w korpusie maszyny dostatecznie czystego wodoru, w każdym razie powyżej 70%. Zawartość wodoru w mieszaninie chłodzącej waha się praktycznie w granicach od 97 do 99%. Przy spadku zawartości wodoru poniżej 95% personel obsługujący turbozespoł jest automatycznie alarmowany za pomocą sygnalizacji akustycznej i optycznej. Należy przypomnieć, że wewnątrz korpusu generatora utrzymywane jest w normalnych warunkach jego pracy ciśnienie przewyższające ciśnienie atmosferyczne o około 0,03 — 0,035 at.

Korpus generatora przed napełnieniem wodorem poddawany jest próbom szczelności. Mimo to, przez nieuniknione nieszczelności gaz może uchodzić w minimalnych ilościach na zewnątrz, natomiast przedostanie się powietrza do wewnątrz korpusu jest niemożliwe. Dla uniknięcia zetknięcia się wodoru z powietrzem w czasie napełniania generatora wodorem stosuje się gaz niepalny, np. dwutlenek węgla (CO_2), którym wypycha się powietrze z korpusu generatora, a następnie dwutlenek węgla wypełniający korpus generatora usuwa się za pomocą wodoru, sprężonego w butlach.

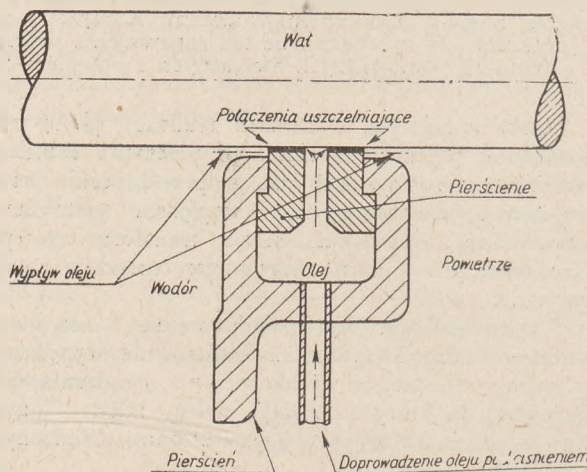
W razie konieczności wypuszczenia wodoru z korpusu generatora wprowadza się najpierw na jego miejsce dwutlenek węgla, a dopiero ten gaz usuwa się z maszyny za pomocą sprężonego powietrza.

Niezależnie od tych zabiegów dla ochrony personelu elektrowni przed ewentualnymi następstwami zapalenia się mieszanek powietrza i wodoru wewnątrz maszyny, osłona generatora jest obliczona i skonstruowana w taki sposób, aby mogła wytrzymać znacznie większe ciśnienie jak 11 at, które może wystąpić w teoretycznie najbardziej niekorzystnych warunkach.

W świetle powyższego należy zwrócić szczególną uwagę na właściwe uszczelnienie szwów spawów, powierzchni stykowych części zdejmowanych, a w szczególności uszczelnienie końców wału wirnika generatora w miejscach, w których wychodzi on poza stojan. Szczelność spawów, zależna od jakości wykonania może być łatwo sprawdzona. Szczelność części odejmowanych zapewnia się przez dokładną ich obróbkę oraz smarowanie styków specjalnymi, tłustymi pastami. Samo uszczelnienie końców wału osiąga się przez zastosowanie segmentowych uszczelnień pierścieniowych, przytrzymywanych za pomocą sprężyn, przy czym czynnikiem uszczelniającym jest olej doprowadzony pod ciśnieniem. Olej ten wypełnia luz pomiędzy pierścieniami a wałem i spływa w postaci dwóch strumieni z jednej i drugiej strony pierścienia, oddzielając w ten sposób przestrzeń wewnątrz generatora wypełnioną wodorem od powietrza otaczającego (rys. 1).

Cząsteczki powietrza i wodoru, które przy przejściu oleju przez uszczelnienia segmentowe połączyły się z nim, wymagają oddzielenia. W tym celu olej spływa przez kolektory zbiorcze, w których łączy się z olejem odprowadzonym z łożysk, do trójkomorowego odgazowywacza próżniowego. W jednej z komór odgazowywa-

cza utrzymywane jest podciśnienie rzędu 750 mm słupa rtęci za pomocą pompy próżniowej. Część oleju po przejściu przez odgazowywacz skierowuje się ponownie do niego, aby uzyskać pełne oddzielenie cząstek powietrza i wodoru. Z kolei olej tłoczy się pompą przez system regulacji i chłodnicę z powrotem do uszczelnień segmentowych.



Rys. 1. Uszczelnienie końców wału wirnika generatora chłodzonego wodorem

Warunkiem utrzymania szczelności generatora jest m. i. zapewnienie stałego obiegu oleju przez uszczelnienia segmentowe na wale. W tym celu urządzenie wodorowe wyposażone jest w dodatkową pompę olejową napędzaną silnikiem elektrycznym zasilanym z baterii akumulatorów. Pompa ta uruchamiana jest automatycznie w przypadku nadmiernego spadku lub zaniku ciśnienia w rurociągach olejowych. Niezależnie od tej rezerwowej pompy zasilanie olejem uszczelnień segmentowych zapewnione jest, w razie awarii obu wymienionych pomp, z głównej pompy olejowej tłoczącej olej na wszystkie łożyska turbozespołu.

Obieg wodoru wewnątrz generatora zapewniony jest przez wentylatory zabudowane na obu końcach wału wirnika. Straty wodoru w obiegu generatora uzupełniane są ze specjalnych butli, z których każda jest wyposażona w reduktor obniżający ciśnienie wodoru z około 150 do 0,7 at. Dodatkowo zabudowany regulator utrzymuje ciśnienie wodoru w generatorze w normalnych warunkach pracy w granicach od 0,03 ÷ 0,035 at.

W obieg wodoru włączony jest dodatkowo odwilżacz zdolny pochłoniąć bez regeneracji około 300 g wody.

Dalszym ważnym elementem kontrolnym w obiegu wodoru jest analizator gazu, działający na zasadzie pomiaru oporności mostkiem Wheatstone'a. Przyrząd jest tak wyregulowany, że gałęzie mostku są w równowadze, gdy odpowiedni opornik znajduje się w atmosferze wodoru. Jeżeli opornik ten opływa powietrze lub wódór z domieszką powietrza, wówczas w poszczególnych gałęziach mostka naruszona zostaje równowaga, a wychylenie galvanometru odpowiednio wyskalowanego wskazuje wprost procent wodoru w mieszaninie gazu.

Zarówno w obiegu wodoru jak i oleju znajduje się wiele innych elementów pomiarowych, kontrolnych i sterowniczych. Część z nich przekazuje swoje impulsy do układu alarmowego, sygnalizującego automatycznie

wszelkie nieprawidłowości w działaniu tak poszczególnych części składowych jak i całości urządzenia wodowego.

Ograniczone ramy niniejszego artykułu pozwoliły jedynie na bardzo krótkie i pobieżne omówienie zasad budowy oraz działania urządzenia do chłodzenia wodorem maszyn elektrycznych. Ponieważ pod generatorem chłodzonym wodorem zainstalowany jest odgazowywacz z pełnym wyposażeniem, z licznymi rurociągami połączeniowymi dla wodoru, powietrza, dwutlenku węgla

i oleju, przeto może się wydawać, że całe urządzenie jest dość skomplikowane. W rzeczywistości rozwiązanie całości chłodzenia wodorem i obsługa urządzeń pomocniczych jest bardzo prosta, a w eksploatacji — jak się okazało — pewna.

Literatura

1. S. G. Komar — Turbogeneratory z wodorodnym ochładzaniem, Leningrad GOST — 1948,
2. Instructions techniques turbo-alternateurs ventilés a l'hydrogène.

621 3 016.025

Wytwarzanie, regulacja i wyprowadzenie mocy biernej w elektrowniach¹⁾

Inż. Władysław Walloni

Wstęp

Wśród energetyków okręgów energetycznych znane jest ogólnie zjawisko, określane mianem „deficytu mocy biernej“ w systemach, a wyrażające się ogólnym obniżeniem poziomu napięcia użytkowego a czasem nawet niemożliwością pełnego wykorzystania mocy czynnej elektrowni mimo — rzeczywistego lub rzekomego — pełnego obciążenia zainstalowanych w nich generatorów.

Przyczyną tego zjawiska jest fakt, że moc bierna, produkowana w elektrowniach nie wystarcza do pokrycia zapotrzebowania tej mocy przez odbiorców oraz strat przesyłania. Dla poprawy tego stanu potrzebna jest akcja analogiczna do prowadzonej już akcji w celu likwidacji deficytu mocy czynnej, a zmierzająca w czterech kierunkach, a mianowicie do

1. jak najpełniejszego wykorzystania możliwości produkcji mocy biernej w elektrowniach zawodowych i przemysłowych,
2. jak najracjonalniejszego dysponowania produkcją mocy biernej tych elektrowni,
3. zmniejszenia do minimum strat mocy biernej przy jej przesyłaniu i transformacji,
4. jak najdalej idącego zmniejszenia zapotrzebowania mocy biernej przez odbiorców.

Z powyższego podziału widać od razu, od jakich zakładów względnie służb Okręgu należy prowadzenie akcji w poszczególnych kierunkach. Osiągnięcie jak największej produkcji mocy biernej należy więc do obowiązków załóg elektrowni, dysponowanie zaś nią — do dyspozycji mocy; zakłady sieci troszczyć się powinny o zmniejszenie strat przesyłu i transformacji, a obniżenie zapotrzebowania mocy biernej przez odbiorców jest polem do popisu zakładów zbytu energii.

Zarządzenie Ministra Energetyki Nr 12 z dnia 27. I. br. dotyczy akcji w pierwszych trzech kierunkach i kładzie szczególny nacisk na usprawnienie wytwarzania, regulacji, wyprowadzenia mocy biernej oraz dysponowania nią. W niniejszym referacie omówione zostaną zasadniczo te problemy. Poza tym poruszony zostanie również krótko problem strat i zapotrzebowania mocy biernej przez odbiorców.

1. Moc bierna i jej pomiar

Moc czynna odpowiada energii prądu elektrycznego, pobieranej przez obwód elektryczny względnie oddawanej na zewnątrz tego obwodu w innej formie, a więc w formie energii mechanicznej, cieplnej itd. Pojęcie mocy i energii czynnej ma zatem znaczenie fizyczne i nie budzi wątpliwości. W przeciwieństwie do tego pojęcia „moc bierna“ i „moc pozorna“ nie mają znaczenia fizycznego. W obwodzie bowiem, w którym, jak mówimy, płynie moc bierna, występuje tylko pulsowanie energii pola magnetycznego względnie elektrycznego między źródłem prądu a odbiornikiem z częstotliwością równą dwukrotnej częstotliwości prądu; średnia natomiast wartość tej energii w czasie równa jest zeru.

Pojęcia mocy biernej i pozornej zostały wprowadzone dla uproszczenia obliczeń i ułatwienia śledzenia zjawisk, zachodzących w obwodach elektrycznych. Wywodzą się one z pojęć składowych prądu (I , I_c , I_b) i zostały zdefiniowane jako iloczyny skutecznych wartości napięcia i prądu biernego względnie całkowitego, podobnie jak moc czynna jest iloczynem napięcia i prądu czynnego.

W rozważaniach dotyczących sieci i systemów elektrycznych na ogół nie zachodzi potrzeba rozróżniania mocy biernej indukcyjnej i pojemnościowej — wystarczy zwykle operować kierunkiem jej przepływu. I tak mówimy, że dławik jest odbiornikiem mocy biernej, a kondensator jej źródłem, zamiast mówić, że kondensator pobiera moc bierną pojemnościową.

Do pomiaru mocy biernej stosuje się coraz powszechniej watomierz; w przypadku jego braku obliczać ją trzeba ze wskazań watomierza i miernika $\cos \varphi$. Niemniej stosowanie mierników $\cos \varphi$ jest w pewnych przypadkach pożądaną, np. u odbiorców, gdzie współczynnik mocy jest wielkością charakteryzującą bezpośrednio urządzenie i sposób jego eksploatacji.

2. Wytwarzanie mocy biernej

Źródłami mocy biernej są maszyny synchroniczne (generatory, silniki synchroniczne, kompensatory) oraz elementy systemu posiadające pojemność (linie napowietrzne i kablowe, kondensatory statyczne). Najważniejszymi źródłami energii biernej w systemach elektroenergetycznych są przede wszystkim generatory synchroniczne.

¹⁾ Referat wygłoszony na naradzie szkoleniowej ZEOP

a) Generatory synchroniczne

Charakterystycznymi wielkościami elektrycznymi generatora synchronicznego są:

- znamionowa moc pozorna (P_{pn})
- znamionowe napięcie
- znamionowa częstotliwość
- znamionowy prąd stojana
- znamionowy współczynnik mocy ($\cos \varphi_n$)
- znamionowy prąd wzbudzenia.

Przykład

Generator 20 MVA, 6,3 kV, 50 Hz, 1 840 A, $\cos \varphi = 0,8$, $I_{wzb} = 300$ A.

Wielkości te są podane na tabliczce znamionowej generatora. Czasem brak na niej znamionowego prądu wzbudzenia; prąd ten można jednak łatwo określić, opierając się na jego definicji, a mianowicie jako prąd, odpowiadający pracy znamionowej generatora (znamionowe wartości napięcia i prądu stojana, częstotliwości i współczynnika mocy). Nie należy mylić go z prądem znamionowym wzbudnicy, podanym na jej tabliczce.

Z powyższych wielkości wynikają odpowiednie wielkości mocy czynnej i biernej, określone wzorami

$$P_c = P_{pn} \cdot \cos \varphi_n \quad P_b = P_{pn} \cdot \sin \varphi_n$$

W naszym przykładzie

$$P_c = 20 \cdot 0,8 = 16 \text{ MW} \quad \text{i} \quad P_b = 20 \cdot 0,6 = 12 \text{ MVAr.}$$

Obliczone wartości nie są jednak wielkościami znamionowymi; jako takie określamy bowiem wielkości, które w normalnym ruchu generatora nie mogą względnie mogą być tylko nieznacznie przekroczone. Warunku tego określone wyżej wartości mocy czynnej i biernej nie spełniają. Moc czynna bowiem, jaką generator oddaje, przy współczynniku mocy równym jedności może osiągnąć wartość mocy pozornej, gdy pozwoli na to moc turbiny; jak zobaczymy dalej, obciążalność generatora mocą bierną jest w pewnych warunkach również znacznie większa od określonej wzorem $P_{pn} \cdot \sin \varphi_n$. Możemy więc mówić o dyspozycyjnej mocy biernej generatora, zależnie od warunków jego pracy, a więc od wartości, jakie w danym momencie osiągają: oddawana przez generator moc czynna, jego napięcie i częstotliwość.

b) Zależność dyspozycyjnej mocy biernej generatora od oddawanej mocy czynnej

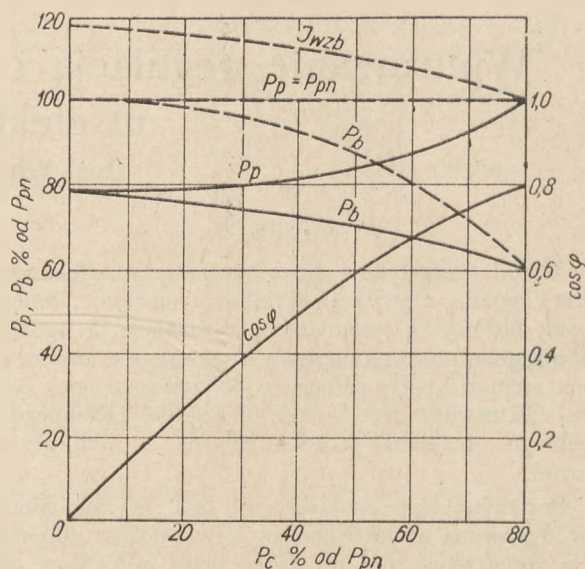
Zakładając, że jedynym kryterium obciążalności generatora jest wartość prądu stojana, czyli nie biorąc pod uwagę wysokości prądu wzbudzenia, możemy obliczyć dyspozycyjną moc bierną dla różnych wartości mocy czynnej ze związku

$$P_b = \sqrt{P_p^2 - P_c^2}$$

Wówczas dla $P_c = 0$, czyli gdy $\cos \varphi = 0$ moc bierna osiągnie wartość $P_b = P_p$. Aby jednak tę wartość można było osiągnąć, prąd wzbudzenia musi przekroczyć znacznie wartość znamionową. Tak np. dla generatora 20 MVA, 6 000 V, 50 Hz, $\cos \varphi = 0,8$ konieczne w tym przypadku przekroczenie prądu wzbudzenia wyniosłoby około 15% wartości znamionowej. Ponieważ nie jest to dopuszczalne, przeto musimy oprzeć się na warunku stałości prądu wzbudzającego i obliczyć

względnie określić doświadczalnie osiągalną przy tym założeniu moc bierną dla różnych wartości oddawanej mocy czynnej.

Otrzymamy wówczas krzywą, przedstawioną na rys. 1 dla generatora o podanych wyżej danych znamionowych. Na rysunku tym podane są także krzywe odpowiednich wartości P_p i $\cos \varphi$; przedstawiona została również linią kreskowaną wspomniana wyżej zależność P_b od P_c przy założeniu, że $P_p = P_{pn} = \text{const.}$



Rys. 1. Zależność dyspozycyjnej mocy biernej generatora od oddawanej mocy czynnej dla generatora 20 MVA, 6 kV, 50 Hz, 1927 A, $\cos \varphi = 0,8$, $I_{wzb} = 332$ A przy znamionowych wartościach U , P , I_{wzb}

Jak widać, w miarę zmniejszania się oddawanej mocy czynnej od 80% P_p do 0, dyspozycyjna moc bierna generatora rośnie od 60% do 77% P_p , a więc od 12,0 do 15,4 MVAr. Równocześnie moc pozorna generatora spada od 100 do 77%, czyli z 20 do 15,4 MVA.

Z krzywej $P_b = f(P_c)$ łatwo wyznaczyć dyspozycyjną moc bierną generatora dla każdego obciążenia mocą czynną. Np. dla $P_c = 10$ MW, czyli 50% P_{pn} wynosi ona 71% P_{pn} , tj. 14,2 MVAr.

Podkreślić trzeba, że zależność powyższa różna jest dla każdego generatora i zależy od znamionowego współczynnika mocy oraz od reaktancji generatora. Łatwo ją wyznaczyć doświadczalnie, zmieniając obciążenie generatora mocą czynną przy stałych, znamionowych wartościach napięcia stojana, częstotliwości i prądu wzbudzenia. W przybliżeniu można przyjąć, że dyspozycyjna moc bierna przy $P_c = 0$, czyli gdy $\cos \varphi = 0$, wynosi dla normalnych turbogeneratorów o $\cos \varphi_n = 0,8$ około 70 ÷ 75%, zaś przy $\cos \varphi = 0,7$ — około 80 ÷ 85% P_{pn} .

Zaznaczyć jeszcze należy, że w myśl instrukcji eksploatacyjnej w czasie pracy generatora przy współczynniku mocy mniejszym od znamionowego i znamionowym prądzie wzbudzenia kontrolować należy jeszcze temperaturę żelaza stojana ze względu na możliwość jej wzrostu ponad wartość dopuszczalną. Tłumaczy się to tym, że warunek stałości prądu wzbudzającego nie jest równoznaczny z warunkiem stałości wypadkowego pola magnetycznego, decydującego o nagrzaniu żelaza sto-

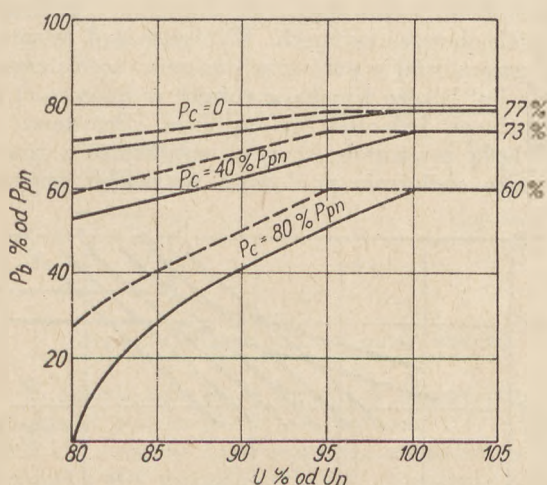
jana. Zwykle jednak warunek ten nie ogranicza wartości dyspozycyjnej mocy biernej generatora.

c) *Zależność dyspozycyjnej mocy biernej generatora od napięcia i częstotliwości*

Jeśli założyć, że prąd stojana, dopuszczalny podczas pracy przy obniżonym napięciu, jest równy prądowi znamionowemu generatora, to przy stałym, znamionowym współczynniku mocy zależność dyspozycyjnej mocy biernej od napięcia łatwo da się obliczyć ze wzoru

$$P_b = \sqrt{P_p^2 - P_c^2}$$

Napięciom równym 95, 90, 85 itd. % U_n odpowiadają bowiem moce pozorne równe 95, 90, 85 itd. % P_{pn} . Dla każdej z tych wartości P_p i stałej wartości $P_c = 80\% P_{pn}$ znajdujemy odpowiednią wartość P_b i otrzymujemy krzywą, przedstawioną na rys. 2. Jak widać, przy powyższym założeniu osiągalna moc bierna generatora począwszy od $U = U_n$ silnie spada i osiąga 0 przy $U = 80\% U_n$. Przy obniżaniu napięcia o 5% moc bierna spada o około 8,5% P_{pn} , czyli o około 14% mocy biernej osiągalnej przy napięciu znamionowym. Krzywa ta przedstawia również zależność dyspozycyjnej mocy biernej generatora od prądu stojana przy $U = U_n$. Jeśli, jak widać z krzywej, obniżymy z jakichkolwiek powodów dopuszczalny prąd stojana generatora poniżej jego wartości znamionowej, to odbije się to ujemnie na dyspozycyjnej mocy biernej i to w znacznie większym stopniu, niż by to można było na pierwszy rzut oka przypuszczać. Wypadki ograniczenia dopuszczalnego prądu stojana zdarzają się w eksploatacji np. wskutek zbyt wysokiej temperatury wody chłodzącej, zanieczyszczenia filtrów, uszkodzenia jednego z kabli łączących generator z rozdzielnią itp.



Rys. 2. Zależność dyspozycyjnej mocy biernej generatora SSW 20 MVA, 6 kV, 50 Hz, 1927 A, $\cos \varphi = 0,8$, $I_{wzb} = 332$ A od napięcia — przy oddawanych mocach czynnych $P_c = 80, 40$ i $0\% P_{pn}$ oraz znamionowych wartościach f , I_{wzb} . Krzywe kreskowane odpowiadają $I = 105\% I_n$

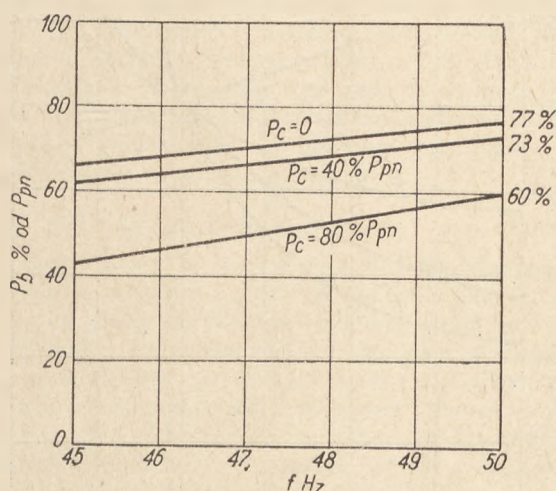
Ponieważ ograniczenie prądu stojana o 5 względnie o 10% powoduje ograniczenie dyspozycyjnej mocy biernej o około 14 względnie o 32%, przeto jest ono wysoce niepożądane; należy zatem przyczyny takiej obniżki jak najszybciej likwidować.

Poza omówioną zależnością dyspozycyjnej mocy biernej od napięcia przy $P_c = 80\% P_{pn}$ przedstawiono na rys. 2 jeszcze krzywe zależności P_b od U

dla $P_c = 40\% P_{pn}$ oraz dla $P_c = 0$, skonstruowane przy tym samym założeniu, tzn. przy nieprzekraczaniu prądu znamionowego stojana.

Poza tym na rys. 2 nakreślono linią kreskowaną podobne krzywe oparte na dozwolonym przez instrukcję eksploatacyjną dla turbogeneratorów utrzymywaniu stałej mocy pozornej przy napięciach w granicach $U_n \pm 5\%$ oraz podwyższeniu prądu stojana do 105% dla napięć $\leq 95\% U_n$. Jak widać, przy tym założeniu otrzymujemy znacznie wyższe moce bierne. Podwyższenie jednak prądu stojana do $1,05 I_n$ trzeba stosować ostrożnie z uwagi na specjalne przepisy dostawców poszczególnych generatorów względnie normy, według których zostały one wykonane, kontrolując przy tym nagrzanie uzwojeń.

