

ENERGETYKA

ORGAN MINISTERSTWA ENERGETYKI
PISMO POŚWIĘCONE ZAGADNIENIOM ENERGETYKI

ROK IX

LIPIEC-SIERPIEŃ 1955

ZESZYT 4

10 lat energetyki polskiej

Rok 1945 przyniósł koniec drugiej wojny światowej i utęskniony pokój. W roku tym została uwolniona z rąk okupanta hitlerowskiego środkowa i zachodnia część kraju, odzyskała wolność Warszawa, Śląsk i Pomorze, wróciły do Macierzy po wielowiekowym odebraniu Ziemi Zachodnie. Naród polski, skrwawiony w walce z okupantem, rozpoczął nowe, wolne życie. Oczekiwaną i utęsknioną wolność przyniosła nam Czerwona Armia i obok niej walcząca Armia Polska, powstała w Związku Radzieckim. Rozpoczął się trudny okres odbudowy. Wraz z całym społeczeństwem stanęli do odbudowy i to w pierwszych szeregach energetycy polscy. Dzisiaj po 10 latach zatarły się w pamięci wielu wysiłki energetyków nad odbudową zniszczonych elektrowni, sieci i stacji elektrycznych. Uruchomienie w 1945 r. elektrowni w Radomiu, Kielcach, odbudowa w latach 1945 i 1946 linii Tarnów — Starachowice — Warszawa należy już dzisiaj do historii, podobnie jak uruchamianie elektrowni śląskich. Odbudowa elektrowni w Warszawie przy wydatnej pomocy ekipy specjalistów radzieckich, uruchomienie kotłowni i pierwszej turbiny — bez dachu nad budynkami — to dzisiaj również niemal historia, mimo że wiąże się ściśle z odbudową naszej Stolicy. Ale kartki tej historii są piękne, gdyż mówią, jak w tym najtrudniejszym okresie dźwigania życia z gruzów rosły kadry energetyki, krzepła przyjaźń polsko-radziecka.

Uzyskanie w 1945 r. z pomocą ZSRR niepodległości i wprowadzenie ustroju demokracji ludowej w naszym kraju otworzyło nową kartę w rozwoju polskiej energetyki.

Zakłady energetyczne — należące do najważniejszego przemysłu, decydującego o rozwoju innych gałęzi wytwórczości, zostały upaństwowione. Zadania planu 3-letniego (1946 ÷ 1949) w energetyce sprowadzały się do jak najrychlejszego uruchomienia zniszczonych w czasie wojny elektrowni i sieci, zapewnienia odbudowującemu się przemysłowi dostawy energii elektrycznej. Zadania te zostały wykonane. Oprócz tego połączono energetykę Ziemi Zachodnich z układem energetycznym całej Polski, wiele elektrowni dotąd pracujących na wydzieloną sieć włączono do sieci okręgowych. Z chwilą kiedy wola i potrzeby narodu zaczęły decydować o losach energetyki, można było mówić o rozwoju tej dotychczas zacofanej gałęzi naszego przemysłu.

Wykonanie zadań planu 3-letniego, planu odbudowy, wyprodukowanie w 1949 r. 8 miliardów kWh energii elektrycznej, wzrost zużycia energii od 10 do 15% rocznie, stworzenie zarysu polskiego systemu

energetycznego było możliwe dlatego, że w energetyce naszej obok planowej działalności władzy ludowej wytworzył się nowy socjalistyczny stosunek do pracy najszerszych mas pracowników. Wykonanie planu 3-letniego w energetyce wymagało również dużej pracy przygotowawczej, organizacyjno-techniczno-społecznej, bez której trudno byłoby przystąpić do realizacji zadań planu 6-letniego.

Plan 6-letni — plan budowy podstaw socjalizmu w naszym kraju postawił przed energetyką polską poważne i trudne zadania.

Powstanie potężnego, socjalistycznego przemysłu opartego na nowoczesnej przodującej technice, społeczna i techniczna przebudowa rolnictwa polskiego, znaczny wzrost dobrobytu i poziomu kulturalnego mas pracujących — wymagały w energetyce również głębokiego, ilościowego i jakościowego przełomu. W ustalaniu planu i jego wykonawstwie wzorem dla nas była i jest energetyka radziecka. Z jej doświadczenia i braterskiej pomocy korzystaliśmy i korzystamy nadal.

Najbardziej istotnym wskaźnikiem rozwoju energetyki jest wskaźnik wzrostu zużycia energii elektrycznej w ciągu roku. Wskaźnik ten przyjęto dla planu 6-letniego w wysokości 13% rocznie. Jest to wielkość niespotykana w krajach kapitalistycznych. W Polsce w latach 1925 ÷ 1939 wskaźnik ten osiągnął średnio 4,5%. Dzięki szeroko zakrojonej elektryfikacji kraju wzrosło znacznie zużycie energii na jednego mieszkańca, jak to wynika z niżej podanego porównania.

Rok	1938	1949	1953	1954	1955
Zużycie energii na mieszkańca kWh	111	339	500	571	645 (plan)

O wielkości uprzemysłowienia naszego kraju świadczą takie zakłady przemysłowe, jak Huta im. Lenina, Huta im. B. Bieruta, Zakłady w Kędzierzynie, Wizowie, Fabryka Samochodów Osobowych i inne. Wskaźnikiem potężnego rozwoju polskiego przemysłu jest zużycie energii elektrycznej, które pochłania około 66% całkowitej produkcji naszych elektrowni. Plan 6-letni przewiduje produkcję około 18 miliardów kWh w 1955 r. w stosunku do 8,3 miliardów w 1949 r. W 1954 r. produkcja energii elektrycznej w Polsce osiągnęła już ponad 15 miliardów kWh. W porównaniu do okresu przed wojną wytwarzamy energii elektrycznej

3,95 razy więcej, zużycie zaś na głowę ludności wynosi 5,45 razy więcej.

Dzięki szybkiej elektryfikacji zbliżyliśmy się do najbardziej zelektryfikowanych krajów, jak Belgia lub Anglia. Plan 6-letni — to poważny jednocześnie wzrost mocy naszych elektrowni i długości linii wysokiego napięcia.

Plan 6-letni — to budowa około 75 000 km linii wysokiego napięcia, w tym ponad 5000 km linii o najwyższym napięciu, to rozwój systemów energetycznych, który obejmuje linie na coraz wyższe napięcia. Rozbudowę linii energetycznych na 110 kV i 220 kV najlepiej charakteryzuje następujące zestawienie:

Rok	1949	1952	1954	1955
Długość linii 110 kV i 220 kV w km	2203	3833	5514	6725 (plan)

Długość linii wysokiego napięcia powyżej 2 kV przekroczyła już 76 000 km.

Po raz pierwszy w historii energetyki polskiej powstała w planie 6-letnim linia na 220 kV, która umożliwia przesyłanie do centralnych i wschodnich rejonów kraju dużych ilości energii wytworzonych na Górnym Śląsku. Uruchomienie pierwszego odcinka linii na 220 kV nastąpiło już w 1953 r.

Celem dalszej rozbudowy linii 220 kV jest stworzenie pierścienia 220 kV Śląsk — Łódź — Warszawa — Radom — Śląsk.

W planie 6-letnim uruchomiono nowe elektrownie wodne w Dychowie, Czchowie i Porąbce oraz nowoczesne elektrownie parowe Jaworzno I i Jaworzno II, rozbudowano Elektrownię Zabrze, Miechowice, wybudowano Elektrociepłownię Żerań. Obecnie uruchamia się Elektrownię Czechnica, Ostrołęka i kilka innych obiektów. Budowa kilku elektrowni wodnych w planie 6-letnim zapoczątkowała okres znacznie szerszego niż dotąd wykorzystania zasobów wodnych w Polsce.

W planie 6-letnim powstało 6 systemów energetycznych, powiązanych ze sobą liniami państwowymi na najwyższe napięcia.

Plan 6-letni energetyki — to jednak nie tylko nowe moce, znaczna produkcja energii elektrycznej, nowe sieci elektryczne, lecz również nowa przodująca technika wytwarzania i rozdziału energii elektrycznej, a przede wszystkim przodująca technika budownictwa energetycznego.

Wyrazem postępu technicznego w elektrowniach polskich w okresie planu 6-letniego jest zwiększenie ciśnienia i temperatury w kotłach, przejście na eksploatację dużych kotłów i turbogeneratorów, mechanizacja transportu węgla i żużla, automatyzacja całego ruchu elektrowni, modernizacja elektrowni i sieci. Powstały i rozwinęły się okręgowe systemy energetyczne oraz system państwowy z centralnym rozdziałem mocy. Zastosowano wzorcowe, szybkościowe kapitalne remonty i nowe metody budownictwa energetycznego. Przez zastosowanie postępu technicznego likwiduje się rozpiętości między mocą instalowaną a dyspozycyjną elektrowni. Dzięki konsekwentnej realizacji postępu technicznego w nowym budownictwie oraz w eksplo-

tacji poprawiły się znacznie główne wskaźniki techniczne, co wynika z niżej podanego porównania.

Rok	1949	1952	1955
Średnia moc turbozespołów MW	7,5	9,5	12,6
Średnia wydajność kotła t/h	19,1	26,0	38,5
Średnie ciśnienie pary at	25,5	34,2	51,0
Zużycie węgla umownego (7 000 kcal/kg) kg/kWh	0,796	0,709	0,605

W walce o postęp techniczny energetycy polscy poświęcali i poświęcają wszystkie swe wysiłki i umiejętności w codziennej pracy oraz na naradach produkcyjno-technicznych i techniczno-naukowych, aby zapewnić odbiorcom dostawę energii elektrycznej bez przerw i ograniczeń, aby wytwarzać energię przy minimalnym zużyciu paliwa i energii na potrzeby własne, a także przy minimalnym jednostkowym zatrudnieniu.

Dążąc do tego wybudowano wiele elektrowni na wysokie parametry, o dobrych wskaźnikach techniczno-ekonomicznych. Elektrownie te przejęły na siebie podstawowe obciążenia systemów. Jeśli w 1954 r. moc elektrowni ciepłych o wysokich parametrach wynosiła zaledwie 10% całej mocy zainstalowanej, to w bieżącym roku moc ta osiągnie 45%. Dzięki temu, że w 1954 r. udział w produkcji elektrowni najbardziej sprawnych wzrósł do 60,7%, zmniejszyło się znacznie jednostkowe zużycie paliwa umownego. Zużycie to w 1945 r. wynosiło powyżej 0,8 kg/kWh, pod koniec 1954 r. obniżyło się do 0,629 kg/kWh, mimo spalania gorszych gatunków węgla.

Uzyskane w I kwartale 1955 r. zużycie paliwa w wysokości 0,583 kg/kWh wskazuje, że planowany na koniec bieżącego roku wskaźnik 0,605 kg/kWh będzie dotrzymany. Przemawia za tym i to, że obok przodujących dotąd w walce o oszczędność węgla elektrowni, jak Łaziska Górne, Victoria, Warszawa znalazły się również takie elektrownie, jak Łódź, Zabrze, Miechowice, Jaworzno, Stalowa Wola, Gdynia II. Warto podkreślić, że do zarządców energetycznych przodujących w oszczędzaniu węgla przyłączył się ostatnio również Zarząd Okręgu Dolnośląskiego, który np. w I kwartale br. osiągnął oszczędność węgla 26 g/kWh w stosunku do zużycia planowanego. Ekonomiczny rozdział obciążeń między elektrownie w systemie, oddanie do eksploatacji nowoczesnych elektrowni i elektrociepłowni oraz poprawa eksploatacji poważnie przyczyniła się do zaoszczędzenia w skali krajowej dużych ilości węgla. Tylko w 1954 r. zaoszczędzono około 500 000 tonn węgla.

Wyrazem dążenia do podwyższenia pewności zasilania odbiorców, wykorzystania istniejących rezerw w starszych, eksploatowanych od wielu lat elektrowniach była modernizacja urządzeń energetycznych. Przodującą rolę odegrała tu i odgrywa Elektrownia Warszawska, która już w 1950 r. zajęła się moderniza-

cją nie tylko jednego elementu elektrowni, lecz wielu urządzeń. Zmodernizowano w niej kotły i urządzenia potrzeb własnych. Modernizacja kotłów objęła nie tylko dobudowę dodatkowych ekranów, lecz przebudowę przegrzewaczy pary i podgrzewaczy wody, silników ciągu itd. W wyniku modernizacji potrzeb własnych oddzielono z ich szyn odbiory miejskie oraz stworzono dla potrzeb własnych oddzielne rezerwowe źródło zasilania. Elektrownia Warszawska stała się w ten sposób jak gdyby elektrownią doświadczalną, na której wzorują się inne zakłady. Obok Elektrowni Warszawskiej przeprowadziło w planie 6-letnim modernizację również wiele innych elektrowni. Na przykład Elektrownia Szczecin w ubiegłym roku a Elektrownia Chorzów w roku bieżącym zmodernizowały z dobrym wynikiem kondensatory turbozespołów.

Kotły modernizuje się obecnie w Elektrowni Stalowa Wola, Białogard oraz w kilku innych. Modernizacja obejmuje nie tylko kotłownię, maszynownię, lecz także i urządzenia pomocnicze, jak np. odpylające, odpowietlające itd.

Ważnym osiągnięciem w dziedzinie modernizacji jest stosowanie jej od 1953 r. kompleksowo — na terenie nie jednej lecz innych elektrowni, co poważnie przyczynia się do podniesienia wydajności, zwiększenia sprawności i pewności ruchu, polepszenia warunków bezpieczeństwa i higieny pracy.

Wcześniej jeszcze niż w elektrowniach, gdyż już w 1950 r. rozwinęła się planowa modernizacja sieci elektrycznych, przede wszystkim przez dostosowanie urządzeń do zwiększonej mocy zwarciowej, polepszenie ochrony odgromowej, normalizację napięć, zmniejszenie strat energii itd. W ramach modernizacji sieci pogłębiono w ostatnich latach akcję usprawnienia zabezpieczeń i rozpoczęto wprowadzać automatykę w systemach. W ciągu każdego kwartału montuje się i modernizuje obecnie około 20 ochron generatorów, 50 ochron transformatorów i tyleż ochron linii. Instaluje się kwartalnie około 50 wyłączników z SPZ, wreszcie od niedawna stosuje się forsowanie wzbudzenia generatorów i SZR, co w efekcie podniosło pewność pracy systemów.

Awaryjność w energetyce wyraźnie maleje, poczynając od 1952 r.

Liczba zakłóceń w procentach bez uszkodzenia urządzeń przedstawiała się w ostatnich latach następująco:

1951	1952	1953	1954
100%	26,8%	13,4%	11,35%

W 1954 r. w zakładach podległych Ministerstwu Energetyki z ogólnej liczby zakłóceń przypada 25,6% na elektrownie, 73,4% na zakłady sieciowe, reszta, tj. około 1% na systemy energetyczne.

Poważna ilość zakłóceń w elektrowniach (42%) przypadła w 1954 r. na nowe urządzenia. Przyczyną tego były usterki urządzeń oddanych do eksploatacji, jak też brak doświadczenia w obsłudze nowych urządzeń. Liczba zakłóceń w sieciach wysokich napięć w 1954 r. zmalała w stosunku do 1953 r. o 33%. Jednak jest ona jeszcze znaczna. Dużo uszkodzeń występuje nadal w transformatorach i wyłącznikach, co wynika ze zbyt małej jeszcze ilości ochron odgromowych, jak też ze złej jakości aparatury.

Małe jeszcze niestety osiągnięcia zanotowano w wykorzystaniu rezerw. Choć w 1954 r. rozpiętość między

mocą instalowaną a osiągalną poważnie się zmniejszyła (o 33,5%), to jednak rozpiętość między średnioroczną mocą osiągalną a średnioroczną mocą rozporządzalną wzrosła o kilkadziesiąt megawatów. Przy wzroście o 20,2% średniorocznej mocy osiągalnej elektrowni podległych Ministerstwu Energetyki ogólnokrajowa średnioroczna moc rozporządzalna wzrosła tylko o 16,5%. Również mimo zastosowania remontów szybkościowych i wzorcowych, średnie czasy remontu podstawowych urządzeń daleko odbiegają od osiągnięć radzieckiej energetyki, co przedstawia następująca tablica:

Liczba dni remontu średnio dla	1951 r.	1953 r.	W ZSRR
kotłów	43,5	28 ÷ 30	17 ÷ 19
turbin	54,—	30 ÷ 33	11 ÷ 13

Wyniki remontów w br. wskazują jednak na to, że i na tym odcinku następuje poprawa.

W wyniku oddania do eksploatacji dużych zespołów oraz mechanizacji i automatyzacji procesów technologicznych w elektrowniach poważnie zmniejszył się wskaźnik zatrudnienia na 1 MW mocy zainstalowanej, jak to podano niżej.

Rok	1949	1952	1954
Wskaźnik zatrudnienia	10,4	8,4	8

Do zmniejszenia stanu zatrudnienia przyczyniło się również podniesienie kwalifikacji technicznych załóg zakładów energetycznych. Kursy szkoleniowe, wprowadzenie „Przepisów technicznej eksploatacji elektrowni i sieci”, ramowych i szczegółowych instrukcji eksploatacji wpłynęło na podniesienie poziomu eksploatacji. Jednak dość znaczna jeszcze ilość zakłóceń wskazuje na to, że dalsza walka o polepszenie eksploatacji jest zadaniem codziennym każdego energetyka.

Omawiając rozwój energetyki polskiej w 10-lecie należy podkreślić, że do 1953 r. roczny przyrost produkcji przemysłowej był wyższy niż przyrost produkcji energii elektrycznej. Dopiero w 1954 r. przyrost produkcji energii elektrycznej w Polsce po raz pierwszy od 9 lat przekroczył ogólny przyrost naszej produkcji przemysłowej i wyniósł 1,2% na 1% produkcji przemysłowej. Na 1955 r. przewidziany jest jeszcze większy wzrost wydajności energii elektrycznej, a mianowicie 1,38% na 1% wzrostu produkcji przemysłowej. W ten sposób w Polsce wyrównuje się proporcja w rozwoju przemysłu i energetyki i podobnie — jak to jest w ZSRR — energetyka wysuwa się na pierwsze miejsce. Widoczną oznaką właściwej oceny znaczenia energetyki w rozwoju gospodarczym kraju było stworzenie w 1952 r. odrębnego resortu — Ministerstwa Energetyki, 6 zarządów okręgów energetycznych, Zarządu Budownictwa Energetycznego i innych przedsiębiorstw pomocniczych.

Rok 1955 jest ostatnim w planie 6-letnim. Niektóre zakłady, jak np. Elektrownia Grudziądz wykonały już

zadania tego planu. Energetycy polscy stoją obecnie wobec wielu problemów planu 5-letniego. Przed energetykami stoi zadanie znacznego rozszerzenia budownictwa energetycznego, przekraczającego w niektórych latach o 100% roczne zadania z planu 6-letniego, szerszej rozbudowy i modernizacji elektrowni i dalszego podwyższenia poziomu eksploatacji. Lecz tak jak zadania planu 6-letniego co roku były realizowane nieraz z nadwyżką, tak i zadania nowego planu z pewnością będą wykonane. Gwarancją tego są pracownicy, którzy wyrosli w energetyce. Około 70 tysięcy zatrudnionych w energetyce, w tym około 10 000 pracowników inżynieryjno-technicznych — to ludzie, którzy

potrafili rozwiązywać trudne nieraz bardzo problemy budowlane, sprostać poważnym kłopotom eksploatacyjnym. Pracownicy ci, wśród których wielu pracuje w resorcie od pierwszych dni odzyskania niepodległości oraz tysiące przodowników pracy i racjonalizatorów, stają już obecnie dość dobrze przygotowani wobec poważnych problemów planu 5-letniego. Energetycy donoszący w dniu 22 lipca 1955 roku o wykonaniu swych zobowiązań i kończąc z honorem zadania planu 6-letniego, stają we wspólnym szeregu milionów budowniczych Polski Ludowej, gotowi do dalszej walki o rozwój energetyki polskiej, o rozbudowę gospodarki narodowej.

621.311.17.001.2

Koszty budowy zawodowych elektrowni parowych

Inż. J. Mandel

Brak nam dotychczas należytego poglądu na kształtowanie się kosztów budowy elektrowni parowych. Przyczyny tego stanu rzeczy są bardzo liczne. Uruchomione dotychczas i w pełni zakończone obiekty elektrowni — to przeważnie odbudowy elektrowni zniszczonych w okresie działań wojennych, rozbudowy istniejących elektrowni lub budowy z wykorzystaniem remanentów budowlanych. Elektrownie nowe, budowane na nowych placach są jeszcze w trakcie budowy. Nasze dotychczasowe inwestycje elektrowniane charakteryzowała duża różnorodność typów urządzeń, sprowadzanych z różnych krajów, duża fluktuacja cen urządzeń i niestabilizowane koszty robót budowlano-montażowych. Stąd brak było dotychczas dostatecznych podstaw dla wyrobienia sobie należytego poglądu o wysokości kosztów budowy elektrowni. Z tego też powodu nie było u nas żadnych publikacji na ten temat, a w literaturze technicznej powoływano się na ceny przedwojenne lub zagraniczne, które nie mogły być miarodajne dla obecnych naszych warunków. Dopiero w bieżącym roku ukazał się pierwszy na ten temat artykuł inż. T. Krygiela pt. „Koszty budowy elektrowni ciepłych według analizy kosztorysów zbiorczych” w zeszycie 2 czasopisma „Energetyka” z 1955 r. W artykule tym na podstawie kosztorysów zbiorczych opublikowano koszty budowy 12 elektrowni o mocy instalowanej od 42 do 300 MW, poddając je pewnej, zresztą tylko ogólnej, analizie. Podane w tym artykule wskaźniki kosztów pochodzą z kosztorysów zbiorczych budowy elektrowni przeważnie zawodowych, których budowa nie została dotychczas zakończona.

Niektóre z tych kosztorysów budzą poważne wątpliwości. Na przykład dla elektrowni E5 o mocy 120 MW podano koszt jednostkowy $2,38 \cdot 10^5$ zł/MW instalowanej mocy. Wskaźnik ten jest stanowczo zbyt niski. Artykuł inż. Krygiela jest jednak cenny, gdyż po raz pierwszy naświetla problem kształtowania się kosztów budowy elektrowni, a poza tym wysnuwa średni koszt 1 kW zainstalowanego w elektrowniach i elektrociepłowniach na obecnym etapie budowy.

Niniejszy artykuł oparty również na wykonanych dotychczas zestawieniach kosztów i kosztorysach elektrowni zawodowych, ponadto na światowych cenach urządzeń energetycznych, jest próbą uchwycenia kosztów

budowy elektrowni w zależności od licznych czynników, wpływających na kształtowanie się kosztów. Może on być pomocny przy preliminowaniu kosztów budowy elektrowni w długofalowym planowaniu budownictwa elektrownianego oraz przy porównaniu kosztów czy też kosztorysów generalnych elektrowni z normatywnymi wskaźnikami kosztów budowy elektrowni. Poza tym niniejsze opracowanie ma na celu ułatwienie analizy kosztów elektrowni projektantom, inwestorom i wykonawcom.