Podobnie jak obniżenie napięcia, tak również i obniżenie częstotliwości wpływa obniżająco na dyspozycyjną moc bierną generatora. Odpowiednie krzywe przedstawiono na rys. 3.



Rys. 3. Zależność dyspozycyjnej mocy biernej generatora SSW 20 MVA, 6 kV, 50 Hz 1927 A, $\cos \varphi = 0,8$, $I_{wzb} = 332$ A od częstotliwości przy oddawanych mocach czynnych 80, 40 i $0\% P_{pn}$ oraz znamionowych wartościach U , I_{wzb}

3. Regulacja mocy biernej, wytwarzanej przez generatory synchroniczne

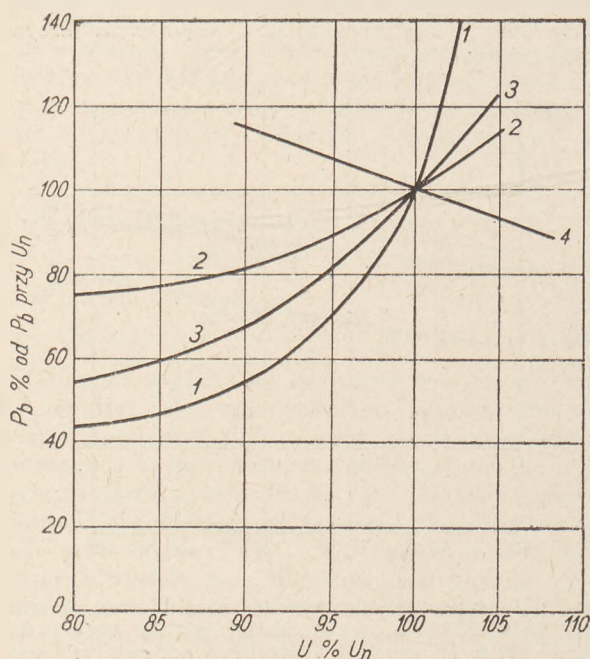
a) Generator pracujący samodzielnie Charakterystyka statyczna systemu

Jak wiadomo, regulacja mocy biernej, oddawanej przez generator pracujący samodzielnie na sieć, odbywa się za pomocą regulowania wzbudzenia, przy czym większemu wzbudzeniu odpowiada większa produkcja mocy biernej. Znany też jest ogólnie fakt, że w przypadku, gdy produkcja generatora nie wystarcza na pokrycie zapotrzebowania mocy biernej przez sieć, napięcie na szynach generatora spada.

Aby wyjaśnić to zjawisko, należy po ustaleniu zależności dyspozycyjnej mocy biernej generatorów od napięcia poznać również zależność zapotrzebowania tej mocy przez odbiorniki.

Na rys. 4 przedstawiono krzywe, odnoszące się do różnych odbiorników. Widać, że zależność ta jest znaczna; tak np. przy obniżeniu napięcia o 5% transformator w ruchu jałowym (krzywa I) zmniejsza pobór mocy biernej o około 28%, silnik asynchroniczny pełno ob-

ciążony (krzywa 2) — o 12%, ten sam zaś silnik przy 60% obciążenia (krzywa 3) — o 18%. Przy podwyższeniu napięcia o 5% procentowy wzrost poboru mocy biernej przez te odbiorniki jest jeszcze gwałtowniejszy i wynosi odpowiednio około 70, 15 i 22%. Odwrotnie jest w przypadku pieca karborundowego; piec ten przy obniżeniu napięcia zwiększa pobór mocy biernej i na odwrót. Oczywiście krzywe na rys. 4 są zależne od rodzaju i wielkości badanych silników, transformatorów lub innych odbiorników. W każdym razie widoczna jest niecelowość utrzymywania na zaciskach silników i transformatorów napięcia większego od znamionowego. Należy również unikać „przewzbudzenia” transformatorów, tj. pracy ich przy napięciu wyższym, niż napięcie znamionowe zaczeu, na którym transformator pracuje.



Rys. 4. Zależność zapotrzebowania mocy biernej przez odbiorniki

1 — transformator w ruchu jałowym, 2 — silnik asynchroniczny pełno obciążony, 3 — silnik asynchroniczny obciążony w 60%, 4 — piec karborundowy

Wspomnieć tu należy, że zapotrzebowanie mocy biernej przez odbiorniki przy stałym napięciu wzrasta ze spadkiem częstotliwości i to dosyć silnie, poza tym w silnikach i transformatorach zwiększa się wówczas indukcja magnetyczna, a zatem i nagrzanie. Tym się tłumaczy celowość obniżenia napięcia w sieci w godzinach, w których wskutek deficytu mocy czynnej konieczna jest praca przy obniżonej częstotliwości.

Analogiczne krzywe, jak przedstawione na rys. 4 dla poszczególnych odbiorników, można skonstruować względnie zdjąć doświadczalnie dla poszczególnych części lub całej sieci systemu energetycznego; nazywają się one charakterystykami statycznymi.

Na rys. 5 krzywa 1 przedstawia zależność dyspozycyjnej mocy biernej generatora od napięcia, zaś krzywe 2 do 7 — charakterystyki statyczne zasilanej przez niego sieci przy różnych obciążeniach, przy czym krzywa 2 odpowiada największemu, zaś krzywa 7 — najmniejszemu obciążeniu. Punkty przecięcia się tych krzywych z krzywą 1 są punktami pracy generatora przy

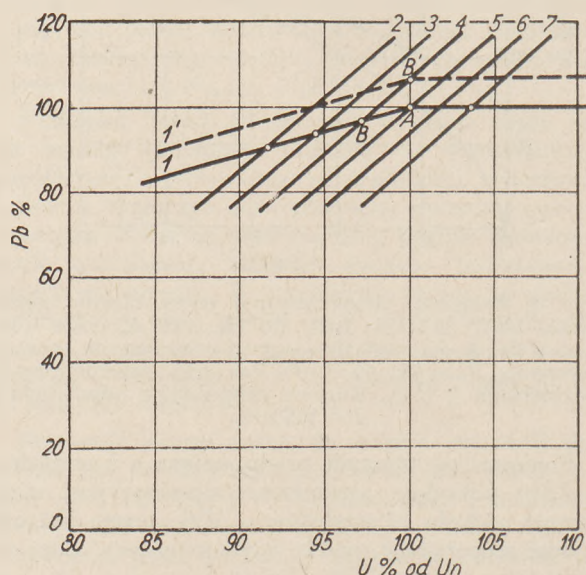
odpowiednim obciążeniu sieci. Przy obciążeniu sieci, odpowiadającym charakterystyce 5, generator pokrywa jej zapotrzebowanie mocy biernej przy napięciu znamionowym; po zwiększeniu obciążenia do charakterystyki 4 dyspozycyjna moc bierna generatora już nie wystarczy i punkt pracy przesunie się do punktu B, odpowiadającego napięciu, mniejszemu od U_n . Jeżeli generator w danym momencie posiada „zapas” wzbudzenia, charakterystyka jego może być przesunięta w górę (krzywa 1') przez ręczne lub samoczynne zwiększenie prądu wzbudzającego, tak że osiągnięty zostanie nowy punkt pracy B' przy napięciu znamionowym. Jeśli natomiast krzywa 1 odpowiada maksymalnemu wzbudzeniu, wówczas jedynie możliwą będzie praca w punkcie B, czyli przy napięciu obniżonym.

Z powyższego wynika, że regulacja mocy biernej wytwarzanej przez generator jest jednoznaczna z regulacją napięcia na jego zaciskach; po osiągnięciu zaś dopuszczalnego obciążenia generatora mocą bierną i dalszym wzroście obciążenia napięcie ustala się samoczynnie na wartości niższej od znamionowej.

b) Generatory pracujące równolegle

Te same zjawiska zachodzą przy pracy równoległej większej liczby generatorów na wspólne szyny względnie na sieć systemu z tym, że krzywa 1 przedstawia wtedy wypadkową (wspólną) charakterystykę wszystkich pracujących generatorów. Wówczas jednak występuje dodatkowo problem rozdziału obciążenia biernego na poszczególne generatory, oczywiście tylko wtedy, gdy w systemie istnieje „zapas” mocy biernej.

Problem ten, jeśli chodzi o generatory, pracujące na szyny jednej elektrowni, ma częściowo tylko aspekt ekonomiczny, wysuwający się na pierwszy plan przy rozdziale obciążeń czynnych. Wynika to stąd, że sprawność generatorów w porównaniu ze sprawnością cieplną turbin jest bardzo wysoka, a różnice w sprawności poszczególnych jednostek nie są duże. Decydować tu więc będą przeważnie korzyści wynikające z równomiernego obciążenia prądowego wszystkich generato-



Rys. 5. Zależność napięcia od zapotrzebowania mocy biernej przez sieć, 1, 1' — zależność dyspozycyjnej mocy biernej generatora od napięcia, 2 do 7 — charakterystyki statyczne sieci

rów. Nie oznacza to, aby nie była wskazana analiza również z ekonomicznego punktu widzenia; może ona w pewnych przypadkach doprowadzić do odmiennych decyzji.

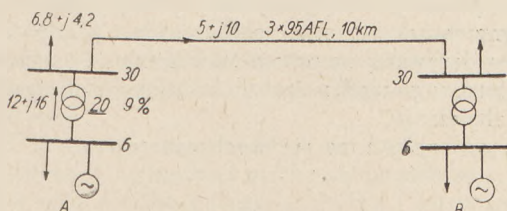
Inaczej należy ująć zagadnienie, gdy chodzi o generatory zainstalowane w różnych elektrowniach i pracujące równolegle na wspólną sieć. Tutaj występuje zupełnie wyraźnie ekonomiczne kryterium rozdziału obciążeń biernych — oczywiście ciągle pod założeniem, że istnieje w systemie „zapas“ mocy biernej. Wówczas wskazany jest taki jej rozdział, aby przepływy mocy biernej w sieci były jak najmniejsze, a tym samym najmniejsze straty przesyłania. Kryterium to jest prawie zawsze ważniejsze, niż wzgląd na równomierne obciążenie generatorów.

4. Wyprowadzenie mocy biernej z elektrowni do systemu

Jest rzeczą jasną, że możliwość wyprowadzenia mocy biernej z elektrowni do systemu jest uzależniona od istnienia transformatorów sprzęgłowych i linii przesyłowych o dostatecznej przelotności. Spełnienie jednak tego warunku nie wystarcza. Trzeba bowiem pamiętać, że przepływ mocy biernej powoduje w liniach i transformatorach spadki napięcia, częstokroć uniemożliwiające bez zastosowania specjalnych środków utrzymywanie na szynach elektrowni i przetwórnicy napięć, koniecznych ze względu na zasilanie odbiorców.

Przykład

Elektrownie *A* i *B* (rys. 6) posiadające odbiory na napięciu generatorowym, zasilają przez transformatory sprzęgłowe 20 MVA sieć 30 kV; praca równoległa tych elektrowni odbywa się przez linię 30 kV, 10 km, $3 \times 95 \text{ AFL}$.



Rys. 6. Wyprowadzenie mocy biernej

W okresie szczytu, w którym w obu elektrowniach pożądane jest napięcie na szynach 6,3 względnie 31,5 kV, elektrownia *A* rozporządza nadmiarem mocy czynnej 5 MW i biernej 10 MVar; wymagane jest przesłanie tej mocy do elektrowni *B* dla pokrycia jej deficytu. Przy założeniu, że łączna moc transformowana w elektrowni *A* z 6 na 30 kV wynosi 12 MW i 16 MVar wypada spadek napięcia w transformatorze 20 MVA równy 2,5 kV, czyli chcąc otrzymać napięcie na szynach 31,5 kV, przekładnia jego przy biegu jałowym musiałaby wynosić 6,3/34 kV. Założymy, że ma on przekładnię $6,3/33 \pm 1,5$ kV i nastawiony jest na zaczep 33 + 1,5 = 34,5 kV. Wówczas napięcie na szynach 30 kV przy rozpatrywanym obciążeniu będzie wynosiło 32 kV. Przy danych warunkach pracy napięcie to jest zadowalające. Jeśli jednak obciążenie transformatora spadnie do 8 MW i 16 MVar, wtenczas przy napięciu 6,3 kV i niezmiennionej przekładni transformatora na-

pięcie na szynach 30 kV wyniesie 33,5 kV, czyli będzie za wysokie. Jeżeli w tym samym okresie pożądane jest obniżenie napięcia na szynach 6 kV np. do 6,1 kV, to na szynach 30 kV zmniejszy się ono do 32,3 kV, będzie jednak jeszcze ciągle za wysokie; w okresie bowiem małego obciążenia pożądane jest napięcie niższe niż 31,5 kV, np. 30,5 kV.

Lepszym rozwiązaniem byłoby zastosowanie transformatora o przekładni $6,3/31,5 \pm 1,5$ kV nastawionego na zaczep 33 kV i pogodzenie się z tym, że w okresie szczytu napięcie będzie wynosić 30,5 kV, w okresie zaś pozaszczytowym 30,8 kV. Wówczas jednak otrzymamy bardzo niskie napięcie na szynach 30 kV elektrowni *B*; przesył bowiem mocy 5 + 10 MVA powoduje na linii łączącej obie elektrownie spadek napięcia około 1,9 kV, w okresie szczytu napięcie na szynach 30 kV elektrowni *B* wyniesie zatem $30,5 - 1,9 = 28,6$ kV.

Trudności przedstawione w powyższym przykładzie wynikają, ogólnie mówiąc, z potrzeby dostosowania napięć w poszczególnych elektrowniach do potrzeb odbiorców niezależnie od wielkości mocy biernej, przesyłanej przez linie, łączące te elektrownie. Technicznie prawidłowe rozwiązanie tego zadania wymaga stosowania w wielu przypadkach transformatorów sprzęgłowych z regulacją pod obciążeniem oraz autotransformatorów regulacyjnych w liniach.

5. Straty mocy biernej w sieciach

Straty mocy biernej w liniach i transformatorach stanowią poważną pozycję w ogólnym bilansie mocy biernej, mogą one bowiem dochodzić do 30 i więcej % całkowitego zapotrzebowania tej mocy przez odbiorców. Zrozumiała jest więc celowość podjęcia wysiłków zmierzających do zmniejszenia tych strat. Sposoby zmniejszenia ich zostały podane we wspomnianym na wstępie zarządzeniu Ministra Energetyki Nr 12, a mianowicie:

- pełne wykorzystanie linii dwutorowych oraz możliwości zamykania pierścieni w sieciach,
- wyłączanie zbędnych transformatorów w wielotransformatorowych stacjach sieciowych i rozdzielniach potrzeb własnych,
- dostosowanie mocy transformatorów do obciążenia w stacjach niedociążonych.

O ile wskazanie a) nie wymaga komentarzy i należy tylko zalecić ostrożność w zamykaniu pierścieni, które możnaby nazwać „dwunapięciowymi“, o tyle odnośnie wskazań b) i c) trzeba zauważyć, że w przypadku dużych transformatorów celowość stosowania tych sposobów należy każdorazowo przeanalizować.

Przykład

Stacja transformatorowa 60/6 kV, z dwoma transformatorami po 20 MVA, $u_k = 10\%$, $I_o = 2,5\%$ obciążenie 20 MVA przy dużym czasie użytkowania.

Straty mocy biernej przy załączonym jednym transformatorze wynoszą $2,5 + 10 = 12,5\%$ od 20 MVA, czyli 2,5 MVar, natomiast przy załączonych obu transformatorach, obciążonych po połowie: $2 \times 2,5 + 2 \cdot 10/4 = 5 + 5 = 10\%$ od 20 MVA, czyli 2 MVar, a więc są mniejsze. Do tego dochodzi jeszcze większa pewność ruchu oraz wolniejsze „starzenie się“ transformatorów mniej obciążonych.

Do powyższych wskazań można jeszcze dodać dalsze:

- utrzymywanie jak najwyższego poziomu napięcia na liniach najwyższych i średnich napięć przy równo-

czesnym zastosowaniu środków zmierzających do zachowania dotychczasowego poziomu napięcia u odbiorców w celu uniknięcia zwiększenia zapotrzebowania mocy biernej,

e) unikanie względnie likwidowanie zbędnych transformacji.

6. Dyspozycja mocą bierną

Na tle powyższych uwag zarysowują się następujące możliwości i zadania dyspozycji mocy, zmierzające do usprawnienia gospodarki mocą bierną i do możliwie jak największej poprawy warunków napięciowych w sieci:

a) stała kontrola rozplądów mocy biernej w sieciach najwyższych i średnich napięć,

b) stała kontrola pełnego wykorzystania generatorów w elektrowniach zawodowych i przemysłowych do produkcji mocy biernej w okresach jej niedoboru,

c) ustalenie poziomów napięć na szynach średniego napięcia elektrowni i przetwórci celem możliwie równo-

miernego ograniczenia poboru mocy biernej i uniknięcia szczególnie niskiego poziomu napięcia w pewnych punktach sieci,

d) ustalanie obniżki napięcia na szynach średnich napięć elektrowni i przetwórci w okresach ruchu przy obniżonej częstotliwości,

e) zadawanie programów produkcji mocy biernej przez poszczególne elektrownie względnie poziomów napięcia na ich szynach na okresy, w których istnieje „zapas” mocy biernej w systemie, a to w celu uniknięcia zbędnych przepływów mocy biernej w liniach łączących elektrownie,

f) inicjatywa w kierunku obniżenia poboru mocy biernej przez odbiorców w najbardziej wymagających tego punktach sieci,

g) inicjatywa w kierunku uruchomienia rezerwowych generatorów w elektrowniach przemysłowych jako kompensatorów synchronicznych po zbadaniu korzyści, jakie zostaną przez to osiągnięte.

621.313.322.1:621.316.45.004.14

Zastosowanie turbogeneratorów do produkcji energii biernej

Wstęp

Duży brak mocy biernej w systemach energetycznych po ostatniej wojnie światowej spowodował pogorszenie warunków napięciowych, wskutek czego zaczęto wykorzystywać wszystkie możliwości do wytwarzania energii biernej. Przy planowaniu nowych elektrowni zwracano większą niż dotąd uwagę na produkcję mocy biernej. W niektórych elektrowniach trzeba było zaprojektować nowe generatory na mały współczynnik mocy ($\cos \varphi = 0,6 \div 0,7$), a więc na dużą moc pozorną. Wykorzystywano również czynne turbogeneratory — jeżeli nadawały się — do wytwarzania mocy biernej.

Możliwości wykorzystania generatorów do wytwarzania energii biernej

Przydatność generatorów zainstalowanych w elektrowniach do wytwarzania energii biernej zależy w dużym stopniu od programu ich pracy. Można w ogólności wykorzystać turbogeneratory do wytwarzania wyłącznie energii biernej. Wielkość wytwarzanej mocy biernej zależy w pierwszym rzędzie od tego, w jakim stopniu jest obciążony generator mocą czynną. Oczywiście możliwość oddawania mocy biernej maleje ze wzrostem każdorazowego obciążenia mocą czynną. Teoretycznie maksimum mocy biernej można wytwarzać przy biegu jałowym turbogeneratorsa.

Wielkość mocy biernej wytwarzanej w turbogeneratorze zależy od dopuszczalnej temperatury nagrzania wirnika i stojana, określonej przez użyty materiał izolacyjny. Dla izolacji klasy B, która jest prawie wyłącznie stosowana w turbogeneratorach, dopuszcza się nagrzanie 80 °C ponad najwyższą temperaturę otoczenia 35 °C: graniczna temperatura może więc dojść do 115 °C. W praktyce prąd podwyższa się tak długo, aż temperatura uzwojeń maszyny nie osiągnie podanej wyżej granicy.

Jeżeli temperatura otoczenia albo czynnika chłodzącego nie przekracza 35 °C, można dopuścić odpowiednio

wyższe prądy, co także stosuje się przy krótkotrwałych obciążeniach.

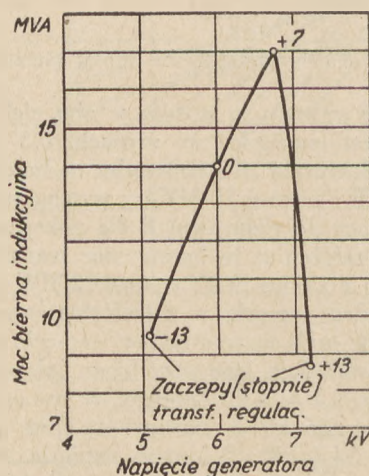
Wielkość oddawanej mocy biernej zależy również od wysokości napięcia. Jeżeli konieczne jest wytwarzanie maksimum mocy biernej niezależnie od napięcia sieci, to należy zastosować transformator regulacyjny (rys. 1).

Z powyższego wynika, że wytwarzana moc bierna zależy:

1. od obciążenia generatora mocą czynną,

2. od prądów w stojanie i wirniku, dopuszczalnych przy pracy ciągłej dla danej klasy izolacji i temperatury czynnika chłodzącego. Prądy te przy pracy dorywczej są natomiast zależne od temperatury uzwojeń na początku okresu obciążenia i od czasu trwania obciążenia,

3. od napięcia na zaciskach generatora,



Rys. 1. Dyspozycyjna moc bierna generatora 19 MVA przy 11,4 MW obciążenia mocą czynną i 102 ÷ 104 kV napięcia w sieci w zależności od napięcia na zaciskach generatora. Dla 4 punktów podano położenie przełącznika zaczeptów transformatora regulacyjnego

4. przy wytwarzaniu mocy biernej pojemnościowej od stabilności urządzenia, zależnej od konstrukcji generatora i sposobu regulowania napięcia.

Zastosowanie turbogeneratorów jako kompensatorów mocy biernej

Zastosowanie turbogeneratorów do wytwarzania wyłącznie mocy biernej przy biegu jałowym turbiny jest powszechnie znane. Przy takiej pracy nie może być wstrzymany dopływ pary do turbiny, w przeciwnym bowiem razie wskutek tarcia specjalnie w ostatnich stopniach wirnika turbiny — powstają niedopuszczalne temperatury, niebezpieczne z uwagi na występujące w korpusie turbiny naprężenia. Chcąc tego uniknąć należy dla obniżenia temperatury przepuszczać przez turbinę parę. Ilość potrzebnej do tego celu pary określa się według dopuszczalnego przyrostu temperatury w poszczególnych częściach turbiny. Z tej ilości pary chłodzącej wytwarza się w turbinie pewna moc, którą można pokryć straty biegu jałowego turbiny i generatora. Otrzymana moc może być albo mniejsza, jeżeli z sieci jest pobierana moc dodatkowa, albo większa, gdy turbosespół będzie oddawał na sieć nadwyżkę swej mocy czynnej.

Podkreślić należy, że nie jest konieczne używanie do chłodzenia pary o ciśnieniu znamionowym i normalnym przegrzaniu. Można wykorzystać np. parę o niewielkim ciśnieniu i niskiej temperaturze, co da dość znaczne oszczędności w eksploatacji.

Wytwarzanie mocy biernej w generatorze odłączonym od turbiny stanowi najtańszy sposób wytwarzania mocy biernej. Straty mocy czynnej są wtedy znacznie mniejsze jak przy pracy z turbiną chłodzoną parą.

Powstające w generatorze straty mocy czynnej należy pokryć z sieci. Zaoszczędza się wówczas część mocy potrzebnej do pokrycia strat tarcia oraz parę zużywaną do chłodzenia turbiny. Poza tym praca nawet przy chłodzeniu parą wywołuje w korpusie turbiny niekorzystne naprężenia, które nie występują, gdy generator pracuje sam.

Jeżeli generator ma pracować przy odłączonej turbinie, należy: 1. ograniczyć możliwość poosiowego przesunięcia jego wirnika podczas rozruchu i zatrzymywania maszyny, 2. zapewnić niezawodny obieg oleju w jego łożyskach, 3. zbadać, czy po odłączeniu turbiny połowa sprzęgła od strony generatora przy największym dopuszczalnym nagrzaniu maszyny nie będzie się ocieślała o sprzęgło turbiny.

Pierwszy warunek da się osiągnąć albo przez osadzenie w łożyskach generatora oporowych grzebieni śli-

zgowych, albo przez powiększenie górnej panewki, której dwie promieniowo ograniczające płaszczyzny stanowią łożyska dla dwóch odpowiednich na wale występów. Konstrukcja umocowania wału jest więc bardzo łatwa, gdyż występujące siły osiowe są stosunkowo małe.