Bardziej wnikliwa, niż dotychczas, analiza kosztów budowy elektrowni stała się na obecnym etapie budowy zadaniem bardzo ważnym. Dokładna znajomość poszczególnych składników kosztów budowy elektrowni i czynników wpływających na ich kształtowanie się jest dla projektanta jednym z podstawowych warunków oszczędnego projektowania, dla inwestora niezbędnym warunkiem właściwego układania planów inwestycyjnych i skutecznego wykonywania nadzoru inwestycyjnego, a dla wykonawcy powinna stać się środkiem w walce o obniżkę kosztów robót budowlano-montażowych.

Czynniki wpływające na koszt budowy elektrowni

Czynniki, które w mniejszym lub większym stopniu wpływają na koszt budowy elektrowni, można podzielić na 5 zasadniczych grup:

1. charakterystyka techniczna elektrowni,
2. stopień rezerwowania urządzeń,
3. rodzaj spalanej paliwa,
4. lokalizacja elektrowni,
5. sposób realizacji budowy.

Poniżej omówiono wpływ wymienionych czynników i stopień, w jakim one wpływają na koszty budowy elektrowni.

1. Charakterystyka techniczna elektrowni

Wskaźniki podstawowe, charakteryzujące daną elektrownię, są następujące:

a) Zainstalowana moc elektrowni

Jednostkowy koszt budowy w zł/kW maleje ze wzrostem mocy elektrowni, a mianowicie podwojenie mocy elektrowni przy niezmiennych innych warun-

kach, a w szczególności przy tej samej wielkości jednostek turbinowych i kotłowych, zmniejsza jednostkowy koszt budowy elektrowni o $16 \div 25\%$.

b) Jednostkowa moc turbozespołów i ich ilość

Jednostkowy koszt budowy elektrowni w zł/kW przy tej samej mocy zainstalowanej elektrowni i niezmiennych innych warunkach, a w szczególności przy tej samej jednostkowej wydajności kotłów, maleje ze wzrostem jednostkowej mocy turbozespołów, czyli ze zmniejszeniem się ich ilości. Podwojenie mocy turbozespołów (np. z 50 na 100 MW) zmniejsza koszt maszynowni o $20 \div 22\%$, a koszt całej elektrowni o $4 \div 5\%$.

c) Jednostkowa wydajność kotłów i ich ilość

Jednostkowy koszt budowy elektrowni w zł/kW przy tej samej jednostkowej mocy turbozespołów, maleje w innych warunkach, a w szczególności przy tej samej jednostkowej mocy turbozespołów, maleje ze wzrostem jednostkowej wydajności kotłów, czyli ze zmniejszeniem się ich ilości. Podwojenie wydajności kotłów (np. z 120 na 230 t/h) zmniejsza koszt kotłowni o $24 \div 28\%$, a całej elektrowni o $8 \div 11\%$.

d) Parametry pary

Wysokość parametrów pary ma również wpływ na koszt urządzeń turbinowych, kotłowych i rurociągów wysokoprężnych, który wzrasta z podwyższeniem parametrów.

Stosunek kosztu kotła o parametrach pary 100 atn i 500°C do kosztu kotła o parametrach: 1. 40 atn i 450°C wynosi 1,76, 2. 80 atn i 500°C — 1,10.

Wpływ parametrów pary na koszt turbin jest znacznie mniejszy. Różnica kosztów turbin dla parametrów 90 atn, 500°C i 35 atn, 450°C nie przekracza $1 \div 1,5\%$. Poważny natomiast jest wpływ parametrów na koszt rurociągów parowych wysokiego ciśnienia. Przyjmując koszt rurociągów dla parametrów na kotle 40 atn i 450°C za 100 — otrzymamy dla:

80 atn, 500°C — 153

100 atn, 500°C — 178

Dla całej elektrowni, przyjmując jej koszt dla parametrów 40 atn i 450°C za 100, otrzymamy z przeliczenia wskaźników francuskich podanych przez Ricarda dla turbozespołów po 40 MW dla:

80 atn, 500°C — 106,5

100 atn, 500°C — 110,5

Dla naszych warunków liczby powyższe nie zostały sprawdzone.

e) Wybór urządzeń

Z ważniejszych czynników wpływających na koszty budowy elektrowni można wymienić następujące:

— wybór odpylaczy spalin (mechaniczne lub elektrofiltry),

— wybór młynów węglowych (bijakowe z bezpośrednim dmuchaniem pyłu do paleniska lub kulowe z zasobnikami pośrednimi),

— wybór schematu cieplnego i elektrycznego,

— zakres automatyzacji, zdalnego sterowania i pomiarów (nastawnia ciepła) itd.

2. Stopień rezerwy urządzeń

Bardzo poważny wpływ na koszt budowy elektrowni wywiera instalacja kotła rezerwowego. Pro-

centowa podwyżka kosztów budowy zależna, jest przede wszystkim od ilości kotłów. Dodanie do dwóch kotłów, pokrywających zapotrzebowanie pary turbin, trzeciego kotła rezerwowego powiększa koszty budowy o $10 \div 12,5\%$, a dodanie do czterech kotłów piątego rezerwowego o $6,5 \div 7,5\%$, przy czym niższe liczby odnoszą się do kotłów o parametrach 40 atn i 450°C , a wyższe do parametrów 110 atn i 510°C . Zainstalowanie do sześciu kotłów 110 atn, 510°C — siódmego rezerwowego — zwiększa koszty budowy o $5,5\%$, do ośmiu — dziewiątego o $4,5\%$, a do dwunastu — trzynastego rezerwowego o $3 \div 3,5\%$.

Poza kotłem rezerwowym wpływają (w mniejszym jednak stopniu) na koszt budowy elektrowni inne urządzenia rezerwowe, np. do transportu paliwa i obsługi składu paliwa, zbyt duże rezerwy w pompach zasilających itd.

Należy tu również wymienić pojemność zbiorników i składów, jak pojemność zasobników węgla przy kotłach (w różnych projektach waha się ona w granicach $8 \div 32$ godzin pracy kotłów), pojemność zbiorników wody zasilającej i kondensatu, mazutu do rozpalania kotłów itd., ponadto pojemność składu paliwa.

3. Rodzaj spalanej paliwa

Koszt elektrowni na węgiel brunatny powinien być o około $2,5 \div 3\%$ wyższy niż elektrowni na węgiel kamienny. Różnica ta nie jest pewna, gdyż nie mamy jeszcze dostatecznych doświadczeń w budowie elektrowni na węgiel brunatny.

Duża odporność węgla kamiennego na przemiał wpływa na podrożenie urządzeń do przemiału (większa wydajność młynów kulowych lub bijakowych, konieczność stosowania drogich młynów misowych). Duża zawartość wody podnosi koszt urządzeń nawęglających i do suszenia węgla, a duża zawartość popiołu podraża urządzenia do nawęglania, przemiału i odzuszania a nawet koszt samych kotłów. Wpływu torfu, gazu i mazutu, jako paliw na koszt budowy elektrowni nie rozważono, gdyż nie są one jak dotychczas u nas stosowane.

4. Lokalizacja elektrowni

Czynniki związane z lokalizacją, które mogą zawążyć poważnie na koszcie budowy elektrowni są następujące:

a) Urządzenie obiegu wody chłodzącej

Koszty urządzeń dla poboru wody z rzeki lub ze stawu (zapory, ujęcia wody, pompownie, kanały i rurociągi) i dla zrzutu wody mogą być dla niekorzystnie zlokalizowanej elektrowni stosunkowo wysokie i osiągnąć 10% kosztów elektrowni a nawet i więcej. Trudno ująć wpływ warunków wodnych dokładnymi wskaźnikami liczbowymi, gdyż rozwiązania techniczne i warunki lokalne mogą być bardzo różnorodne, co wymaga w każdym przypadku dokładnych rozważań ekonomicznych.

b) Powiązanie elektrowni z siecią kolejową i drogową

Na koszt elektrowni wpływa długość bocznic kolejowej łączącej elektrownię z najbliższą stacją kolejową i długość dróg kołowych dla połączenia elektrowni z siecią dróg krajowych. Koszt niekorzystnie

pod tym względem zlokalizowanej elektrowni może wzrosnąć do 3%.

c) Warunki geologiczne i topograficzne placu budowy

Wytrzymałość gruntu poniżej 2,5 kg/cm² podraża fundament budynków, a czasem zmusza nawet do stosowania kosztownego palowania. Nierówność placu, przekraczająca 3 ÷ 5 m różnicy rzędnych terenu, podwyższa znacznie koszty robót niwelacyjnych.

d) Jakość wody

Nieodpowiednia jakość wody zmusza do zastosowania zbyt kosztownych urządzeń do preparowania wody, zarówno chłodzącej, jak i dodatkowej do kotłów.

5. Sposób realizacji budowy

Sposób realizacji budowy elektrowni ma również znaczny wpływ na koszty budowy.

Na koszt budowy wpływają:

a) Właściwa organizacja budowy, a w szczególności, czy budowa prowadzona jest w jednym etapie, co powinno być traktowane jako normalne rozwiązanie, czy w kilku etapach, co znacznie podraża nie tylko roboty budowlane, ale i montażowe (przerwy w montażu, utrudniony transport urządzeń przewidzianych w budowie dalszych etapów budynku głównego).

b) Terminowe dostawy urządzeń i materiałów, terminowe wykonywanie dokumentacji, ilość przeróbek i uzupełnień urządzeń na budowie, sprawne prowadzenie budowy, wydajność pracy.

Powyższe czynniki są bardzo istotne dla kosztu budowy. Wpływ ich może podnieść koszt budowy do około 8%, a w wyjątkowych przypadkach nawet i więcej.

c) Koszty urządzeń

Ceny urządzeń elektrowni, przeważnie dotychczas importowanych, ulegają wahaniom koniunkturalnym, co ma niemały wpływ na koszty inwestycyjne elektrowni.

Wzory do obliczania kosztów budowy elektrowni

Związek pomiędzy kosztami budowy elektrowni, a czynnikami, wpływającymi na wysokość tych kosztów, można ująć wzorami:

$$K = [z_t \cdot k_t + (z_k + z_{kr}) \cdot k_k + k_m] (1 + a)$$

$$a = a_n + a_p + a_w + a_l + a_b + a_c + a_r$$

gdzie:

K — koszt budowy elektrowni w 10⁶ zł,

z_t — ilość turbozespołów,

k_t — koszty zależne od jednostkowej mocy turbozespołu w 10⁶ zł na zespół.

Wartości k_t w zależności od mocy i typu turbozespołu oraz parametrów pary wynoszą w 10⁶ zł:

1. Przy parametrach pary na kotle 40 atn, 450 °C:
dla turbozespołu kondensacyjnego o mocy 25 MW 17,0
2. Przy parametrach pary na kotle 110 atn, 510 °C:
dla turbozespołu ciepłowniczego o mocy 25 MW 23,0
dla turbozespołu kondensacyjnego o mocy 50 MW 27,5
dla turbozespołu kondensacyjnego o mocy 100 MW 42,0

z_k — ilość kotłów o wydajności odpowiadającej zapotrzebowaniu pary przez turbiny,

z_{kr} — ilość kotłów rezerwowych i remontowych,

k_k — koszty zależne od jednostkowej wydajności kotła w 10⁶ zł na kocioł.

Wartości k_k w zależności od wydajności i parametrów wynoszą w 10⁶ zł dla kotła:

130 t/h, 40 atn, 450 °C	20,0
120 t/h, 110 atn, 510 °C	28,0
170 t/h, 110 atn, 510 °C	34,6
230 t/h, 110 atn, 510 °C	41,5

k_m — koszty zależne od mocy zainstalowanej elektrowni w 10⁶ zł na elektrownię.

Wartości k_m w zależności od mocy i parametrów elektrowni kondensacyjnej lub elektrociepłowni wynoszą w 10⁶ zł:

1. Przy parametrach pary 40 atn, 450 °C dla elektrowni kondensacyjnej o mocy:

50 MW — 126,0	100 MW — 170,0
75 MW — 148,0	

2. Przy parametrach pary 110 atn, 510 °C dla elektrowni kondensacyjnej o mocy:

100 MW — 197,0	400 MW — 400,0
150 MW — 244,0	500 MW — 440,0
200 MW — 288,0	600 MW — 474,0
300 MW — 354,0	

dla elektrociepłowni o mocy:

50 MW — 184,0	150 MW — 310,0
75 MW — 216,5	200 MW — 366,0
100 MW — 250,0	

a — suma współczynników, korygujących koszt elektrowni,

a_n — współczynnik uwzględniający koszty nieprzewidziane ($a_n = 0,05$).

a_p — współczynnik zależny od rodzaju paliwa, wynoszący:

dla węgla kamiennego górnośląskiego o normalnej wartości opałowej $a_p = 0$,

dla węgla kamiennego, niskowartościowego, o dużej zawartości popiołu i wody lub o dużej odporności na przemiat $a_p = 0,005$ do 0,010,

dla węgla brunatnego $a_p = 0,025$ do 0,030,

a_w — współczynnik powiększający koszty przy skomplikowanych urządzeniach do zaopatrywania elektrowni w wodę $a_w = 0,02$ do 0,10,

a_l — współczynnik powiększający przy niekorzystnej lokalizacji elektrowni (długie powiązania z drogami kolejowymi i kołowymi, niekorzystne warunki geologiczne i topograficzne, nieodpowiednia jakość wody ($a_l = 0,02$ do 0,10),

a_b — współczynnik charakteryzujący organizację i sprawność robót budowlano-montażowych (etapowość budowy, stopień mechanizacji, terminowość dostaw urządzeń i dokumentacji, ilość przeróbek i uzupełnień urządzeń na budowie, wydajność pracy). $a_b = 0$ do 0,10; w obecnych warunkach przy normalnej realizacji budowy $a_b = 0,05$,

a_c — współczynnik charakteryzujący ceny urządzeń — $a_c = \pm 0,05$,

a_r — współczynnik dla elektrowni rozbudowywanych lub odbudowywanych, uwzględniający istniejące uzbrojenie terenu, możliwe do wykorzystania budowlę, istniejące ujęcie wody, istniejące urządzenia podstawowe i pomocnicze. Wysokość tego współczynnika zależy w dużym stopniu od warunków lokalnych, a dla elektrowni odbudowywanych, głównie od stanu budowli i stopnia ich adaptacji — $a_r = -0,05$ do $-0,20$.

Z powyższego widać, jak poważny wpływ wywierają różne czynniki na koszt budowy elektrowni lub w jak szerokich granicach może się wahać wartość wyrażenia $(1 + a)$. Na przykład dla:

a) elektrowni rozbudowywanej, z dużym wykorzystaniem uzbrojenia terenu i budowli pomocniczych,

z tanimi urządzeniami i normalnie budowanej ($a_n = 0,05$, $a_b = 0,05$, $a_c = -0,05$, $a_r = -0,20$)

$$1 + a = 0,85$$

b) dla elektrowni nowej, na węgiel kamienny, dobrze zlokalizowanej, z tanimi urządzeniami i normalnie budowanej ($a_n = 0,05$, $a_b = 0,05$, $a_c = -0,05$)

$$1 + a = 1,05$$

c) dla elektrowni j. w., dobrze zlokalizowanej o średnich cenach urządzeń i normalnie budowanej ($a_n = 0,05$, $a_b = 0,05$)

$$1 + a = 1,10$$

d) dla elektrowni dobrze zlokalizowanej, ale drogo budowanej ($a_n = 0,05$, $a_b = 0,10$, $a_c = 0,05$)

$$1 + a = 1,20$$

e) w końcu dla elektrowni niekorzystnie zlokalizowanej i drogo budowanej ($a_n = 0,05$, $a_w = 0,05$, $a_r = 0,05$, $a_b = 0,05$)

$$1 + a = 1,30$$

Charakterystycznym wskaźnikiem kosztów budowy elektrowni jest jednostkowy koszt budowy na 1 zainstalowany MW:

$$k = \frac{K}{M} \cdot 10^6 \text{ zł/MW}$$

gdzie:

$$K = \{z_t \cdot k_t + (z_k + z_{kr}) \cdot k_k + k_m\} (1 + a) \cdot 10^6 \text{ zł}$$

M — moc zainstalowana elektrowni w MW.

Jednostkowe koszty budowy elektrowni

Na podstawie powyższych wzorów obliczono i podano w tablicy 1 i 2 jednostkowy koszt budowy różnych, najczęściej u nas występujących typów elektrowni, dla otwartego obiegu wody chłodzącej, na normalny węgiel kamienny, górnośląski, zakładając $1 + a = 1,0$, czyli dobrą lokalizację, bardzo sprawnny przebieg realizacji budowy i średnie ceny urządzeń z importu 1955 r., przy czym nie uwzględniono współczynnika $a_n = 0,05$ na koszty nieprzewidziane.

Tablica 1

Jednostkowy koszt budowy elektrowni kondensacyjnych

L. p.	Moc elektrowni w MW	Parametry pary		Liczba i moc turbozespołów w MW	Liczba i wydajność kotłów w t/h	Koszt jednostkowy w milionach zł/MW	
		atn	°C			bez kotła rez.	z kotłem rez.
1	50	40	450	2 × 25	2 × 130	4,00	4,40
2	75	40	450	3 × 25	3 × 130	3,45	3,72
3	100	40	450	4 × 25	4 × 130	3,18	3,38
4	100	110	510	2 × 50	4 × 120	3,64	3,92
5	100	110	510	2 × 50	2 × 230	3,35	3,77
6	200	110	510	4 × 50	8 × 120	3,11	3,25
7	200	110	510	4 × 50	4 × 230	2,82	3,03
8	200	110	510	2 × 100	4 × 230	2,69	2,90
9	300	110	510	6 × 50	12 × 120	2,85	2,94
10	300	110	510	6 × 50	6 × 230	2,56	2,70
11	300	110	510	3 × 100	6 × 230	2,43	2,57
12	400	110	510	4 × 100	8 × 230	2,25	2,35
13	500	110	510	5 × 100	10 × 230	2,13	2,21
14	600	110	510	6 × 100	12 × 230	2,04	2,11

Koszty jednostkowe elektrowni kondensacyjnej podano oddzielnie dla elektrowni bez kotła rezerwowego i oddzielnie dla elektrowni z kotłem rezerwowym.

Tablica 2

Jednostkowy koszt budowy elektrociepłowni

L. p.	Moc elektrociepłowni w MW	Parametry pary		Liczba i moc turbozespołów w MW	Liczba i wydajność kotłów w t/h	Koszt jednostkowy w milionach zł/MW
		atn	°C			
1	50	110	510	2 × 25	3 × 170	6,68
2	75	110	510	3 × 25	3 × 230	5,46
3	100	110	510	4 × 25	4 × 230	5,08
4	150	110	510	6 × 25	6 × 230	4,64
5	200	110	510	8 × 25	8 × 230	4,41

Wskaźniki kosztów podane w tablicy 1 i 2 są bardzo istotne dla techniczno-ekonomicznego doboru wielkości elektrowni i jednostek przy planowaniu elektrowni.

Jeżeli np. koszt najtańszej elektrowni kondensacyjnej o mocy 300 MW przy parametrach 110 atn i 510 °C z turbozespołami 100 MW i kotłami 230 t/h oraz bez kotła rezerwowego oznaczymy przez 100, to dla innych elektrowni o mocy również 300 MW, przy tych samych parametrach otrzymamy następujące procentowe wskaźniki kosztów:

z jednostkami j. w., lecz z kotłem rezerwowym	106
z turbozespołami 50 MW, kotłami 230 t/h, bez kotła rezerwowego	105
j. w., z kotłem rezerwowym	111
z turbozespołami 50 MW, kotłami 120 t/h, bez kotła rezerwowego	117
j. w., z kotłem rezerwowym	121

Do jednostkowych kosztów elektrowni podanych w tablicy 1 należy dodać, że zaawansowane w budowie nasze nowe elektrownie kondensacyjne o mocy 300 MW, wykazują według kosztorysów współczynnik $1 + a = 1,2$. Jednostkowe koszty elektrociepłowni podane w tablicy 2 są zgodne z obecnymi kosztorysami, faktyczne jednak koszty budowy nie są w danej chwili jeszcze znane.

Udział poszczególnych składników w koszcie elektrowni według układu kosztorysu zbiorczego

Poza znajomością całkowitych kosztów budowy ważny jest udział poszczególnych składników w koszcie budowy elektrowni według układu kosztorysu zbiorczego.

Układ kosztorysu zbiorczego obejmuje 16 pozycji, a każda z tych pozycji — pewną kompletną część elektrowni, a więc łącznie z częścią budowlaną, urządzeniami i montażem, a mianowicie:

1. Prace projektowo-badawcze obejmujące: studia naukowe i badawcze, prace hydrogeologiczne, topograficzne i projektowe.

2. Prace przygotowawcze obejmujące: rozbiórkę niepotrzebnych obiektów na terenie elektrowni, uporządkowanie i niwelację terenu budowy.

3. Nawęglanie obejmujące: urządzenia do transportu i składowania węgla wraz z wszelkimi robotami budowlanymi i montażowymi.

4. Kotłownia obejmująca: budynek kotłowni z galerią zasobników, fundamenty pod kotły, kominy, wszelkie urządzenia kotłowe z młynami, urządzeniami pomiarowymi, automatyką, odpylaczami spalin, dźwigami w obrębie kotłowni, z kompletnym montażem powyższych urządzeń, łącznie z obmurowaniem kotłów i izolacją.

5. Woda przemysłowa obejmująca: ujęcie wody, pompownie dla wody chłodzącej, mechaniczną oczyszczalnię wody oraz zmiękczalnię wody, kompletne, przynależne budowle i urządzenia z montażem, ponadto wyparki, odgazowywacze i pompy wody zasilające.

6. Rurociągi wysokoprężne i niskoprężne.

7. Maszynownia obejmująca: budynek maszynowni z galerią odgazowywaczy, fundamenty pod urządzenia turbinowe, turbozespoły z urządzeniem kondensacyjnym i regeneracyjnym, z tablicami pomiarowymi i suwnicami, wraz z montażem.

8. Transformatory i rozdzielnie obejmujące: transformatory blokowe, sprzęgłowe, potrzeb własnych, nastawnie, wszystkie rozdzielnie (220; 110; 30; 15; 6 kV) i potrzeb własnych, z przynależnymi budynkami, wraz z montażem,

9. Obiekty pomocnicze: budynek administracyjny, warsztaty, magazyny itp.

10. Obiekty transportu i łączności (wewnątrz zakładu), a więc: drogi kolejowe i kołowe, lokomotywy, talboty, samochody, ciągniki, telefony itp.

11. Połączenia zewnętrzne, a więc: bocznice kolejowe, doprowadzenie wody pitnej, połączenie centrali telefonicznej własnej z siecią telefoniczną, łączność wysokiej częstotliwości itp.

12. Uporządkowanie placu obejmujące: chodniki, zieleńce, ogrodzenia itp.

13. Potrzeby bytowe i kulturalne obejmujące: hotel robotniczy, świetlice, boisko sportowe, przedszkole, żłobek, ogródki działkowe, osiedle awaryjne.

14. Roboty specjalne i koszty niesprecyzowane obejmujące: wydatki związane z zatrudnieniem pracowników zamiejscowych, z pracą w warunkach uciążliwych i w godzinach nadliczbowych, diety, opłaty monterów zagranicznych.

15. Koszty nadzoru i odbioru technicznego obejmujące: utrzymanie dyrekcji budowy, ekspertyzy i kołaudacje, ponadto koszty rozruchu urządzeń.

16. Prowizoryczne budownictwo i wyposażenie wykonawstwa, obejmujące zagospodarowanie terenu i likwidację placu budowy.

W tablicach 3, 4, 5 i 6 podano udział poszczególnych pozycji kosztorysu zbiorczego w ogólnym koszcie budowy elektrowni o różnej mocy.

Procentowy udział poszczególnych pozycji w koszcie budowy elektrowni według układu kosztorysu zbiorczego, podany w powyższych tablicach, obliczono dla normalnych jednostkowych kosztów elektrowni, zestawionych w tablicach 1 i 2, tj. przy założeniu:

$$1 + a = 1$$

W przypadku zastosowania jednego ze współczynników, podwyższających lub obniżających normalny jednostkowy koszt elektrowni, należy zależnie od cha-

rakteru współczynnika odpowiednio skorygować procentowy udział poszczególnych pozycji.

Tablica 3

Procentowy udział składników kosztu budowy elektrowni kondensacyjnych o mocy 50 ÷ 100 MW z turbinami 25 MW i kotłami 130 t/h, na parametry 40 atn, 450 °C (bez kotła rezerwowego)

L. p.	Składnik	Moc elektrowni w MW		
		50	75	100
1	Prace projektowo-badawcze	3,7	3,6	3,3
2	Prace przygotowawcze	1,0	0,9	0,8
3	Nawęglanie	6,5	6,3	6,1
4	Kotłownia	20,1	22,1	23,9
5	Woda przemysłowa	8,8	8,4	8,0
6	Rurociągi	3,1	3,2	3,3
7	Maszynownia	15,2	17,3	18,6
8	Transformatory i rozdzielnie	11,6	10,9	10,5
9	Obiekty pomocnicze	4,5	4,0	3,8
10	Transport i łączność wewn.	4,7	4,0	3,6
11	Połączenia wewnętrzne	2,1	1,8	1,6
12	Uporządkowanie placu	0,4	0,3	0,3
13	Potrzeby bytowe i kulturalne	1,0	1,0	1,0
14	Roboty specjalne i koszty niesprecyzowane	8,4	8,4	8,3
15	Koszty nadzoru i odbioru technicznego	4,2	3,7	3,3
16	Prowizoryczne budownictwo	4,7	4,1	3,6

Tablica 4

Procentowy udział składników kosztu budowy elektrowni kondensacyjnych o mocy 100 ÷ 300 MW, z turbinami 50 MW i kotłami 120 lub 230 t/h, o parametrach 110 atn, 510 °C

Moc elektrowni w MW		100		200		300							
Liczba i moc turbo- zespołów w MW		2 × 50		4 × 50		6 × 50							
Liczba i wydajność kotłów w t/h		4 x 120		2 x 230		8 x 120		1 x 230		12x120		6 x 230	
L. p.	Składnik												
1	Prace projek- towo-badawcze	2,9	3,1	2,7	2,9	2,2	2,6						
2	Prace przygoto- wawcze	0,7	0,8	0,6	0,7	0,6	0,6						
3	Nawęglanie	5,3	5,8	5,0	5,5	4,7	5,2						
4	Kotłownia	27,1	23,8	31,4	27,1	34,2	29,8						
5	Woda przemysł.	7,4	8,9	6,2	6,8	5,8	6,4						
6	Rurociągi	4,5	4,0	4,5	4,0	4,5	4,0						
7	Maszynownia	13,1	14,3	14,9	16,3	16,0	17,7						
8	Transformatory i rozdzielnie	9,0	9,5	10,0	10,5	10,0	10,5						
9	Obiekty pomocn.	4,4	4,8	3,3	3,6	2,8	3,4						
10	Transport i łącz- ność wewn.	5,5	5,9	3,4	3,7	2,7	3,0						
11	Połączenia zewn.	2,3	2,5	1,5	1,7	1,2	1,4						
12	Uporządkowanie placu	0,5	0,6	0,4	0,4	0,3	0,3						
13	Potrzeby bytowe i kulturalne	0,9	0,9	0,7	0,8	0,6	0,7						
14	Roboty specjalne i koszty nie- sprecyzowane	10,0	9,4	9,0	8,4	8,0	7,8						
15	Koszty nadzoru i odbioru techn.	3,2	3,3	3,2	3,3	3,2	3,3						
16	Prowizoryczne budownictwo	3,2	3,3	3,2	3,3	3,2	3,3						

Tablica 5

Procentowy udział składników kosztów budowy elektrowni kondensacyjnych o mocy 200 ÷ 600 MW, z turbinami 100 MW i kotłami 230 t/h, na parametry 110 atn, 510 °C (bez kotła rezerwowego)

L. p.	Składnik	Moc elektrowni w MW		
		200	400	600
1	Prace projektowo-badawcze	3,2	2,6	1,9
2	Prace przygotowawcze	0,7	0,6	0,5
3	Nawęglanie	5,7	5,5	5,1
4	Kotłownia	28,6	33,8	36,9
5	Woda przemysłowa	7,2	5,6	6,5
6	Rurociągi	4,0	4,1	4,2
7	Maszynownia	13,5	15,7	16,8
8	Transformatory i rozdzielnie	11,9	10,1	9,1
9	Obiekty pomocnicze	3,7	2,9	2,5
10	Transport i łączność wewn.	4,0	2,7	2,2
11	Połączenia zewnętrzne	1,8	1,3	1,0
12	Uporządkowanie placu	0,4	0,3	0,3
13	Potrzeby bytowe i kulturalne	0,8	0,8	0,7
14	Roboty specjalne i koszty niesprecyzowane	7,9	7,7	6,9
15	Koszty nadzoru i odbioru technicznego	3,3	3,2	3,0
16	Prowizoryczne budownictwo	3,3	3,1	2,4

Tablica 6

Procentowy udział składników kosztów budowy elektrociepłowni o mocy 75 ÷ 200 MW, z turbinami TC - 25 i kotłami 230 t/h (na parametry 110 atn, 510 °C)

Moc elektrociepłowni w MW		75	150	200
Liczba i moc turbozespołów w MW		3×25	6×25	8×25
Liczba i wydajność kotłów w t/h		3×230	6×230	8×230
L. p.	Składnik			
1	Prace projektowo-badawcze	3,4	2,8	2,4
2	Prace przygotowawcze	0,8	0,7	0,6
3	Nawęglanie	5,5	5,2	5,0
4	Kotłownia	30,0	33,5	34,2
5	Woda przemysłowa	7,0	6,5	6,4
6	Rurociągi	4,2	4,2	4,2
7	Maszynownia	14,0	16,2	16,6
8	Transformatory i rozdzielnie	7,5	7,5	8,9
9	Obiekty pomocnicze	3,6	3,1	2,9
10	Transport i łączność wewn.	4,9	3,1	2,5
11	Połączenia wewnętrzne	2,1	1,4	1,2
12	Uporządkowanie placu	0,5	0,3	0,3
13	Potrzeby bytowe i kulturalne	0,9	0,7	0,7
14	Roboty specjalne i koszty niesprecyzowane	9,0	8,4	7,7
15	Koszty nadzoru i odbioru technicznego	3,3	3,2	3,2
16	Prowizoryczne budownictwo	3,3	3,2	3,2

Udział głównych składników w koszcie budowy elektrowni

Do głównych składników w koszcie budowy elektrowni zalicza się:

1. Budowle

Do budowli należą: budynek główny i wszystkie budynki pomocnicze na terenie elektrowni, kominy, fundamenty, budowle wodne, kanały, drogi kolejowe i kołowe, budowle budownictwa prowizorycznego, łącznie z niwelacją terenu, wszystkimi przynależnymi

instalacjami, uporządkowaniem terenu i ogrodzeniem elektrowni.

2. Koszty urządzeń

Są to koszty wszystkich urządzeń ciepło-mechanicznych łącznie z rurociągami w obrębie tych urządzeń i z konstrukcjami do nich przynależnymi, koszty rurociągów wysokoprężnych, urządzeń elektrycznych, aparatury pomiarowej cieplnej i elektrycznej, urządzeń transportu i łączności oraz wyposażenia warsztatów i laboratoriów.

3. Roboty montażowe

Obejmują one montaż wszystkich urządzeń ciepło-mechanicznych łącznie z wykonaniem łączących rurociągów niskoprężnych i kanałów blaszanych, z dostawą materiałów, montaż urządzeń elektrycznych z dostawą kabli, urządzeń innych, ponadto obmurowanie kotłów łącznie z dostawą materiałów i roboty izolacyjne.

W kosztach montażu ujęte są również wydatki związane z zatrudnieniem pracowników zamiejscowych, z pracą w warunkach uciążliwych i w godzinach nadliczbowych, diety, ponadto opłaty inżynierów i monterów zagranicznych.

4. Inne koszty

Do nich zalicza się prace projektowo-badawcze, koszty nadzoru i odbioru technicznego, obejmujące utrzymanie dyrekcji budowy, ekspertyzy i kolaudacje, ponadto koszty rozruchu urządzeń.

Tablica 7

Procentowy udział głównych składników kosztu budowy elektrowni

L. p.	Moc elektrowni w MW	Rodzaj elektrowni	Parametry pary atn/°C	Liczba oraz		Udział w %			
				moc turbozespołów w MW	wydajność kotłów w t/h	Budowle	Urządzenia	Montaż	Inne
1	50	Kondensacyjne	40/450	2x25	2x130	35,0	36,5	20,6	7,9
2	75		40/450	3x25	3x130	33,5	38,4	21,1	7,0
3	100		40/450	4x25	4x130	32,3	39,3	21,8	6,6
4	100		110/510	2x50	4x120	30,6	39,5	23,8	6,1
5	100		110/510	2x50	2x230	32,8	39,0	21,8	6,4
6	200		110/510	4x50	8x120	27,1	43,3	23,6	6,0
7	200		110/510	4x50	4x230	28,2	42,9	22,6	6,3
8	200		110/510	2x100	4x230	28,8	42,6	22,1	6,5
9	300		110/510	6x50	12x120	26,5	44,0	24,0	5,5
10	300		110/510	6x50	6x230	27,8	43,5	23,0	5,7
11	400	Elektrociepłowni	110/510	4x100	8x230	26,9	44,6	23,0	5,5
12	600		110/510	6x100	12x230	25,4	45,3	23,4	4,9
13	75		110/510	3x25	3x230	32,1	39,1	22,1	6,7
14	150		110/510	6x25	6x230	28,8	42,1	23,1	6,0
15	200		110/510	8x25	8x230	27,5	43,9	23,0	5,6

W tablicy 7 podano procentowy udział wyżej wymienionych głównych składników kosztu budowy elektrowni kondensacyjnych i elektrociepłowni. Procentowy udział należy rozumieć w odniesieniu do kosztów jednostkowych elektrowni kondensacyjnych, podanych w tablicy 1 bez uwzględnienia kotła rezerwowego i elektrociepłowni, podanych w tablicy 2 dla warunków normalnych, czyli dla $1 + a = 1$.

Jak z tablicy 7 wynika, procentowy udział głównych składników kosztu budowy elektrowni zależy

w niedużym tylko stopniu od ilości i wielkości zespołów, w dużym stopniu natomiast od mocy elektrowni. I tak udział budowli wynoszący w elektrowni 50 MW — 35% spada w elektrowni 600 MW do 25,4%, udział urządzeń natomiast w elektrowni 50 MW wynoszący 37,5% wzrasta w elektrowni 600 MW do 46,3%; odpowiednio wzrasta udział montażu z 20,6% do 23,4%, udział zaś innych kosztów maleje z 7,9% do 4,9%.

Zakończenie

W związku z tendencją do obniżenia kosztów budowy elektrowni konieczne jest stałe analizowanie tej

dziedziny. W szczególności byłoby pożądane uzupełnienie niniejszego artykułu innymi na następujące tematy:

1. Szczegółowa analiza wpływu lokalizacji na koszty budowy elektrowni, w szczególności na koszty urządzeń do zaopatrywania elektrowni w wodę.

2. Szczegółowa analiza kosztów robót budowlano-montażowych.

3. Porównanie wskaźników kosztów podanych w niniejszym artykule z rzeczywistymi kosztami budów, wynikającymi z księgowości oraz wyciągnięcie odpowiednich wniosków dla ewentualnej korekty podanych wskaźników.

621.3.010:621.316.722

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

Inż. Władysław Paszek

Zakład Maszyn Elektrycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach

Część I

Treść: W związku ze znaczną rozbudową i silnym powiązaniem systemu elektroenergetycznego konieczne jest zwiększenie skuteczności reakcji regulatorów napięcia generatorów na znaczne obniżki napięcia. Omówiono przyczyny bezwładności regulacji wzbudzenia generatorów i wyjaśniono celowość wprowadzenia automatu forsowania jako dodatkowego członu pospiesznego regulacji. Zdefiniowano podstawowe parametry charakteryzujące zdolność układu wzbudzenia do nadążania za udarowymi zmianami napięcia generatora. Przeanalizowano wpływ forsowania wzbudzenia na warunki eksploatacji generatora pracującego w systemie.

Wstęp

W krajach o rozległych i silnie ze sobą powiązanych systemach coraz bardziej wzrastające zapotrzebowanie energii elektrycznej doprowadziło do znacznego zwiększenia mocy przesyłu i zmniejszenia zapasów stateczności systemów. W tych warunkach wzrosły też znacznie wymagania stawiane regulacji napięcia i rozptywu mocy biernej w systemie. Ręczną regulację wzbudzenia całkowicie zastąpiono regulacją automatyczną. Początkowo stosowano wyłącznie regulatory elektromechaniczne, starając się przyspieszyć ich działanie.

Dla zapewnienia szybszej reakcji regulatora na znaczne obniżki napięcia (załamanie napięcia), towarzyszące bliskim zwarciom lub zakłóceniom w systemie wprowadzono w ZSRR i USA dodatkowe człony pospiesznego działania. Zadaniem ich jest zwiększenie szybkości regulacji wzbudzenia przez natychmiastowe zwarcie oporów regulatora a przede wszystkim przez rozszerzenie zakresu regulacji do granic, na jakie pozwalają możliwości wzbudnicy (do pułapu wzbudnicy).

Takie urządzenie do forsowania wzbudzenia może stanowić człon składowy automatycznego regulatora napięcia, jako jego człon pospieszny albo też może być zainstalowane niezależnie od regulatora jako oddzielny automat stycznikowy forsowania wzbudzenia. Przy oddzielnym wykonaniu polepsza on przy współpracy z regulatorem wzbudzenia działanie automatycznej regulacji napięcia w razie znacznych obniżek napięcia sieci w stanach awaryjnych. Jeżeli generator nie jest wyposażony w automatyczny regulator napię-

cia lub też gdy regulator jest nieczynny (wyłączony z ruchu), to po zastosowaniu stycznikowego forsowania wzbudzenia przy znacznych obniżkach napięcia ręczna regulacja zostaje zastąpiona szybko działającą regulacją automatyczną.

Mimo znacznych korzyści z polepszenia warunków pracy systemów elektrycznych, wynikających z wprowadzenie forsowania wzbudzenia ma dla energetyki nio-europejskich nie korzysta się jeszcze w pełni z tych urządzeń tak, jak np. w ZSRR. Wynika to przypuszczalnie stąd, że nie opracowano tam jeszcze tak dostatecznie tych zagadnień i nie uzyskano jeszcze tak bogatego doświadczenia. Stosowane są tam jeszcze przeważnie elektromechaniczne regulatory napięcia bez dodatkowego członu forsowania.

W warunkach energetycznych naszego kraju wprowadzenie forsowania wzbudzenia ma dla energetyki zasadnicze znaczenie. Pracujące obecnie generatory wyposażone w automatyczną regulację napięcia mają jeszcze przeważnie regulatory bez członu pospiesznego działania, nie zapewniające możliwości wyzskania pułapu wzbudnicy. Poza tym pewna liczba generatorów (szczególnie w energetyce przemysłowej) nie ma nawet automatycznej regulacji wzbudzenia. Jest rzeczą oczywistą, że dla szerokiego wprowadzenia urządzeń do forsowania konieczne jest poprzednie opanowanie zagadnień teoretycznych i uzyskanie własnych doświadczeń eksploatacyjnych.

Z zagadnień teoretycznych należy w pierwszym rzędzie opanować metody ilościowego określenia wpływu forsowania na pracę systemu. Konieczne jest indywidualne podejście do poszczególnych typów re-

gulatorów. Znajomość teoretyczna przebiegów potrzebna jest również przy instalowaniu urządzenia forsowania dla generatorów niewyposażonych w automatyczną regulację napięcia.

Opracowania teoretyczne mają dla praktyki wartość, jeśli są poparte badaniami praktycznymi. W Katedrze Maszyn Elektrycznych Politechniki Śląskiej opracowano teoretycznie zagadnienie forsowania na podstawie dostępnej literatury oraz własnych prac laboratoryjnych. Jednak dla właściwego opanowania tematu i doprowadzenia go do formy użytecznej dla przemysłu, konieczne było porównanie tej pracy z badaniami praktycznymi w skali przemysłowej. Dzięki ścisłej współpracy z ZEOPd, którego Oddział Służby Zabezpieczeń i Automatyki podjął inicjatywę wprowadzenia urządzeń do forsowania we wszystkich większych elektrowniach systemu Okręgu Południowego, zostały przeprowadzone przez Katedrę Maszyn Elektrycznych Politechniki Śląskiej pomiary na dużej ilości generatorów wyposażonych w regulatory napięcia różnych typów. Prace teoretyczne rozpoczęto w roku 1952, a od grudnia 1952 r. podjęto również badania na generatorach w przemyśle. Na obecnym etapie uzyskano wyniki we wszystkich najważniejszych układach regulacji i zasilania wzbudzenia, stosowanych w naszej energetyce.

Szybkość regulacji wzbudzenia

Generatory synchroniczne z automatyczną regulacją napięcia podtrzymują stałość napięcia systemu przy zachowaniu statyki koniecznej ze względu na równoległą pracę generatorów. Przy nagłych załamaniach napięcia systemu wynikających z przebiegów łączeniowych, zmieniających uderowo rozptyw mocy biernych, decydujących w głównej mierze o zmianach napięcia lub z przebiegów zwarciovych w bliższych lub w dalszych elementach sieci rozdzielczej, większość regulatorów nie podąża dostatecznie szybko za zmianami napięcia.

Przyczyną tego jest:

1. ograniczony zakres maksymalnego występowania regulatora,
2. opóźnienie wyregulowania napięcia generatora z powodu:
 - a) bezwładności mechanicznej i elektromagnetycznej elementów regulatora napięcia,
 - b) bezwładności elektromagnetycznej obwodów wzbudzenia wzbudnicy generatora,
 - c) bezwładności elektromagnetycznej generatora.

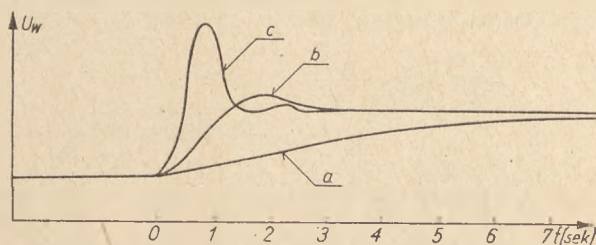
A. Bezwładność regulatora

Bezwładność elementów regulatora wynika z zasady działania i budowy regulatora. Ze względu na szybkość reagowania na zmiany napięcia regulatora można podzielić na trzy grupy, tj. na wolnodziałające, pospieszne mechaniczne i nowoczesne elektromagnetyczne o szybkim działaniu.

Ze względu na konieczność regulowania prądów wzbudzenia generatora, sięgających przy dużych jednostkach do tysiąca amperów, regulator wpływa bezpośrednio na wielokrotnie mniejszy prąd wzbudzenia wzbudnicy lub dodatkowej wzbudnicy pomocniczej (pilotującej).

Regulatory wolnodziałające wykonywane na zasadzie hydraulicznej lub silnikowej są regulatorami sta-

rego typu o dużym czasie własnym. Regulatory te wystęrowują zwykle prąd wzbudzenia wzbudnicy w sposób aperiodyczny (rys. 1 — krzywa *a*), wymagający stosunkowo dużych czasów.



Rys. 1. Porównanie przebiegów napięcia wzbudnicy dla trzech typów regulatorów napięcia przy załamaniach napięcia sieci

a — regulator wolnodziałający, *b* — elektromechaniczny regulator szybkozdziałający, *c* — nowoczesny regulator pospieszny

Regulatory pospieszne oparte na zasadzie styków wibrujących (Tirill), segmentów ślizgowych (BBC, Siemens), nowoczesnej hydraulicznej turbinki olejowej (Thoma), a zatem na zasadzie mechanicznej, wystęrowują prąd wzbudzenia przy nagłych zmianach napięcia w sposób periodyczny tłumiony (krzywa *b* na rys. 1), uzyskując czasy znacznie krótsze.

Nowoczesne regulatory pospieszne, do których należą wzmacniacze maszynowe (Alsthom), wzmacniacze elektronowe, wzmacniacze magnetyczne, (nowoczesne regulatory radzieckie), prądnicza dodawcza (ASEA), oprócz prostoty budowy i eksploatacji odznaczają się bardzo małymi stałymi czasowymi. Jest to skutkiem wykonywania regulacji nie przez elementy mechaniczne regulatora, lecz przez sterowanie elektromagnetyczne. Na miejsce bezwładności mechanicznej wchodzi bezwładność elektromagnetyczna tych regulatorów.

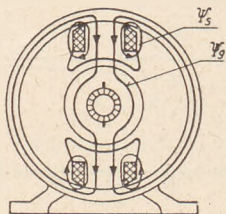
Ze względu na bardzo małe czasy własne regulatorów pospiesznych w porównaniu do stałych czasowych określonych bezwładnością elektromagnetyczną wzbudnicy i obwodów generatora szybkość regulowania napięcia poszczególnych typów regulatorów zależy w głównej mierze od możliwości przesterowania (wzmocnienia) przez regulator prądu wzbudzenia wzbudnicy w czasie regulacji (krzywa *c* na rys. 1). Pod wpływem wzmożonego prądu wzbudzenia wzbudnicy napięcie jej szybko rośnie i po przejściowym przeregulowaniu ustala się zwykle w sposób periodyczny tłumiony na żądanej wartości. Pod względem zdolności wzmożonego wystęrowania wzbudnicy w czasie regulacji — regulatory elektromagnetyczne i elektronowe przewyższają znacznie regulatory elektromechaniczne, dając mniejsze czasy regulacji.

Na rys. 1 przedstawiono porównawczy przebieg napięcia wzbudnicy dla wyżej wymienionych trzech typów regulatorów napięcia.