Drugi warunek powinien zapewnić odpowiedni dopływ oleju do łożysk generatora, aby błonka olejowa nie uległa zerwaniu oraz aby ciepło tarcia powstające w łożyskach było odprowadzane.

W celu spełnienia trzeciego warunku dopasowuje się pomiędzy obie połowy sprzęgła płytę dystansową albo wałek pośredni, które usuwa się przy rozłączonym sprzęgle.

Rozruch i praca odłączonego turbogeneratora jako kompensatora mocy biernej wymaga w każdym przypadku dodatkowych urządzeń. Wybiera się przede wszystkim jeden z następujących sposobów rozruchu generatora:

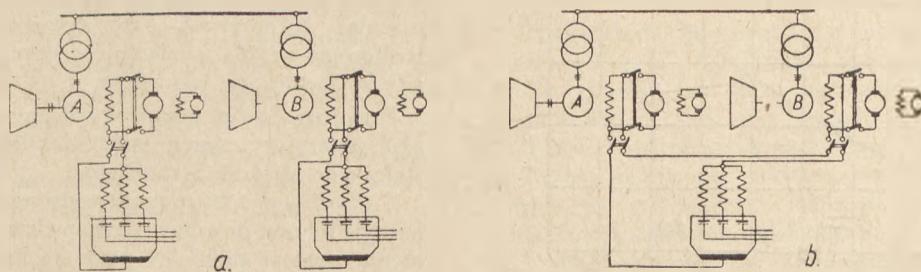
1. Rozruch za pomocą napędu pomocniczego

Do rozruchu stosuje się albo dodatkowo zabudowany silnik elektryczny, albo turbinę ze specjalnym sprzęgłem, które umożliwia odłączenie jej po uruchomieniu kompensatora. Przy normalnej pracy turbosespołu pod obciążeniem należy sprzęgło to zabezpieczyć za pomocą specjalnej skuwki albo klina przed rozluźnieniem.

Do rozruchu generatora można użyć także jego wzbudnicy. Jednak najczęściej trzeba zrezygnować z tego sposobu, gdyż w tym przypadku warunki pracy wzbudnicy bardzo pogarszają się.

2. Rozruch za pomocą pomocniczego generatora

Rozruchu dokonuje się za pomocą pomocniczego generatora w układzie podanym na rys. 2. Każdy generator musi posiadać niezależne źródło wzbudzenia. Przed uruchomieniem łączy się zaciski obu generatorów razem bezpośrednio lub przez transformatory blokowe i wzbudza do około 50% napięcia biegu jałowego. Następnie uruchamia się powoli turbosespół pomocniczy. Odłączony od turbiny generator osiąga pełne obroty jednocześnie ze wzrostem częstotliwości pomocniczego turbosespołu. Następnie oba generatory zostają wspólnie zsynchronizowane i połączone z siecią, która ma zasilać kompensator. Z kolei przełącza się go na własne wzbudzenie. Pomocniczy turbosespół można wówczas odłączyć albo pozostawić dla współpracy z siecią. Wielkość oddawanej przez kompensator mocy biernej reguluje się znanym sposobem, tj. przez zmianę wzbudzenia.



Rys. 2. Rozruch za pomocą pomocniczego turbosespołu (A) odłączonego od turbogeneratora (B)
a — oba obwody wzbudzenia są zasilane z niezależnych prostowników, b — obwody wzbudzenia połączone szeregowo, zasilane z jednego prostownika

Dodatkowe urządzenie niezbędne dla pracy turbogeneratorsa jako kompensatora

Jak już nadmieniono, należy zapewnić stały dopływ oleju do łożysk kompensatora w takim stopniu jak przy pracy z turbiną.

Zamiast zwykłej turbopompy olejowej stosuje się w tym celu pompę napędzaną elektrycznie. Na wypadek wypadnięcia z ruchu tej pompy wskutek przerwy w zasilaniu musi być przewidziana pompa rezerwowa, załączana automatycznie i napędzana silnikiem ze źródła prądu stałego lub silnikiem parowym. Zamiast pompy rezerwowej można zastosować zbiornik z olejem, zawieszony na ścianie hali maszyn.

Rozruch generatora można ułatwić, włączając olej do obu łożysk ślizgowych generatora za pomocą specjalnych, małych ciśnieniowych pomp olejowych. W tym celu można również zastosować specjalne urządzenie do obracania wału.

Aby rozpruć turbozespół i przygotować turbogenerator do pracy jako kompensator synchroniczny potrzeba około $5 + 8$ godzin. Czas ten zależy od środków pomocniczych, zastosowanych do rozłączenia sprzęgła, a specjalnie od jego rodzaju i osiowego umocowania wału. Do tych prac nie potrzeba specjalnie przeszkolonego personelu.

Ocena gospodarcza

Liczbowo nie łatwo jest ująć oszczędności uzyskane przez zastosowanie tego układu do wytwarzania mocy biernej, gdyż najczęściej nie można dokładnie ustalić ceny energii biernej, zależnej w znacznym stopniu od pory dnia i roku jak i miejsca wyprodukowania. Można jednak obliczyć koszty wytwarzania energii biernej, tj. koszty przypadające na straty mocy czynnej przy biegu jałowym maszyny oraz na pracę urządzeń pomocniczych.

Dla oceny układu pod względem ekonomicznym można w niektórych przypadkach porównać koszty wytwarzania z częściowo znanymi stratami przesyłania. Naturalnie wynik tego rodzaju obliczenia zależy w dużym stopniu od miejscowych warunków technicznych.

Wytwarzanie mocy biernej opisanym sposobem może być ocenione gospodarczo przez porównanie kosztów wytwarzania mocy biernej — jeżeli turbina jest napędzana parą, jak poprzednio podano — z kosztami wy-

tworzenia w generatorze pracującym jako kompensator synchroniczny. Na rys. 3 przedstawiono zużycie pary przez turbozespół o mocy 40 MW (80 ata, 520 °C) w zależności od mocy oddawanej na zaciskach generatora. Jeżeli z pewnych przyczyn jest ograniczona wydajność kotłowni, tj. gdy np. dla dwóch turbozespołów mamy do dyspozycji tylko 100 t/h pary, to przy równym rozdziale pary na dwa turbozespoły, czyli po 50 t/h, każdy z nich rozwinie moc 12,95 MW, a więc oba razem — 24,5 MW. Gdy jeden turbozespół biegnie jałowo, to zużyje on wtedy 31 t/h; pozostałe 69 t/h pary umożliwi wytworzenie w drugim turbozespołe tylko 20 MW.

Jeżeli natomiast całkowitą ilość pary (100 t/h) zużyjemy w jednym turbozespołe, to otrzymamy największą moc, tj. 29,5 MW. Pędząc drugi turbogenerator jako kompensator zużyjemy tylko około 0,8 MW na jego bieg jałowy. Wytwarzana moc czynna wynosi netto 28,7 MW, a więc o 4,2 MW więcej jak przy równym podziale pary między dwa turbozespoły, a o 8,7 MW więcej jak przy biegu jałowym jednego turbozespołu i zużyciu pozostałej ilości pary do wytwarzania mocy czynnej w drugim turbozespołe. Nadwyżka mocy wynika stąd, że przy pędzeniu jednego generatora jako kompensatora odpadają znaczne straty połączonej z nim turbiny.

W tych warunkach przy wytwarzaniu mocy biernej w ciągu 100 dni roku uzyskuje się w porównaniu do pracy z turbiną oszczędność około 10 GWh o równoważności około 0,4 miliona marek niemieckich.

Względy ruchowe, a przede wszystkim znaczne wahania mocy czynnej, często nie pozwalają na rozprężenie turbogeneratorsa nadającego się do wytwarzania mocy biernej, lecz wymagają, aby pracował on z turbiną. W tych przypadkach straty turbiny mogą być znacznie obniżone, jeżeli pobierać się będzie parę z zaczeu innej turbiny przy niższym ciśnieniu i odpowiednio niższej temperaturze. Straty ciepła będą wtedy mniejsze. Przy tej pracy wzrasta jednak znacznie obciążenie generatora pracującego jako silnik, gdyż musi on pokryć również straty tarcia turbiny. Pobór mocy czynnej przez generator-kompensator mocy biernej wzrasta wówczas przy turbinie 40 MW o około 1,2 MW.

Wnioski

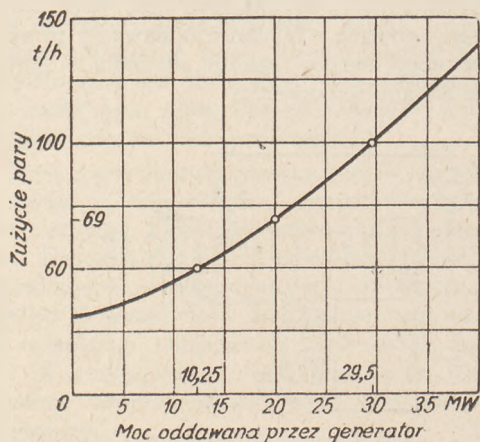
Chcąc zastosować turbogenerator do wytwarzania mocy biernej, należy — przy ograniczonej ilości pary — starać się odłączyć turbinę.

Turbogeneratorsy, które mają pracować jako kompensatory synchroniczne powinny mieć oprócz zabezpieczenia od osiowego przesunięcia wirnika specjalne urządzenie do rozruchu, np. silnik rozruchowy albo pomocniczy turbozespół. Przy zastosowaniu silnika rozruchowego można uruchomić generator także i wtedy, gdy kotłownia jest nieczynna.

Przy rozruchu za pomocą pomocniczego turbozespołu oba generatorsy muszą mieć niezależne źródła prądu stałego do zasilania wzbudzenia.

Turbozespoły, które mają wytwarzać tylko dorywczo energię bierną, powinny być napędzane (w celu zmniejszenia strat w turbinie) parą o obniżonym ciśnieniu i temperaturze.

Specjalną zaletą turbogeneratorsa pracującego jako kompensator jest płynna regulacja wytwarzanej mocy



Rys. 3. Zużycia pary przez turbozespół w zależności od mocy oddawanej przez generator

bierniej. Turbogenerator 50 MVA może w korzystnych warunkach zależnie od konstrukcji wytwarzać moc bierną w granicach od 25 MVA pojemnościowo do około 42 MVA indukcyjnie.

Źródło: R. Modlinger — Die Verwendung von Turbogeneratoren als Blindleistungsmaschinen, ETZ, Wyd. A Nr 2 z dnia 11. I. 1953 r.

Przełożył Inż. Jan Jarosławski

621.313.126:621.313.322.1

Wzbudnice turbogeneratorów

Dr inż. Jerzy Wieczorek

Treść. Opis wzbudnicy. Budowa komutatora. Rodzaje trzymadeł szczotkowych i ich ustawianie. Szczotki i ich rozmieszczenie na komutatorze. Iskrzenie szczotek jego przyczyna i środki zaradcze. Badania zapobiegawcze wzbudnic.

1. Wstęp

Wzbudnice stanowią jedną z najczulszych części każdego turbogeneratora. Są one często przyczyną różnych trudności w ruchu elektrowni. Najczęstszą przyczyną tych trudności jest iskrzenie szczotek, które może mieć wiele powodów. Doprowadza ono do ograniczenia mocy turbogeneratora i przedwczesnego zużycia komutatora. Właściwa obsługa, zastosowanie odpowiednich gatunków szczotek, terminowe i staranne remonty, połączone z przepisowymi badaniami wszystkich zasadniczych części wzbudnic, przyczyniają się do zwiększenia pewności ruchu turbogeneratorów, a więc i do ciągłości dostawy energii elektrycznej odbiorcom.

2. Opis wzbudnicy

Wzbudnice turbogeneratorów są zwykle cztero- lub sześciobiegunowymi prądnicami prądu stałego, bocznikowymi lub obcowzbudnymi, z biegunami zwrotnymi, jednak na ogół bez uzwojeń kompensacyjnych. Ich napięcie znamionowe wynosi od około 100 do 300 V, moc — od kilku do ponad stu kilowatów — w zależności od mocy turbogeneratorów, prąd dochodzi do kilkuset amperów.

Wzbudnice są z reguły bezpośrednio sprzęgnięte z generatorami. Wirnik wzbudnicy albo nie ma własnych łożysk i jest wtedy sztywno połączony z wałem wirnika turbogeneratora, albo też posiada dwa łożyska i jest elastycznie sprzęgnięty z wałem turbogeneratora. W pierwszym przypadku warunki pracy wzbudnicy są niekorzystne, gdyż wszystkie drgania, wytarcie łożysk turbogeneratora a nawet nieznaczne skrzywienie wału od razu odbija się na pracy wzbudnicy, powodując iskrzenie jej szczotek — w drugim natomiast przypadku można znacznie łatwiej uzyskać spokojny bieg wirnika i szczotek wzbudnicy. Toteż obecnie buduje się raczej wzbudnice z własnymi łożyskami, pomimo że rozwiązanie to jest niewątpliwie droższe, jednak za to znacznie pewniejsze w pracy.

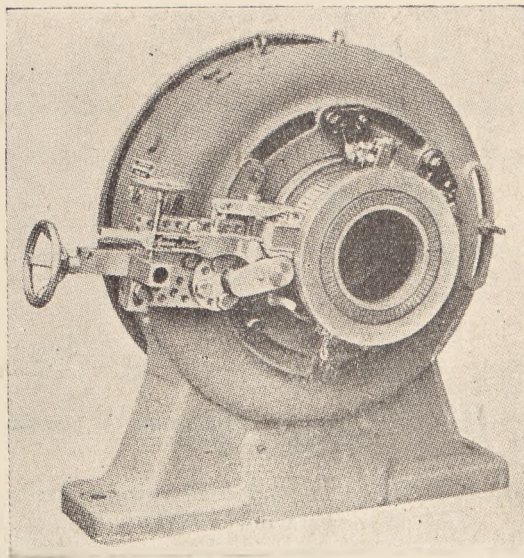
Komutator i szczotki stanowią najczulsze części wzbudnicy. Prędkość obwodowa komutatorów większych wzbudnic przekracza 50 m/sek — średnie napięcie międzywycinkowe wynosi od kilkunastu do dwudziestu kilku woltów. Przy górnych wartościach prędkości obwodowej i średniego napięcia międzywycinkowego napotyka się niekiedy w eksploatacji na znaczne trudności przy doborze właściwych szczotek.

3. Budowa komutatora

Okładzina komutatora, składająca się z równej ilości miedzianych wycinków i mikanitowych przekładek, jest ściągnięta w sztywną całość za pomocą paru stało-

wych pierścieni skurecznych, izolowanych mika od okładziny komutatora.

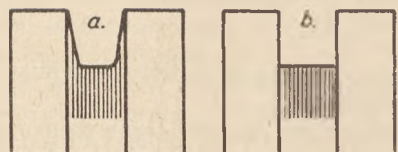
Wycinki miedziane powinny być wykonane z miedzi elektrolitycznej o wysokim stopniu czystości i odpowiedniej twardości ze względu na ścieralność i wytrzymałość mechaniczną, przekładki mikanitowe — z mikanitu białego o jak najmniejszej zawartości lepiszcza. Grubość wszystkich wycinków i przekładek powinna być jednakowa; tolerancja grubości wynosi setne milimetra. Chodzi o to, aby w każdym położeniu komutatora na podziałkę biegunową komutatora wypadała ta sama ilość wycinków, co jest podstawowym warunkiem dobrej komutacji. Wycinki i przekładki powinny być równoległe do osi komutatora — a nie skrócone śrubowo.



Rys. 1. Specjalne urządzenie do szlifowania komutatorów podczas pracy pod napięciem

Powierzchnia zewnętrzna komutatora powinna być gładka, okrągła i centryczna; ekscentryczność nie powinna przekraczać paru setnych milimetra, gdyż w przeciwnym razie może wystąpić iskrzenie szczotek. Gładkość i centryczność powierzchni komutatora uzyskuje się przez staranne toczenie i szlifowanie. Niekiedy stosuje się specjalne przyrządy do szlifowania, które umożliwiają szlifowanie komutatora podczas jego pracy pod napięciem (rys. 1). Po przeszlifowaniu wycina się za pomocą specjalnej frezarki lub piłki ręcznej mikanit między działkami komutatora na głębokość, odpowiadającą w przybliżeniu grubości mikanitu (rys. 2).

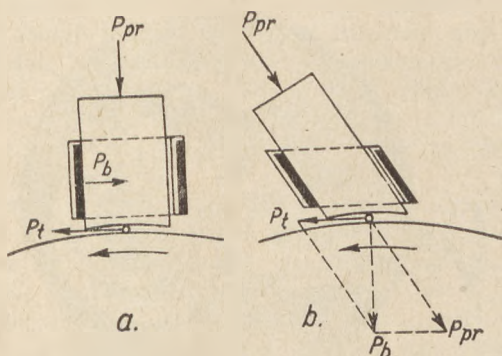
Wycinki komutatora są zlutowane z prętami uzwojenia wirnika za pomocą tzw. języczków (chorągiewek), zakończonych skuwkami. Lutowanie wszystkich skuwek, również po stronie przeciwnej komutatora, powinno być wykonane bardzo starannie. Złe lutowanie powoduje różnice w opornościach styków, w opornościach obwodów równoległych wirnika, co w skutkach również wywołuje iskrzenie szczotek. Bardzo słabe lutowanie może spowodować całkowite rozlutowanie skuwki a niekiedy nawet ciężkie uszkodzenie komutatora i trzymadeł szczotkowych.



Rys. 2. Nieprawidłowe (a) i prawidłowe (b) wycięcie mikanitu między miedzianymi działkami komutatora

1. Rodzaje trzymadeł szczotkowych i ich ustawienie

Rozróżnia się dwa zasadnicze rodzaje trzymadeł szczotkowych: promieniowe i skośne (rys. 3). Częściej spotykane są trzymadła promieniowe, gdyż nadają się do obu kierunków wirowania. Trzymadła skośne mają natomiast tę cenną właściwość, że nawet przy stosunkowo znacznych luzach szczotek w oprawce zapewniają szczotkom spokojny bieg.

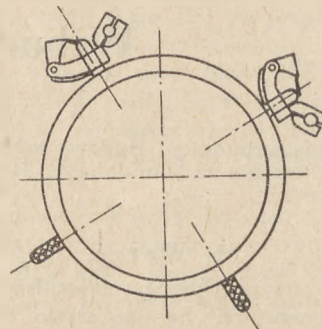


Rys. 3. Siły działające na promieniowe (a) i skośne (b) trzymadła szczotkowe

Trzymadła skośne mają jednak również bardzo poważną wadę. Wymagają one bowiem w miarę ścierania się komutatora stałego przekręcania całego urządzenia szczotkowego w kierunku wirowania twornika. Gdyby tego nie czynić, to powierzchnia przylegania szczotek do komutatora, która powinna stale znajdować się dokładnie w strefie obojętnej, przesuwałaby się stopniowo ze strefy obojętnej w kierunku przeciwnym do kierunku wirowania. Wskutek tego pogarszałaby się stopniowo komutacja wzbudnicy. Mogłoby wtedy dojść również do bardzo niebezpiecznego samowzbudzenia się wzbudnicy przy wyłączonym wzbudzeniu obcym lub bocznikowym wskutek magnesującego działania składowej podłużnej reakcji twornika w kierunku zgodnym z remanentem magnetycznym.

Przy trzymadłach skośnych należy więc bezwzględnie, przynajmniej po każdym szlifowaniu lub stoczeniu komutatora, na nowo ustawić szczotki w strefie obo-

jętnej (za pomocą baterii $8 \div 12$ V w obwodzie wzbudzenia i miliwoltomierza 60 mV w obwodzie szczotek), a nie ustawiać urządzenia szczotkowego w strefie obojętnej według znaków fabrycznych, które są ważne tylko dla nowego komutatora.



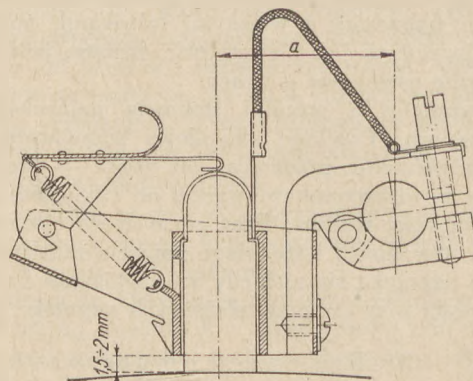
Rys. 4. Rozłożenie trzymadeł szczotkowych na obwodzie komutatora

Trzymadła szczotkowe mogą być zaopatrzone w urządzenia do regulacji nacisku szczotek; jednostkowy nacisk wynosi zwykle około 200 g/cm^2 . Dawniejsze konstrukcje umożliwiają na ogół zawsze regulację nacisku — nowsze — raczej nie. Jest to wynikiem dążenia zarówno do uproszczenia konstrukcji jak i do uniemożliwienia w eksploatacji niepotrzebnych lub szkodliwych manipulacji; każdy bowiem obsługujący wzbudnicę uważa za swój obowiązek, zwłaszcza gdy szczotki nieco iskrzą, zajmować się regulowaniem docisku szczotek „na czucie”, gdyż zwykle nie posiada wagi sprężynowej lub dynamometru. Wskutek tego praktycznie każda szczotka jest inaczej dociskana do komutatora i w dodatku żadna prawidłowo.

Odległości trzymadeł od siebie na obwodzie komutatora (rys. 4) powinny być jednakowe. Odległość dolnej krawędzi oprawki szczotkowej od komutatora (rys. 5) nie powinna przekraczać $1,5 - 2,0 \text{ mm}$.

5. Szczotki i ich rozmieszczenie na komutatorze

Przy wzbudnicach turbogeneratorów stosuje się — ze względu na znaczne prędkości obrotowe, drgania i trudne warunki komutacji — przeważnie szczotki elektro-grafitowe. Szczotki do komutatorów wzbudnic powinny mieć mały współczynnik tarcia, dużą obciążalność prądem (A/cm^2), małą ścieralność, mały spadek



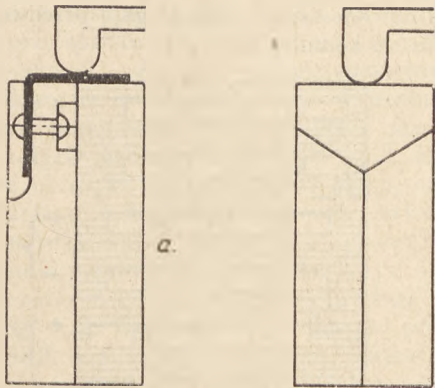
Rys. 5. Położenie oprawki szczotkowej w stosunku do komutatora

napięcia i zdolność do tworzenia dobrej politory na komutatorze. Linki szczotek powinny być miękkie i giętkie, a ich umocowanie w korpusie szczotki oraz w zaciskach pewne pod względem mechanicznym i elektrycznym.

Gatunek szczotek E-149 i E-151 typu Siemens-Plania można stosunkowo łatwo nabyć w Fabryce M-15 w Tarnowskich-Górach. Oba gatunki dają dobre wyniki w eksploatacji. Szczotki grafitowe marki H 9 F, dość miękkie i nadające się dla prędkości obwodowych rzędu 60 m/sek, dają również niekiedy dobre wyniki przy wzbudnicach trudnych pod względem komutacji. To samo odnosi się do gatunku EI-8 z Zakładów Elektrochemicznych w Żabkowicach.