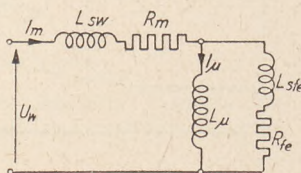
B. Bezwładność wzbudnicy

Wzbudnice generatorów wykonywane są jako generator prądu stałego najczęściej bocznikowe, czasem szeregowo-bocznikowe wyposażone często w uzwojenia kompensacyjne. Strumień splatający się z uzwojeniem wzbudzenia (liniozwoje uzwojenia wzbudzenia) powoduje w nieustalonym okresie regu-

lacji indukowanie SEM sprzeciwiającej się według zasady Lenza zmianom prądu wzbudzenia, wpływając na stałą czasową obwodu wzbudzenia wzbudnicy. Liniozwoje te składają się z liniozwoi głównych Ψ_g (użytecznych) wzbudnicy oraz liniozwoi rozproszenia Ψ_s (rys. 2).



Rys. 2. Liniozwoje wzbudnicy generatora



Rys. 3. Schemat zastępczy wzbudnicy

Część stojanowa obwodu magnetycznego wzbudnicy (jarzmo) stanowi blok lity, który przy zmianach strumienia magnetycznego w czasie regulacji jest siedliskiem strug prądów wirowych sprzeciwiających się zgodnie z regułą Lenza zmianom strumienia i opóźniających tym samym przebieg narastania względnie wygaszania strumienia.

Obwód wzbudzenia wraz ze sprzężonymi obwodami strug prądów wirowych można w przybliżeniu zastąpić zwartym uzwojeniem o pewnej indukcyjności rozproszenia i oporności czynnej oraz przedstawić na schemacie zastępczym (rys. 3). Jeżeli wzbudnica ma kilka uzwojeń wzbudzenia, to dochodzą dalsze gałęzie równoległe na schemacie zastępczym sprowadzonym do jednego rozpatrywanego uzwojenia wzbudzenia (analogicznie jak przy analizie transformatora).

Przy pominięciu wpływu prądów wirowych oraz masycenia wzbudnicy bezwładność elektromagnetyczną uzwojenia wzbudzenia można scharakteryzować stałą czasową T_m .

$$T_m = \frac{L_\mu + L_{sw}}{R_m} = \frac{\Psi_g + \Psi_s}{I_m R_m} \cdot 10^{-8}$$

Biorąc pod uwagę zależność wiążącą siłę elektromotoryczną indukowaną twornika przy pracy znamionowej ze strumieniem otrzymuje się przy pominięciu strumienia rozproszenia

$$\Psi = 2pZ_m \frac{U_w \cdot a \cdot 60}{N \cdot p \cdot n} 10^8$$

$$T_m = \frac{U_w}{I_m R_m} Z_m \frac{a}{N} \frac{120}{n} = \frac{U_w}{U_m} \frac{120}{N/a} \frac{Z_m}{n} \quad (1)$$

gdzie:

- N — ilość prętów twornika wzbudnicy,
- a — ilość gałęzi równoległych,
- Z_m — ilość zwojów uzwojenia wzbudzenia przypadających na jeden biegun,
- n — ilość obrotów wzbudnicy na min,
- U_w — napięcie wzbudnicy,
- U_m — napięcie obwodu uzwojenia wzbudzenia wzbudnicy.

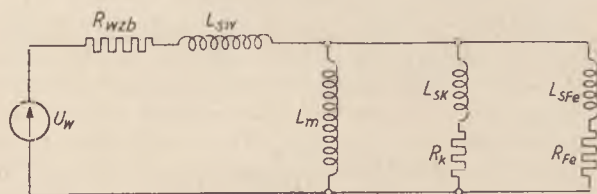
Jak wynika z powyższej relacji, dla wzbudnic wolnoobrotowych stała czasowa obwodu wzbudzenia może być nadmiernie wysoka, co przyczynia się często w przypadku hydrogeneratorów wolnobieżnych do zrezygnowania z przyjęcia wzbudnicy osadzonej na wspólnym wale z generatorem i przejścia do oddzielnego zespołu wzbudnicy napędzanej osobnym silnikiem. Przy większych obrotach utrzymuje się ponadto

mnijšie wymiary wzbudnicy i tym samym mniejszy koszt¹⁾.

W turbogeneratorach dwubiegunowych średnich mocy stała czasowa wynosi około $0,3 \div 0,5$ sek, a w dużych wolnoobrotowych hydrogeneratorach wzbudnica na wspólnym wale może osiągać stałe czasowe rzędu $1,5 \div 2$ sek.

C. Bezwładność generatora

Magneśnica generatora zasilana prądem stałym wzbudzenia wywołuje przepływ²⁾ wirnika, który wytwarza przy otwartym uzwojeniu stojana strumień wirujący generatora indukujący w uzwojeniu twornika napięcie biegu jałowego. W stanie ustalonym prąd wzbudzenia określa jednocześnie strumień a zatem napięcie generatora. Przy zmianach napięcia wzbudzenia w okresie nieustalonym na przebiegi prądów i strumienia wirnika wpływa bezwładność elektromagnetyczna obwodów wirnika. Dla stanu nieustalonego wirnik przedstawia skomplikowany układ obwodów sprzężonych magnetycznie, przedstawiony przybliżonym schematem zastępczym na rys. 4. Uzwojenie klatki tłumiącej wirnika i wpływ strug prądów wirowych w bloku litym wirnika powoduje zwiększenie bezwładności elektromagnetycznej uzwojenia wzbudzenia, sprzeciwiającej się zgodnie z zasadą Lenza zmianom pola magnetycznego.



Rys. 4. Schemat zastępczy generatora przy otwartych zaciskach stojana (oś podłużna)

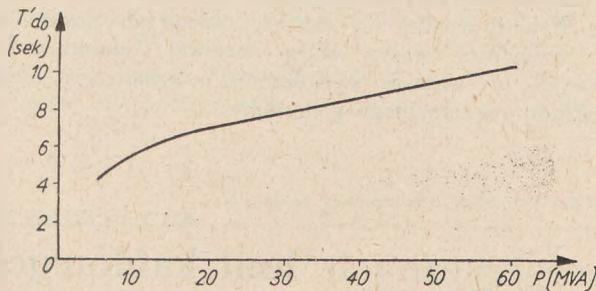
Uzwojenie klatki tłumiącej i strugi prądów wirowych, które można w przybliżeniu zastąpić zwojem zwartym obejmującym biegun współśrodkowo, zachowują się podobnie jak uzwojenia zwarte transformatora trójuzwojeniowego, którego jedno uzwojenie jest zasilane prądem stałym. Przy pominięciu wpływu rozproszenia klatki tłumiącej i strug prądów wirowych, odgrywających rolę jedynie w okresach szybko zanikających procesów podprzejściowych, bezwładność magnetyczna wirnika dla strumienia głównego generatora wyraża się stałą czasową T'_{do} . (Przy przyłożeniu napięcia stałego do uzwojenia wzbudzenia generatora niewzbudzonego na biegu jałowym strumień a zatem napięcie generatora narasta wykładniczo ze stałą czasową T'_{do}). Stała ta dla generatorów dużych mocy wynosi około $5 \div 10$ sek.

Na rys. 5 przedstawiono średnie wielkości stałych czasowych T'_{do} turbogeneratorów ($n = 3000$ obr/min) dla różnych mocy. W przypadku obciążenia generatora prąd twornika wywołuje przepływ stojana, które wraz z amperozwojami wirnika wytwa-

¹⁾ Takie rozwiązanie jednak wprowadza często kłopoty ze względu na konieczność zapewnienia utrzymania ruchu wzbudnicy przy załamaniach napięcia zasilania.

²⁾ Przepływ oznacza w terminologii maszyn elektrycznych siłę magnetomotoryczną (amperozwoje).

rzają wypadkowy strumień magnetyczny generatora. Przy obciążeniu indukcyjnym amperozwoje oddziaływania stojana demagnesują wirnik generatora. Dla utrzymania stałości strumienia a tym samym napięcia generatora przy zwiększonym obciążeniu biernym należy zwiększyć prąd wzbudzenia. Ze względu na demagnesujący wpływ oddziaływania twornika zmniejsza się wypadkowa indukcyjność wirnika (przy niezmiennym prądzie wzbudzenia strumień obniża się znacznie przy przejściu od biegu jałowego do obciążenia), co powoduje znaczne zmniejszenie bezwładności magnetycznej generatora wyrażonej stałą czasową przebiegów przejściowych T'_{d0} .



Rys. 5. Przeciętne wielkości stałej czasowej T'_{d0} turbo-generatorów ($n = 3000$ obr/min) w funkcji mocy generatora

Stałą tę można wyrazić za pomocą podstawowej stałej czasowej T'_{d0} przy otwartym tworniku

$$T'_d = T'_{d0} \frac{(X'_d + X_z)(X_q + X_z) + R^2}{(X_d + X_z)(X_q + X_z) + R^2} \quad (2)$$

gdzie:

- X_d — reaktancja synchroniczna podłużna (generatora),
- X'_d — reaktancja przejściowa podłużna (generatora),
- X_q — reaktancja synchroniczna poprzeczna (generatora),
- X_z — reaktancja zewnętrzna (sieci),
- R — oporność czynna generatora i sieci.

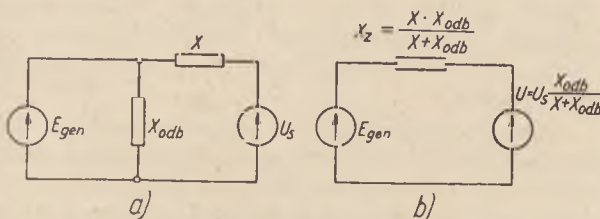
Przy pominięciu oporności czynnej

$$T'_d = T'_{d0} \frac{X'_d + X_z}{X_d + X_z} \quad (3)$$

Przyjmując przeciętnie dla turbogeneratorów

$$X_d = X_q = 1,5; X'_d = 0,25; X_z = 0,10^3)$$

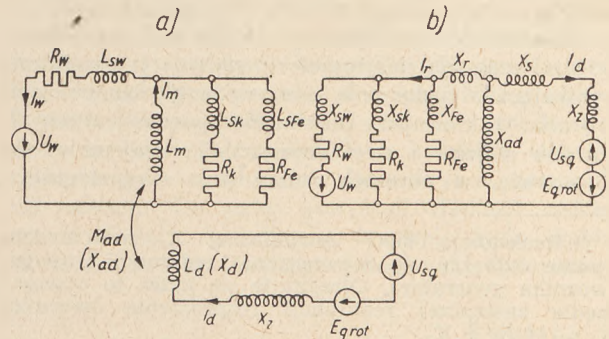
$T'_{d0} = 8$ sek otrzymuje się stałą czasową przebiegów przejściowych $T'_d = 1,85$ sek.



Rys. 6. Uproszczony schemat zastępczy układu generatora i sieci

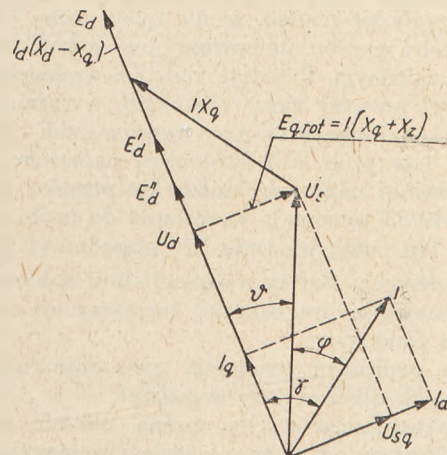
³⁾ Reaktancje, oporności czynne, prądy i napięcia wyrażone są w jednostkach stosunkowych przy przyjęciu jako wartości odniesienia znamionowych wartości prądu i napięcia generatora. Dla oporności i reaktancji wartość odniesienia stanowi stosunek znamionowych wartości napięcia i prądu fazowego.

Przy pracy równoległej generatora na sieć sztywną w układzie jak na rys. 6 przez reaktancję przesyłową X można przedstawić układ zgodnie z zasadą Thevenina za pomocą zastępczej reaktancji przesyłowej X_z oraz zastępczego sztywnego napięcia sieci U . (Dla uproszczenia pomija się wpływ oporności czynnej).



Rys. 7. Schemat zastępczy generatora przy obciążeniu (oś podłużna)

Analizę przebiegów niestabilnych występujących przy zmianach pola magnetycznego maszyny synchronicznej pracującej równolegle na zastępczą sieć sztywną można przeprowadzić na schemacie zastępczym jak na rys. 4, uzupełnionym wpływem oddziaływania twornika (rys. 7). Na rys. 7 indukcyjność główna obwodów wirnika sprzężona jest z uzwojeniem stojana (reaktancja oddziaływania X_{ad} przedstawia indukcyjność wzajemną uzwojeń wirnika i stojana $X_{ad} = M_{ad}(\omega)$). W wypadku symetrii obciążenia stojana obwody stojana dają oddziaływanie współbieżne z wirnikiem. Przy obciążeniu niesymetrycznym składowa symetryczna zgodnej kolejności prądu stojana daje oddziaływanie współbieżne przedstawione na schemacie zastępczym prądem w obwodzie sprzężonym z obwodami wirnika, składowa symetryczna odwrotnej kolejności faz daje przepływ wirujący względem wirnika z prędkością względną równą podwójnej prędkości synchronicznej, indukujący w obwodach wirnika prądy o podwójnej częstotliwości



Rys. 8. Wykres wektorowy w stanie ustalonym generatora

sieci. Superpozycja przebiegów zgodnej i przeciwnej kolejności daje przebieg wypadkowy.

Schemat na rys. 7 a przedstawia oś podłużną maszyny synchronicznej, wpływ obciążenia uwidacznia się w składowej podłużnej oddziaływania stojana.

Dla składowej poprzecznej (oś oddziaływania stojana w położeniu poprzecznym do osi uzwojenia wzbudzenia w schemacie zastępczym) nie uwzględniono udziału uzwojenia wzbudzenia. W stanie ustalonym w obwodzie zewnętrznym czynne jest zastępcze napięcie sieci oraz siła elektromotoryczna rotacji generatora wynikająca z ruchu pola maszyny względem uzwojeń twornika⁴⁾, które przy pominięciu oporności czynnych obwodu stojana i sieci zewnętrznej wzajemnie się równoważą, w okresach zmian pola magnetycznego

⁴⁾ Reaktancję sieci zewnętrznej X_z można formalnie włączyć do wewnętrznej reaktancji uzwojeń twornika generatora. Otrzymuje się przez to powiększenie zastępczej reaktancji rozproszenia twornika $X_{s\text{ zast}} = X_s + X_z$.

generatora w obwodach stojana i wirnika powstaje dodatkowa SEM transformacji, określająca łącznie z napięciem wzbudnicy, napięciem sieci i siłą elektromotoryczną rotacji przebiegi nieustalone generatora. Sprzężone magnetycznie obwody wirnika i stojana można przez analogię z transformatorem wielouzwojowym przedstawić jak na rys. 7 b (zamiast operować indukcyjnościami wprowadza się reaktancje $X = \omega_N L$). Odnosne wykresy promieniowe dla stanów ustalonych przedstawiono na rys. 8.

Stała czasowa generatora pracującego równolegle, określająca bezwładność elektromagnetyczną strumienia generatora wyraża się dla tego przypadku wzorem 3. Stała ta wynosi, jak wyżej podano, $1,5 \div 2$ sek.

W porównaniu do stałych czasowych regulatora i wzbudnicy wpływ stałej czasowej generatora T'_d zwykle przeważa w wypadkowej bezwładności całego układu regulacyjnego generatora.

C. d. n.

621.315.2:621.317.333

Badanie stanu izolacji elektroenergetycznych linii kablowych

Inż. Andrzej Masalski

Część II

Próba napięciowa

Istota próby napięciowej polega na tym, że pod wpływem przyłożonego wysokiego napięcia probierczego zostaje przebita izolacja kabla w miejscach osłabionych poniżej dopuszczalnej wytrzymałości elektrycznej. Polska norma PN/E-6 określa czas trwania próby oraz wartości napięć probierczych w zależności od rodzaju napięcia i od typu kabla. Wielkości te podano w tablicy 1. W tablicy tej U_0 jest napięciem znamionowym dla kabli jednożyłowych, a podana w PN/E-6 wielkość (zaokrąglona wartość napięcia fazowego) dla kabli wielożyłowych U jest napięciem znamionowym kabli trójżyłowych.

Jak widzimy, PN/E-6 dla próby po ułożeniu, a więc dla próby linii kablowej dopuszcza równorzędnie napięcie zmienne i stałe. Za granicą jednak co raz bardziej utrwala się pogląd, że nie tylko próby linii, ale nawet próby wyrobu nie powinny być wykonywane napięciem zmiennym. Przoduje pod tym względem Szwecja, której przepisy elektrotechniczne wyraźnie zabraniają wykonywania prób przy wyrobie kabli i kondensatorów oraz prób linii kablowych napięciem zmiennym. Również najnowsze radzieckie przepisy kablowe GOST 340/53 wymagają stosowania do prób napięcia stałego. Ten punkt widzenia jest uzasadniony tym, że:

1. przy napięciu stałym w izolacji linii kablowej rozkład napięcia jest bardziej korzystny niż przy napięciu zmiennym;
2. próba napięciem zmiennym powoduje nieodwracalne, szkodliwe zmiany w izolacji;
3. próbę napięciem stałym można uczynić bardziej kwalifikującą od próby napięciem zmiennym;
4. aparatura probiercza do prób napięciem stałym jest zbudowana na mniejszą moc, więc lżejsza niż aparatura do prób napięciem zmiennym.

Rozkład napięcia w izolacji przy napięciu zmiennym jest odwrotnie proporcjonalny do stałych dielektrycznych poszczególnych warstw izolacji, toteż w przypadku izolacji olejowo-papierowej warstewki oleju są naprężane bardziej niż papier. Przy dostatecznie wysokim napięciu zmiennym, aby próba była kwalifikująca, natężenie pola elektrycznego w oleju jest tak duże, że pod wpływem jonizacji ulega on rozkładowi. Produktem rozkładu oleju są gazy, które wskutek jeszcze mniejszej stałej dielektrycznej są ogniskami jonizacji, występującej już nawet przy napięciach niższych i powodującej dalsze pogorszenie stanu izolacji aż do jej przebicia. W czasie próby napięciem zmiennym izolacja może być osłabiona, ale jeszcze nie przebita. Zapoczątkowany proces może jednak nadal postępować w czasie eksploatacji linii pod wpływem pola elektrycznego wytworzonego napięciem roboczym lub chwilowymi napięciami.

O rozkładzie napięcia w izolacji przy napięciu stałym decydują przewodności właściwe poszczególnych warstw izolacji. W tym przypadku papier, mający mniejszą przewodność, jest bardziej naprężany niż olej — co nie powoduje trwałych zmian w układzie izolacyjnym.

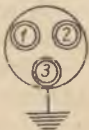
Chcąc wyjaśnić, że próba napięciem stałym może być bardziej kwalifikująca od próby napięciem zmiennym, należy przeanalizować krzywe życia kabla, wyrażające zależność napięcia przebicia U_p od czasu przyłożenia napięcia. Krzywe te dla napięcia stałego i napięcia zmiennego przedstawiono na rys. 1. Krzywe 1 i 2 odnoszą się do napięcia zmiennego, lecz każda dla odmiennych warunków fizycznych, krzywa 3 — do napięcia stałego. Z krzywych tych wynika, że gdy zmienne napięcie przebicia w dużym stopniu zależy od czasu przyłożenia napięcia, to stałe napięcie przebicia praktycznie nie zależy od czasu. Aby próba napięciowa była

rzeczywiście kwalifikująca, wartość napięcia probierczego powinna być nie wiele mniejsza od napięcia przebiccia. W przypadku stosowania do prób napięcia zmiennego warunek ten jest trudny do zachowania, gdyż gdyby się przyjęło napięcie zmienne probiercze $U_{pr.z.}$ o wartości nieco mniejszej od długotrwałego napięcia przebiccia U_{∞} , to czas trwania próby powinien trwać tyle, ile czas po którym krzywa $U_p = f(t)$ praktycznie przebiega równolegle do osi t . Warunku tego w praktyce nie można przyjąć, gdyż próba musiałaby trwać kilkaset godzin. Jedynie praktycznym rozwiązaniem jest stosowanie do prób znacznie wyższego napięcia i dość krótkiego czasu. Istnieje tu jednak poważna trudność w określeniu odpowiednio wysokiego napięcia przy założonym czasie próby kilkunastu lub kilkunastu minut. W zasadzie napięcie to może być określone na podstawie doświadczalnie zdjętej krzywej życia kabla dla każdego typu i każdej konstrukcji kabla.

Jednak nawet określenie napięcia na tej drodze nie zawsze prowadzi do optymalnej wartości napięcia probierczego, gdyż charakter krzywej życia $U_p = f(t)$ zależy nie tylko od konstrukcji kabla i zastosowanych do jego budowy materiałów izolacyjnych, ale i od ciśnienia panującego w izolacji i od innych warunków fizycznych, które mogą się zmieniać. Ponadto ustalona w fabryce krzywa życia kabla może nie odpowiadać zbudowanej z tychże kabli linii, gdyż została sporządzona bez uwzględnienia muf kablowych. W rezultacie określone na podstawie krzywej życia napięcie probiercze może się okazać zbyt wysokie lub zbyt niskie. W pierwszym przypadku kabel zostanie przebity, pomimo że nie miał miejscowych osłabień izolacji, w drugim zaś — próba może nie wykryć miejscowych wad izolacji. Do całej powyższej dyskusji należy jeszcze dodać, że zdjęcie krzywej życia kabla jest bardzo żmudne i wymaga dużego nakładu kosztów,

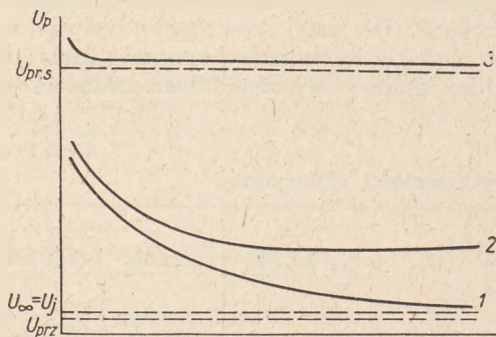
Tablica 1

Napięcie probiercze i czas trwania próby wytrzymałości elektrycznej

Rodzaj kabla			Układ połączeń	Próba w fabryce		Próba po ułożeniu		
				prądem zmien.	czas min.	prądem zmien.	prądem stał.	czas min.
1	Kabel jednożyłowy		1 względem powłoki ołowianej	$2,5U_0$	30	$1,73U_0$	$4U_0$	60
2	Kabel wielożyłowy z żyłami ekranowanymi		1 + 2 + 3 względem powłoki ołowianej	$2,5U_0$	30	$1,73U_0$	$4U_0$	60
3	Kabel dwużyłowy		a) 1 względem 2 + powłoka ołowiana	$2,5U$	10	$1,73U$	$4U$	20
			b) 2 względem 1 + powłoka ołowiana	$2,5U$	10	$1,73U$	$4U$	20
			c) 1 + 2 względem powłoki ołowianej	$2,5U$	10	$1,73U$	$4U$	20
4	Kabel trójżyłowy		a) 1 + 2 względem 3 + powłoka ołowiana	$2,5U$	10	$1,73U$	$4U$	20
			b) 1 + 3 względem 2 + powłoka ołowiana	$2,5U$	10	$1,73U$	$4U$	20
			c) 2 + 3 względem 1 + powłoka ołowiana	$2,5U$	10	$1,73U$	$4U$	20
			lub					
			a) 1 + 2 + 3 względem powłoki ołowianej	$2,5U$	15	$1,73U$	$4U$	30
5	Kabel czterożyłowy		b) 1 względem 2 lub 3	$2,5U$	15	$1,73U$	$4U$	30
			a) 1 względem 2 + 3 + 4 + powłoka ołowiana	$2,5U$	10	$1,73U$	$4U$	20
			b) 2 względem 3 + 4 + 1 + powłoka ołowiana	$2,5U$	10	$1,73U$	$4U$	20
			c) 3 względem 4 + 1 + 2 + powłoka ołowiana	$2,5U$	10	$1,73U$	$4U$	20
			d) 4 względem 1 + 2 + 3 + powłoka ołowiana	$2,5U$	10	$1,73U$	$4U$	20

wskutek czego przez niektóre tylko kablownie jest przeprowadzone.

Krzywoliniowy charakter zależności $U_p = f(t)$ jest spowodowany zachodzącą pod wpływem przyłożonego napięcia jonizacją w izolacji kabla. Przy jonizacji wskutek bombardowania jonowego jako produkt polimeryzacji oleju powstaje wosk X, czemu towarzyszy wydzielanie się gazów. W izolacji zachodzą więc nieodwracalne zmiany obniżające jej wytrzymałość na przebicie. Z tych względów napięcie probiercze powinno być mniejsze od napięcia jonizacji U_j , które odpowiada długotrwałemu (ustalonemu) napięciu przebicia U_∞ . O niecelowości stosowania tak niskiego napięcia probierczego wspomniano już wyżej.



Rys. 1. Zależność napięcia przebicia U_p od czasu przyłożenia napięcia t dla papieru nasyconego olejem izolacyjnym

1, 2 — krzywa dla napięcia zmiennego, 3 — krzywa dla napięcia stałego

Ponieważ krzywa życia kabla przy napięciu stałym ma przebieg płaski (rys. 1), krzywa 3), przeto dobór napięcia probierczego o wartości zbliżonej do wartości napięcia przebicia nie jest trudny, przy czym czas przyłożenia napięcia może być dość krótki. Ponadto płaski przebieg krzywej dowodzi, że napięcie stałe nie wywołuje jonizacji, a więc i nieodwracalnych zmian w izolacji kabla. W. T. Renee wbrew twierdzeniu D. Robinsona dowodzi na podstawie przeprowadzonych doświadczeń, że napięcie stałe również wywołuje jonizację, a tym samym i przy napięciu stałym zachodzi proces starzenia izolacji. Przy napięciu stałym zjawiska te zachodzą jednak w znacznie słabszym stopniu niż przy napięciu zmiennym — co zostanie udowodnione niżej.

Doświadczalnie zdjęta krzywa życia kabla przy dowolnym napięciu odpowiada równaniu:

$$K_p = K_\infty = A \cdot t^n$$

gdzie

K_p — natężenie pola elektrycznego przy czasie do przebicia t ,

K_∞ — długotrwałe (ustalone) natężenie przebicia,

A — współczynnik zależny od rodzaju izolacji i jej własności elektrycznych,

n — współczynnik zależny przede wszystkim od rodzaju przyłożonego do izolacji napięcia.

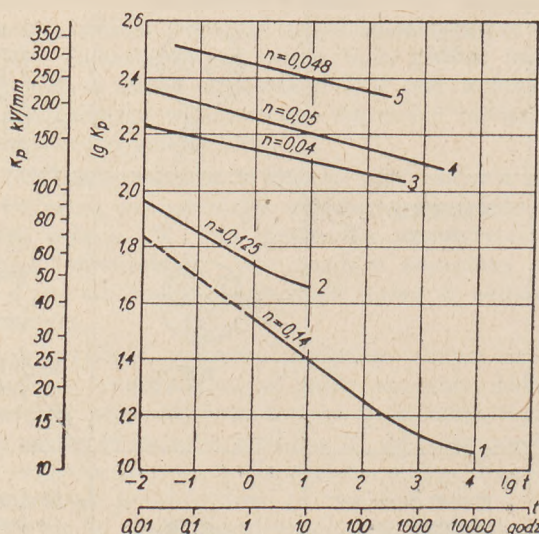
Z doświadczalnie otrzymanych krzywych wynika, że dla kabli masowych przy napięciu zmiennym $n = 0,12 \div 0,14$, a przy napięciu stałym $n = 0,04 \div 0,05$ — co świadczy o tym, że przy napięciu stałym nachylenie krzywej jest znacznie mniejsze niż przy napięciu zmiennym. Krzywe otrzymane na drodze doświadczalnej przedstawiono w podwójnej skali logarytmicznej na rys. 2. Ze względu na to, że izolacja kabli jest tego samego typu co i izolacja kondensato-

rów papierowych, charakter krzywych w obu przypadkach będzie jednakowy i krzywe te można ze sobą porównywać. Wykresy 1 i 2 przedstawiają krzywe życia przy napięciu zmiennym, a krzywe 3, 4 i 5 — przy napięciu stałym. Różne poziomy krzywych przy jednakowych rodzajach napięcia wynikają z różnych grubości poszczególnych papierów i całej izolacji; krzywa 5 jest zdjęta dla warstwy izolacji składającej się z 24 papierów o grubości po 0,007 mm, krzywa 4 — dla warstwy z trzech papierów o grubości po 0,009 mm, a krzywa 3 — dla warstwy z trzech papierów o grubości po 0,008 mm.

W niniejszej dyskusji interesują nas nie poziomy krzywych, lecz ich nachylenie świadczące o prędkości starzenia izolacji wywołanego jonizacją. Analizując krzywe 1 i 3 stwierdzamy, że przy zwiększeniu czasu przyłożenia napięcia od 0,1 do 1 godziny przy napięciu zmiennym wytrzymałość izolacji na przebicie zmniejszyła się z około 52 kV/mm do 35,5 kV/mm, przy napięciu stałym zaś z około 153 kV/mm do około 140 kV/mm. W stosunku do wytrzymałości 0,1-godzinnej w pierwszym przypadku wytrzymałość zmniejszyła się o około 32%, w drugim zaś tylko o około 8,5%. Wynika stąd, że jeżeli natężenie pola w izolacji jest większe niż natężenie jonizacji, to napięcie zmienne w znacznie większym stopniu pogarsza stan izolacji niż napięcie stałe.

Biorąc pod uwagę, że krzywe życia przy napięciu stałym mają nieznaczne nachylenie, można dobrać taką wartość stałego napięcia probierczego, która będzie nieco mniejsza od stałego napięcia jonizacji, a jednocześnie dostatecznie bliska wartości napięcia przebicia przy czasach krótkich. W tym przypadku próba będzie mogła wykryć nawet nieznaczne osłabienie izolacji bez szkody dla zdrowej izolacji.

Stosowanie do prób napięcia stałego korzystne jest również ze względu na lżejszą aparaturę probierczą napięcia stałego w porównaniu z aparaturą napięcia zmiennego. Spowodowane to jest tym, że przy próbach napięciem zmiennym o mocy aparatury decyduje



Rys. 2. Krzywe życia $K = f(t)$ dla: 1 — kabla masowego przy napięciu zmiennym, 2 — kondensatora nasyconego olejem izolacyjnym przy napięciu zmiennym, 3, 4, 5 — kondensatorów o różnej grubości izolacji nasyconych olejem izolacyjnym przy napięciu stałym

w pierwszym rzędzie wartość prądu pojemnościowego, która dla kabli może być bardzo duża. Przy napięciu stałym moc aparatury probierczej zależy od wartości prądu przewodnościowego. Moc zespołu probierczego napięcia zmiennego jest określona wzorem:

$$P = \omega \cdot C \cdot U_{pr.z.}^2$$

gdzie

$\omega = 2\pi f$ — pulsacja zmiennego napięcia probierczego,
 C — pojemność badanej linii,
 $U_{pr.z.}$ — zmienne napięcie probiercze.

Jeżeli ma być przeprowadzona np. próba linii kablowej o długości 10 km, zbudowanej z kabli trójżyłowych ekranowanych na napięcie znamionowe 30 kV, o pojemności jednej żyły $C_0 = 0,23 \mu\text{F/km}$, to dla przeprowadzenia próby napięciem zmiennym zgodnie z wymaganiami PN/E-6 (tablica 1) potrzebny byłby transformator probierczy o mocy:

$$P = 314 \cdot 3 \cdot 10 \cdot 0,23 \cdot 10^{-6} \cdot (1,73 \cdot 17,5 \cdot 10^3)^2 = 2000 \cdot 10^3 \text{ VA} = 2000 \text{ kVA}$$

Transformator probierczy przewoźny o tej mocy ze względu na ciężar jest jednostką niewygodną w praktyce.

Moc zespołu probierczego napięcia stałego wyraża się równaniem:

$$P = U_{pr.s.} \cdot I,$$

gdzie

$U_{pr.s.}$ — napięcie probiercze stałe,
 I — całkowity prąd przewodnościowy równy dla podanego wyżej przykładu $3 \cdot 10 \cdot \frac{U_{pr.s.}}{R_0}$.

Jeżeli więc założymy, że oporność izolacji każdej żyły badanej linii wynosi $R_0 = 50 \text{ M}\Omega/\text{km}$, to dla przeprowadzenia próby tej samej linii napięciem stałym zgodnie z wymaganiami PN/E-6 potrzebny byłby zespół probierczy o mocy:

$$P = 3 \cdot 10 \cdot \frac{(4 \cdot 17,5 \cdot 10^3)^2}{50 \cdot 10^6} = 2,94 \cdot 10^3 \text{ W} = 2,94 \text{ kW}.$$

Zastanówmy się teraz nad skutecznością prób wykonywanych napięciami probierczymi o wartościach określonych normą PN/E-6. Zgodnie z tą normą przy próbie napięciem zmiennym do izolacji kabla przykłada się zaledwie 1,73-krotną wartość napięcia znamionowego izolacji U . Ustalono zaś napięcie przebicia jest zwykle około trzy razy większe od napięcia jonizacji, a tym samym próba ta nie jest szkodliwa dla izolacji kabla, ale może też wykryć jedynie bardzo poważne uszkodzenia izolacji. Nieznaczne zaś uszkodzenia nie zostaną wykryte i w każdej chwili w czasie eksploatacji linii grożą wywołaniem awarii.

Zgodnie z PN/E-6 wartość probierczego napięcia stałego wynosi $4U$. Wiadomo, że ustalona, długotrwała wytrzymałość izolacji olejowo-papierowej przy napięciu stałym przewyższa co najmniej 6-krotnie wytrzymałość przy napięciu zmiennym. Przy stosowaniu więc stałego napięcia probierczego o wartości $4U$ (U jest napięciem znamionowym izolacji) poddana próbie zdrowa izolacja znajdzie się w warunkach łagodniejszych niż w czasie normalnej pracy linii. Przebiecie izolacji pod stałym napięciem probierczym o wartości $4U$ jest możliwe tylko w przypadku daleko już posuniętego częściowego zniszczenia izolacji, gdyż wówczas przy prądzie stałym praktycznie całe przyłożone napięcie znajdzie się na jeszcze zdrowej cienkiej warstwie

izolacji. Jak już wspomniano wyżej, rozkład napięcia przy prądzie zmiennym będzie inny — co może być przyczyną nieprzebiecia izolacji w czasie eksploatacji linii mimo bardzo poważnego jej zagrożenia.

Zakładając, że przyjęty do określenia zmiennego napięcia probierczego współczynnik 1,73 jest słuszny, gdy czas przyłożenia napięcia wynosi mniej więcej tyle, ile czas odpowiadający ustalonej wytrzymałości oraz biorąc pod uwagę, że przy płaskim przebiegu krzywej życia kabla przy napięciu stałym czas odpowiadający ustalonej wytrzymałości jest krótki (praktycznie kilka minut), wartość stałego napięcia probierczego obliczymy ze wzoru:

$$1,73 \cdot 6 \cdot U \cong 10 U$$

Z przeprowadzonej dyskusji wynika, że wartość $4U$ jest raczej zbyt mała i że wartość około $10U$ nie jest szkodliwa dla zdrowej izolacji kabla. Powyższe potwierdzają przeprowadzone przez autora badania kabli na napięcie 3 kV. Do wyciętych z sieci próbek kabli zostało przyłożone stałe napięcie probiercze o wartości 30 kV. Żaden z próbowanych 4 odcinków kabli nie został przebity mimo, że kable te znajdowały się w eksploatacji 20 ÷ 30 lat i izolacja ich posiadała większą grubość od wymaganej normą PN/E-6 lub GOST 340/53.

Ostateczne ustalenie wartości stałego napięcia probierczego zależy przede wszystkim od wytrzymałości przy napięciu stałym muf końcowych, która zwłaszcza przy kablach wyższych napięć może być mniejszą od wytrzymałości izolacji kabla i muf łącznikowych, a to ze względu na występujące świetlenia. Przed ostatecznym więc ustaleniem wartości napięć probierczych należy za pomocą badań laboratoryjnych wyznaczyć wytrzymałość elektryczną przy napięciu stałym muf końcowych stosowanych w kraju. Korzystając jednak z wieloletniego doświadczenia Związku Radzieckiego i innych krajów — zanim zostaną przeprowadzone badania muf — można bez najmniejszych obaw zniszczenia zdrowej izolacji kabla i przekroczenia wytrzymałości elektrycznej muf podnieść wartość stałego napięcia probierczego do $5U$. Za stopniowym podwyższaniem napięcia probierczego przemawia również to, że przy wprowadzeniu od razu znacznie wyższego napięcia probierczego od stosowanego dotąd mogłyby być wykryte tak znaczne ilości osłabionych miejsc w liniach kablowych, że służba energetyczna nie mogłaby dość szybko i bez zakłóceń ruchu usunąć tych osłabień.

Stosowane obecnie zbyt niskie napięcia probiercze wytłumaczyć można dość częstymi w praktyce przypadkami przebicia izolacji linii kablowej nawet w czasie jej normalnej eksploatacji wkrótce po wykonanym badaniu.

Stosowanie napięć probierczych, niższych od przyjmowanych przy próbach wyrobu (tablica 1), wynikało z braku pewności co do wytrzymałości izolacji muf oraz — przy próbach napięciem zmiennym — z konieczności liczenia się z mocą transformatora probierczego. Jednak pogląd ten nie we wszystkich krajach był rozpowszechniony i np. przepisy włoskie od dawna przewidują te same wartości napięć probierczych tak przy próbach wyrobu jak i przy próbach linii kablowych. Obecnie przeważa pogląd, że przy prawidłowym montażu muf nie stanowią one miejsc o obniżonym poziomie izolacji. Autor nie widzi uzasadnie-

nia tolerowania jako słabych punktów izolacji linii muf kablowych. O stanie izolacji linii świadczą najłabsze jej miejsca. Jeżeli takimi miejscami są mufy, to należałoby poziom ich izolacji podnieść do poziomu izolacji kabla.

Wiele statystyk wskazuje, że przy wyższych napięciach probierczych liczba przebiegów, a więc i awarii w czasie eksploatacji znacznie się zmniejsza. Toteż co raz to więcej krajów przechodzi na napięcia probiercze wyższe, niż były stosowane dotąd. Należy tu wymienić najnowszą normę kablów radziecką GOST 340/53, która nawet dla prób wyrobu niektórych typów kabli w izolacji olejowo-papierowej przewiduje probiercze napięcie stałe o wartości $(7U + 3)$ kV, a dla prób linii kablowych na napięcie $1 \div 10$ kV — o wartości $6U$, a na napięcia wyższe — o wartości $5U$. W Ameryce i we Włoszech od dawna przyjęto stałe napięcie probiercze o wartości $6U$. W szwedzkich przepisach elektrotechnicznych napięcie probiercze określone jest wzorem $U_{pr} = (5U + 25)$ kV.

Ze względu na to, że w miarę zwiększania się napięcia znamionowego kabli współczynnik zapasu izolacji (stosunek ustalonego napięcia przebicia do napięcia znamionowego) zmniejsza się, jest słuszne zmniejszanie wartości względnej napięcia probierczego dla linii kablowych na wyższe napięcia znamionowe.

Z płaskiego przebiegu krzywej życia kabla przy napięciu stałym wynika również, że czas trwania próby nie posiada w tym przypadku większego znaczenia i może być znacznie krótszy od czasów podanych w PN/E-6. W celu umożliwienia zdjęcia charakterystyki zmian prądu przewodnościowego w czasie — zdaniem autora — czas ten nie powinien jednak być krótszy niż 10 minut.

Ze względu na to, że wartość stałego napięcia przebicia kabla zbliżona jest do udarowego napięcia przebicia, próba linii kablowej napięciem stałym ma jeszcze tą zaletę, że może być sprawdzianem udarowego poziomu izolacji linii kablowej. Aby próba napięciowa spełniała i to zadanie, wartość napięcia probierczego linii kablowych powinna być z czasem podniesiona do wartości bliskiej wartości napięcia udarowego, określającej udarowy poziom izolacji urządzeń stacyjnych.

Pomiar prądu przewodnościowego

Uzupełnieniem próby napięciowej powinien być pomiar prądu przewodnościowego, wykonywany w czasie próby napięciowej. Pomiar ten za przykładem Związku Radzieckiego często jest już w Polsce wykonywany, lecz dotychczas nie jest przez żadne obowiązujące przepisy wymagany. Istnieje wskutek tego duża dowolność w ocenie stanu izolacji na podstawie uzyskanych wyników pomiarów. Stan izolacji oceniany jest przeważnie na podstawie bezwzględnych wartości prądu przewodnościowego, co nie jest właściwe tak samo — jak nie jest właściwe ocenianie stanu izolacji na podstawie bezwzględnych wartości oporności.

Właściwa ocena stanu izolacji przy próbach zdawczo-odbiorczych i zapobiegawczych powinna polegać na analizie czasowej charakterystyki prądu przewodnościowego oraz — dodatkowo przy próbach zapobiegawczych — na porównaniu wartości ustalonego prądu przewodnościowego, zmierzonych w czasie okresowych prób zapobiegawczych.

Jeżeli w czasie próby napięciowej prąd przewodnościowy stale rośnie lub wykazuje nagłe podskoki, to taka linia nie nadaje się do eksploatacji. Stały wzrost prądu przewodnościowego świadczy o tym, że istnieją lokalne osłabienia izolacji, w których pod wpływem przyłożonego napięcia probierczego płynie tak duży prąd, że w miejscach tych wytwarza się ciepło powodujące zwiększenie przewodności kanału. W takim przypadku izolacja wcześniej czy później zostanie przebita — do czego też należy doprowadzić w czasie próby w celu wykrycia tego miejsca. Nagłe podskoki prądu świadczą o wyładowaniach iskrowych wewnątrz izolacji kablowej lub w mufach.

Stan izolacji należy na podstawie porównania ustalonych prądów przewodnościowych, zmierzonych w czasie kolejnych pomiarów okresowych, oceniać dość ostrożnie, gdyż pewne wahania prądu mogą być spowodowane zmiennymi warunkami fizycznymi oraz zewnętrznymi zanieczyszczeniami muf końcowych. Z tych powodów w przypadku zaobserwowania poważniejszego zwiększenia się prądu należy zbadać wpływ oczyszczenia izolatorów muf końcowych, a w przypadku stwierdzenia zadawalającego stanu muf należy wykonać próby okresowe częściej niż normalnie.

Bardzo cennym wskaźnikiem stanu izolacji jest współczynnik asymetrii, tj. stosunek ustalonego prądu przewodnościowego żyły wykazującej największą upływność do prądu przewodnościowego żyły wykazującej najmniejszą upływność. Na podstawie doświadczenia współczynnik ten w żadnym przypadku nie powinien być większy niż 2. Zaletą oceny stanu izolacji na podstawie współczynnika asymetrii jest wyeliminowanie wpływu zmiennych warunków fizycznych, w jakich różne części linii mogą się znajdować. Wyznaczenie tego wskaźnika wymaga wykonywania prób napięciowych dla każdej żyły kabla osobno, niezależnie od jego konstrukcji.

Literatura

1. A. I. Łurie — Elektrieskije izmierienija w sieiach silnogo toka, Moskwa, 1948.
2. P. N. Gorszkow — Osnovy tiechniki kabełnej silnogo toka, Moskwa, 1940.
3. St. Żołędziowski — Próby stanu izolacji kabli elektroenergetycznych, PWT, Warszawa, 1954.
4. A. Masalski — Instrukcja wykonywania zdawczo-odbiorczych prób stanu izolacji linii kablowych i rozdzielni na napięcie powyżej 1 kV, wyd. CZMUE, Warszawa, 1954.
5. Polska Norma PN/E-6 — Elektroenergetyczne kable obojętne, miedziane i aluminiowe. 1949
6. Norma GOST 340/53 — Kable elektroenergetyczne z żyłami miedzianymi, z izolacją z nasyczonego papieru kablowego, w powłoce ołowianej. Tłumaczenie z rosyjskiego CBKK — Ożarów.
7. R. Nordell — Essais de controle sous tension continue pour cables et condensateurs de puissance, CIGRE, 1952, referat Nr 230.
8. G. J. Th. Bakker — Rapport du Comité d'Etude des Cables a Haute Tension, CIGRE, 1952, referat Nr 220.
9. S. S. Gorodecki — Ispytanije kabełnej s propitannoj bumażnoj izolacijoje, Moskwa, 1950.
10. Tymczasowe przepisy technicznej eksploatacji elektrowni i sieci, Warszawa, PWT, 1951.
11. Instrukcja po eksploatacji siłowych wysokowoltowych kabełnej, Ministerstwo Elektrowni ZSRR, Moskwa, 1945.
12. W. T. Renee — Starienie propitannoj bumażnoj izolacji pri pieriemiennom i postojannom napriazienijach, Elektriesstwo Nr 4, 1952.
13. S. S. Gorodecki i M. G. Gercensztejn — O nowom standartie na siłowyje kabełnej, Elektrieskije Stancii Nr 3, 1954.

Badanie oleju i pomiary stopnia odgazowania kabli olejowych

Inż. Czesław Jankowicz

Wstęp

Pewność pracy kabli olejowych w dużym stopniu zależy od dokładnego usunięcia wszelkich wtrącin gazowych z izolacji papierowej żył kabla, z muf przelotowych, z głowic końcowych oraz z samego oleju. Stała dielektryczna powietrza lub innych gazów ($\epsilon = 1$) różni się znacznie od stałej dielektrycznej papieru kablowego nasyconego olejem ($\epsilon = 3,5$). Stąd występujący wewnątrz izolacji kabla rozkład pola elektrycznego może być niekorzystny. Jeżeli znajdują się w niej wtrąciny gazowe, to w szczelinach powietrznych następuje wówczas duże zagęszczenie linii sił pola elektrycznego, co z kolei może doprowadzić do zjawisk jonizacji i przebicia kabla.