W praktyce spotyka się niekiedy wzbudnice, w których średnie napięcie międzywycinkowe dochodzi do 25 V. Takie wzbudnice sprawiają wiele trudności w eksploatacji. Przy nich stosuje się specjalne szczotki i to zarówno co do gatunku jak i wykonania. Z używa-

nych gatunków można wymienić EG-70 marki Le Carbone i EG-14 marki Morganite. Szczotki dzielone



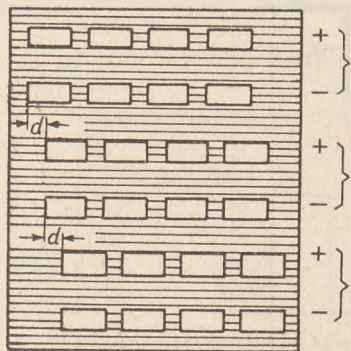
Rys. 6. Specjalnie dzielone szczotki do wzbudnic turbo-generatorów
a — bliźniacze, b — rozporowe

Tablica 1

Przyczyny iskrzenia szczotek wzbudnic i środki zaradcze

Lp.	Charakter zjawiska	Możliwa przyczyna	Środki zaradcze
1	Równomierne iskrzenie wszystkich szczotek po ich wymianie	Nieodpowiedni gatunek szczotek	Pożądana wymiana całego kompletu szczotek
2	Iskrzenie wszystkich lub niektórych szczotek połączone z rosnącym zanieczyszczeniem się komutatora, z opalaniem się i wykruszaniem szczotek	Zanieczyszczenie powierzchni komutatora	a) Wytrzeć komutator szmatką z lekką zwilżoną benzyną b) Wytrzeć szczotki suchą szmatką c) Przeszlifować komutator
3	Miejscowe iskrzenie zwykle pod szczotkami jednej biegunowości	a) Słaby styk w doprowadzeniu prądu do szczotki b) Zwarcie w uzwojeniu bieguna zwrotnego	a) Dociągnąć śruby dociskające linki ewentualnie wymienić te szczotki, których linki uległy obłuzowaniu b) Wyszukać i usunąć zwarcie
4	Iskrzenie rosnące z obciążeniem; szczotki siedzą sztywno w oprawach	Zakleszczenie się szczotek w oprawach	Szczotki niepasujące wymienić lub oczyścić oprawy aż do swobodnego przesuwania się szczotek w oprawach
5	Silne iskrzenie niektórych tylko szczotek połączone z ich silnym nagrzewaniem się	Niejednakowy gatunek szczotek	Nieodpowiednie szczotki wymienić. Pożądane jest, aby wszystkie szczotki, a przynajmniej szczotki jednej biegunowości, były nie tylko tego samego gatunku, lecz pochodziły również z jednej dostawy
6	Miejscowe iskrzenia, rosnące z obciążeniem	Nieodpowiedni nacisk szczotek	Sprawdzić i uregulować nacisk szczotek (normalnie 150 ÷ 300 g/cm ²)
7	Iskrzenie połączone z drganiem szczotek	Przyczyną może być: a) nierówność powierzchni komutatora b) ekscentryczny komutator c) wystawianie miki ponad działki d) drganie całej maszyny	a) Należy przeszlifować, a w trudniejszych przypadkach przetoczyć komutator b) Przetoczyć komutator c) Wyskrobać mikę między działkami d) Odnaleźć i usunąć przyczynę drgania
8	Silne iskrzenie połączone z zaciernieniem kilku działek	a) przerwa w połączeniach do komutatora lub w uzwojeniu (rzadziej) b) Zluzowanie się komutatora połączone z wystawianiem niektórych działek	a) Wyszukać miejsce uszkodzone, np. za pomocą mierzenia oporów międzydziałkowych i naprawić uszkodzenie b) Dociągnąć komutator

(rys. 6), bliźniacze lub rozporowe, ułatwiają komutację, zmniejszają prądy zwarcia oraz straty wskutek tarcia, ułatwiają odbiór prądu przy dużych szybkościach obrotowych i zapobiegają przedwczesnemu wybijaniu się komutatora.



Rys. 7. Prawidłowe rozmieszczenie szczotek na komutatorze sześciobiegunowej wzbudnicy

Szczotki należy tak rozmieścić na obwodzie komutatora (rys. 7), aby ścierały możliwie równomiernie całą jego powierzchnię.

W celu umożliwienia szczotce swobodnego przesuwania się podłużnego w oprawce należy zachować między szczotką a oprawką luz rzędu $0,1 \div 0,2$ mm.

6. Iskrzenie szczotek, jego przyczyna i środki zaradcze

Zestawienie podane w tablicy 1 zawiera najczęściej spotykane rodzaje oraz możliwe przyczyny iskrzenia i środki zaradcze.

Uwaga

Przy ocenie stopnia szkodliwości iskrzenia szczotek można posłużyć się następującą wskazówką. Iskrze-

nie koloru jasno-niebieskiego jest na ogół mało szkodliwe i nie wymaga natychmiastowych środków zaradczych, natomiast iskrzenie koloru żółtego, a zwłaszcza pomarańczowego lub czerwonego, prowadzi do szybkiego zniszczenia szczotek i komutatora.

7. Badania zapobiegawcze

W celu zwiększenia stopnia pewności ruchowej przeprowadza się na wzbudnicy podczas kapitalnych remontów turbogeneratorów następujące badania i pomiary:

- a) Pomiar oporności izolacji wszystkich uzwojeń i bandażu wirnika induktorem 500 V.
- b) Badanie izolacji uzwojeń i bandażu napięciem 1000 V.
- c) Pomiar oporności połączeń. Ocenę przeprowadza się przez porównanie oporności połączeń tego samego typu: między sobą oraz z wynikami pomiarów poprzednich.
- d) Pomiar oporności wszystkich uzwojeń.

Literatura

1. Instrukcja eksploatacji turbogeneratorów Ministerstwo Energetyki, PWT, 1952.
2. Bielefeldt O. — Riefenbildung auf Komutatoren und Schleifreifen bei Verwendung elektrographierter Kohlenbürsten, ETZ, 1953, z 2, str. 36 — 40.
3. Bjełkin M. i Sychnow G. — Szczotki dla elektrycznych maszyn, ich proizvodstwo i primjenjenije, Gosenergoizdat, 1952.
4. Chomiakow M. — Elektrotechničeskij spravocznik, Gosenergoizdat, 1950.
5. Dobson I. — Der Einfluss der Luftfeuchtigkeit auf das Arbeiten der Bürsten, ETZ, 1936, z. 14, str. 391.
6. Gurewicz E. Ja. — Eksploatacja synchronnych kompensatorow, Gosenergoizdat, 1952.
7. Judycki S. — Neue Wege zur Verbesserung der Stromwendung bei Gleichstrommaschinen, ETZ, 1936, z. 19, str. 529.
8. Spiesser R. — Krankheiten elektrischer Maschinen, Transformatoren und Apparate, Springer, Berlin, 1932.
9. Töfflinger K. — Unterteilte Kohlenbürsten, ETZ, 1952, z 18, str. 573 — 577.

621.187.1:621.3.018.41

Zachowanie się urządzeń potrzeb własnych elektrowni przy obniżonej częstotliwości

W pewnym okręgu energetycznym ZSRR postanowiono zbadać wpływ zmian częstotliwości na wydajność urządzeń potrzeb własnych elektrowni, pracujących w systemie składającym się z elektrowni ciepłych. W tym celu obniżono częstotliwość do 45 okr./sek, zasilając potrzeby własne elektrowni ze specjalnie wydzielonych turbozespołów.

Obciążenie pozostałych natomiast turbozespołów było utrzymywane stałe przez zamocowanie zaworów regulacyjnych.

Przy stopniowo obniżanej częstotliwości obserwowano wydajność najważniejszych urządzeń potrzeb własnych, jak np. pomp zasilających, pomp wody chłodzącej i wentylatorów ciągu.

Pompy zasilające

W jednej z elektrowni określono podczas badania wpływ częstotliwości na łączną wydajność szeregu pomp pracujących równolegle. W ruchu znajdowały się cztery pompy typu 2p-125-6, pracujące równolegle na wspólny rurociąg zbiorczy (rys. 1).

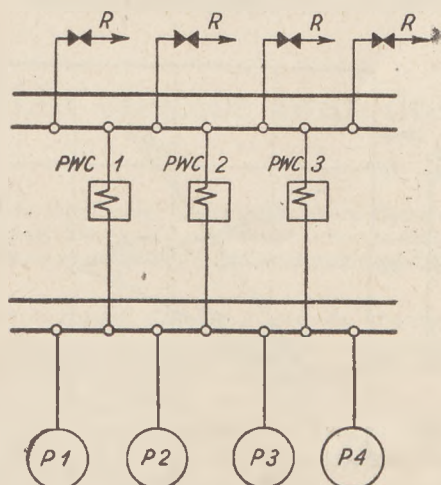
Ogólną wydajność pomp określono jako sumę wskazań wodomierzy zainstalowanych przy podgrzewaczach wysokiego ciśnienia Nr 1, 2 i 3. Ilość wody przepływającej przez połączenie odciażające była równa zero. Równocześnie na kotle Nr 2 przeprowadzono pomiar spadku ciśnienia w regulatorze zasilania (Δp). Zasilanie kotłów było regulowane tylko za pomocą regulatorów zasilania. Na rys. 2 podano zależność całkowitej wydajności Q , ciśnienia H i spadku ciśnienia (Δp) od częstotliwości.

Na rys. 3 przedstawiono natomiast zapotrzebowanie mocy silnika napędzającego pompę zasilającą Nr 3 (typu BAMO-138-2, 440 kW, 2960 obr./min).

Porównanie danych otrzymanych podczas badań z obliczeniami dało następujące wyniki: według obliczeń spadek częstotliwości do 45 okr./sek powinien był spowodować obniżenie wydajności pomp o 25%, podczas gdy na podstawie pomiaru ustalono, że wydajność spadła o 33%. Różnica wynosi zatem 8%; należy ją przypisać w zasadzie różnicy, jaka występuje między

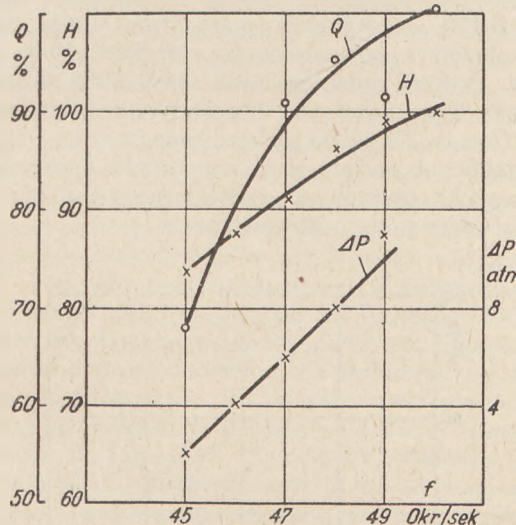
rzeczywistą charakterystyką pompy, a zdjętą po kapitalnym remoncie pompy.

W innej elektrowni, przy indywidualnym zasilaniu kotła jedną pompą zasilającą, przerwanie strugi nastą-

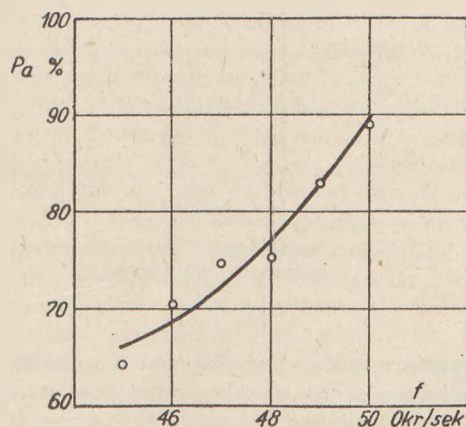


Rys. 1. Układ przy badaniu wpływu zmian częstotliwości na całkowitą wydajność pomp pracujących równolegle

P — elektryczne pompy zasilające, PWC — podgrzewacz wysokiego ciśnienia, R — regulator zasilania

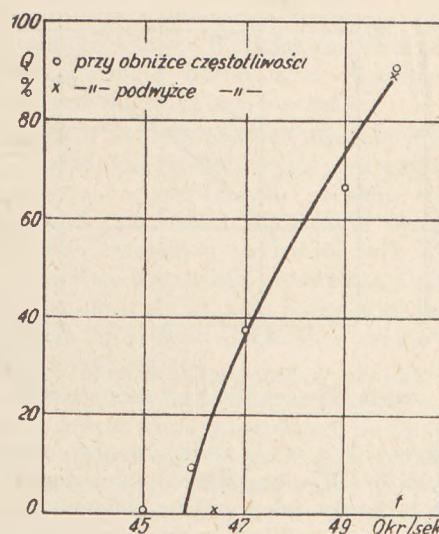


Rys. 2. Całkowita wydajność Q ciśnienie H i straty ciśnienia Δp w zależności od częstotliwości f



Rys. 3. Obciążenie silnika pompy zasilającej w zależności od częstotliwości przy równoległej pracy pomp

piło już przy częstotliwości 45 okr./sek (rys. 4). Wynika stąd, że elektrownia posiadająca podobną charakterystykę zasilania jest bardzo wrażliwa na zmianę częstotliwości w systemie. Duży wpływ na obniżkę wydajności przy spadku częstotliwości ma pogorszenie się charakterystyk $Q-H$, spowodowane zużyciem pompy oraz zanikiem rezerwy w wysokości tłoczenia. Jedną z przyczyn pogorszenia charakterystyki pompy jest również zużycie uszczelnień. Wynika stąd, że należy sprawdzać okresowo charakterystyki pomp, np. przed i po każdorazowym kapitalnym remoncie, czyli dwukrotnie. Rozpatrując wpływ rezerwy w wysokości tłoczenia na wydajność pompy — to jak widać z rys. 5, pompy zasilające różnych typów mają różne przebiegi charakterystyki $Q-H$. Krzywe 1, 2 i 3 dotyczą pomp produkcji ZSRR, krzywa 4 pompy f-my Mather & Platt. Różnica w wysokości tłoczenia dla różnych pomp przy $Q=0$ dochodzi do 27% (od 113% dla charakterystyki 1, do 140% dla charakterystyki 4).

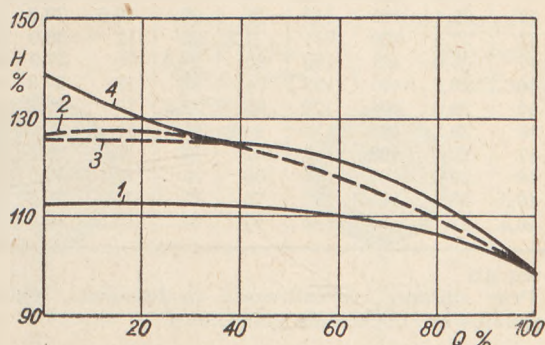


Rys. 4. Wydajność w zależności od częstotliwości przy indywidualnej pracy pompy zasilającej

Dla łatwiejszej analizy charakterystyk wprowadzono pojęcie współczynnika rezerwy w wysokości tłoczenia (H), czyli w stosunku wysokości tłoczenia przy $Q=0$ (H_0) do wysokości tłoczenia przy $Q=Q_n$ (H_n):

$$h = \frac{H_0}{H_n}$$

Krzywym $Q-H$ podanym na rys. 5 odpowiadają następujące wartości współczynnika rezerwy w wysokości tłoczenia: $h_1 = 1,13$, $h_2 = 1,26$, $h_4 = 1,40$.

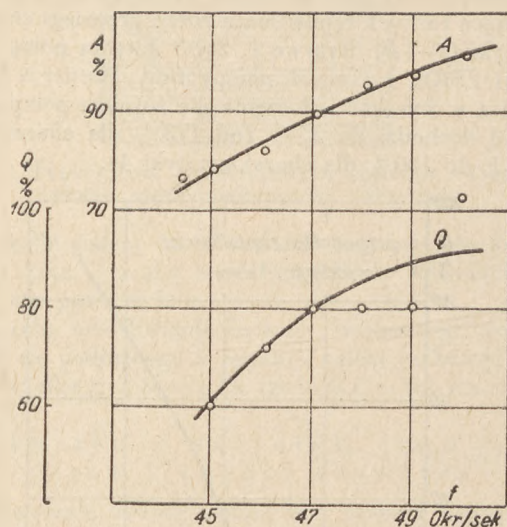


Rys. 5. Charakterystyki pomp zasilających różnych typów

Przy obniżeniu liczby obrotów pompy mające charakterystyki o wyższej wartości współczynnika rezerwy w wysokości tłoczenia będą miały większą wydajność, przy zachowaniu bez zmian wszystkich pozostałych warunków ruchu.

Pompy wody chłodzącej

Badania przeprowadzono w elektrowni zasilanej wodą z pompowni odległej od hali maszyn o około 1 km. W czasie badania pracowały pompy typu 20 HW i 28 HW. Zmianę wydajności pompy przy zmianie częstotliwości określano na pompie typu 20 HW (rys. 6).



Rys. 6. Zmiana wydajności i ciśnienia pompy odśrodkowej w zależności od częstotliwości

Z krzywej $Q = \varphi(f)$ widać, że przy obniżeniu częstotliwości o 10%, wydajność pomp spada 1,53 razy zamiast 1,31 razy, jak wynika z obliczeń.

Zmiana próżni w kondensatorze jednej z turbin przy obniżce częstotliwości podana jest w tablicy 1.

Tablica 1

Wyniki pomiarów parametrów na turbozespole doświadczalnym

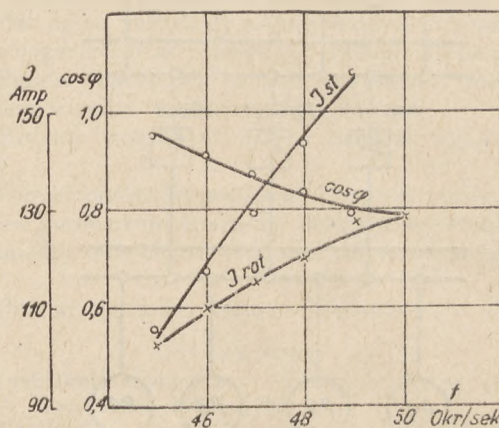
Częstotliwość w sieci okr/sek	Ciśnienie pary atn	Temperatura °C	Zużycie pary t/h	Kondensat t/h	Moc generatora		Napięcie na szynach 38 kV	Różnica %
					czynna MW	bierna MVar		
50	27,5	411	151	61	25	9,5	38,5	97,1
49	27,4	405	142	78	25	10,6	38,3	96,7
48	27,5	400	141	71,8	25	12	38,0	96,45
47	27,6	401	130	80	24,8	10	37,9	95,0
46	28,6	401	133	74	25	18	37,8	94,6
45	29,9	406	120	83	22,5	18	37,2	95,4
46	29,2	406	119	94,2	22	11	37,8	95,3
47	29,1	408	118	102	22	15	38,1	95,5
48	29,0	408	118	106	22	18	38,0	95,7
49,5	28,3	411	132	75	22	21	38,6	96,0
50,5	27,1	410	148	61	22	15,5	39,0	96,0

Uwaga

Przy zmianie częstotliwości następowała regulacja bezwzrostowego obciążenia generatora.

Na rys. 7 przedstawiono charakterystykę pracy silnika synchronicznego o mocy 660 kW, napędzającego

pompę typu 28 HW. Charakterystyka podaje zależność prądu stojana i wirnika oraz $\cos \varphi$ od częstotliwości. Silnik posiada wzbudnicę osadzoną na wspólnym wale z wirnikiem. Przy obniżce częstotliwości nie zmieniano oporności w obwodzie wzbudzenia wzbudnicy.



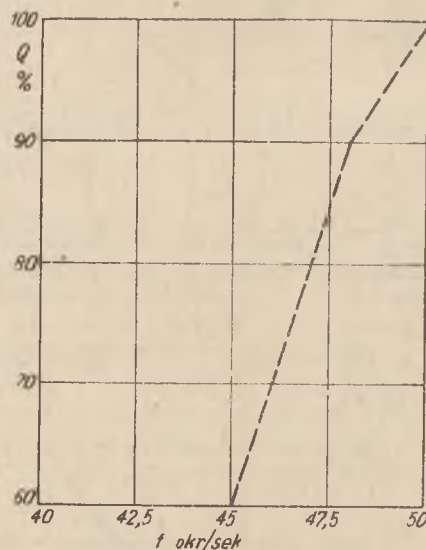
Rys. 7. Charakterystyka pracy silnika synchronicznego pompy w zależności od częstotliwości

Wentylatory ciągu

Obserwacje przeprowadzono na wentylatorze ciągu typu D-190, napędzanym przez dwa silniki (735 i 585 obr/min), zainstalowanym przy kotle 70/85 t/h, 34 atn. Podczas badań pracował silnik o 735 obr/min.

Na rys. 8 przedstawiono charakterystykę wentylatora ciągu $Q = \varphi(f)$, zdjętą podczas badania.

W tablicy 1 podano wyniki pomiarów parametrów turbozespołu upustowego zasilającego parą grzejną podgrzewacze wody i odgazowywacze.



Rys. 8. Zmiana wydajności wentylatora ciągu przy zmianie częstotliwości

Wnioski

Z przeprowadzonej analizy wpływu obniżki częstotliwości na wydajność urządzeń potrzeb własnych wynika, że pompy zasilające, a szczególnie pompy o wysokim ciśnieniu statycznym, wykazują największą wrażliwość na zmianę częstotliwości.

Najpewniejszym sposobem utrzymania żądanej wydajności urządzeń potrzeb własnych jest odpowiednio w porę przeprowadzone odciążenie elektrowni względnie systemu dla utrzymania znamionowej częstotliwości. Dolna granica obniżki częstotliwości w systemie po-

winna być ustalona w oparciu o dopuszczalne zmniejszenie wydajności urządzeń potrzeb własnych elektrowni.

Źródło: Elektryczeskie Stancii Nr 10/1950.

Przełożył E. K.

621.315,211.3.004.14

Kable olejowe oraz doświadczenia eksploatacyjne z nimi

Inż. Paweł Buzek

Treść. Omówiono przyczyny, które doprowadziły do skonstruowania kabli olejowych, wykazano cechy charakterystyczne kabli olejowych oraz zasadnicze różnice między nimi a kablami nasyconymi olejem gęstym. Opisano dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne z nimi.

Olbrzymi rozwój naszego przemysłu wymaga jednocześnie dużego rozwoju energetyki oraz zwiększenia pewności dostawy energii elektrycznej.

Przesył energii elektrycznej na wysokim napięciu odbywa się obecnie przeważnie liniami napowietrznymi. Ponieważ linie te, wskutek działania wpływów zewnętrznych (wyładowania atmosferyczne, sadź, działania mechaniczne) ulegają mimo najlepszej eksploatacji uszkodzeniom, przeto od dawna dążono do tego, aby zastąpić je kablami, które w normalnych warunkach eksploatacyjnych nie są względnie są o wiele mniej narażone na ujemne działanie czynników zewnętrznych. Również gęstość zabudowań wokoło elektrowni czy wokoło odbiorców energii coraz więcej utrudnia prowadzenie linii wysokiego napięcia. Brane obecnie pod uwagę względy urbanistyczne przemawiają często przeciw lokalizacji linii napowietrznych w pobliżu miast oraz lotnisk. Z tych powodów stosowanie kabli na najwyższe napięcia do przesyłu energii elektrycznej staje się u nas coraz bardziej aktualne.

Coraz więcej czynników zewnętrznych wpływa również na to, aby rozprowadzać energię elektryczną, czy to na terenie elektrowni czy też dużych odbiorców położonych w miastach, kablami najwyższych napięć.

Dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne z normalnymi kablami do 10 kV dały pozytywne wyniki. Gorzej już przedstawia się sprawa z kablami na napięcia powyżej 10 kV, tj. 15, 20 i 30 kV. Okazało się, że kable te bardzo szybko się starzeją i że powstają w nich przebicia elektryczne. Przyczyną tych przebiegów jest tworzenie się próżni w kablu czy to wskutek przesuwania się syciwa z miejsc wyżej do miejsc niżej położonych lub też wskutek zmian objętości syciwa pod wpływem ciepła. Ponieważ w kablach normalnych ilość syciwa jest równa objętościowo prawie ilości papieru, przeto w kablach na wyższe napięcia, gdzie izolacja z konieczności musi być objętościowo większa, wzrasta również i ilość syciwa. Stwierdzono jednak, że przy wzroście temperatury izolacji o 25 °C syciwo zwiększa swą objętość o około 2%. Ze względu na nieściśliwość syciwa zwiększona jego objętość wywołuje wzrost ciśnienia w kablu, pod wpływem którego płaszcz ołowiany kabla rozszerza się. Występujące przy rozszerzeniu płaszcza ołowianego naprężenia często przekraczają granicę elastyczności. Gdy po obniżeniu temperatury w kablu syciwo się kurczy, płaszcz ołowiany nie powraca już do swoich początkowych wymiarów. To powiększenie średnicy płaszcza ołowianego ułatwia powstawanie wewnątrz kabla wolnych przestrzeni, w których tworzą się pęcherzyki powietrzne. Ponieważ stała dielektrycz-

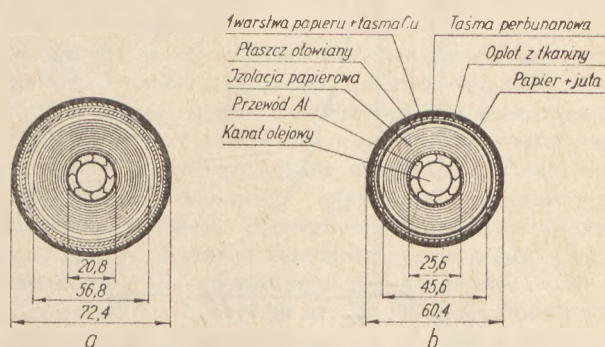
na ϵ papieru i syciwa kabla z izolacją rdzeniową wynosi około 4, przeto zawarte w kablu pęcherzyki powietrza są narażone na działanie cztery razy większego pola elektrycznego.

Dlatego też w tych miejscach następuje jonizacja i wyładowania jarzeniowe. Wyładowania te niszczą izolację kabla, powodują wzrost strat dielektrycznych w kablu oraz przyspieszają jego starzenie.

Zastosowanie w kablach ekranów usunęło przyczynę jonizacji i wyładowań jarzeniowych oraz zmniejszyło straty dielektryczne a tym samym i szybkość starzenia się izolacji, gdyż pole elektryczne zamyka się w metalicznym ekranie, założonym na każdej żyłę. Rozwiązanie to okazało się wprawdzie zadowalające dla kabli średnich napięć, lecz nie usunęło wyładowań jarzeniowych w izolacji samej żyły; dla kabli wyższych napięć było więc niewystarczające.

W celu uniknięcia tych wad konstrukcyjnych próbowano różnych metod, które zabezpieczyłyby kabel z izolacją rdzeniową przed szybkim starzeniem wskutek jonizacji znajdującego się w nim powietrza. Według najstarszej metody należało układać kable w rurach żelaznych znajdujących się pod ciśnieniem. Panujące w rurze ciśnienie powodowało w przypadku spadku temperatury kabla, a więc zmniejszania się objętości syciwa, dociskanie płaszcza kabla do nowej jego objętości, co zapobiegało powstawaniu wolnych przestrzeni w kablu. Rozwiązanie to, ze względu na wysoki koszt, nie przyjęło się.

Próbowano również napełniać wnętrza kabli między żyłami gazem obojętnym pod ciśnieniem. Kable te na wysokie napięcia wymagają jednak specjalnego bandażowania płaszcza ołowianego, co ze względu na zastosowane ciśnienie około 15 at okazało się niepraktyczne.



Rys. 1. Przekrój przez kabel olejowy
a — 150 kV, b — 70 kV

Wobec tego szukano nowych, lepszych rozwiązań. Technicznie dobre rozwiązanie kabli na najwyższe napięcia, zarówno pewne ruchowo jak i nadające się ze względów gospodarczych uzyskano dopiero po skonstruowaniu kabla olejowego.

W kablu olejowym w miejsce gęstego syciwa używa się oleju transformatorowego, który może płynąć swobodnie przez specjalny kanał w żyłce kabla. Kierunek przepływu oleju zależny jest od temperatury kabla. Gdy temperatura kabla jest wysoka, olej płynie z kabla do zbiorników wyrównawczych. Przy spadku temperatury olej płynie ze zbiorników do kabla.

Na rys. 1 przedstawiono przekrój kabla zainstalowanego w jednej z krajowych sieci okręgowych. Są to kable budowane zasadniczo na napięcie 150 i 70 kV, jednak kabel 150 kV pracuje na napięciu 110 kV, a kabel 70 kV — na 60 kV. Przelotność kabla 110 kV, 150 mm² Al wynosi około 50 MVA, a kabla 60 kV, 300 mm² Al — 55 MVA. Jak z rys. 1 wynika, stosunek promienia zewnętrznego r_z do promienia wewnętrznego r_w kabla wynosi

$$\frac{r_z}{r_w} = \frac{56,8}{20,8} = 2,73,$$

dla kabla 70 kV

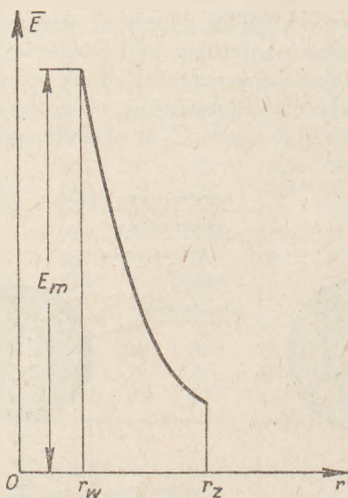
$$\frac{r_z}{r_w} = \frac{45,6}{25,6} = 1,78,$$

czyli średnio dla obu kabli $\frac{r_z}{r_w} = 2,25$.

Ponieważ, jak wynika z rozważań matematycznych, minimalne natężenie pola elektrycznego w kablu otrzymujemy, gdy stosunek promieni $\frac{r_z}{r_w} = 2,22$, przeto

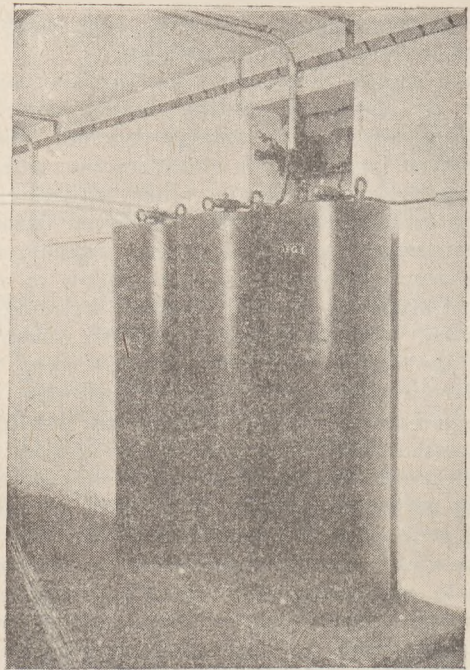
przyjęty wyżej stosunek 2,25 należy uznać jako ekonomiczny i właściwy.

Zastosowanie kabli olejowych do urządzeń przesyłowych elektroenergetyki postawiło — zarówno przed przemysłem kablowym jak i przed personelem eksploatacyjnym wiele nowych zagadnień, nie spotykanych w praktyce z kablami z izolacją rdzeniową.



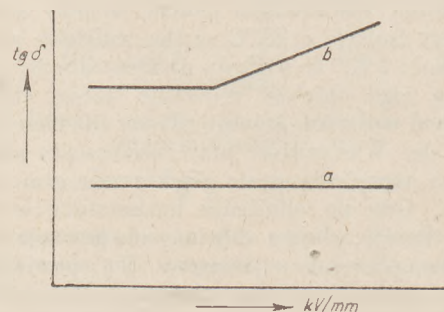
Rys. 2. Przebieg natężenia pola elektrycznego wewnątrz kondensatora walcowego w zależności od promienia zewnętrznego (według Kūpfmüllera)

Użycie w kablu oleju transformatorowego — podlegającego ogólnym prawom fizycznym dla cieczy — określiło, jakie rozwiązania pod względem mechanicznym muszą być zastosowane w instalacjach kabli olejowych. Zasadniczym zadaniem przy tym rozwiązywaniu jest właściwe obliczenie zbiorników wyrównawczych przeznaczonych do wyrównywania ciśnień w instalacji kabli olejowych. W kablach olejowych można bowiem z góry obliczyć stan ciśnień dla wszystkich warunków ruchowych. Fakt ten stanowi zaletę w porównaniu z kablami o izolacji rdzeniowej, w których syciwo spływa z miejsc wyżej położonych do miejsc niżej położonych, tak że ciśnienie w kablu z biegiem czasu ulega nieprzewidzianym zmianom. Na rys. 3 przedstawiono zbiorniki wyrównawcze dla pewnej instalacji kablowej.



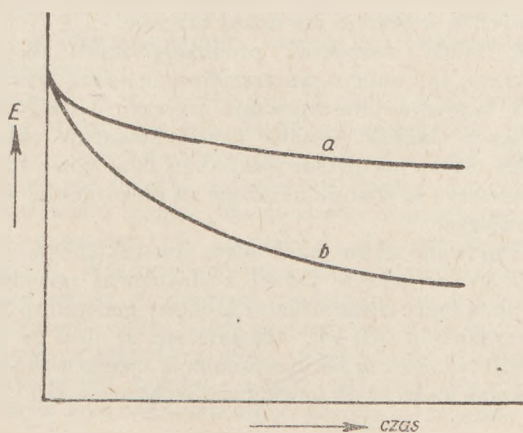
Rys. 3. Zbiorniki wyrównawcze dla kabli olejowych

Właściwości elektryczne kabli olejowych są o wiele lepsze niż w kablach z izolacją rdzeniową, gdyż olej we wszystkich warunkach ruchowych wypełnia całkowicie przestrzeń między papierem izolacji kabla. Wyraźnie widać to przy porównywaniu strat dielektrycznych. Praktyka fabryk niemieckich wykazała, że kąt stratności w kablach olejowych jest o połowę mniejszy, jak w kablach z izolacją rdzeniową i jego zależność od natężenia pola ma przebieg prawie zupełnie poziomy, a więc jest niezależny od natężenia pola elektrycznego.



Rys. 4. Przebieg kąta stratności $\lg \delta = f(E)$
a — kabel olejowy, b — kabel z izolacją rdzeniową (Hube)

Natomiast w kablach z izolacją rdzeniową przepojoną syciwem od pewnego natężenia pola elektrycznego wzrasta silnie kąt stratności (rys. 4). Jak z rys. 4 wynika, w kablu olejowym można dopuścić prawie dwa razy wyższe natężenie pola elektrycznego niż w kablu z izolacją rdzeniową. Miejsce załamania krzywej *b* na rys. 4 dowodzi, że przy danym natężeniu pola elektrycznego następuje jonizacja. Krzywa przebiecia kabli olejowych w funkcji czasu wykazuje również przebieg bardziej płaski niż w kablach typu normalnego (rys. 5). Widać stąd, że dla obciążeń krótkotrwałych i uderowych wytrzymałość na przebiecie dla obu typów kabli jest jednakowa, jednak przy dłuższych czasach działania napięcia jego wartość dla kabli rdzeniowych nasyconych olejem gęstym znacznie spada.



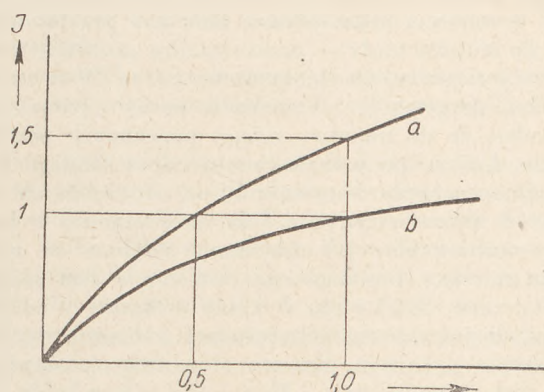
Rys. 5. Przebieg wytrzymałości elektrycznej kabla w zależności od czasu działania pola elektrycznego
a — kabel olejowy, *b* — kabel z izolacją rdzeniową (Hube)

Wykazana powyżej zaleta kabli olejowych, pod względem wytrzymałości na przebiecie oraz z uwagi na niskie straty dielektryczne umożliwia dopuszczenie w tych kablach wysokich wartości natężenia pola elektrycznego, tj. do 10 kV/mm i wyżej. W kablach z izolacją rdzeniową natężenie to nie może przekroczyć około 5 kV/mm.

Zgodnie z przepisami na elektroenergetyczne kable obołowione miedziane i aluminiowe (PN/E-6, pkt. 2.7.1) dopuszczalne jest nagrzanie ponad temperaturę otoczenia (15 °C dla kabli na napięcie do 6 kV i o 25 °C dla kabli na napięcie wyższe jak 6 kV). Przepis ten dotyczy kabli z izolacją papierową nasyconą olejem gęstym. Dla kabli olejowych dopuszczalne temperatury nagrzania ponad temperaturę otoczenia są około dwa razy wyższe. Do przesłania tej samej ilości energii kablem olejowym wystarczy więc przekrój o połowę mniejszy od przekroju potrzebnego w kablu rdzeniowym, czyli innymi słowy kablem olejowym o tym samym przekroju co kabel z izolacją rdzeniową może płynąć około 1,5 razy większy prąd (rys. 6). Uwzględniając, że kabel olejowy posiada dwukrotnie wyższą wytrzymałość na przebiecie i 1,5 razy wyższą obciążalność prądową w stosunku do kabla z izolacją rdzeniową, można przy tym samym przekroju co i kabla z izolacją rdzeniową przesłać kablem olejowym około trzykrotnie wyższą moc.

Usunięcie możliwości powstawania wolnych przestrzeni w kablu olejowym oraz mała zależność strat dielektrycznych od temperatury daje mu w praktyce zasadniczą przewagę nad kablem z izolacją rdzeniową.

Kabel olejowy jest przy tym kablem termicznie zupełnie zrównoważonym.



Rys. 6. Obciążalność kabli w zależności od przekroju przewodu

a — kabel olejowy, *b* — kabel z izolacją rdzeniową
Pełne linie pomocnicze przedstawiają oszczędność materiału na przekroju dla danego prądu *I*, a linie kreskowane stosunek prądów dla danego przekroju *q*

Jeżeli chodzi o konstrukcję kabla olejowego, to jak na rys. 1 widać, posiada on nad płaszczem ołowianym płaszcz z blachy miedzianej. Blacha ta zwiększa wytrzymałość mechaniczną płaszcza ołowianego, który zależnie od swojej grubości, wytrzymuje ciśnienie wewnętrzne zaledwie rzędu 1 at. Ciśnienie takie w większości instalacji kabli olejowych jest jednak za niskie, aby kabel mógł normalnie pracować we wszystkich warunkach ruchowych.

Płynność oleju kablowego, konieczność umożliwienia przepływu oleju wzdłuż całej linii kablowej celem wyrównania ciśnienia w kablu wymaga zastosowania w instalacjach kabli olejowych specjalnych muf i głowic. Do sprzętu tego należą również zbiorniki wyrównawcze. Zagadnienie muf dla kabli olejowych opisane zostało w Nr 2 „Energetyki” z br. w artykule pt. „Uszkodzenie i naprawa kabli olejowych 110 i 60 kV”. Szczegóły związane z regeneracją kabli i muf kablowych omówione zostały w artykule inż. Woźniaka pt. „Regeneracja kabli olejowych 60 i 110 kV” („Energetyka” Nr 3 z 1953 r.). Obliczenie wielkości zbiorników wyrównawczych wymaga osobnego omówienia.

Pierwsze kable olejowe zostały ułożone w kraju w czasie okupacji; stanowiły one dla polskiej obsługi zupełną nowość. Pierwszym zagadnieniem, jakie wystąpiło, była sprawa doboru właściwego oleju i utrzymania należytego ciśnienia oleju w kablach. Stwierdzono, że wytrzymałość oleju dla kabli olejowych na przebiecie elektryczne nie stanowi dostatecznego kryterium dla określenia jego przydatności do kabli olejowych. Ponieważ opisywane kable jesienią 1945 r. nie były obciążone (z powodu uszkodzenia transformatora 110/60/6 kV), przeto w miarę spadku temperatury zewnętrznej spadało i ciśnienie w kablach. W celu niedopuszczenia spadku do najniższego dopuszczalnego ciśnienia zachodziła konieczność uzupełnienia zbiorników olejem. Rysunek urządzenia, jakie wtedy zostało zastosowane do odgazowania oleju, pokazano w Nr 2 „Energetyki” z 1953 r. na str. 75. W ogóle główną troską personelu eksploatacyjnego w pierwszym roku po wojnie było zachowanie pewności pracy kabli olejowych w razie straty oleju. Zaobserwowano bowiem, że mimo

dopełnienia zbiorników olejem, w jednej z faz następował nadal powolny spadek ciśnienia. Przeprowadzona kontrola wykazała, że z jednej z muf wycieka olej w miejscu, gdzie płaszcz ołowiany przylutowany jest do korpusu mufy — przez szczeliny pozostałe w nałożonej warstwie lutu (lut zmasowy p. rys. 19 na str. 76 nr 2 „Energetyki“). Wyciekanie to było jednak tak powolne, że do naprawy miejsc popękanych przystąpiono dopiero po przygotowaniu odpowiedniego lutu i oleju oraz przy wytworzeniu się odpowiednich warunków atmosferycznych. Fakt nieszczelności w lucie przy mufie kablowej i utrzymanie pomimo to przez kilka miesięcy dostatecznego ciśnienia a tym samym dostatecznej ilości oleju w kablu wykazały w eksploatacji, że pewność ruchowa instalacji kablowej przy znacznym pęknięciu płaszczu ołowianego praktycznie nie zostaje zmniejszona. Mimo ciśnienia w kablu olej przeciska się ze znaczną trudnością przez grube warstwy papieru. Istnienie ciśnienia wewnątrz kabla olejowego daje mu i tutaj przewagę nad kablem z izolacją rdzeniową. W przypadku pęknięcia płaszczu kabel z izolacją rdzeniową nasiąka wilgocią, co obniża wartość jego izolacji. Wskutek tego izolacja zostaje przebita a kabel nagle i niespodziewanie ulega uszkodzeniu. W instalacji kabli olejowych ewentualne pęknięcia czy uszkodzenia płaszczu ołowianego są wcześniej sygnalizowane przez stan ciśnienia oleju w kablu.

Przy eksploataowaniu kabli olejowych należy — niezależnie od stałej kontroli ciśnienia (odczyty zapisywane przynajmniej raz na dzień) jeszcze okresowo wykonywać pomiary kąta stratności.

Pęknięcie lutu zmasowego w mufach może nastąpić w kablach ułożonych np. w bezpośrednim sąsiedztwie toru PKP. W tym przypadku mufy są narażone przy przejazdach ciężkich pociągów węglowych na częste drgania wywołujące pęknięcia lutu zmasowego.

Pęknięcia te tłumaczyć można również wydłużaniem się korpusu mufy przy nagrzaniu, wskutek czego powstają znaczne siły, powodujące uszkodzenia lutu zmasowego.

Dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne wykazały, że kable olejowe ułożone na normalnym terenie (bez zapadlin) są pod względem ruchowym zupełnie pewne, a eksploatacja ich nie nastęrcza specjalnych trudności.

Wnioski

1. Biorąc pod uwagę zalety kabli olejowych oraz trudności w eksploatacji linii napowietrznych na terenach, na których izolatory są narażone na silne zanieczyszczenie i zawilgocenie, np. zakwaszoną parą z chłodni kominowych, wydaje się celowe układanie kabli olejowych w większym jak dotąd zakresie.

2. Należy rozpocząć produkcję kabli olejowych w kraju, aby pokryć zapotrzebowanie naszej energetyki.

3. Konsekwentne usuwanie przyczyn uszkodzeń oraz walka o ciągłość dostawy energii nakazuje układanie kabli olejowych przede wszystkim tam, gdzie linie napowietrzne są zbyt narażone na niekorzystne wpływy zewnętrzne.

Typowym takim przykładem jest zakłócenie na linii 110 kV na terenie jednej z elektrowni zawodowych. Linia ta łączy transformator blokowy generatora 35 MW z rozdzielnią 110 kV. Okazało się, że linia ta już po trzech tygodniach od uruchomienia uległa uszkodzeniu, wskutek zwarcia na łańcuchach izolatorowych.

Literatura

E. A. Proszczin i P. F. Sołowiew, Montaż i Eksploatacja kablów linii, 1943

Podręcznik inżyniera elektryka, t. II., 1949

K. Küpfmüller, Einführung in die theoretische Elektrotechnik, wyd. 2, 1939.

621.315.615.2.004

Eksploatacja olejów izolacyjnych w energetyce

Inż. Stanisław Szczepanik i Mieczysław Gunia

Znaczenie olejów izolacyjnych w energetyce

Jakość olejów izolacyjnych jest w energetyce jednym z najważniejszych zagadnień. Zasadnicze urządzenia do przesyłania energii elektrycznej, a więc transformatory, wyłączniki, kondensatory oraz kable wymagają oleju wysokiej klasy, o specjalnych i ściśle określonych właściwościach. Ilość olejów izolacyjnych użyta przy eksploatacji tych urządzeń wynosi kilka milionów kg. Okres używalności przyrządów i urządzeń napełnionych olejem izolacyjnym zależy w dużej mierze od jego jakości i właściwości. Stałe i nieprzerwane zaopatrywanie w energię elektryczną dużych obszarów kraju, miast, osiedli i wielkich budowli socjalizmu jest możliwe tylko przy należytej konserwacji oleju w przyrządach elektrycznych. Zmiany chemiczne występujące w olejach działają niszcząco na izolację urządzeń elektrycznych i kabli; skracają czas ich pracy i mogą powodować przebiecia elektryczne oraz uszkodzenia różnego rodzaju, jeśli nie są w porę zastosowane odpowiednie środki zapobiegawcze. Niestety po uszkodzeniu urządzenia czy przyrządu nie można dokładnie ustalić jego

przyczyny, gdyż olej w takich wypadkach ulega spaleni i zmienia swoje właściwości.

Uszkodzenia te są zatem dostatecznym dowodem, jak ważne jest częste badanie jakości oleju w urządzeniu, jego umiejętnej pielęgnacja oraz wymiana w odpowiednim czasie.

Konieczność oszczędnego gospodarowania olejami wymaga regenerowania zużytych olejów w odpowiednich urządzeniach regeneracyjnych i powtórnego użycia w transformatorach i wyłącznikach.

Zbieranie zużytych olejów i ich regeneracja posiada duże znaczenie dla racjonalnej i ekonomicznej gospodarki tym produktem. Praktyka wykazała, że stosowanie regeneracji olejów daje zupełnie zadowalające wyniki. Wobec tego każdy zakład powinien dbać o skrupulatne zbieranie zużytych olejów i regenerować je w stacjach regeneracyjnych.

Co to są oleje izolacyjne?

Aby dokładniej poznać właściwości olejów izolacyjnych, trzeba nieco bliżej zapoznać się ze składem chemicznym oraz sposobami technicznej ich produkcji.

Ropa naftowa, z której do niedawna prawie wyłącznie wytwarzano oleje izolacyjne, posiada zależnie od miejsca pochodzenia bardzo różny skład, gdyż zawiera poza niewielkimi ilościami ciał obejmujących połączenia tlenowe i siarkowe bardzo różnorodne grupy węglowodorów. Wyodrębnienie z ropy poszczególnych grup węglowodorów jest na skalę techniczną praktycznie niemożliwe. Zależnie od tego, czy w ropie przeważają węglowodory szeregu parafinowego czy naftenowego nazywamy je: 1. parafinowymi, jeśli zawierają więcej niż 66% węglowodorów szeregu parafinowego, 2. naftenowymi, jeśli w tym samym stosunku przeważają związki naftenowe i 3. parafino-naftenowymi, jeśli obie grupy związków występują obok siebie, ale w ilości mniejszej niż 66%. Wydzielenia poszczególnych grup węglowodorów występujących w ropie dokonuje się przeważnie na drodze destylacji frakcyjnej, przy czym podział następuje według temperatury wrzenia lub według ciężarów właściwych.

Otrzymane w ten sposób destylaty muszą być jednak poddane rafinacji w celu dalszego oczyszczenia. Jeszcze obecnie usuwa się często niepożądane w oleju, łatwo utleniające się związki smoliste zawierające tlen i siarkę, jak również związki nienasycone i aromatyczne — głównie przez działanie na destylaty stężonym kwasem siarkowym. Wskutek tego usuwane substancje ulegają takim zmianom, że przestają rozpuszczać się w olejach i opadają jako ciężki szlam na dno, skąd mogą być mechanicznie oddzielone z oleju. Przez dalsze traktowanie oleju wodą, ługami i ziemią odbarwiającą otrzymuje się w końcu rafinat, który zawiera — zależnie od tego, z jakiej ropy był otrzymany — podane w tabelicy 1 typy związków węglowodorów we wszelkich możliwych kombinacjach.

Na ogół jednak przy produkcji olejów izolacyjnych oddaje się pierwszeństwo olejom pochodzenia naftenowego, z uwagi na niski ich punkt krzepnięcia. Obok tej klasycznej metody rafinacji kwasem, od wielu lat stosuje się w różnych krajach sposób traktowania destylatów tzw. selektywnymi rozpuszczalnikami. Są to rozpuszczalniki, które zmieszane z destylatem rozpuszczają

w sobie tylko pewne określone związki, niepożądane w oleju. Cenne węglowodory pozostają zaś nierozpuszczone, przy czym warstwa oleju nierozpuszczonego może być z łatwością oddzielona od warstwy rozpuszczalnika.

Po rozdzieleniu tych warstw i usunięciu przez destylację reszty rozpuszczalnika otrzymuje się żądany rafinat.

Pierwszym użytym na skalę techniczną rozpuszczalnikiem selektywnym był płynny dwutlenek siarki, zastosowany przez Rumuna Edeleanu pierwotnie do rafinacji nafty. Obecnie stosuje się wiele selektywnych rozpuszczalników, z których najbardziej znane są: furfuroł, chlorex, krezole, fenole, nitrobenzol itp.

Przy rafinacji najważniejszym jest właściwy stopień zrafinowania, którego nie wolno przekroczyć. Przerafinowanie olejów, czyli zbyt dokładne usunięcie pewnych związków smolistych, zawierających tlen i siarkę, które działają w oleju ochraniająco, może być przyczyną szybkiego utleniania, czyli starzenia się olejów.