Chcąc usunąć możliwość przebicia izolacji oraz wzrostu stratności dielektrycznej wskutek zjawisk jonizacji należy zapobiegać powstawaniu wtrącin gazowych w izolacji kabla. Osiąga się to przez szczelne nawinięcie taśm papierowych dla izolacji żył oraz wysuszenie kabla w próżni. Olej stosowany do nasycania kabli olejowych musi być również starannie wysuszony i odgazowany. Ważne jest, aby przy masycaniu kabla olejowego nie pozostały w żyłach resztki gazów.

Dla uzyskania pewności, że wewnątrz żyły kabla lub w głowicy nie ma gazów, przeprowadza się pomiary stopnia odgazowania kabli oraz stopnia absorpcji gazów przez olej.

Pomiary absorpcji gazów przez olej wykonuje się przed napełnieniem kabli lub zbiorników wyrównawczych olejem. Pomiar stopnia odgazowania kabli wykonuje się natomiast przed oddaniem nowych kabli do eksploatacji lub po zmontowaniu muf i głowic.

Sposób odgazowania oleju do nasycania kabli opisano już w jednym z poprzednich numerów „Energetyki” (4). W niniejszym artykule zostanie omówiony sposób badania absorpcji oleju oraz pomiary stopnia odgazowania kabli olejowych.

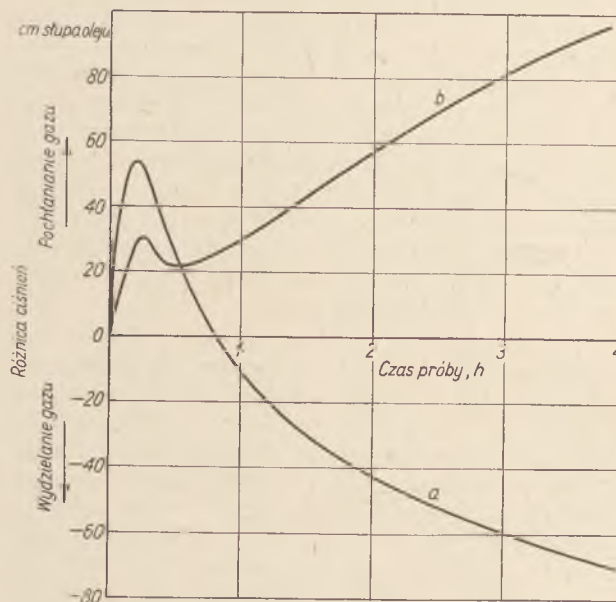
Pomiar absorpcji gazów przez olej izolacyjny

W oleju używanym do nasycania izolacji papierowej mogą znajdować się gazy w stanie rozpuszczonym. Doświadczenia wykonane przez Scherrer-Luxburga (6) i wielu innych wykazały, że olej przy ciśnieniu atmosferycznym i w temperaturze 20°C może zaabsorbować następujące ilości gazów:

- $8,1 \div 9,3$ % objętości azotu,
- $14,2 \div 14,28$ % objętości tlenu,
- $6,8 \div 8,4$ % objętości wodoru,

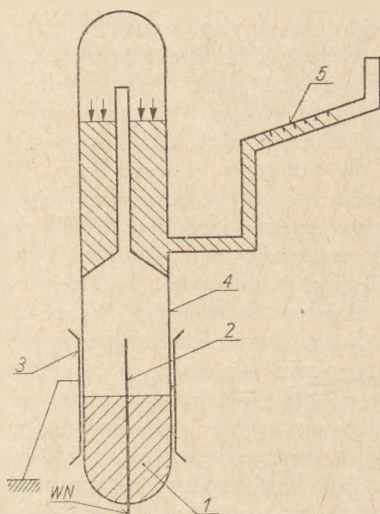
przy czym stopień rozpuszczalności gazów zależy od rodzaju oleju, stopnia jego rafinacji, ciśnienia oraz temperatury. Dlatego olej przeznaczony do nasycania kabli olejowych i napełniania zbiorników wyrównawczych powinien być jak najstaranniej odgazowany. Olej ten nie powinien również pod wpływem silnych pól elektrycznych wydzielać gazów.

Dokładne odgazowanie oleju nie tylko zwiększa jego wytrzymałość na przebicie elektryczne, lecz także daje pewność, że wraz z olejem nie przedostaną się do kabla cząsteczki powietrza. Odporność oleju na wydzielanie gazów pod wpływem silnych pól elektrycznych wyklucza wytwarzanie się wtrącin gazowych w izolacji kabla podczas jego pracy. Pewne gatunki olejów mają tę właściwość, że gdy ich powierzchnia styka się z gazem (np. z powietrzem), to olej poddany silnym naprężeniom dielektrycznym, zaczyna się pęknąć i wydzielać gazy. Napełnienie kabla olejowego takim olejem mogłoby w czasie pracy kabla powiększyć istniejące w nim wtrąciny gazowe i doprowadzić nawet do przebicia elektrycznego. Wykres wydzielania gazów z oleju pod wpływem natężenia pola elektrycznego podano na rys. 1. Wykres przedstawia zmianę cząsteczkowego ciśnienia powietrza znajdującego się nad powierzchnią badanego oleju w zależności od czasu trwania próby. Wykres został zdjęty dla dwóch gatunków oleju. Krzywa *a* przedstawia zachowanie się oleju odpornego na wydzielanie gazów pod wpływem pola elektrycznego, krzywa *b* zaś — oleju wykazującego tendencję wydzielania gazów pod wpływem pola elektrycznego. Jak wynika z przebiegu krzywych *a* i *b*, każdy rodzaj oleju w zależności od czasu trwania próby początkowo wydziela, a następnie pochłania gazy; dopiero w końcowej fazie badania, w zależności od gatunku oleju gaz zostanie albo pochłonięty albo wydzielony. Początkową fazę wydzielania się gazu z oleju w polu elektrycznym tłumaczy się tworzeniem ozonu w powietrzu znajdującym się nad badaną próbką, wskutek czego obniża się ciśnienie cząsteczkowe. Kolejną fazę stanowi polimeryzacja węglowodorów nasyconych, znajdujących się w oleju pod



Rys. 1. Krzywe absorpcji i wydzielania się gazów z oleju pod wpływem silnego pola elektrycznego w zależności od czasu działania napięcia

wpływem zderzeń elektronów lub jonów, czemu towarzyszy wydzielanie się z oleju wodoru i tym samym wzrost ciśnienia cząsteczkowego. Ostatnia faza badania daje obraz jakości oleju i w zależności od jego gatunku obserwuje się obniżkę lub utrzymywanie się ciśnienia powietrza na tym samym poziomie. Pochłanianie gazów w ostatniej fazie badania spowodowane jest pochłanianiem wodoru przez węglowodory aromatyczne w badanym oleju. Jeżeli w oleju nie ma danych węglowodorów, to wówczas ciśnienie powietrza nad badaną powierzchnią oleju utrzymuje się na stałym poziomie.



Rys. 2. Przyrząd do badania absorpcji gazów przez olej pod wpływem silnych napiężeń elektrycznych w wykonaniu „Pirellego“

1 — olej badany, 2 — elektroda wolframowa, 3 — elektroda zewnętrzna, 4 — rurka szklana, 5 — manometr olejowy

Badania absorpcji gazów w oleju wykonuje się za pomocą aparatów różnego rodzaju. Szkic takiej aparatury w wykonaniu „Pirellego“ pokazano na rys. 2. W aparacie tym do rurki szklanej, w której dolnym końcu zatopiona jest elektroda z drutu wolframowego, nalewa się badany olej. Ponad powierzchnią oleju znajduje się powietrze o ciśnieniu atmosferycznym. Druga elektroda, składająca się z rurki aluminiowej, umieszczona jest tak, że powierzchnia styku oleju z powietrzem znajduje się dokładnie w środku rurki. Ciśnienie zawartego powietrza wskazuje skrócony manometr olejowy, wyskalowany w cm^3 . Umożliwia to bezpośrednie odczytanie na manometrze ilości zaabsorbowanego lub wydzielonego gazu.

Pomiar aparatem wykonuje się, poddając powierzchnię styku oleju z powietrzem działaniu pola elektrycznego o natężeniu $8,5 \text{ kV/mm}$ i odczytując w ciągu $8 - 10$ godzin ciśnienie powietrza znajdującego się nad powierzchnią badanego oleju. Natężenie pola elektrycznego $8,5 \text{ kV/mm}$ zostało dobrane doświadczalnie, gdyż wyższe natężenia prowadzą do przebiegów elektrycznych, przy niższych natomiast natężeniach zjawisko to nie występuje tak wyraźnie. Zasadniczy wpływ na pochłanianie lub wydzielanie się gazów z oleju wywierają węglowodory aromatyczne, przy czym im większą ich ilość olej zawiera, tym większą wykazuje tendencję do pochłaniania gazów.

W praktyce jednak — zamiast przeprowadzania skomplikowanych badań wysokim napięciem poprzednio opisaną aparaturą — można dostatecznie dokładnie określić zawartość węglowodorów aromatycznych, działając na badaną próbkę oleju aldehydem furanu (aldehyd furanu, czyli furfural — znak chemiczny $\text{C}_5\text{H}_4\text{O}_2$). Jest to bezbarwna oleista ciecz o przyjemnej woni, powstająca przez ogrzewanie węglowodorów z rozcieńczonym kwasem siarkowym.

Badanie oleju na zawartość węglowodorów aromatycznych za pomocą furfurołu wykonuje się, nalewając 10 cm^3 aldehydu furanu do menzurki z podziałką milimetrową. Następnie nalewa się do tej samej próbki 10 cm^3 badanego oleju. Nalewać należy pipetką tak, aby żaden z płynów nie spływał po ścianie menzurki. Po zakorkowaniu szklanym korkiem należy menzurkę obrócić 50 razy w dół i w górę o 180° . Następnie przymocowuje się próbkę do statywu i gdy ustanie mieszanie płynów, odczytuje się objętość furfurołu i oleju. Cały pomiar należy wykonać w temperaturze $15^\circ - 20^\circ \text{C}$, przy czym temperatura płynów powinna być taka sama.

Jeżeli w aldehydzie furanu rozpuści się więcej niż $4,5\%$ objętości badanego oleju, wówczas jest to wskaznikiem, że olej ten pod wpływem silnego pola elektrycznego nie będzie miał tendencji do wydzielania, lecz raczej do pochłaniania gazów. Procent rozpuszczalności oleju w aldehydzie furanu nazywa się liczbą furfurołu.

Dla porównania zawartości węglowodorów aromatycznych w różnych olejach kablowych przeprowadzono w pewnym zakładzie sieci elektrycznych opisaną próbę dla: 1. oleju pochodzenia krajowego, użytego do remontu kabli olejowych, 2. oleju pobranego z kabli olejowych wykonanych przez firmę AEG w 1941 r., 3. oleju pobranego z kabli olejowych zainstalowanych przez firmę Standard Telephones Cables Ltd w 1950 r. Wyniki pomiarów zestawione są w tablicy 1.

Z tablicy 1 wynika, że procent rozpuszczalności badanych olejów w aldehydzie furanu jest większy niż $4,5\%$. Oleje o procentowej rozpuszczalności w furfu-

Tablica 1
Rozpuszczalność różnych gatunków oleju w aldehydzie furanu

Lp.	Rodzaj oleju	Wys. stupa furfurołu przed zmieszaniem mm	Wys. stupa furfurołu po zmieszaniu z badanym olejem mm	Procent rozpuszczalności oleju w furfurołu %
1	Olej krajowy użyty do remontu kabli 110 kV	100	106,0	6,0
2	Olej pobrany z kabli 110 kV układ. w r. 1941 przez AEG	100	106,0	6,0
3	Olej pobrany z kabli 60 kV układ. przez S. T. C.	100	105,9	5,9

rolu mniejszej niż 4,5% (odpowiednik krzywa *b* na rys. 1) według Wörnera (5) mają tendencję do wydzielania gazów, oleje natomiast o procentowej rozpuszczalności większej niż 4,5% nie wydzielają gazów pod działaniem silnego pola elektrycznego (odpowiednik krzywa *a* na rys. 1).

Pomiar odgazowania linii kablowej

Drugim niemniej ważnym pomiarem, który należy wykonywać przy oddawaniu nowych lub wyremontowanych kabli do eksploatacji jest pomiar stopnia odgazowania linii kablowej. Pomiar podaje w przybliżeniu procentową ilość powietrza zawartą w instalacji kablowej i jest bardzo czuły, gdyż umożliwia wykrycie resztek gazu o objętości 10^{-5} całkowitej ilości oleju. Pomiar stopnia odgazowania żył kablowych wykonuje się, mierząc spadek ciśnienia w kablu po wypuszczeniu pewnej określonej ilości oleju z kabla lub też mierząc ilość oleju potrzebnego do nieznaczego zwiększenia ciśnienia w kablu.

Na podstawie jednego z powyższych pomiarów można w przybliżeniu obliczyć ilość powietrza znajdującą się w żyłach kabla olejowego. Próba stopnia odgazowania linii kablowej jest wskaźnikiem, czy napełnienie olejem żyły kablowej oraz nasycenie mufy przelotowych i końcowych zostało należycie wykonane.

W czasie remontu kabli olejowych w pewnym zakładzie sieciowym do pomiaru stopnia odgazowania wyremontowanych kabli olejowych użyto specjalnego manometru, działającego na zasadzie zmiany prężności oleju nasyconego powietrzem.

Pomiar wykonuje się, mierząc spadek ciśnienia w kablu po wypuszczeniu pewnej określonej ilości oleju do menzurki.

Celem pomiaru stopnia odgazowania kabli olejowych było zbadanie jakości wykonanego remontu kabli przez określenie ilości powietrza pozostałej w żyłach kabla lub w zbiornikach wyrównawczych. Dla porównania dopuszczalnej ilości powietrza w oleju w żyłach kabla wykonano pomiary na kablach olejowych, układanych przez firmy zagraniczne. Wyniki poszczególnych pomiarów podano w tablicy 2.

Jak wynika z tablicy 2, pomiary wykonane zostały na 5 liniach kablowych, z tego na 2 liniach 110 kV i na 3 liniach 60 kV. Dla porównania przyjęto wielkości uzyskane przy pomiarach na kablach 60 kV układanych przez firmę zagraniczną w 1950 r., które do chwili obecnej pracują bez zarzutu.

W pomiarach starano się również ustalić zależność wyniku pomiaru od temperatury otoczenia. Pomierzono zatem stopień odgazowania kabli dla temperatury gruntu w zakresie od $10 \pm 18^\circ\text{C}$. Wpływ ten, jak widać z tablicy 2, mieści się w granicach błędów pomiarowego.

Wszystkie pomiary zestawione w tablicy 2 wykonane zostały na najwyższym punkcie trasy kabli, tj. w rozdzielni 110 kV i w rozdzielni 60 kV. Wyniki pomiarów zostały obliczone według wzoru na ciężar powietrza zawartego w kablu

$$G_i = \frac{P_1 P_2 \cdot V_{ol}}{\Delta P \cdot R \cdot T \cdot L}$$

gdzie

G_i — ciężar powietrza w kablu w mg/km kabla,
 P_1 — ciśnienie odczytane na przyrządzie przed wypuszczeniem oleju,
 P_2 — ciśnienie odczytane na przyrządzie po wypuszczeniu V_{ol} oleju z kabla,
 ΔP — różnica ciśnień P_1 i P_2 ,
 V_{ol} — objętość oleju wypuszczonego z kabla w czasie pomiaru,

Wyniki pomiarów stopnia odgazowania kabli olejowych

Tablica 2

Lp.	Oznaczenie kabla	Długość kabla m	Oznaczenie żył	Ilość powietrza w żyłach kabli przy temperaturze otoczenia i procentowym stosunku do ilości oleju w kablu					
				10 °C		15 °C		18 °C	
				mg	10 ⁻⁴ %	mg	10 ⁻⁴ %	mg	10 ⁻⁴ %
1	Kabel 110 kV 1 × 150 mm ² Al	651	R	420	4,36	426	4,44	440	4,57
2	"	655	S	382	3,96	396	4,14	373	3,88
3	po przeprowadzonym remoncie	659	T	328	3,40	340	3,55	345	3,58
4	Kabel 110 kV 1 × 150 mm ² Al	650	R	180	1,88	180	1,88	185	1,93
5	"	654	S	322	3,35	320	3,32	326	3,40
6	po przeprowadzonym remoncie	658	T	420	4,38	410	4,26	410	4,26
7	Kabel 60 kV 1 × 150 mm ² Al	755	R	365	4,37	380	4,55	365	4,37
8	"	755	S	372	4,25	372	4,46	380	4,55
9	po przeprowadzonym remoncie	756	T	310	3,72	320	3,84	320	3,84
10	Kabel 60 kV 1 × 485 mm ² Cu	702	R	390	2,78	392	2,79	390	2,72
11	"	704	S	375	2,66	390	2,78	390	2,72
12	kabel przyjęty jako wzorcowy	706	T	380	2,70	385	2,74	390	2,88
13	Kabel 60 kV 1 × 458 mm ² Cu	732	R	350	2,49	350	2,49	360	2,56
14	"	735	S	360	2,56	360	2,56	360	2,56
15	kabel przyjęty jako wzorcowy	736	T	320	2,28	330	2,35	330	2,35

R — stała gazowa powietrza,
T — temperatura otoczenia kabla,
L — długość kabla.

Wyniki obliczenia procentowej zawartości powietrza w oleju podane zostały również w tablicy 2. Jak wynika z pomiarów, przeprowadzonych na kablach remontowanych i na kablach wzorcowych, zawartość powietrza w poszczególnych kablach nie różni się zbyt. Ponieważ pomiary na linii kablowej 110 kV ujęte w tablicy 2 pod poz. 4 i 6 różniły się od siebie, przeto postanowiono bliżej zbadać, czy przepłukanie odgazowanym olejem kabla ma wpływ na zawartość powietrza w żyłach kabla lub w zbiornikach wyrównawczych. W tych celu wypuszcza się z kabla 110 kV całą zawartość oleju do zbiorników, a następnie ze zbiornika wyrównawczego napełniono powtórnie kable olejem i zmierzono zawartość powietrza w kablu. Pomiar wykazał prawie pięciokrotnie większą ilość powietrza (1830 mg, czyli $19,1 \cdot 10^{-4}\%$ objętości oleju). Przepłukano zatem powtórnie badaną żyłę kabla olejem, wskutek czego ilość powietrza zmniejszyła się do 660 mg, czyli do $6,9 \cdot 10^{-4}\%$ objętości oleju. Następne przepłukanie obniżyło zawartość powietrza do poziomu pozostałych żył kabla, tj. 390 mg, czyli $4,06 \cdot 10^{-4}\%$ objętości oleju.

Stosunkowo duża zawartość powietrza w kablu po pierwszym napełnieniu olejem tłumaczy się niedostatecznym odgazowaniem żył, gdyż jednokrotne przepędzenie oleju przez żyłę kabla nie wystarcza. Należy zatem przeprowadzać płukanie kabla tak długo, aż zawartość powietrza nie zostanie obniżona do dozwolonego poziomu. Również rozbieżność w zawartościach powietrza w żyłach kabla podanych w tablicy 2 pod poz. 4 i 6 wynika prawdopodobnie w pierwszym przypadku z dokładniejszego, a w drugim przypadku z mniej dokładnego odgazowania żył. Ponieważ procentowa zawartość powietrza w wyremontowanych kablach mieściła się w tych samych prawie granicach, jak w kablach przyjętych za wzorcowe, przeto posta-

nowiono kable załączyć pod napięcie. Kable te po 11 miesiącach eksploatacji pracują dotychczas nienagannie.

Jak wynika z poprzednio wykonanego doświadczenia, przy remontach kabli olejowych należy zwracać baczną uwagę na staranne przepłukiwanie kabla i dokładne nasycenie olejem muf przelotowych i końcowych, aby nie pozostawić resztek powietrza w żyłach kabli. Sprawdzianem jakości tych prac może być pomiar stopnia odgazowania kabli olejowych.

Wobec tego po każdorazowym ułożeniu kabli olejowych lub wykonanych remontach należy przed oddaniem kabli do eksploatacji dla zapewnienia należytej pracy:

1. przeprowadzać badania absorpcji gazów przez oleje używane do kabli olejowych zarówno pochodzenia krajowego jak i zagranicznego;
2. przeprowadzać badania absorpcji gazów przez olej za pomocą różnych aparatów i wybrać typ aparatu najdogodniejszy do eksploatacji;
3. opracować prototyp aparatury do badania stopnia odgazowania kabli, aby można było przeprowadzać pomiary po każdym remoncie kabli lub w kablach nowołożonych. Zebranie większej liczby wyników pomiarowych umożliwi opracowanie maksymalnego stopnia odgazowania kabli olejowych i ogólne zastosowanie ich w eksploatacji.

Literatura

1. R. Apt — Prüfung und Beurteilung von Höchstspannungskabeln M. K. W. S. w Paryżu 1933.
2. St. Bładowski — Linie kablowe. Podręcznik Inżyniera Elektryka r. 1951.
3. E. Kirch — Die 150 kV Kabel Hag—Rotterdam und ihre Prüfung. ETZ r. 1939, str. 303.
4. R. Woźniak — Regeneracja kabli olejowych — Energetyka r. 1953, str. 136.
5. T. Wörner — Die Furfurolzahl als Bewertungsmass für Isolieröle. ETZ 1953, str. 513.
6. Scherrer-Luxburg — Messungen von Löslichkeit von Gasen in Oel. A. Roth — Hochspannungstechnik r. 1950.

USZKODZENIA I ZAKŁÓCENIA W EKSPLOATACJI

621.1:621.311.22.004.64

Awaryjność urządzeń cieplnych w elektrowniach zawodowych

Inż. Wilhelm Heller

Część I

Treść: Przeprowadzono analizę awaryjności urządzeń cieplnych w elektrowniach zawodowych na podstawie doświadczeń eksploatacyjnych z ostatnich trzech lat (1952 — 1954).

Wstęp

Urządzenia cieplne eksploatowane w elektrowniach krajowych do 1951 r. składały się przeważnie z niski- i średnioprężnych kotłów o małej wydajności oraz z turbin o małej mocy.

Wypadnięcie z ruchu takiej jednostki nie miało dużego wpływu na zasilanie odbiorców. Sytuacja uległa zmianie w ostatnich trzech latach, gdy wprowadzono do eksploatacji duże jednostki wysokoprężne, tj. kotły o wydajności 100 — 230 t/h i turbiny o mocy 25 ÷ 55 MW.

Łączna wydajność kotłów wysokoprężnych do 1951 r. wynosiła tylko 22% ogólnej wydajności kotłów,

całkowitą zaś moc turbin wysokoprężnych osiągała zaledwie 12% mocy wszystkich turbin. W roku 1954 całkowita moc turbin wysokoprężnych osiągała już 50% ogólnej wydajności kotłów, łączna zaś moc turbin wysokoprężnych wzrosła do 35% całkowitej mocy turbin.

Zakłócenie w ruchu tak dużych jednostek powoduje już poważne ograniczenie w zasilaniu odbiorców. Dlatego należy szczególną uwagę zwrócić na przyczyny i zjawiska, wywołujące zakłócenia w eksploatacji elektrowni.

Istnieją trzy zasadnicze przyczyny powstawania awarii urządzeń cieplnych w elektrowniach:

1. nieprawidłowa eksploatacja urządzeń.
2. zła jakość urządzeń i montażu.
3. zużycie lub zmęczenie materiału.

Zakłócenia spowodowane nieprawidłową eksploatacją powstają wskutek nieprzestrzegania instrukcji eksploatacyjnych przez obsługę oraz wskutek odstępstw od normalnego procesu technologicznego.

Do drugiej grupy zalicza się zakłócenia spowodowane wadami fabrykacyjnymi, konstrukcyjnymi, materiałowymi, błędami w projektowaniu oraz usterkami montażu, ujawnionymi dopiero podczas eksploatacji urządzeń.

Do trzeciej grupy należy zaliczyć zakłócenia powstałe wskutek naturalnego zużycia materiału urządzeń, spowodowanego albo długoletnią pracą tych urządzeń lub specjalnymi warunkami pracy.

Procentowy podział zakłóceń poszczególnych urządzeń cieplnych w elektrowniach przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1

Procentowy podział zakłóceń poszczególnych urządzeń cieplnych w elektrowniach

Lata	Część cieplna elektrowni %						Część elektryczna elektrowni %
	Kotły	Urządzenia pomocnicze kotłowni	Turbiny	Urządzenia pomocnicze maszyn.	Razem		
1951	40	7	7	5	59		41
1952	39	12	10	6	67		33
1953	37	11	10	5	63		37
1954	43	7	7	10	67		33
Średnio rocznie	40	9	8,5	6,5	64		36
w %*)	62,5	14,1	13,3	10,1	100		—

*) w stosunku do wszystkich zakłóceń (w rubryce „Razem“)

Jak wynika z tabeli 1, awaryjność urządzeń cieplnych była średnio 1,8 razy większa niż awaryjność urządzeń elektrycznych. Na zespoły kotłowe przypadło średnio 62,5% uszkodzeń, na zespoły turbinowe zaś średnio 13,3%.

Zespoły kotłowe

Częstotliwość uszkodzeń jednostek kotłowych i ich części oraz urządzeń pomocniczych charakteryzują tzw. wskaźniki jednostkowe uszkodzeń (awaryjności). Jest to liczba uszkodzeń przypadająca na 100 jednostek urządzeń wyrażona liczbą względną.

Średni wiek kotłów, które uległy awarii oraz wskaźniki awaryjności podzielone na trzy rodzaje ciśnień podano w tabeli 2.

W tabeli 3 podano porównanie awaryjności kotłów nowych i starych (kotły nowe — są to kotły wprowadzone do eksploatacji w latach 1952 ÷ 1954).

Na dużą awaryjność nowych kotłów złożyły się następujące przyczyny:

- a) uruchomienie nowych kotłów z wielu usterkami.
- b) wady materiałowe i konstrukcyjne nowych kotłów,

c) niedostateczne opanowanie obsługi nowych zespołów kotłowych, bardziej skomplikowanych.

W tabeli 4 przedstawiono jednostkowe wskaźniki uszkodzeń jednostek kotłowych i ich części oraz urządzeń pomocniczych.

Tabela 2

Wskaźniki awaryjności według ciśnień oraz wiek kotłów, które uległy uszkodzeniu w latach 1952 ÷ 1954

Lata	Kotły niskopiętne do 29 atn		Kotły średniopiętne 30 ÷ 40 atn		Kotły wysokopiętne 41 atn i wyżej	
	Wiek kot-łów	Wskaź-nik awa-ryjności	Wiek kot-łów	Wskaź-nik awa-ryjności	Wiek kot-łów	Wskaź-nik awa-ryjności
1952	24	28,0	13	18,0	8,3	9,0
1953	29	28,5	16	12,5	11	12,0
1954	32	28,0	11,6	16,3	8	25,7
Średnio	28,3	28,2	13,5	15,6	9,1	15,6

Tabela 3

Porównanie awaryjności kotłów nowych i starych w latach 1952 ÷ 1954

Wyszczególnienie	Wskaźnik awaryjności
Wszystkie kotły	60,0
Kotły nowe	245,0
Kotły stare	43,0
Ilość kotłów nowych	8,8%
Ilość kotłów starych	91,2%

Tabela 4

Wskaźniki jednostkowe uszkodzeń jednostek kotłowych i poszczególnych ich części oraz urządzeń pomocniczych

Części kotłów i urządzeń pomocnicze	Wskaźnik uszkodzeń średnio za okres 1952 ÷ 1954	Uwagi
<i>Zespoły kotłowe</i>	60,0	na 100 kotłów
Rury kotłowe	24,8	"
Walcaki	0,3	"
Obmurze	5,5	"
Rusztzy	15,6	"
Młyny węglowe oraz ich napędy	7,6	na 100 młynów
Wentylatory ciągu i podmuchu oraz ich napędy	4,8	na 100 wentylatorów na 100 kotłów
Inne części kotłów	5,1	
<i>Urządzenia pomocnicze kotłów</i>	11,2	na 100 kotłów
Pompy zasilające oraz ich napędy	2,5	"
Rurociągi	1,4	"
Urządzenia odpowietlające	4,3	"
Urządzenia do nawęglania	1,6	"
Inne urządzenia pomocnicze	1,4	"

A. Uszkodzenia rur kotłowych

Uszkodzenia rur kotłowych należą do uszkodzeń najczęściej spotykanych w praktyce i stanowią około $45 \div 50\%$ uszkodzeń kotłów.

Tablica 5

Wskaźniki jednostkowe uszkodzeń rur kotłowych poszczególnych rodzajów

Rury kotłowe	Wskaźnik uszkodzeń na 100 kotłów
Rury opłomkowe i ekranowe	8,5
Rury przegrzewaczy pary	9,7
Rury podgrzewaczy wody	6,6
Razem	24,8

W tablicy 5 podano wskaźniki jednostkowe uszkodzeń rur kotłowych poszczególnych rodzajów.

a) Uszkodzenia rur opłomkowych i ekranowych

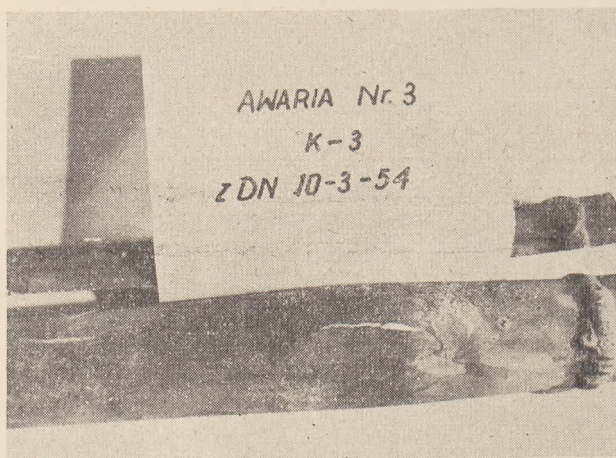
Na podstawie doświadczeń eksploatacyjnych można przyjąć, że główną przyczyną uszkodzeń rur opłomkowych i ekranowych są:

1. uszkodzenia w miejscach zawalcowania i spawania rur (20%),
2. wyrzuszenia (40%),
3. korozja (20%).

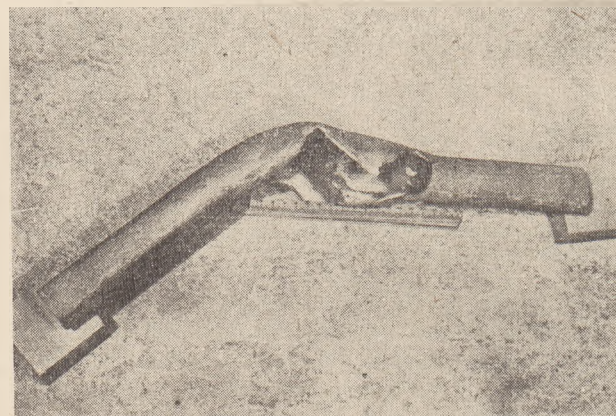
Najbardziej podatne na uszkodzenia rur kotłowych są miejsca ich zawalcowania. Nieprawidłowe rozwałcowanie rur powoduje powstawanie pęknięć podłużnych i poprzecznych, przy czym najniebezpieczniejsze są pęknięcia poprzeczne. Powstają one zwykle po zewnętrznej stronie rury, w miejscu przylegania do otworu i dlatego są niewidoczne. Wskutek tych pęknięć zazwyczaj rura odrywa się od walczaka lub od komory zbiorczej, co stwarza niebezpieczeństwo dla sąsiednich rur oraz dla obsługi (wydmuchiwanie ognia z paleniska — rys. 1).

Wyrzuszenia i pęknięcia rur powstają wskutek miejscowego przegrzania ścianek rur kotłowych. Jedną z przyczyn jest wewnętrzne zanieczyszczenie rur kamieniem kotłowym, który izoluje rurę od czynnika chłodzącego. Drugą przyczyną jest powstawanie tzw. pęcherzy parowych wskutek nierównomiernej cyrkulacji wody. Jeśli prędkość przepływu mieszanki parowo-

wodnej jest niedostateczna, to pęcherzyki pary zawarte w wodzie kotłowej przylepiają się do ścianek. Ponieważ para jest gorszym przewodnikiem ciepła od wody, przeto w miejscu utworzenia się pęcherza parowego ścianka rury szybko się nagrzewa. Wskutek wzrostu temperatury zmniejsza się wytrzymałość ścianki, która w osłabionym miejscu pod wpływem ciśnienia panującego wewnątrz rury wyrzusza się, a w końcu ulega rozerwaniu (rys. 2).



Rys. 2. Pęknięcie i odształcenie rury ekranowej kotła pyłowego 40 atn. Przegrzanie rury nastąpiło wskutek zmniejszonego przepływu wody, spowodowanego przez namul, gromadzący się w dolnej komorze



Rys. 3. Rozerwanie rury przegrzewacza pary kotła wysokoprężnego 64 atn wskutek wad materiałowych. Awaria z 9. V. 1951

Korozja rur ekranowych i opłomkowych, a zwłaszcza korozja gazowa (zewnętrzna) powstaje wskutek żrącego działania dwutlenku siarki i pary wodnej, zawartych w spalinach w temperaturze przekraczającej 700°C . Doprowadza to do szybkiego zniszczenia ścianek rur.

b) Uszkodzenia rur przegrzewaczy pary

Przegrzewacze pracują w warunkach cieplnych bardziej ciężkich niż opłomki i ekrany, gdyż odbiór ciepła przez parę jest gorszy w porównaniu do wody.

Jedną z przyczyn przepalania się rur przegrzewacza jest zbyt wysoka temperatura spalin w przestrzeni przegrzewacza, co jest następstwem zażuzlenia rur opłomkowych i ekranowych. Rury przegrzewacza prze-



Rys. 1. Pęknięcie i wyrwanie z walczaka rury ekranowej wskutek nieodpowiedniego zawalcowania, co spowodowało uszkodzenie rur sąsiednich i obmurza. Kocioł wysokoprężny 64 atn 100 t/h. Awaria z 12. II. 1952

palają się również wskutek ich zasolenia lub wskutek zbyt małej prędkości przepływu pary ($5 \div 8$ m/sek), gdyż wówczas chłodzenie rur przegrzewaczy jest niedostateczne (65% uszkodzeń z wyżej wymienionych powodów — rys. 3 i 4).



Rys. 4. Rozerwanie rury przegrzewacza pary kotła wysokoprężnego, wskutek wadliwej cyrkulacji pary. Awaria z 1. III. 1953

Zdarzały się również wypadki przepalenia rur przegrzewacza spowodowane błędami konstrukcyjnymi. Tworzenie szerokich przejść dla spalin (tzw. korytarzy spalin) powoduje nadmierne nagrzanie i w końcu przepalenie się rurek przylegających bezpośrednio do korytarza spalin. Często były wypadki przepalenia się rurek przegrzewacza wskutek niewłaściwego rozpalań kotła, gdy brak jest czynnika chłodzącego, jakim jest para lub woda (zalewanie przegrzewaczy wodą).

c) Uszkodzenia rur podgrzewaczy wody

Głównymi przyczynami uszkodzeń podgrzewaczy wody są:

1. korozja (30%),
2. wylizanie przez lotny koksik (30%).

Uszkodzenia podgrzewaczy są spowodowane korozją wewnętrzną wywołaną zawartością tlenu i dwutlenku węgla w wodzie zasilającej oraz korozją zewnętrzną gazową wskutek osadzania się na ściankach zewnętrznych podgrzewacza kropelek wody z pary wodnej, zawartej w spalinach (tzw. rosienie). Zawartość dwu-



Rys. 5. Rozerwanie rury podgrzewacza wody kotła wysokoprężnego, pyłowego wskutek wad materiałowych. Awaria z 13. VI. 1953

tlenu siarki w spalinach, który w połączeniu z wodą tworzy kwas siarkowy, potęguje jeszcze bardziej korozję gazową rur podgrzewacza.

Wylizanie rurek podgrzewaczy jest również częstym zjawiskiem w eksploatacji kotłów. Powstaje ono wskutek wyszlifowania rurek a zwłaszcza kolanek przez lotny koksik, zawarty w strumieniu spalin o prędkości około 10 m/sek.

W jednej elektrowni dla uniknięcia wylizania zastosowano specjalne osłony kolanek.

W praktyce eksploatacyjnej z ostatnich lat zanotowano jedyny wypadek eksplozji podgrzewacza systemu Greena, wskutek nieprawidłowego odłączenia go od kotła po stwierdzeniu nieszczelności. Analogiczny wypadek eksplozji podgrzewacza systemu Greena zdarzył się w jednej z elektrowni przemysłowych w 1953 r. (rys. 5).

Tablica 6

Główne przyczyny i wskaźniki jednostkowe uszkodzeń rur kotłowych

Przyczyny uszkodzeń	Opłomki i ekrany	Przegrzewacze	Podgrzewacze	Razem
Nieprawidłowa eksploatacja	3,50	3,00	1,80	8,30
Zła jakość urządzeń i montażu	2,05	2,15	2,30	6,50
Zużycie się lub zesterzenie materiału	2,10	3,70	2,00	7,80
Nieustalone przyczyny	0,85	0,85	0,50	2,20
Razem	8,50	9,70	6,60	24,80
w %	34,3	39,1	26,6	100

W tablicy 6 podano główne przyczyny i wskaźniki jednostkowe uszkodzeń rur kotłowych.

Skutki nieprawidłowej eksploatacji: kamień kotłowy, nierównomierny obieg wody kotła (tworzenie się pęcherzy parowych), zażużenie rur opłomkowych i ekranowych, zasolenie przegrzewaczy, uszkodzenia rurek przegrzewaczy podczas rozpalań kotła, korozje tlenowe i dwutlenku węgla podgrzewaczy wody.

Skutki złej jakości urządzeń i montażu: pęknięcia poprzeczne i wyrwanie rur z walczaka wskutek złego zawalcowania, uszkodzenie rur wskutek niejednorodnej grubości ścianek i nieodpowiedniego składu chemicznego materiału oraz wskutek nieodpowiedniego gięcia, przepalenie się rur przegrzewacza wskutek niesymetrycznego przepływu strumienia spalin (błędy konstrukcyjne), nieszczelności spawów, przegrzewaczy i podgrzewaczy, wyrwanie uszczeltek.

B. Uszkodzenia walczaków

Uszkodzenia walczaków należą do rzadkości, o czym świadczy mały wskaźnik awaryjności (0,3). Uszkodzenia powstały przeważnie w kotłach niskoprężnych wskutek wadliwego nitowania (nieszczelności). Jedyny wypadek eksplozji walczaka kotła niskoprężnego zdarzył się w roku 1952 w jednej ze starych elektrowni. Kocioł był w eksploatacji przez 42 lata. Wskutek eksplozji wyrwana została dennica walczaka, a przyczyną

eksplozji były zmiany strukturalne w materiale wywołane tzw. kruchością ługową.

C. Uszkodzenia obmurza kotłów

W tabelicy 7 podano wskaźniki jednostkowe uszkodzeń obmurzy kotłów.

Tabela 7

Wskaźniki jednostkowe uszkodzeń obmurzy kotłów

Obmurze	Nieodpowiednia eksploatacja			Zła jakość urządzeń		
	Nadciśnienie	Zbyt wysoka temp.	Zażużenie	Materiał	Konstrukcja	Razem
Ściany	0,3	0,3	0,3	0,3	1,0	2,2
Sklepienia	1,35	—	—	1,35	0,3	3,0
Dna	—	—	—	—	0,3	0,3
Razem	1,65	0,3	0,3	1,65	1,6	5,5
w %	30	5,5	5,5	30	29	100

Jak wynika z tabelicy 7, największe wskaźniki uszkodzeń były spowodowane pracą kotłów z nadciśnieniem w komorze oraz złą jakością kształtek szamotowych.

Praca kotłów z nadciśnieniem spowodowała przepalenie się wieszaków i opadnięcie sklepień. Temperatura w palenisku wzrasta zwykle powyżej wytrzymałości cieplnej obmurza podczas forsowania kotła.

Zażużenie działa szkodliwie na obmurze pod względem chemicznym. Przy wysokiej temperaturze żużel wiąże się chemicznie z szamotą, gdy charakter żużla

różni się od charakteru cegły szamotowej (np. cegła szamotowa ma charakter kwaśny, żużel zaś charakter zasadowy — rys. 6a, b, c).



Rys. 6 c

Rys. 6 a, b, c. Tworzenie się narostów żużlowych na opłomkach. Awaria z 1953 r.

Należy podkreślić, że wytrzymałość cieplna kształtek szamotowych wpływa w znacznym stopniu na powstawanie awarii obmurzy.

Powodem uszkodzenia obmurzy był przede wszystkim brak odpowiednich szczelin dylatacyjnych między konstrukcją żelazną kotła a obmurzem, co doprowadzało do deformacji i zawalenia się ścian.

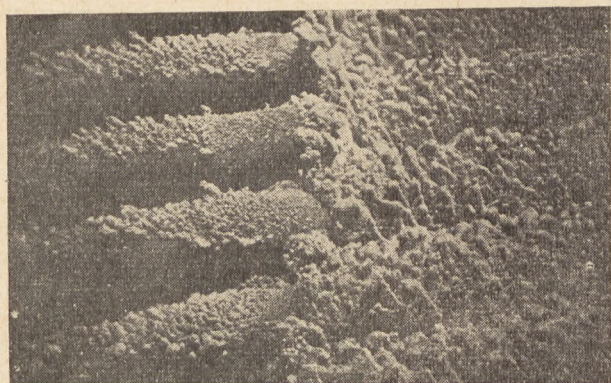
D. Uszkodzenia rusztów

Jak wynika z tabelicy 8, główną przyczyną uszkodzeń rusztów była niewłaściwa eksploatacja i zły materiał odlewów (rusztowin). Rusztowiny, belki lub ostożnice przepalały się również wskutek gorszych warunków chłodzenia (spalanie grubej warstwy węgla o granulacji 0 – 3 mm, spalanie przesypu itd.).

Tabela 8

Wskaźniki jednostkowe uszkodzeń rusztów

Ruszt	Niewłaściwa eksploatacja	Zły materiał urządzeń	Zużycie lub starzenie się materiału	Nieustalone przyczyny	Razem
Rusztowiny, belki, ostożnice	5,5	1,5	1,2	0,4	8,6
Łańcuchy, łożyska, wały napędowe, ślimacznice	2,0	0,4	1,3	1,1	4,8
Napędy elektr.	1,4	—	0,4	0,4	2,2
Razem	8,9	1,9	2,9	1,9	15,6
w %	57	12,2	18,6	12,2	100



Rys. 6 a



Rys. 6 b

Brak odpowiednich luzów i niemożliwość swobodnego rozszerzania się cieplnego rusztowin i ram powoduje deformacje cieplne. W wielu wypadkach doszło do awarii rusztów wskutek złego materiału rusztowin, które w czasie eksploatacji kotła rozszerzały się do tego stopnia, że wypychały się wzajemnie.

Uszkodzenia łożysk i ślimacznic powstawały przede wszystkim wskutek zanieczyszczenia oleju pyłem węglowym. Pył węglowy przenikał przez nieszczelności

pokryw do łożysk i ślimacznicy oraz powodował uszkodzenie panewek lub wytarcie zębów ślimacznicy.

Łańcuchy rusztów ulegały często uszkodzeniu wskutek zapełnienia koszy żużlem, tarcia o żużel i braku chłodzenia powietrzem. Przyczyną uszkodzenia napędów elektrycznych było albo nieprawidłowe działanie samego rusztu (zahamowanie napędu), bądź to uszkodzenie łożysk kulkowych silników.

E. Uszkodzenia urządzeń przemiałowych

W tablicy 9 podano wskaźniki jednostkowe i przyczyny uszkodzeń urządzeń przemiałowych.

Tablica 9

Wskaźniki jednostkowe i przyczyny uszkodzeń urządzeń przemiałowych

Rodzaj uszkodzeń	Niewłaściwa eksploatacja	Zła jakość urządzeń	Razem
Kłapy eksplozyjne (wybuchy pyłu)	1,56	—	1,56
Łożyska sprzęgła młynów	0,78	0,53	1,31
Bijaki młynów	1,56	1,30	2,86
Podajniki węgla	—	0,53	0,53
Napędy elektryczne	0,78	0,53	1,31
Razem	4,68	2,89	7,57
w %	61,8	38,2	100

Najwięcej awarii młynów szybkoobrotowych powstało wskutek oderwania się bijaków. Niektóre młyny pracują bez separatorów elektromagnetycznych lub posiadają bardzo słabe separatory. Kawałki żelaza przedostają się wówczas z węglem do młynów i uszkadzają bijaki. Drugą przyczyną uszkodzeń bijaków jest kruchy ich materiał.

Uszkodzenia łożysk i sprzęgieł młynów powstały wskutek „zadławienia” węglem, złego montażu oraz braku nadzoru ze strony obsługi.

Przyczyną uszkodzenia napędów elektrycznych było przeciążenie silników (zbyt mała moc silnika w stosunku do zapotrzebowania) oraz brak odpowiedniego nadzoru ze strony obsługi.

Zdarzały się również wybuchy pyłu węglowego w rurociągach i kanałach. Przy małych obciążeniach kotła wskutek zbyt małej prędkości mieszanki pyłowo-powietrznej pył o nadmiernej wilgotności przylepia się do ścianek przewodów i gromadzi się zwłaszcza w miejscach o ostrych załamaniach lub zmiany przekroju rurociągu. Niedokładnie usunięty z tych miejsc pył stał się często ogniskiem wybuchu.