Wpływ zanieczyszczeń oleju na jego właściwości izolacyjne

Staranne i bardzo szczegółowe badania naukowe wykazały, że elektryczna wytrzymałość oleju tylko w małym stosunkowo stopniu zależy od jego chemicznej budowy i stopnia zesterzenia się. Nawet bardzo kwaśne oleje, jeśli tylko nie są zawilgocone posiadają wysoką wytrzymałość elektryczną. Natomiast w bardzo silnym stopniu wpływają na nią zanieczyszczenia olejów. Absolutnie czyste, nie zawierające wilgoci oleje mineralne wykazują wytrzymałość na przebicie do 300 kV/cm, a nawet wyżej. Utrzymanie jednak olejów w takim stanie jest bardzo trudne, gdyż pochłaniają one wilgoć atmosferyczną i wymagają przechowywania bez dostępu powietrza.

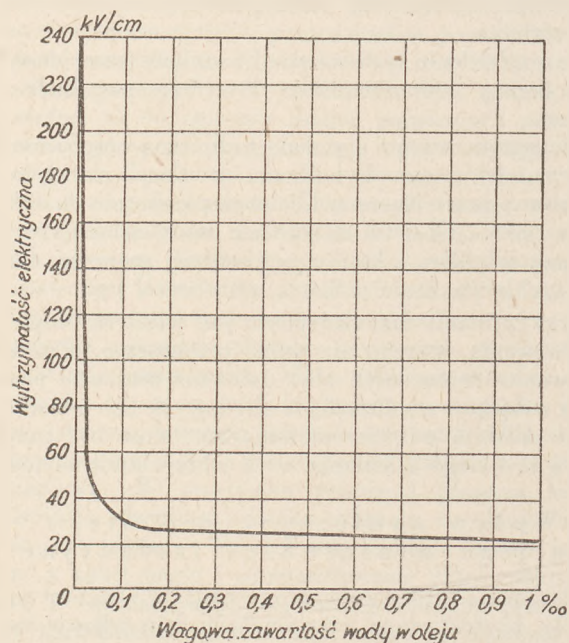
Dla przykładu podano wyniki tego rodzaju doświadczeń autorów zagranicznych na rys. 1, na którym przedstawiono zależność wytrzymałości elektrycznej oleju od stopnia zawilgocenia. Zgodnie z wykresem przy za-

Tabela 1

Typy związków węglowodorów w izolacyjnym oleju rafinowanym

Olej izolacyjny rafinowany	
Węglowodory nasycone	
Niewielkie ilości związków zawierających tlen i siarkę, działających ochraniająco (inhibitory), zapobiegające utlenianiu węglowodorów	Węglowodory parafinowe 1. typu: łańcuchy normalne $\begin{array}{ccccccc} & H & & H & & H & & H & & H & & H \\ & & & & & & & & & & & \\ H & -C & - & C & - & C & - & C & - & C & - & C-H \\ & & & & & & & & & & & \\ & H & & H & & H & & H & & H & & H \end{array}$
	2. typu: łańcuchy rozgałęzione $\begin{array}{c} CH_3 \quad H \quad CH_3 \\ \quad \quad \\ C - C - C - H \\ \quad \quad \\ CH_3 \quad H_2 \quad C - C - C - CH_3 \\ \quad \quad \quad \quad \\ H_2 \quad H_2 \quad H_2 \quad H_2 \quad H_2 \end{array}$
	Nafteny i polinafteny 1. pierścienie pojedyncze $\begin{array}{c} H_2 \quad H_2 \\ \quad \\ H_2C - C - C - CH_2 \\ \quad \quad \\ H_2 \quad H_2 \quad H_2 \end{array}$
	2. pierścienie podwójne $\begin{array}{c} H_2 \quad H_2 \quad H_2 \quad H_2 \\ \quad \quad \quad \\ H_2C - C = C - C - CH_2 \\ \quad \quad \quad \\ H_2 \quad H_2 \quad H_2 \quad H_2 \end{array}$

wartości wody 0,1 ‰ wytrzymałość elektryczna spada już do około 30 kV/cm, przy wyższej zawartości wilgoci zbliża się asymptotycznie do wartości około 22 kV/cm.

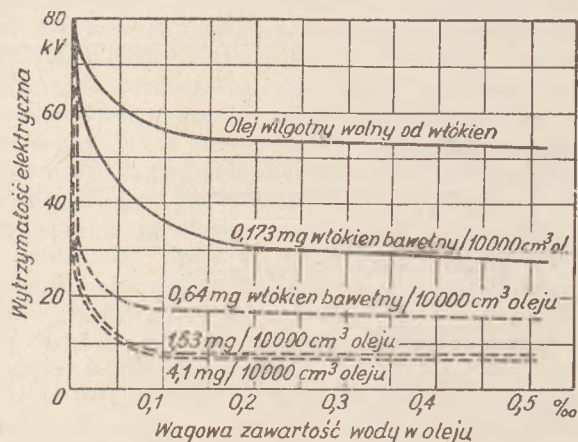


Rys. 1. Wytrzymałość elektryczna oleju izolacyjnego w kV/cm w zależności od wagowej zawartości wody w oleju

Szczególnie ważne jest w tym przypadku, w jakiej postaci znajduje się woda w oleju. Mogą tu bowiem wystąpić wszystkie możliwe stopnie rozproszenia wody w oleju, począwszy od właściwego roztworu wody w oleju przez wszystkie stany pośrednie aż do emulsji, które łatwo rozpoznać po jego zmętnieniu.

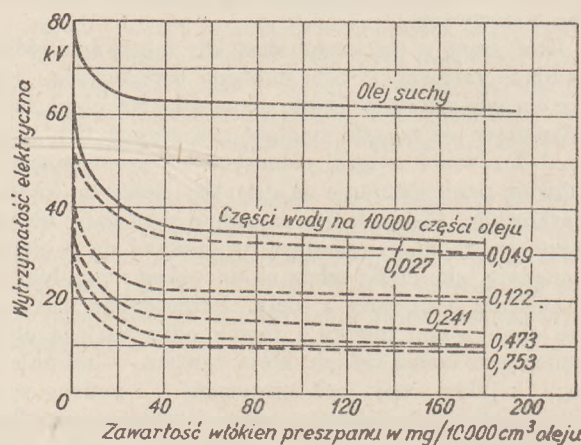
Specjalnie niebezpieczne jest takie właśnie rozdrobnienie wody w oleju w postaci emulsji, która się tworzy przez działanie na niego wilgoci atmosferycznej. Należy zwrócić uwagę na to, że rozpuszczalność wody i powietrza w oleju wzrasta wraz z temperaturą, zatem chłodzenie gorącego, wysuszonego oleju musi być wykonywane bez dostępu powietrza.

Bardziej niebezpieczna od wilgoci jest obecność w oleju zanieczyszczeń hygroskopijnych, a więc włó-



Rys. 2. Wytrzymałość elektryczna oleju izolacyjnego zawierającego różne ilości włókien bawełny w zależności od wagowej zawartości wody (elektrody kuliste 13 mm $\varnothing$, odstęp 2,54 mm)

kien, pyłu i innych obcych ciał stałych, które znacznie obniżają wytrzymałość elektryczną w obecności wilgoci. Podane na rys. 2 wyniki badań przedstawiają wpływ wilgoci na obniżenie wytrzymałości elektrycznej olejów zawierających różne ilości włókien bawełny lub włókna papieru. Z wykresów można wywnioskować, że obecność w oleju samej wody lub samych włókien nie wpływa tak szkodliwie na olej, jak połączenie obu tych czynników razem. Na podkreślenie zasługuje fakt, że w obu przypadkach ilości zanieczyszczeń są znikomo małe; np. przedstawiona na rys. 3 krzywa o 0,473 częściach wody na 10 000 części oleju, oznacza, że w 1 litrze oleju znajduje się prawie 1 kropelka wody i że przy jednoczesnej obecności w tej ilości oleju zaledwie 2 mg włókienek wytrzymałość na przebicie zmniejsza się do około $\frac{1}{5}$ tej wielkości, którą przy tej ilości włókien miałby olej w stanie suchym.



Rys. 3. Wytrzymałość oleju izolacyjnego o różnym stopniu zawilgocenia w zależności od zawartych w nim włókien preszpanu (elektroda kulista 13 mm $\varnothing$, odstęp 2,54 mm).

Z powyższego wynika, że utrzymanie całkowicie czystego oleju w napełnionym transformatorze jest niezwykle ważne i jednocześnie niesłychanie trudne do przeprowadzenia, a biorąc pod uwagę włóknistą strukturę izolacji bawełnianej lub papierowej — prawie niemożliwe do osiągnięcia. Wprawdzie nasycenie uzwojeń transformatora lakierem wybitnie zmniejsza możliwości odrywania się włókienek od izolacji, jednak lakier użyty do tego celu musi być absolutnie nierozpuszczalny w oleju.

Zadania oleju izolacyjnego

Olej izolacyjny w przyrządach elektrycznych służy głównie: 1. jako środek chłodzący i 2. jako dielektryk. Prawie wszystkie straty energii elektrycznej w urządzeniach elektrycznych występują w postaci ciepła, co powoduje, że temperatura oleju rośnie, gdy urządzenia te pracują. Ponieważ najczęściej używane materiały izolacyjne są pochodzenia organicznego, przeto przy wyższych temperaturach ulegają one zniszczeniu. Górna granica temperatury urządzeń przy zastosowaniu izolacji z bawełny, jedwabiu, papieru itp. materiałów nie może przekraczać 100 °C. Dlatego należyte chłodzenie jest nadzwyczaj ważne. W transformatorach olej jest najodpowiedniejszym środkiem chłodzącym. Olej izolacyjny w wyłącznikach odgrywa również rolę dielektryka i przy wyłączaniu powinien możliwie szybko ga-

się łuk elektryczny. Charakter zmian zachodzących w oleju przy pracy w wyłącznikach jest nieco inny niż w transformatorach. W transformatorach oleje przeważnie ulegają powolnemu utlenianiu wskutek działania atmosferycznego tlenu przy podniesionej temperaturze, przy czym tworzą się kwasy i szlamy. W wyłącznikach natomiast wskutek krótkotrwałego działania wysokiej temperatury łuku elektrycznego powstającego przy wyłączaniu olej zostaje rozłożony w strefie działania łuku na węgiel, wodór i inne węglowodory. Rozkładowi ulega tylko nieznaczna część oleju znajdującego się w wyłączniku, tak że po usunięciu za pomocą odpowiedniej filtracji tzw. węgla olejowego w postaci sadzy — pozostała część oleju, praktycznie biorąc, pozostaje bez zmiany.

Obok płynów syntetycznych (jak np. „Clophen“, „Pyranol“, tj. aromatycznych węglowodorów poddanych działaniu chloru) coraz częściej bywa stosowany olej izolacyjny jako dodatkowy dielektryk w kondensatorach statycznych. W tym wypadku olej izolacyjny jest częścią składową dielektryka. Odmienne jak w transformatorze, gdzie jednym z zadań oleju jest chłodzenie — w kondensatorze papier napojony olejem tworzy właściwą izolację między poszczególnymi warstwami — podobnie jak w kablach olejowych. W czasie pracy kondensatora olej nie jest narażony na zbyt wysokie temperatury ani na żadne katalityczne wpływy, jak również nie styka się zupełnie z tlenem atmosferycznym, gdyż kondensator jest szczelnie zamknięty. Pewność działania kondensatora oraz kabla olejowego zależy w głównej mierze od dokładności, z jaką uda się przy jego fabrykacji usunąć z papieru nasyconego olejem — powietrze i wilgoć, co całkiem dokładnie da się osiągnąć za pomocą nowoczesnych urządzeń impregnacyjnych (w nasycalni) oraz przy zastosowaniu wysokiej próżni.

Wymagania stawiane olejom izolacyjnym dla kondensatorów i nowoczesnych wysokonapięciowych kabli olejowych są nieco inne niż dla transformatorów. Stwierdzono bowiem, że cienkie warstewki oleju wystawionego w tych urządzeniach na działanie wysokich napięć z biegiem czasu polimeryzują się i zmieniając swoją budowę chemiczną, tworzą nowe produkty przypominające wosk. Proces powoduje znaczne zmniejszenie objętości oleju i wydzielanie gazów, wskutek czego występują wyładowania i powiększają się puste przestrzenie, co może spowodować przebicie warstw izolacyjnych, a nawet eksplozję kabla.

Wymagania stawiane olejom izolacyjnym

Aby olej izolacyjny używany w energetyce mógł spełnić wspomniane poprzednio zadania, musi on odpowiadać pewnym wymaganiom natury fizycznej i chemicznej. Organizacje naukowe i fachowe dawno już opracowały przepisy dla olejów transformatorowych i wyłącznikowych, określające metody badań olejów oraz dopuszczalne wskaźniki właściwości chemicznych i fizycznych.

Normy dla olejów świeżych zostały opracowane i wydane przez PKN pod Nr PN/E-96 058; nie wymagają zatem omówienia. Normy dla olejów w eksploatacji zostały również opracowane przez PKN i wydane pod Nr PN/E-24 000. Dopuszczalne wartości liczby kwasowej według tych norm dla oleju używanego w urządzeniach zostały ujęte w tablicy 2.

Tablica 2

Dopuszczalne wartości liczby kwasowej dla olejów w eksploatacji

Klasa przyrządu ¹⁾	Liczba kwasowa w mg KOH/g oleju	
	przy odczynie obojętnym	przy odczynie kwaśnym
I	0,6	0,3
II	0,8	0,4

¹⁾ klasa I — transformatory o górnym napięciu znamionowym wyższym od 40 kV lub o mocy znamionowej większej od 320 kVA oraz przekładniki,

klasa II — transformatory nie należące do klasy I, klasa III — łączniki o napięciu znamionowym izolacji wyższym od 6 kV.

Wytrzymałość elektryczna oleju ma wynosić co najmniej:

- dla oleju pobranego z przyrządu po 24 godzinach od napełnienia przyrządu olejem świeżym 136 kV/cm,
- dla oleju w przyrządach klasy I i II 77 kV/cm,
- dla oleju w przyrządach klasy III 58 kV/cm.

Na podstawie doświadczeń z praktyki stwierdzić należy, że normy te są zbyt wymagające w warunkach naszej energetyki.

Poza tym według norm PN/E-24 000 olej izolacyjny w eksploatacji powinien odpowiadać następującym warunkom:

Zawartość wody. Olej nie może zawierać wody.

Liczba zmydlenia oleju w przyrządach klasy I nie może przekraczać 1 mg KOH/g, a w przyrządach klasy II — 2 mg KOH/g oleju.

Liczba smołowa oleju w przyrządach klasy I nie może przekraczać 0,3 %, w przyrządach klasy II — 0,8 %.

Stale prowadzone obserwacje zachowania się oleju w transformatorach, wykonywane analizy oraz rewizja transformatorów szczególnie kl. I nie wykazały pogorszenia się właściwości izolacji ani oksydacji uzwojeń, pomimo że dla większości transformatorów właściwości olejów w większym lub mniejszym stopniu przekraczają powyższe normy liczby kwasowej i odczynu kwaśnego.

Aby utrzymać liczbę kwasową w granicach podanych norm, trzeba by wymienić około 1 000 ton oleju na terenie tylko jednego Okręgu Energetycznego. Byłoby to połączone z wielką szkodą dla energetyki i ogólnej gospodarki narodowej — szkodą zbyteczną, gdyż utrzymanie tego oleju w dalszej eksploatacji nie wpływa ujemnie na pracę transformatorów.

Większość olejów w pracujących transformatorach jest chemicznie obojętna przy liczbie kwasowej dochodzącej do 0,6 ÷ 0,8 mg KOH/g. Dopiero powyżej tej wartości odczyn wyciągu wodnego zaczyna być kwaśny. Zdarzają się tylko rzadkie przypadki, że przy liczbie kwasowej poniżej 0,6 mg KOH/g olej wykazuje odczyn słabo kwaśny. Z powyższego wynika, że obowiązujące normy nie uwzględniają rzeczywistych warunków pracy oraz właściwości olejów w eksploatacji. Należałoby zatem rozważyć ich nowelizację. Odnośnie wytrzymałości elektrycznej oleju w eksploatacji należy stwierdzić, że wartość 77 kV/cm dla oleju w przyrządach klasy I jest stanowczo za niska, szczególnie dla dużych jednostek wysokiego napięcia, przy których nie dopuszcza

się, aby dolna granica wytrzymałości spadła poniżej 120 kV/cm.

Wytrzymałość elektryczną 77 kV/cm należy uważać już jako oznakę, że olej jest zawilgocony i może w niekorzystnych warunkach spowodować przebicie.

Na podstawie doświadczeń eksploatacyjnych można by zaproponować nowe normy dla olejów transformatorowych w eksploatacji według danych w tablicy 3.

Tablica 3

Proponowane normy dla olejów izolacyjnych w eksploatacji

Wskaźniki oleju	Klasa przyrządu		
	I	II	III
Liczba kwasowa mg KOH/g	0,6	0,8	1,2
Odczyn cm^3 0,1 NaOH	0,5	0,6	0,8
Liczba smołowa w %	0,3	0,8	1,0
Wytrzymałość elektr. kV/cm	125	125	80
Barwa w skali W.E.V.	3	4	5

Normy należałoby poddać dyskusji.

Warto tutaj nadmienić, że zdaniem naukowców szwedzkich i amerykańskich oleje izolacyjne należy dyskwalifikować dopiero wtedy, gdy liczba kwasowa przekroczy 1,0 mg KOH/g.

Podanie w normach barwy oleju ma duże znaczenie, gdyż każdy olej, który bardzo zmienił barwę, przeważnie uległ niekorzystnym zmianom chemicznym.

Ilościowe określenie odczynu wyciągu wodnego jest bardziej racjonalne, gdyż dokładnie określa ono stopień zakwaszenia oleju kwasami nisko drobinowymi,

które najbardziej są szkodliwe dla uzwojeń transformatora.

Najbardziej istotne jednak jest badanie wytrzymałości elektrycznej oleju. Olej po wysuszeniu powinien mieć wytrzymałość ponad 200 kV/cm. Normalna odległość elektrod podczas badania wynosi 3 mm, przy niektórych przyrządach z nastawialnym odstępem stosuje się odpowiedni mnożnik do przeliczania na kV/cm. W przyrządach tych stwierdzono, że przy mniejszej odległości elektrod wytrzymałość elektryczna oleju po przeliczeniu jest zwykle wyższa niż określona przy odstępach 3 mm.

Wynika stąd, że stosowanie mniejszych odległości jest niekorzystne, co należałoby wziąć pod uwagę przy fabrykacji przyrządów do badania wytrzymałości oleju.

Odporność oleju na starzenie

Normy polskie nie przewidują badania świeżego oleju na odporność przeciw starzeniu, pomimo że większość krajów eksploatujących transformatory opracowała własne metody badania. Metody te różnią się między sobą stosunkowo niewiele i polegają na ogrzewaniu pewnej ilości badanego oleju przez dłuższy lub krótszy czas w określonych temperaturach z dopływem tlenu lub powietrza. Przy niektórych metodach stosuje się takie katalizatory, jak miedź lub żelazo. W spreparowanych w ten sposób próbkach określa się ilość wydzielonego osadu, kwasów a w niektórych stratę wytrzymałości włókien bawełny.

W tablicy 4 podano dla porównania zestawienie warunków badania olejów według różnych metod.

Tablica 4

Metody oznaczania odporności na starzenie olejów izolacyjnych stosowane w różnych krajach

Kraj		Temperatura °C	Katalizator	Powietrze lub tlen	Czas badania w godz.	Naczynie	W zestarzałym oleju oznacza się	Uwagi
ZSRR (GOCT 981-41)		140	Cu, Fe	powietrze	14	szklane	osad i kwasy	
Niemcy (VDE 0370/36)		120	bez kat.	tlen	70	szklane	osad i kwasy	2 pęcherzyki tlenu/sek
Szwajcaria (SEV 124)		110	Cu	powietrze	72/168	miedziane	osad i kwasy	Badanie wpływu zestarzałego oleju na włókna bawełny
USA	A	120	Cu	powietrze	72/168/336/	szklane	osad	Powietrze doprowadza się nad olej
	B	140	bez kat.	tlen	24	szklane	osad	Badanie wykonuje się w bombie Ciśnienie tlenu 17,6 at
Anglia (B.S. 148)		150	Cu	powietrze	45	szklane	osad	Szybkość przepływu powietrza 2 l/godz
Szwecja (SEN 14)		100	Cu, Fe	tlen	100	szklane	osad i kwasy	Szybkość przepływu tlenu 1 l/godz
Włochy (A.E.J. 7)		110	Cu	powietrze	300	szklane	osad i kwasy	Badanie* wpływu zestarzałego oleju na wytrzymałość lnia-nych bandaży
Belgia		170	bez kat.	powietrze	5	szklane	osad	
Polska z r. 1937		100	Cu, Fe	tlen	100	szklane	osad i kwasy	Oparta na metodzie szwedzkiej

Porównując wszystkie metody, a specjalnie nowe z metodami starszymi, można zauważyć dążenie do ujęcia i oznaczenia wszystkich produktów starzenia się olejów oraz zbliżenia się do temperatur występujących w oleju w czasie pracy transformatorów.

Po przeanalizowaniu wszystkich metod najlepszą wydaje się metoda, w której obok katalizatora zanurza się w oleju bawełnę izolacyjną lub izolację papierową, przez co stwarza się takie warunki, w jakich olej pracuje w transformatorze.

W naszych warunkach najodpowiedniejszą dla krajowych olejów wydaje się następująca metoda:

Do próbki 150 g oleju, wlanego w naczynie porcelanowe, włożyć blaszkę miedzianą polerowaną o po-

wierzchni 10 cm² i pasek izolacji odpowiadającej transformatorowi, dla którego jest olej przeznaczony. Następnie w suszarce ogrzewa się próbkę przykrytą szkłem zegarkowym w temperaturze 115 — 120 °C w ciągu tygodnia, tj. przez 168 godzin. Po ostygnięciu należy zbadać dla próbki tego oleju liczbę kwasową, zawartość szlamu i odczynu wyciągu wodnego oraz stratę wytrzymałości izolacji na rozerwanie w %.

Oczywiście proponowana metoda wymaga jeszcze dokładnego opracowania i ustalenia ścisłych warunków jej wykonania. Takie badanie ułatwiłoby określenie przydatności oleju do użytku w transformatorach i pozwoliłoby w przybliżeniu zorientować się co do jego wytrzymałości.

621.313.13:621.3.027

Praca silników wielkiej mocy przy obniżonym napięciu

Mgr inż. Ładysław Tarnowski

Część II ¹⁾

Treść. Wpływ dużych spadków napięcia, występujących przy zwarciach na pracę silników asynchronicznych i synchronicznych w zakładach przemysłowych. Utrzymanie silnika w biegu przy zapadzie napięcia jest zależne od charakterystyki obciążenia napędzanej maszyny. Samorozruch. Podtrzymywanie napięcia przez dławiki i silniki synchroniczne.

1. Wstęp

Niewielkie niekiedy spadki napięcia w sieci zasilającej stają się często przyczyną wyłączania silników przez przekładniki nadprądowe lub podnapięciowe, z czego wynikają trudności w produkcji. Powstaje zatem pytanie, jak wielkie wahania napięcia są w ogóle dopuszczalne, aby utrzymać silnik w ruchu oraz jakie stosować środki zapobiegawcze, aby tym wahaniom zapobiec.

Spadki napięcia występujące w sieci mają charakter trwały lub nagły (zapady). W pierwszym przypadku spadki napięcia osiągają kilka procent; przyczyną ich są zwykle zmienne obciążenia przy jednoczesnym niedoborze mocy względnie zakłócenia w pracy zespołów prądowców lub urządzeń przesyłowych. Spadki te trwają przeważnie co najmniej kilkanaście minut, lecz nie wywierają szkodliwego wpływu na pracę silników, gdy wielkość ich nie przekracza 10%, przy wyższej wartości występuje już nadmierne grzanie się silników, maleje ich moc, momenty, spada przeciążalność, liczba obrotów i sprawność.

Krótkotrwałe i nagłe spadki napięcia trwające kilka sekund, spowodowane przez:

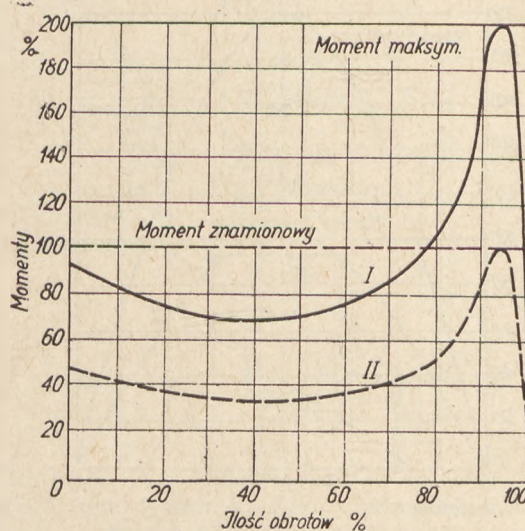
- zwarcia międzyprzewodowe w sieci,
 - zwarcia przewodów sieci z ziemią względnie
 - zwarcia w odbiornikach dużej mocy,
 - prądy rozruchu silników dużej mocy
- są powodem większego obniżenia napięcia — nawet poniżej 50% wielkości znamionowej, przy którym silniki mogą wypaść z biegu.

Można przyjąć, że czas trwania zwarcia w sieciach okręgowych jest równy średnio najwyżej 2 sek, łącznie z czasem własnym wyłącznika mocy. Szybkodziałające nowoczesne zabezpieczenia sieciowe wyłączają wprowadzie te zwarcia w czasie 0,3 sek, jednak powstające

wskutek złych styków łuki elektryczne, działające na znacznej części drogi elementów wyłączających przekładnika, zwiększają czas wyłączania. W nowoczesnej przemysłowej sieci kablowej wyłączane są zwarcia w czasie krótszym jak 1 sek. W sieci kablowej skomplikowanej, z dużą ilością odgałęzień dochodzą czasy trwania zwarć do 4 sek. Wysokość napięcia między generatorem a miejscem zwarcia jest proporcjonalna do oporności tego odcinka sieci. Oporność tą zwiększają celowo zabudowane dławiki oraz transformatory.

Na rys. 1 i 2 podano graniczne wartości napięcia, którego dalsza obniżka powoduje już wypadnięcie z biegu obciążonych momentem znamionowym tak silników asynchronicznych jak i synchronicznych z dwukrotnym momentem maksymalnym (tzn. z dwukrotną przeciążalnością).

Założono tutaj spadek napięcia na wszystkich trzech fazach, z jakim trzeba się liczyć w sieciach przemysłowych.



Rys. 1. Wykres momentów silnika asynchronicznego

¹⁾ Część I artykułu wydrukowano w Nrze 4 „Energetyki” z 1952 r.

wych. Bardziej wrażliwy na spadek napięcia jest zasadniczo silnik asynchroniczny, gdyż może wypaść on przy obniżeniu napięcia poniżej 70% napięcia znamionowego. Maksymalny moment silnika asynchronicznego jest bowiem proporcjonalny do kwadratu napięcia zasilającego. Wypadnięcie z biegu następuje jednak:

- przy pełnym obciążeniu,
- przy pełnym, jednakowym momencie hamującym, przy czym z chwilą ponownego, dostatecznie szybkiego powrotu napięcia do znamionowej wartości może nastąpić samorozruch silnika tak, że nie ma przerwy w pracy zespołu. Stąd też zastosowanie w sieci samoczynnego powtórnego załączania (SPZ) jest dla zakładów przemysłowych cennym usprawnieniem.

Silnik synchroniczny wypada z biegu zasadniczo dopiero wtedy, gdy napięcie sieci spadnie poniżej 50% wartości znamionowej; jego maksymalny moment jest bowiem proporcjonalny do napięcia. Samorozruch silników synchronicznych normalnie nie jest możliwy przy pełnym obciążeniu i pełnym wzbudzeniu. Krótkotrwałe spadki napięcia większe od 50% w czasie 0,5 sek oraz zwarcia, trwające do 2 sek przy zmniejszonym obciążeniu mogą nie zakłócić pracy silnika.

Zwarcia w obwodach silnikowych, odłączone od szyn rozdzielni w czasie 0,3 sek przez człon szybko działający przełącznika, nie powodują wypadnięcia z biegu silnika synchronicznego, jakkolwiek zapad napięcia w tym przypadku może być bardzo duży.

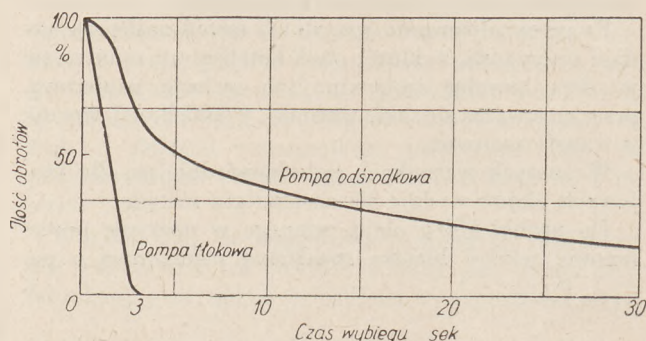
Podobnie, obciążony silnik asynchroniczny nie osiąga w wyżej podanym, krótkim czasie poślizgu utyku (5 do 10%) i również utrzymuje się w biegu.

2. Obciążenie silnika asynchronicznego

Decydujący wpływ na pracę silnika wywiera charakterystyka napędzanego zespołu. Rozróżnia się maszyny, których moment obrotowy jest zależny od liczby obrotów i takie, których moment obrotowy jest praktycznie niezależny od zmian liczby obrotów zespołu.

Przykładem maszyn pierwszego typu jest pompa odśrodkowa pracująca bez przeciwcisnienia. Jej moment obrotowy rośnie i spada w przybliżeniu w kwadratem liczby obrotów. Natomiast pompa tłokowa daje praktycznie moment obciążenia niezależny od zmian liczby

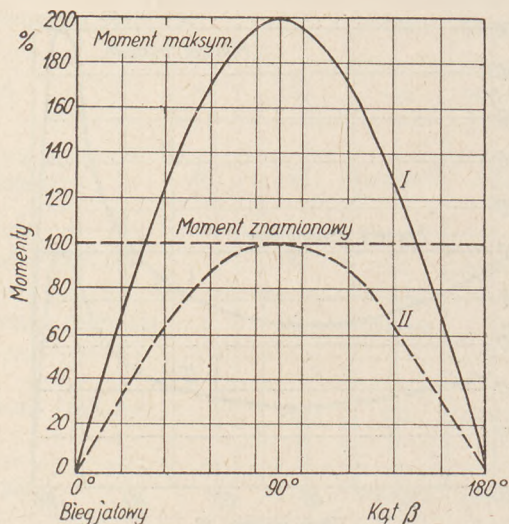
obrotów, osiągający pełną wartość nawet przy najmniejszej ich liczbie. Różnicę między obydwoimi rodzajami maszyn przedstawiają wyraźnie krzywe wybiegu na rys. 3.



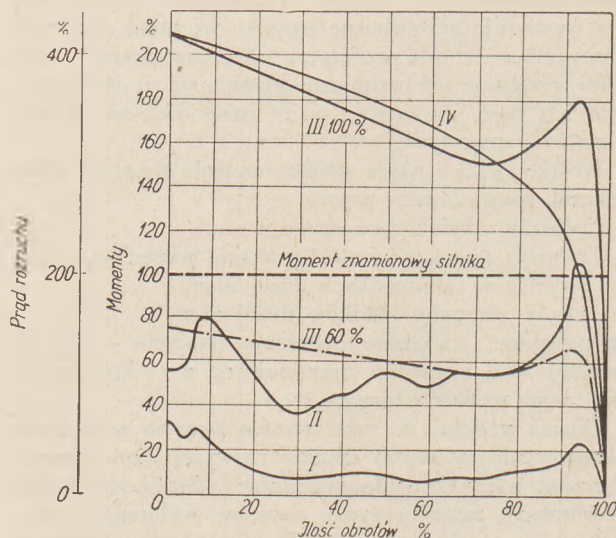
Rys. 3. Wybieg silnika pompy odśrodkowej o mocy 960 kW i pompy tłokowej o mocy 300 kW po odłączeniu od sieci

Ciężkie warunki pracy silnika asynchronicznego, napędzającego maszynę ze stałym momentem obrotowym przedstawiono na rys. 4, wykonanym dla młyna młotowego. Maksymalny moment jest tutaj przy 76% napięcia mniejszy od momentu obciążenia. Mimo to silnik utrzymuje się w ruchu przy 60% napięcia i 65% liczby obrotów znamionowych, gdyż moment silnika przewyższa teraz moment obciążenia. Powyższe wartości odnoszą się do napełnionego młyna. Spadek liczby obrotów do 65% powodują znaczne masy (moment bezwładności młyna = $3,6 \times$ moment bezwładności silnika) dopiero po wielu sekundach. Również przy 50% napięcia znamionowego pracuje silnik dalej przy 40% liczby obrotów, przy czym pobierany prąd waha się w granicach od 1,5 do 1,8 prądu znamionowego i jest prawie prądem czynnym wskutek niskiego napięcia. Można więc przyjąć, że spadki napięcia poniżej 50% są niebezpieczne dla silników w zespołach ze stałym obciążeniem.

Na rys. 5 przedstawiono momenty dla zespołu z obciążeniem proporcjonalnym do kwadratu liczby obro-



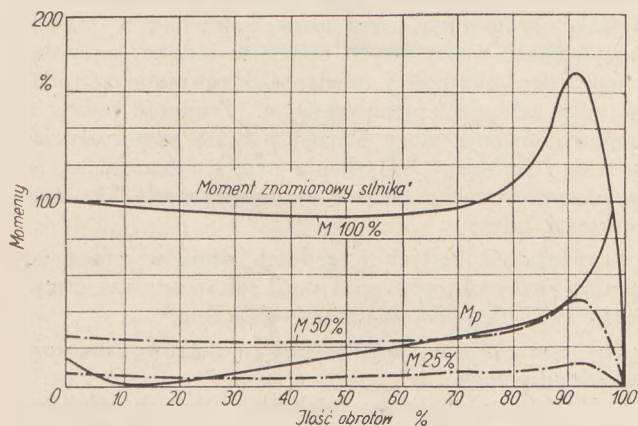
Rys. 2. Wykres momentów silnika synchronicznego



Rys. 4. Momenty silnika zwartego dla młyna młotowego:

I — dla pustego młyna, II — dla napełnionego młyna, III — moment rozruchu, IV — prąd rozruchu

tów, a mianowicie dla pompy odśrodkowej, pracującej bez przeciwniecia. Moment obrotowy silnika jest tutaj wyższy od momentu obciążenia nawet przy 25% napięcia znamionowego i silnik pracuje dalej przy 25% liczby obrotów znamionowych. Takie zwolnienie biegu silnika wystąpi również i w tym przypadku dopiero po wielu sekundach wskutek momentu bezwładności zespołu i szczególnie szybko malejącego, hamującego momentu obciążenia. Pobierany w tym czasie prąd jest nieco wyższy od prądu znamionowego.



Rys. 5. Momenty silnika zwartego pompy odśrodkowej M_p — moment obciążenia przez pompę, M — momenty rozruchowe przy różnych obciążeniach

Na przykładzie silnika o mocy 960 kW, 6 kV, napędzającego pompę odśrodkową wykazano niżej interesujące pomiary podczas pozorowanych zwarcień sieciowych. W przypadku tym spadło napięcie do 63% i trwało 2,7 sek.

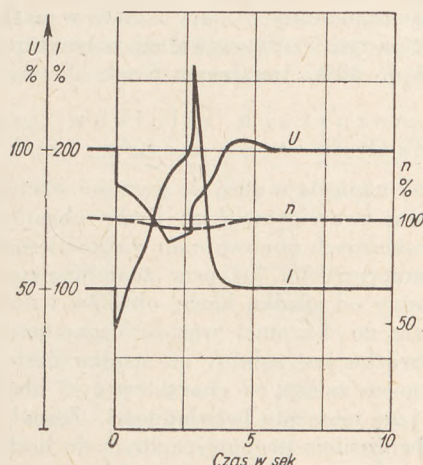
Przy powrocie pełnego napięcia wzrósł prąd stojana krótkotrwale do $2,65 \times I_n$. Taki spadek napięcia nie jest dla silnika w tym zespole groźny: nie następuje ani termiczne, ani też dynamiczne nadwyrężenie uzwojenia.

Można przyjąć, że wartość prądu silników o proporcjonalnym do liczby obrotów momencie obciążenia maszyn przemysłowych, jak np. turbodmuchaw, wentylatorów, pomp, ssaw, utrzymuje się przy występujących spadkach napięcia w zupełnie dopuszczalnych granicach.

3. Praca silnika synchronicznego

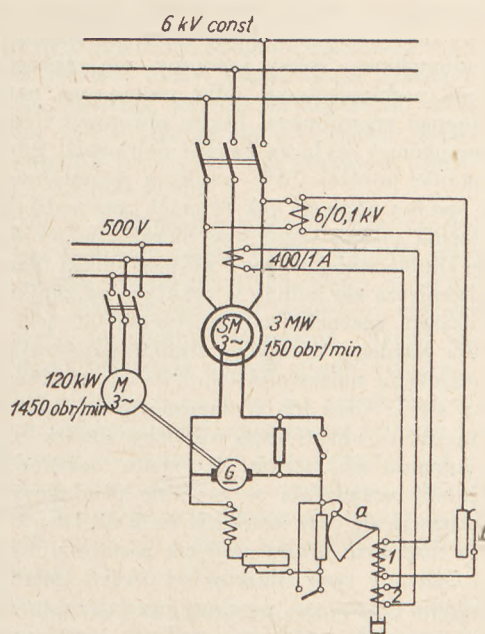
Maksymalny moment silnika synchronicznego jest proporcjonalny do iloczynu napięcia i prądu wzbudzenia. Stąd wartości na rys. 6 odnoszą się do stałego i pełnego wzbudzenia. Podczas krótkotrwałego spadku napięcia kąt β obciążenia silnika synchronicznego nie osiąga jeszcze 90° . Podczas zwarcia a przede wszystkim po powrocie napięcia moment synchronizujący utrzymuje silnik w biegu. Wysoka wartość wzbudzenia zwiększa stateczność pracy tak, że obciążony silnik może przetrzymać zwarcie trwające 0,6 sek przy około 35% napięcia znamionowego. Wtedy jednak musi on posiadać dostatecznie dużą moc. Jeżeli przy tym wzbudnica posiada osobny napęd ze względu na niebezpieczeństwo wybuchu względnie niższą liczbę obrotów powinien silnik napędzający ją zachować pełne obroty, gdyż wzbudnica musi wtedy oddać maksimum możliwej mocy wzbudzenia. W tym przypadku stosuje się silnik o po-

dwójnej mocy ze zwiększonym maksymalnym momentem względnie koło zamachowe.



Rys. 6. Pobór prądu silnika pompy odśrodkowej przy spadku napięcia dochodzącym do 63% w czasie 2,7 sek.

Układ połączeń na rys. 7 przedstawia rozwiązanie ogólnie stosowane, w którym silnik synchroniczny łatwo utrzymuje swój bieg w najtrudniejszych warunkach. Przewzbudzenia silnika dokonuje szybkodziałający regulator napięcia. Podczas zapadu napięcia w sieci regulator nastawia obwód wzbudzenia na najwyższą moc, co łącznie z pozostałym napięciem zasilającym utrzymuje silnik w biegu. Po powrocie napięcia do wartości znamionowej regulator dalej reguluje wielkość mocy biernej bez dodatkowych przełączeń i jedynie na czas rozruchu jest wyłączany. Ponieważ moc bierna oddawana przez silnik synchroniczny da się dokładnie regulować za pomocą oporu regulacyjnego, przeto silnik taki można dodatkowo wykorzystać jako przesuw-
nik fazowy w sieci, jak również do podtrzymania w niej napięcia. Przewzbudzenia może dokonać przekładnik



Rys. 7. Układ połączeń silnika synchronicznego do regulacji napięcia i mocy biernej
a — regulator napięcia, 1 — cewka napięciowa, 2 — cewka prądowa, b — nastawianie wielkości mocy biernej

podnapięciowy silnika, zwierający dodatkowy opór regulacyjny w obwodzie wzbudnicy względnie szybciej działający opornik w głównym obwodzie wzbudzenia. Silnik synchroniczny o mocy 3 MW w układzie połączeń jak na rys. 7 utrzymywał się w biegu przy spadku napięcia do 40%, trwającym 6 sek.

4. Samorozruch silników asynchronicznych oraz całego zakładu

Powrót napięcia w sieci do wartości znamionowej po odłączeniu zwarcia zwiększa liczbę obrotów silników asynchronicznych ponownie do wielkości znamionowej. Prąd samorozruchu już przy znamionowym napięciu jest zależny od spadku liczby obrotów i dochodzi maksymalnie do 4-krotnej wartości znamionowej. Czas samorozruchu jest zależny od spadku liczby obrotów, która znowu zależy od charakterystyki obciążenia zespołu i jego momentu bezwładności. Zespoły, szczególnie z obciążeniem proporcjonalnym do liczby obrotów i dużymi momentami bezwładności nie osiągają podczas zwarcia swych minimalnych ilości obrotów. Dlatego też czas powrotu pracy silników do znamionowych parametrów jest różny. Większość silników osiąga je po 2 sek, duże napędy po 5 do 10 sek, jeżeli oczywiście napięcie osiąga natychmiast pełną znamionową wysokość. Silniki z wirnikiem zwartym nie przystosowane do rozruchu pod obciążeniem, tj. mające mały moment rozruchu, nie znoszą zasadniczo samorozruchu.

Zastąpienie np. silnika synchronicznego napędzającego wielką sprężarkę tłokową silnikiem zwartym nie pozwala również na samorozruch w razie spadku liczby obrotów, przy której momenty silnika są mniejsze od obciążenia. W tym przypadku odłącza się z sieci silnik z wirnikiem zwartym celem dokonania rozruchu bez obciążenia.

Zabezpieczenie podnapięciowe silnika decyduje o jego samorozruchu względnie odłączeniu. Zabezpieczenie podnapięciowe musi działać z pewnym opóźnieniem, aby w ogóle był możliwy samorozruch. Głównych dla produkcji napędów z wirnikami zwartymi i proporcjonalnymi do liczby obrotów momentami obciążenia, jak np. turbodmuchawy, ssawy i pompy, nie zabezpiecza się ochroną podnapięciową, gdyż muszą one natychmiast osiągnąć znamionowe liczby obrotów. Przekaznik podnapięciowy wyłącza zwykle odbiornik, gdy napięcie spadnie poniżej 70% napięcia znamionowego. Wielkość spadku napięcia jak również czas zadziałania zabezpieczenia można regulować niezależnie od siebie. Wszystkie silniki mniej ważne i główne silniki pierścieniowe zabezpiecza się jednak w praktyce od zaniku napięcia z czasem rozruchu zabezpieczenia 0,6 sek. Natomiast dla każdego wielkiego silnika napędzającego główne urządzenie należy oddzielnie wyznaczyć czas wyłączenia z sieci. Czas ten wyznacza się na podstawie krzywej momentu obrotowego rozruchu silnika, hamującego momentu obciążenia, momentu bezwładności oraz ważności urządzenia w procesie produkcyjnym. Zwykle nastawia się czas działania na 2 do 10 sek; dopiero przy dłuższym braku napięcia zostaje silnik wyłączony. Ochrony tych silników od zwarcia, działające bez opóźnienia czasowego, powinny być tak nastawione, aby nie następowało wyłączenie podczas samorozruchu przy powrocie napięcia.

Czas samorozruchu całego zakładu przy powrocie pełnego napięcia zależy więc od spadku liczby obrotów,

obciążenia, przebiegu krzywej momentów, czasu rozruchu i momentu bezwładności poszczególnych zespołów. Pełną moc bierną potrzebną do samorozruchu odpowiadającą 4-krotnemu prądowi znamionowemu, pobieranemu przez zakład, nie pokryją własne, zakładowe turbogeneratory, gdyby nawet były tylko w 50% obciążone. Stąd napięcie sieci wraca powoli do wartości znamionowej. Powolny wzrost napięcia następuje także przy pracy równoległej elektrowni zakładu przemysłowego z siecią okręgową. Wprawdzie sieć okręgowa dostarczy część potrzebnej mocy biernej, lecz wielkość jej będzie ograniczona przez dużą, potrzebną w innych przypadkach zwarciovych oporność indukcyjną połączenia sieci okręgowej między elektrowniami zawodowymi a zakładem przemysłowym. Trudność pokrycia zapotrzebowania mocy biernej podczas samorozruchu a więc i szybkiego odzyskania napięcia łagodzi to, że prąd samorozruchu zakładu nie osiąga nigdy 4-krotnej wartości, gdyż:

a) większość małych i średnich silników wraca do pełnej liczby obrotów po 1 do 2 sek, reszta zaś utrzymuje swój bieg przy znamionowej liczbie,

b) powracające napięcie jest początkowo znacznie niższe od pełnego,

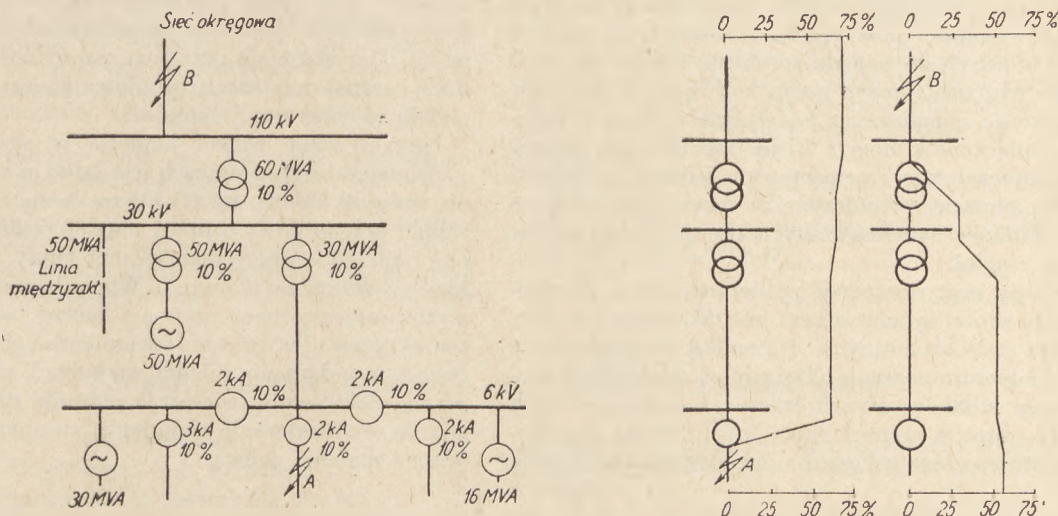
c) liczby obrotów w większości dużych silników z dużymi masami bezwładności nie spadają do dopuszczalnej, najniższej wartości podczas zwarcia trwającego 2 sek. Przy pełnym napięciu nie będą zatem pobierały pełnego prądu rozruchu.

Prąd samorozruchu można dokładnie określić jedynie doświadczalnie. Jest on zależny od rodzaju zakładu przemysłowego, a tym samym — od rodzaju urządzeń mechanicznych. Przy wyżej podanych założeniach można w przybliżeniu przyjąć prąd samorozruchu równy dwukrotnej wartości znamionowej odpowiadającej mocy wszystkich silników.

5. Podtrzymywanie napięcia w sieci

W celu ograniczenia prądów zwarcia w sieciach przemysłowych stosuje się coraz częściej również dławiki i transformatory, które oddzielają praktycznie prądy zwarcia poszczególnych elementów sieci przemysłowej od sieci okręgowej względnie od odbiorników. W ten sposób w nieuszkodzonych częściach sieci przemysłowej, na odbiornikach oraz w sieci okręgowej maleje na tyle spadek napięcia, że zasilane tym napięciem silniki utrzymują się w ruchu. Korzystne działanie dławików, polegające na ograniczaniu skutków zwarcia i podtrzymywaniu napięcia sieci jest tym większe, im niższy jest ich prąd znamionowy. Zachodzi to wówczas, gdy oddzielona dławikiem część sieci pokrywa własne zapotrzebowanie mocy biernej. Na rys. 8 pokazano pociągłe napięcia w poszczególnych elementach sieci podczas zwarcia — raz w części sieci A, drugi raz w sieci okręgowej B. W przypadku A sieć okręgowa mało odczuwa zapad napięcia. Natomiast w przypadku B rozpadnie się natychmiast praca równoległa. Jeżeli teraz w sieci przemysłowej własne jednostki prądotwórcze nie pokryją zapotrzebowania mocy biernej przy samorozruchu i napięcie spadnie, będą pomagać również odbiorniki. Gdy i ta pomoc okaże się niewystarczająca, zabezpieczenia odłączą wtedy mniej ważne części sieci i odciążą sieć przez wyłączenie dużych pieców łukowych lub elektrolizy.

W obydwu przypadkach zwarcia przedstawionego na rys. 8, które trwa tylko 0,5 sek mogą silniki w nieuszkodzonych częściach sieci utrzymać się w biegu. Podczas tak krótkotrwałego zwarcia na odpływie A nie zostanie zakłócona praca wszystkich silników asynchronicznych i niedociążonych silników synchronicznych.



Rys. 8. Spadki napięcia podczas zwarcia w sieci przemysłowej z dławikami

Aby zmniejszyć prąd znamionowy dławików, dzieli się odbiory tak, aby w jednej grupie znalazły się wielkie odbiorniki mocy biernej i silniki synchroniczne. Jeśli z tej dużej części sieci są zasilane wyłącznie silniki asynchroniczne, wówczas do pokrycia niezbędnej mocy biernej stosuje się kondensatory statyczne, przyłączone możliwie w pobliżu odbiorników. W ten sposób współczynnik mocy przy dławikach osiąga wartość 0,8 do 1.

Wskutek zaś małego prądu znamionowego dławika, spowodowanego wysokim współczynnikiem mocy, ogranicza on znacznie moce zwarcia. Na przykład w zakładzie chemicznym, gdzie pracuje kilka sprężarek tłokowych, napędzanych silnikami synchronicznymi o mocy po kilka MW przyłącza się połowę z nich do każdej z dwóch części sieci, z których są zasilane pompy, wentylatory z silnikami asynchronicznymi zwartymi. Wtedy podczas zwarcia w jednej części sieci wypadną tylko silniki synchroniczne z niej zasilane, a główne zespoły w tej części sieci napędzane silnikami asynchronicznymi wrócą natychmiast po ich samorozruchu do pracy, przy czym jednostronnie zasilane rozdzielnie, tzn. nie połączone równolegle, nie utrudnią szybkiego rozruchu silników synchronicznych po powrocie napięcia. Natomiast w drugiej części sieci będą pracowały bez przerwy wszystkie silniki tak, że ruch w tym układzie będzie zapewniony, jak gdyby miał on zasilanie z dwóch niezależnych źródeł (z dwóch elektrowni). Podział sieci przemysłowej za pomocą dławików na dwie połowy stwarza taką sytuację, jak gdyby jedną część zasilala elektrownia zawodowa, drugą zaś elektrownia własna, a obie połowy były połączone linią 110 kV, w której zwarcia w jednej połowie nie mają większego wpływu na napięcie drugiej połowy.

Zakład przemysłowy posiadający dwie własne elektrownie oraz doprowadzoną sieć okręgową może zasilать odbiorniki najważniejsze dla bezpieczeństwa i pew-

ności ruchu zakładu, jak: wentylatory w kopalniach, pompy zasilające kotły, turbodmuchawy wielkopiecowe, maszyny wyciągowe, z osobnej rozdzielni, do której doprowadzone są wszystkie trzy źródła energii elektrycznej. Z chwilą wypadnięcia jednego źródła zasilania pozostają jeszcze dwa o wystarczającej mocy. Jednak na-

wet własna siłownia o niewielkiej mocy zainstalowanej jest cenna dla zakładu przemysłowego. W razie bowiem spadku napięcia czy też uszkodzenia linii doprowadzającej energię z sieci okręgowej, dysponuje zakład niezbędną mocą awaryjną, zapewniającą bezpieczeństwo pracy urządzeń.

Napięcie w części sieci, ograniczonej jednym lub kilku dławikami mogą więc podtrzymywać silniki synchroniczne w układzie regulacyjnym podanym na rys. 7. Wtedy można zasilac z tej części sieci odbiorniki o dużych wahanach mocy biernej, jak np. piece łukowe czy też napędy nawrotne, zasilane prądem stałym z prostowników średniej mocy. Elektrownia własna będzie pokrywać wówczas jedynie krótkotrwałe szczyty mocy biernej, sieć okręgowa zaś nie weźmie prawie udziału w występujących wahanach i zachowa napięcie na poziomie znamionowym.

Praca w zakładach przemysłu chemicznego czy hutniczego wywołuje często wielkie wahania mocy biernej w silnikach synchronicznych, które wykorzystane dodatkowo jako przesuwniki fazowe są obciążane aż do granicznej temperatury nagrzania. Należy wtedy zwrócić baczną uwagę na wartość prądu wirnika.

W górnictwie stosuje się do pokrycia mocy biernej oprócz kondensatorów statycznych również silniki synchroniczne do napędów o pracy ciągłej, jak np. pomp, sprężarek odśrodkowych, dmuchaw, układów przetwornic Leonarda przy maszynach wyciągowych. Współczynnik mocy utrzymuje się wtedy bez trudności na wysokości powyżej 0,8.

W hutnictwie skupiającym odbiorniki o największych wahanach mocy biernej stosuje się silniki synchroniczne do napędu dmuchaw wielkopiecowych, sprężarek odśrodkowych, przetwornic Leonarda przy zespołach walcowniczych, przetwornic pieców indukcyjnych

i pomp wodnych. Silniki synchroniczne o dużej mocy mogą znacznie odciążyć turbogeneratory zakładu, które wówczas pokrywają szczyty zapotrzebowania mocy biernej.

Sieć okręgowa, w której tylko przy stałej mocy przesyłanej napięcie nie ulega wahaniom będzie zabezpieczona przed zmianami obciążenia.

Współczynnik mocy można w tych zakładach utrzymać na wysokości powyżej 0,7. Stosowanie silników synchronicznych do napędu sprężarek tłokowych i odśrodkowych, zasilających pomp kotłowych i dmuchaw w przemyśle chemicznym podwyższa w sposób naturalny współczynnik mocy z 0,7 na 0,8. Również w przemyśle papierniczym i cementowym istnieje możliwość znacznej poprawy współczynnika mocy przez zastosowanie silników synchronicznych do napędu zespołów o pracy ciągłej.

Wielkość mocy pozornej pobieranej przez wysokoobrotowe silniki synchroniczne jest taka sama jak przy silnikach asynchronicznych. Natomiast wolnoobrotowe silniki pobierają znacznie niższą moc, gdyż współczynnik mocy silników asynchronicznych o tych samych liczbach obrotów wynosi około 0,75. Silniki synchroniczne nie zwiększają kosztów inwestycyjnych. Jednak

stosować można je tylko do pracy ciągłej i przy odciążonym, lekkim rozruchu. Silnik synchroniczny tego rodzaju o mocy 1 MW i $\cos \varphi = 0,8$, indukcyjny posiada zapas mocy 1,2 MVar, wskutek czego może poprawić współczynnik mocy silników mało obciążonych — względnie przy pracy dorywczej z łączną mocą 3,8 MW — z 0,6 do 0,8 przy współczynniku jednoczesności 0,75. Przy pracy zaś ciągłej silnik o łącznej mocy 4,6 MW podniesie współczynnik mocy z 0,7 na 0,8. Uzyskuje się przy tym oszczędność na przewodach i transformatorach; prądnicą i moce zwarcia wypadają również wtedy mniejsze.

Utrzymywanie wahań napięcia w sieci okręgowej w dopuszczalnych granicach jest łatwe w wypadku, gdy np. linią 30 kV czy też 60 kV zasila się równocześnie: zakład przemysłowy o pracy ciągłej (zakłady chemiczne) i zakład o pracy przerywanej (huty, kopalnie, zakłady chemiczne z piecami). Wtedy bowiem wzajemnie wyrównują się moce czynne i bierne, wskutek czego sieć okręgowa jest prawie równomiernie obciążana nimi. Poza tym połączenia między zakładami, posiadającymi własne elektrownie zwiększają pewność ruchu i pozwalają na wyrównywanie obciążenia, co umożliwia ekonomiczne spalanie paliwa.

WYDAWNICTWA NADESŁANE

PAŃSTWOWE WYDAWNICTWA TECHNICZNE

GOSPODARKA ENERGETYCZNA

Prof. J. Obrąpalski

Warszawa 1953, format B 5, stron 336, cena 31 zł

Nakładem Państwowych Wydawnictw Technicznych w Warszawie ukazała się bardzo cenna książka o gospodarce energetycznej, opracowana przez jednego z najwybitniejszych energetyków polskich Jana Obrąpalskiego, profesora Politechniki w Gliwicach.

Długoletnie doświadczenie autora w badaniu urządzeń przemysłowych oraz niewątpliwie głęboka znajomość literatury światowej w dziedzinie energetyki pozwoliły autorowi na przygotowanie książki o stosunkowo niedużej objętości lecz bardzo treściwej.

W poszczególnych rozdziałach omówiono źródła energii, sposoby wykorzystania głównych form energii, siły wodne, gospodarkę energetyczną w zakładach przemysłowych, ciepłownictwo, gospodarkę elektryczną, gazownictwo oraz przesyłanie energii elektrycznej prądem stałym.

Na marginesie gospodarki energetycznej w zakładach przemysłowych, omówionej w jednym z rozdziałów książki należy podkreślić, że byłoby wskazane opracowanie pod wspólną redakcją obszerniejszej książki względnie kilku mniejszych książek omawiających gospodarkę energetyczną w ważniejszych gałęziach przemysłu. Poszczególne książki musiałyby być opracowane przez fachowców-energetyków z każdej gałęzi przemysłu z tym, że jeden tom z całego cyklu zawierałby ewentualnie zagadnienia wspólne dla różnych przemysłów.

Ze względu na ważność racjonalnej i oszczędnej gospodarki energią oraz na konieczność szkolenia i doszkalania kadr fachowych cykl takich książek mógłby oddać dużą korzyść gospodarce narodowej.

W książce prof. Obrąpalskiego, omówiono stosunkowo krótko zagadnienie ciepłownictwa, które obecnie ma u nas zasadnicze znaczenie w rozbudowie przemysłu i miast. Niewątpliwie Państwowe Wydawnictwa Techniczne planują wydanie w najbliższym czasie książki na temat ciepłownictwa, która w oparciu o bogate doświadczenia radzieckie w tej dziedzinie

ułatwiałaby pracę projektantom i wykonawcom elektrociepłowni oraz sieci ciepłych.

W „Gospodarce energetycznej“ zarówno młodzież studiująca jak i praktycy mogą znaleźć bardzo dużo danych praktycznych oraz podstaw teoretycznych. Książka prof. Obrąpalskiego ukazała się zatem bardzo na czasie ze względu na zupełny brak tego rodzaju opracowań w nowej literaturze technicznej.

Bardzo cenne zestawienie literatury, umieszczone za każdym rozdziałem, pozwoli czytelnikom na pogłębienie tematu.

In. Tadeusz Frank

Katalog tablic graficznych Nr 1

Warszawa, styczeń 1953

Państwowe Wydawnictwa Szkolnictwa Zawodowego przystąpiły w r. 1952 do wydawania tablic graficznych jako pomocy dla ucznia i wykładowcy. Katalog tablic Nr 1 obejmuje reprodukcje 87 już wydanych tablic serii I — Silniki spalinowe, serii II — Wielkopiecownictwo, serii VII — Stalownictwo, serii IX — Metale nieżelazne, serii X — Przygotowanie do przetopu. Ponadto znajduje się w druku jeszcze 5 tablic serii I oraz 25 tablic serii II. — Maszyny elektryczne, 28 tablic serii VIII — Walcownictwo oraz 30 tablic serii XV — Pompy tłokowe i odśrodkowe.

Tablice wykonane są w wymiarach 1 000 × 700 (format B1) w technice ofsetowej jedno, dwu lub wielobarwne na papierze bezdrzewnym 100 g.

Pod względem układu doboru treści poszczególnych tablic serii oraz wspaniałego wykonania graficznego należą się autorom jak i wydawnictwu słowa najwyższego uznania. Tak świetnie wykonanych pomocy naukowych, tak wysokiego poziomu graficznego tablic szkolnych nie spotkaliśmy dotychczas w żadnym ze znanych nam wydawnictw zagranicznych.

Należałoby wyrazić życzenie, aby wydawnictwo tablic CEZAS zachowując dotychczasowy wysoki poziom przystąpiło jak najszybciej do wydawania dalszych serii z innych działów techniki, zwłaszcza technologii przemysłowej, energetyki, podstaw elektrotechniki i wielu innych.

Tablice szkolne stanowią nieocenioną pomoc przy nauczaniu przedmiotów technicznych zwłaszcza tam, gdzie opis słowny zawodzi i staje się niewystarczający. Modele i zbiory eksponatów są w naszych uczelniach na ogół jeszcze zbyt szczupłe, aby mogły lukę tę zapełnić; kolorowa tablica stanowi w tych warunkach uzupełnienie wykładu.

Dla lepszego wykorzystania materiału podawanego w postaci tablic wydaje się celowe opracowanie krótkiego „przewodnika dydaktycznego” osobno dla każdej serii, gdzie byłby podany krótki opis tablic ze zwróceniem uwagi wykładowcy na niektóre szczegóły czy to konstrukcyjne czy też materiałowe, które należałoby w wykładzie podkreślić. W ten sposób pełna treść tablic mogłaby być zawsze prawidłowo objaśniona.

Tablice graficzne mają być nie tylko narzędziem wykładowcy jako ilustracja jego wykładu, lecz stanowić poważną pomoc pracy ucznia. Z tego powodu tablice nie mogą być tylko pokazywane podczas wykładu, lecz powinny wisieć dłuższy czas w salach wykładowych i korytarzach uczelni, dostępne dla uczniów także poza godzinami wykładu. W tym celu musiałyby

być odpowiednio oprawione, podklejone a także i pokryte lakierem bezbarwnym dla ochrony przed zabrudzeniem. Przystosowanie tablic do tych celów mogłoby wykonać szkoły we własnym zakresie, choć daleko prościej byłoby, aby CEZAS mógł dostarczyć na żądanie także tablice graficzne podklejone, zaopatrzone w wałki do zawieszania i pokryte lakierem bezbarwnym. Taki czy inny sposób oprawiania i przechowywania tablic wydaje się konieczny, aby one nie uległy szybko uszkodzeniu i zachowały wygląd estetyczny.

Wydając tablice graficzne jako pomoce naukowe dokonuje CEZAS dużego wkładu pracy w dziele kształcenia młodych kadr przez usprawnienie i pogłębienie nauczania. Praca na tym odcinku powinna być wielokrotniona, rozwinięta i objąć programem jak najszerszy zakres nauczania.

Dlatego spodziewać się należy, że CEZAS — zachowując dotychczasowy wysoki poziom produkcji — wydawać będzie co roku co najmniej 200 nowych tablic z różnych gałęzi wiedzy.

Dr inż. St. Bładowski

PAŃSTWOWE WYDAWNICTWA

Transformatory

T. Śliwiński i B. Wdowiak

Warszawa 1952 r., format A5, str. 408

Nakładem Państwowych Wydawnictw Szkolnictwa Zawodowego ukazała się książka pt. „Transformatory”. Jest ona zatwierdzona przez Centralny Urząd Szkolenia Zawodowego jako podręcznik dla zasadniczej szkoły zawodowej elektrycznej wydziału transformatorów klasa II oraz w charakterze książki pomocniczej dla szkół elektrycznych i energetycznych do przedmiotu „Urządzenia elektryczne”.

Spis treści: I — Zasada działania transformatorów, II — Transformator trójfazowy, III — Materiały stosowane do budowy transformatorów, IV — Budowa transformatorów, V — Warunki pracy transformatorów, VI — Transformatory i urządzenia specjalne, VII — Normy dla transformatorów, VIII — Znaczenie normalizacji w budowie transformatorów, IX — Charakterystyka do-

SZKOLNICTWA ZAWODOWEGO

tychczasowych osiągnięć przemysłu krajowego w dziedzinie transformatorów i postęp w ramach Planu 6-letniego.

Autorzy postawili sobie jako zadanie opracowanie materiału w takiej formie, aby działanie transformatora wyjaśnić ze strony zjawisk fizycznych w nim zachodzących, bez uciekania się — o ile możliwości — do zależności matematycznych. W ten sposób uczeń, który po ukończeniu Szkoły Zawodowej stanie się pełnowartościowym, kwalifikowanym robotnikiem przemysłu transformatorów będzie mógł świadomie wykonywać czynności przy produkcji transformatorów, znając wpływ, jaki wywiera rodzaj stosowanych materiałów i sposób wykonania transformatorów na ich późniejszą pracę.

W tekście zamieszczono liczne rysunki i opisy nowoczesnych rozwiązań konstrukcyjnych transformatorów produkowanych w zakładach wytwórczych Związku Radzieckiego.

Inż. Z. B.

CENTRALNY URZĄD SZKOLENIA ZAWODOWEGO

Informator szkolenia zawodowego na rok 1953/54

Warszawa 1953, format A5, str. 224

Informator dzieli się na dwie części: pierwsza — wprowadzająca obejmuje rozdziały: szkolnictwo zawodowe w Polsce Ludowej, organizacja szkolnictwa zawodowego, szkolenie praktyczne uczniów w szkołach zawodowych.

Po reformie szkolnictwa zawodowego dokonanej w 1951 roku rozróżniamy trzy typy szkół: 1. Szkoły Przysposobienia Zawodowego — dla młodzieży w wieku 16 — 19 lat — przygotowujące wykwalifikowanych robotników w specjalnościach, które nie wymagają dwuletniego okresu nauczania, 2. Zasadnicze Szkoły Zawodowe o dwuletnim okresie nauczania (przygotowujące specjalistów dla różnych gałęzi gospodarki

narodowej) i 3. Technika Zawodowe o czteroletnim okresie nauczania. Oprócz tego istnieją Technika Wiczorowe dla pracujących i Technika Korespondencyjne.

Druga część informatora zawiera spis wymienionych 3 typów szkół z podaniem: adresu, nazwy szkoły, jej przynależności organizacyjnej, rodzajów specjalności, granicy wieku kandydatów, informacji o istnieniu internatu. Oprócz tego zamieszczone są adresy władz administracji szkolnej, słowniczek skrótów i terminów specjalnych, Wydziały Zaocznego Szkolenia Zawodowego.

Wobec zbliżającego się nowego roku szkolnego książka stanowi cenną pomoc przy kierowaniu młodzieży do szkół zawodowych, podając wszystkie potrzebne informacje.

Inż. Z. B.

PRACE INSTYTUTÓW NAUKOWO-BADAWCZYCH

PAŃSTWOWY INSTYTUT TELEKOMUNIKACYJNY

rok 1950

zeszyt 1

B. Praszowski i J. Hennel — Zastosowanie lampy trój-elektrodowej do pomiarów wysokich napięć wielkiej częstotliwości

A. Smoliński — Minimalna częstotliwość pomiaru indukcyjności rozproszenia transformatorów małej częstotliwości

J. Groszkowski — Wakometr typu McLeod'a o kompresji wielokrotnej

W. Pajewski — Hodowanie kryształów piezoelektrycznych

- W. Pajewski — Regulowanie współczynnika termicznego częstotliwości okrągłych płytek kwarcowych cięcia AT i BT przez szlifowanie krawędzi
 L. Kędzierski — Telewizja eksperymentalna P. I. T.
 A. Kiełkiewicz — Elektronowe wytwarzanie prostych obrazów

zeszyt 2

- K. Bochenek — Promieniowanie linii długiej
 T. Zagajewski — Oporność zastępcza elementów nieliniowych
 T. Zagajewski — Nieliniowe mostki prądu zmiennego
 A. Smoliński — Urządzenie do pomiaru przenikalności magnetycznej na małych próbkach
 J. Groszkowski — Wakuometr kompresyjny pochyły
 W. Pajewski — Wyznaczanie osi X i Y kryształów kwarcu przy pomocy figur udarowych
 H. Kühn — Wpływy uszkodzeń linii wysokiego napięcia na telekomunikację wielkiej częstotliwości

rok 1951

zeszyt 3

- T. Zagajewski — Analiza pracy generatorów samowzbudnych metodą współczynników nieliniowych
 T. Konopiński — Selektowny wskaźnik zera
 A. Smoliński — Stal krzemowa w telekomunikacji
 B. Paszkowski — Nowa metoda pomiaru maksymalnego napięcia wstecznego lamp elektronowych
 J. Groszkowski — Natężenie prądu stabilizacji w baretach z drutami równoległymi i spiralizowanymi
 J. Wójcikiewicz — Pomiar tłumienia torów kablowych metodą rezonansową
 S. Hahn — Jednoczesna telefonia i telegrafia systemu F₁ w urządzeniach radiokomunikacyjnych

zeszyt 4

- K. Bochenek — Pewne przypadki odbić fal elektromagnetycznych od skończonych powierzchni odbijających
 T. Zagajewski — Zakres stosowalności metody nieliniowej przy badaniu stałości częstotliwości generatorów samowzbudnych
 J. Kosacki — Generator impulsów
 A. Wojnar — Kompensacja strat w lampach reakcyjnych
 S. Jarkowski — Wydzielanie impulsu synchronizacyjnego w urządzeniach wielokanałowych z modulacją fazy impulsów
 J. Groszkowski — Oporowe stabilizatory prądu (baretery)
 F. Błocki — Rozgałęźniki
 J. Kacprowski i J. Brzostek — Nowy telefoniczny zegar mówiący
 A. Smoliński — Elektryczna metoda oznaczania zawartości krzemu w stali krzemowej

zeszyt 5

- T. Zagajewski — Wpływ stałych obwodu generatora samowzbudnego na stałość jego częstotliwości
 A. Smoliński — Uzyskiwanie blachy transformatorowej klasy A3
 B. Paszkowski — Granice zwiększania nachylenia charakterystyk lamp
 B. Schmidt — Olej krajowy o niskim ciśnieniu par do pomp dyfuzyjnych
 A. Pilipowski — Uwagi w sprawie pojęć kontrastowości i jaskrawości w zastosowaniu do telewizji

zeszyt 6

- J. Wojciechowski — Dioda jarzeniowa jako źródło atomowego widma wodoru
 S. Pogorzelski — Rozpływ prądu w triodzie
 W. Pajewski — Otrzymywanie dużych kryształów winianu dwupotasowego o pożądanym kształcie
 H. Kühn — Zagadnienia planowego rozwoju sieci telekomunikacyjnej wielkiej częstotliwości na liniach wysokiego napięcia

- W. Fischer — Określenie minimalnej długości łączy nośnych na liniach energetycznych wysokiego napięcia z punktu widzenia ekonomicznego

rok 1952

zeszyt 7

- K. Mikke — Technika fotokatod o dużej czułości w zakresie bliskiej podczerwieni
 W. Nowicki — Określanie liczby łączy w sieci międzymiastowej
 J. Fabijański — Zasady projektowania różnicowych filtrów środkowo przepustowych klasy tłumieniowej 1 i 2

zeszyt 8

- M. Nowicki — Zespół do pomiaru częstotliwości od 0 do 5500 c/s
 T. Bzowski — Telewizyjna technika impulsowa
 A. Wojnar — Wpływ rozproszenia transformatora wyjściowego na moc maksymalną wzmacniacza pentodowego
 A. Smoliński — Rzeczywista moc wyjściowa pentody całkowicie wzbudzonej
 T. Zagajewski — Oporowa stabilizacja częstotliwości samowzbudnych generatorów lampowych
 W. Pajewski — Syntetyczne kryształy piezoelektryczne
 W. Straszewicz — Przyczynek do teorii zniekształceń nieliniowych w układach małej częstotliwości

rok 1953

zeszyt 9

- T. Gawron — Przestrzajanie rezonatorów współśrodkowych za pomocą wkładki
 W. Pajewski — Elementy piezoelektryczne z kryształów syntetycznych
 H. Kuniewski — Pomiary dalekosiężne w energetyce

INSTYTUT LOTNICTWA

rok 1951

zeszyt 1

- Dr inż. Jerzy Nowiński — Teoria dźwigarów cienkościennych zbieżnych. Zginanie zakrzywionej rury cienkościenniej zaopatrzonej we wręgi
 Wpływ zamocowania zupełnego na naprężenia w dźwigarze zginanym

PLACÓWKA NAUKOWO-BADAWCZA MINISTERSTWA PRZEMYSŁU CHEMICZNEGO

rok 1952

zeszyt 1

- H. Bojarska-Dahlig, T. Urbański — O reakcjach charakteryzujących własności fenolowe 3-hydroksypirydyny
 A. Świrski — Synteza eteru benzylo-N-piperidynoetylowego
 F. Polak, J. Trądówna — Ziemie odbarwiające III. Zachowanie się wobec NaOH
 W. Dahlig — Otrzymywanie i własności m-amino- i m-hydroksystyrenu
 J. Brzeziński — Żywiec i tłoczywo melaminowe
 E. Raabe, J. Abramówna — Uwagi krytyczne nad oznaczaniem wilgotności skóry metodą suszarkową

zeszyt 2

- A. Bylicki i Z. Lisicki — Otrzymywanie kwasów nikotynowych z zasad pikolinowych smoły węglowej
 Władysław Nowakowski — Prosta metoda oznaczania zdolności wymiennej kationitów stosowanych do zmiękczenia wody
 Romuald Kowalik — Mikroorganizmy niszczące papier zażytkowy