F. Uszkodzenia wentylatorów ciągu i podmuchu

W tablicy 10 podano wskaźniki jednostkowe i główne przyczyny uszkodzeń wentylatorów ciągu i podmuchu.

Uszkodzenia łożysk wentylatorów ciągu wynikały z trudnych warunków pracy. Przyczyną uszkodzeń łożysk był wzrost ich temperatury wskutek złego chłodzenia (za mały przepływ wody chłodzącej łożyska, kamień w rurociągach itp.). Inną przyczyną były

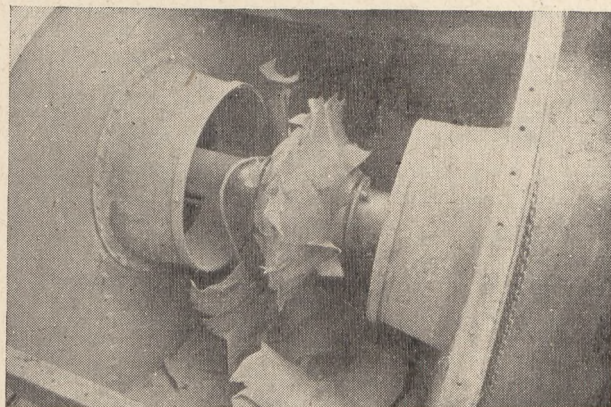
także drgania powstające wskutek nierównomiernego zużycia łopatek wentylatorów.

Tablica 10

Wskaźniki jednostkowe i główne przyczyny uszkodzeń wentylatorów ciągu i podmuchu

Rodzaje uszkodzeń	Nieodpowiednia eksploatacja	Zła jakość urządzeń	Zużycie i zesterowanie materiału	Razem
Łożyska wentylatorów ciągu	0,34	0,34	—	0,68
Łopatki wentylatorów ciągu	0,17	0,17	0,52	0,86
Silniki wentylatorów ciągu	1,73	0,68	0,17	2,58
Silniki wentylatorów podmuchu	0,63	—	—	0,68
Razem	2,92	1,19	0,69	4,80
w %	60,8	24,8	14,4	100

Szybkość zużycia łopatek wentylatorów zależy od jakości materiału. Łopatki odrywały się zwykle wskutek zeszlifowania przez lotny koksik. Oderwana łopatka niszczyła zazwyczaj wszystkie łopatki a czasem i korpus wentylatora. Toteż częsta kontrola wentylatorów ciągu jest zasadniczym warunkiem należytej ich eksploatacji (rys. 7 a, b).



Rys. 7 a



Rys. 7 b

Rys. 7 a i b. Uszkodzenie wirnika wentylatora ciągu wskutek zeszlifowania lotnym koksikiem. Awaria z 4. V. 1953 r.

Uszkodzenie silników elektrycznych wentylatorów ciągu jest najczęstszym zjawiskiem. Silniki te pracują w trudnych warunkach cieplnych. Temperatura otoczenia silnika jest wysoka, toteż ulega on uszkodzeniom wskutek przegrzania izolacji, która wobec tego starzeje się szybko. Uszkodzenia łożysk silników powstawały wskutek zanieczyszczenia, co spowodowało również uszkodzenia izolacji (tarcie wirnika o sto-

jan). Silniki pierścieniowe częściej ulegały uszkodzeniom niż silniki zwarte. Elementem podatnym na uszkodzenie silników pierścieniowych są pierścienie i aparat szczotkowy oraz rozruszniki, które ulegają zabrudzeniu.

Uszkodzenia wentylatorów podmuchu należą do rzadkości. Napędy elektryczne natomiast ulegały uszkodzeniom wskutek niewłaściwej eksploatacji.

Wskaźniki jednostkowe uszkodzeń poszczególnych części kotłowych z podziałem na zasadnicze przyczyny podano w tablicy 11.

Tablica 11
Wskaźniki jednostkowe oraz główne przyczyny uszkodzeń poszczególnych części kotłowych

Elementy kotłów	Nieprawidłowa eksploatacja	Zła jakość urządzeń i mont.	Zużycie lub zmęczenie materiału	Nieustalone przyczyny	Razem
Rury kotłowe	8,30	6,50	7,80	2,20	24,80
Walczaki	—	0,10	0,20	—	0,30
Obmurza	2,25	3,25	—	—	5,50
Rusztzy	8,90	1,90	2,90	1,90	15,60
Urządzenia przemiałowe	4,68	2,89	—	—	7,57
Wentylatory ciągu i podmuchu	2,92	1,19	0,63	—	4,80
Razem	27,05	15,83	11,59	4,10	58,57
w %	46,2	27	19,8	7	100

Tablica 12
Wskaźniki jednostkowe uszkodzeń urządzeń pomocniczych kotłowni

Urządzenia pomocnicze	Nieodpow. eksploatacja	Zła jakość urządzeń i montażu	Zużycie lub starzenie się mater.	Razem
Pompy zasilające	1,75	0,75	—	2,5
a) łożyska pomp	0,75	—	—	0,75
b) wirniki	0,25	—	—	0,25
c) zasuwy	0,25	—	—	0,25
d) uszczelki	0,25	0,5	—	0,75
e) napędy pomp	0,25	0,25	—	0,50
Rurociągi z armaturą	0,3	0,7	0,3	1,4
a) połączenia kołnierzowe	—	0,1	—	0,1
b) uszczelki	0,1	0,4	—	0,5
c) pęknięcie rur	0,2	—	0,1	0,4
d) zawory, zasuwy	—	0,2	0,2	0,4
Urządzenia odpowietniające	2,44	1,49	0,37	4,3
a) łamacze żużla	—	0,37	—	0,37
b) zgarniacze popiołu	2,25	1,12	0,37	3,74
c) pompy popiołowe	0,19	—	—	0,19
Urządzenia nawęglania	0,76	0,35	0,49	1,6
a) przenośniki	0,28	0,21	0,07	0,56
b) suwnice	—	0,14	0,07	0,21
c) elewatory	0,14	—	0,21	0,35
d) napędy elektryczne	0,34	—	0,14	0,48
Razem	5,25	3,39	1,16	9,8
w %	53,6	34,6	11,8	100

G. Uszkodzenia urządzeń pomocniczych kotłów

Wskaźniki jednostkowe uszkodzeń pomocniczych urządzeń kotłowni ujęto w tablicy 12.

a) *Pompy zasilające.* Przyczyną uszkodzenia pomp zasilających była niewłaściwa eksploatacja (wadliwe uruchamianie pomp przy otwartej zasuwie). Zdarzył się nawet wypadek uszkodzenia turbinki parowej napędzającej pompę. Powodem uszkodzenia było nieodwodnienie turbinki przy uruchamianiu. Nieodpowiedni materiał uszczelki o małej wytrzymałości na wysokie parametry (100 atm i 200 °C) był przyczyną kilku awarii pomp zasilających.

b) *Rurociągi wraz z armaturą.* Najczęściej spotykanym uszkodzeniem bywa wyrwanie uszczelki w połączeniu kołnierzowym z powodu nieodpowiedniego materiału, niedostosowanego do ciśnienia i temperatury czynnika przepływającego przez rurociąg. Uszczelki o nieodpowiednich wymiarach lub niedbałe skręcenie kołnierzy rur powoduje również ich uszkodzenie.

Uszkodzenia kołnierzy rur powstawały wskutek złej konstrukcji połączenia lub z powodu zbyt wysokich naprężeń w miejscach spawanych. Nadmierne naprężenia cieplne powstają wskutek różnicy temperatur pomiędzy rurą a kołnierzem, dochodzącej nieraz do 70 °C. Kołnierz o wiele mniej się nagrzewa niż rura, gdyż lepiej jest chłodzony. Różnica temperatur powoduje niejednakowe wydłużenie cieplne rury i kołnierza. W rezultacie w szwach powstają zwiększone naprężenia, które stają się przyczyną pęknięć i przecieków w miejscach spawanych.

Rurociągi pękały również wskutek wad materiałowych, uderzeń hydraulicznych oraz pękania materiału (przy temperaturze powyżej 450 °C).

c) *Urządzenia odpowietniające.* Najczęściej ulegały uszkodzeniom zgarniacze popiołu, przede wszystkim wskutek przeciążenia oraz braku odpowiedniej konserwacji i kontroli ze strony obsługi. Zła jakość materiału łańcuchów zgarniaczy wpływała również na ich uszkodzenia.

d) *Urządzenia do nawęglania.* W urządzeniach do nawęglania decydujący wpływ na ich uszkodzenia wywierała również niewłaściwa eksploatacja. Brak kontroli i systematycznej konserwacji urządzeń, np. silników elektrycznych, mechanizmów, przenośników i suwnic wpływał na ich awaryjność. Częstym zjawiskiem jest zużycie elementów urządzeń do nawęglania wskutek długotrwałej pracy i niemożności odstawienia ich do remontu z powodu braku rezerwy.

Awarie linii kablowych i przyczyny ich powstawania

Inż. Stanisław Mossakowski

Podstawowym zadaniem eksploatacji sieci jest dostawa energii elektrycznej odbiorcom bez przerw i zakłóceń. Zadanie to może być spełnione jedynie przy bezawaryjnej eksploatacji linii napowietrznych i kablowych, tworzących magistrale przesyłowe.

Uszkodzenie linii przesyłowej wywołuje przerwę w zasilaniu odbiorców, a tym samym ujemne skutki gospodarcze.

Bezawaryjna praca linii przesyłowych może być zapewniona tylko wtedy, gdy materiały użyte do budowy tych linii nie będą miały wad fabrykacyjnych oraz gdy linie będą budowane oraz eksploatowane bez błędów i usterek.

Bezawaryjna eksploatacja linii kablowych zależy również od bezbłędnego wykonania projektu linii i bezbłędnej jego realizacji, od odpowiedniej jakości kabli, osprzętu kablowego i materiałów użytych do ułożenia kabli i montażu muf oraz od starannej kontroli wszystkich robót montażowych. Znaczną ilość awarii linii kablowych wywołują zwykle uszkodzenia w mufach. Przyczyną tych uszkodzeń mogą być nieodpowiednie konstrukcje muf, które nie zapewniają niezbędnej szczelności w miejscu złączenia lub zakończenia kabla. Większość jednak uszkodzeń w mufach wynika raczej z niedbałego ich montażu.

Przepisowe montowanie głowic końcowych kabli, czystość i dokładność przy montażu złączy, a zwłaszcza przy zalewaniu masą kablową muf i głowic w znacznym stopniu zapewnia bezawaryjną eksploatację linii kablowych. Dlatego też montaż muf kablowych powinien być wykonywany bardzo starannie, według wytycznych obowiązujących przy montażu kabli w mufach różnych typów.

Jak wadliwy montaż kabli, muf przelotowych i rozgałęźnych oraz głowic końcowych wpływa na powsta-

wanie awarii linii kablowych potwierdzają dane zebrane w tablicy 1, przedstawiające przyczyny uszkodzeń linii kablowych w latach 1952 - 1954.

Z roku na rok maleje. Nie maleje natomiast liczba awarii spowodowanych błędami w montażu (wady

Z tablicy 1 wynika, że ilość awarii linii kablowych fabrykacyjne wynoszą 25 % ogólnej ilości awarii muf kablowych i kabli).

Do błędów montażu muf, najczęściej popełnianych przez brygady montażowe zakładów sieciowych lub przedsiębiorstw montażowych należy:

a) przenikanie wilgoci do izolacji kabla i do samej mufy wskutek użycia do owinięcia miejsca złączenia żył kablowych taśmy papierowej pochodzącej z rolek lub rulonów, przechowywanych w nieuszczelnym naczyniu albo wskutek wykonywania roboty spoconymi rękami;

b) nieprzestrzeganie czystości podczas montowania muf, wskutek czego następuje zabrudzenie izolacji, opiłki metalowe dostają się do izolacji itd.;

c) uszkodzenie i osłabienie izolacji wskutek zginania kabla i jego żył na małym promieniu lub przy niskiej temperaturze bez ogrzania kabla;

d) niewłaściwe łączenie żył kabla, zły styk w złączkach lub w końcówkach wskutek niedbałego lutowania;

e) zbyt małe odstępki między żyłami i kadłubem mufy, niezałożenie wkładek ołowianych oraz rozpórek;

f) przegrzanie lub zwęglenie masy kablowej;

g) niepełne zalanie muf i pozostawienie w nich pustych przestrzeni, co się zdarza przy jednorazowym zalaniu masywnych muf, jak również przy przedwczesnym zamknięciu otworów do zalewania;

h) zalewanie muf niewłaściwą zalewą kablową, jak np. zalanie mufy napowietrznej masą używaną do muf ziemnych;

i) niedostateczne uszczelnienie wylotów muf;

j) brak z obu stron muf zapasu kabla, co przy niedostatecznym ubiciu ziemi pod mufą może spowodować rozzerwanie złącza w mufie.

Przy montowaniu muf należy dokładać starań, aby nie dopuścić do powstawania przytoczonych błędów.

Można bowiem podać dużo przykładów, które potwierdzają, że wymienione wyżej błędy popełnia wielu monterów-kablowców zakładów sieciowych i przedsiębiorstw montażowych.

W jednym z rejonów sieciowych przedsiębiorstwo montażowe połączyło w mufie 6 kV dwa odcinki: istniejący kabel $3 \times 120 \text{ mm}^2$ Cu oraz $3 \times 185 \text{ mm}^2$ Al, ułożony jako wstawka przy omijaniu starej trasy, na której wykonywano roboty ziemne. Połączenie końcówek wykonano śrubami żelaznymi, w mufie nie wstawiono rozpórek, a wyloty jej niedostatecznie uszczelniono zwykłą papą dachową, wskutek czego do wnętrza przedostawała się woda, co spowodowało zwarcie dwufazowe z ziemią.

Brygada montażowa jednego z zakładów sieciowych ułożyła w 1950 r. kabel 6 kV, przy czym żyły kable

Tablica 1
Przyczyny uszkodzeń linii kablowych
w latach 1952 - 1954

Przyczyna awarii	Awaryje w roku					
	1952		1953		1954	
	Ilość	%	Ilość	%	Ilość	%
Niewłaściwa eksploatacja	111	19	66	14	33	9
Wadliwy montaż (w tym wady materiałowe — 25%)	78	13	80	17	67	18
Przebiegi atmosferyczne, ziemnozwarciowe, zapadliny	140	24	115	25	90	24
Przyczyny obce (koparki, spychacze, robotnicy ziemni)	65	11	85	18	77	21
Inne przyczyny (starzenie izolacji, prądy błądzące i niewyjaśnione)	192	33	120	26	101	28
Razem	586	100	466	100	368	100

połączono łączką karbowaną. Wskutek tego dwie żyły kabla w miejscu złączenia uległy całkowitemu przepaleniu, a pokrywa mufy rozerwaniu.

W innym wypadku w mufie połączono żyły kabla Al zaciskami zamiast przez spawanie. Wskutek słabego styku zacisk nagrzał się do tego stopnia, że spaliła się izolacja kabla, co spowodowało zwarcie.

Badanie jednej z głowic 15 kV, która eksplodowała, wykazało, że w czasie montażu w 1950 r. nie została ona całkowicie zalana masą kablową. Wskutek tego w głowicy pod izolatorami przepustowymi nagromadziła się woda deszczowa. Po kilku latach nastąpiło całkowite zawilgocenie głowicy, co spowodowało trójfazowe zwarcie pod izolatorami i ich wysadzenie.

W innym przypadku nastąpiło zwarcie w mufie kablowej przelotowej. Badanie wykazało brak rozpórek, złe styki w miejscu złączenia kabla (dowód: masa kablowa sproszkowana), końce kabla o przekroju 70 mm² połączone były łączkami o przekroju 50 mm² — nieodpowiednio, a mianowicie łączki były ściśnięte za pomocą ścinaka i młotka.

W jednym z zakładów sieciowych montowano głowicę napowietrzną 10 kV. Pracownicy zajęci przy jej montażu nie mieli zalewy kablowej, wobec czego wypożyczyli jakąś masę w pobliskich zakładach garbarskich i nie znając jej jakości zalali nią mufę. Mufa uległa po pewnym czasie uszkodzeniu. Przyczyną awarii była zatem zalewa o nieodpowiedniej jakości.

Obejrzenie głowicy, która uległa uszkodzeniu w jednym z zakładów sieciowych, wykazało nieprawidłowy jej montaż, polegający na tym, że ekran kabla HKFtA 3 × 70 mm² został zdjęty z żył już w szyjce głowicy, stożek zaś izolacji nie był w ogóle wykonany.

W jednej z muf, która uległa uszkodzeniu, stwierdzono, że żyły były okręcone zwykłym workiem, a wnętrze mufy nie było zalane masą kablową. Z zewnątrz natomiast mufa była obłana masą kablową. Wskutek jednak przedostania się do niej wilgoci, nastąpiło uszkodzenie.

Omówione wyżej przykłady stanowią zaledwie część tych, które można by przytoczyć na potwierdzenie niedbałego i nieprzepisowego montażu muf.

Przykłady te świadczą i o tym, że montaż muf kablowych wykonywany jest przez monterów o niedostatecznych kwalifikacjach oraz że przy ich montowaniu nie przeprowadza się zwykle kontroli międzyoperacyjnej oraz technicznego odbioru. W celu zmniejszenia ilości zakłóceń w liniach kablowych należy przystąpić niezwłocznie do sprawdzenia kwalifikacji monterów-kablowców, zatrudnionych w energetyce oraz do przeszkolenia nowych, wysokokwalifikowanych sił.

Chcąc zapobiegać awariom należy w czasie budowy linii kablowej:

a) układać i montować kable oraz mufy odpowiedniej konstrukcji, a ponadto stosować materiały niezawodne w eksploatacji.

b) systematycznie szkolić monterów w celu podwyższenia ich kwalifikacji budowlanych, remontowych i eksploatacyjnych,

c) przeprowadzać stałą kontrolę przy układaniu i montowaniu kabli,

d) przestrzegać czystości w montażu muf i głowic oraz utrzymywać w czystości i w dobrym stanie używane narzędzia,

e) nie przerywać montażu muf kablowych, dopóki kabel nie zostanie zamknięty w mufie a mufa zalana masą. Z reguły mufa powinna być montowana od początku do końca przez tych samych pracowników (montera i pomocnika).

Liczbę uszkodzeń linii kablowych można zmniejszyć, przeprowadzając badania i pomiary linii przejmowanych do eksploatacji.

W szczególności należy przeprowadzać badanie:

a) linii nowych lub remontowanych przed przejęciem do eksploatacji,

b) linii wyłączonych z eksploatacji na czas dłuższy niż 24 godz. przed ponownym oddaniem ich do ruchu,

c) linii odchodzących od generatorów, kompensatorów synchronicznych i transformatorów zasilających linie magistralne,

d) linii zasilających potrzeby własne elektrowni,

e) linii sieci rozdzielczych oraz linii przemysłowych, zasilających urządzenia I kategorii.

Każdy zakład sieciowy powinien opracować co roku plan badania linii kablowych, znajdujących się pod jego opieką. Badania linii kablowych powinny być wykonywane w porach roku najbardziej dla izolacji i linii niekorzystnych, tj. po stopieniu śniegu na wiosnę, gdy grunt jest wilgotny. W okresach mrozów i chwilowej niepogody zaleca się wykonywać tylko badania linii przebiegających w tunelach lub w pomieszczeniach krytych. W czasie burzy nie wolno wykonywać badań.

Przy odbiorze nowej linii kablowej lub przejmowanej po remoncie do eksploatacji należy uzgodnić fazy oraz wykonać następujące próby:

a) pomiar oporności izolacji,

b) próbę napięciową,

c) pomiar prądu przewodnościowego,

d) pomiar kąta stratności dielektrycznej dla kabli o napięciu 15 kV i wyżej.

W celu zmniejszenia awaryjności linii kablowych wskazane są okresowe badania oraz obchody tras kablowych w terminach ustalonych przez właściwe kierownictwo techniczne. Wyniki obchodów oraz badań okresowych powinny dawać materiał doświadczalny dla brygad remontowych odpowiednich jednostek organizacyjnych, wykorzystujących go w celu zapobiegania uszkodzeniom linii kablowych.

Ważnym czynnikiem zapobiegającym powstawaniu zakłóceń linii kablowych powinno być dokładne sprawdzenie wszystkich materiałów użytych do montażu. W szczególności do montażu powinien być użyty tylko kabel, dla którego zostały dostarczone protokoły badań fabrycznych, protokoły oględzin i badań próbek kabla z laboratorium okręgu energetycznego, protokoły badań kabla po jego ułożeniu oraz opis kabla przed ułożeniem.

Przestrzeganie wymienionych wskazówek oraz obowiązujących instrukcji powinno zmniejszyć do minimum znaczną obecnie liczbę uszkodzeń linii kablowych, spowodowanych opisanymi na początku błędami przy ich montażu oraz niedbalstwem i brakiem dyscypliny technicznej monterów.

RACJONALNE UŻYTKOWANIE ENERGII

621.316.727

Wpływ premiowania na oszczędność energii elektrycznej i poprawę współczynnika mocy

Inż. Edmund Kamiński

Poniżej opisano przykład dodatniego wpływu premiowania na oszczędność energii elektrycznej w pewnej hucie, która nie należy do największych lecz raczej do średnich odbiorców przemysłowych.

W hucie tej ogłoszono wprowadzenie premiowania od lutego 1955 r. i omówiono z pracownikami zakładu ogólne zasady ujęte w uchwale Prezydium Rządu z 18 grudnia 1954 r. Jednak, jak to się ogólnie zdarza, ustalenie wykazu stanowisk pracowników objętych premiowaniem oraz regulaminu premiowania, a następnie zatwierdzenie przez nadzórne władze opóźniło wprowadzenie w życie premiowania tak, że pierwsza wypłata premii nastąpiła dopiero w połowie maja br.

Wyniki obliczeń za pierwsze miesiące wypadły różnie — tym bardziej, że zakład miał już poprzednio dość dobre wskaźniki energetyczne, gdyż planowana wielkość współczynnika mocy wynosiła 0,84, a limit energii był też — zdaniem pracowników zakładu — dość szczupły.

Według obliczeń zakład zaoszczędził w lutym 1955 roku 113 994 kWh i uzyskał średni współczynnik mocy 0,85 wobec planowanego 0,84. Premię za miesiąc luty otrzymało 35 pracowników w wysokości od 74 do 374 zł na pracownika. Za marzec premii już nie było, gdyż zakład nie wykazał żadnej oszczędności energii, a średni współczynnik mocy utrzymał się tylko na zaplanowanej wysokości 0,84. W trzech następnych miesiącach również nie udało się podnieść średniego współczynnika mocy ponad ustaloną wartość. Za oszczędność energii w ilości 178 413 kWh w kwietniu i 231 415 kWh w maju otrzymało 34 pracowników premię wahającą się w granicach od 213 do 523 zł na pracownika za każdy miesiąc, przy czym premiowanie zgodnie z uchwałą Prezydium Rządu objęło pracowników fizycznych jak i inżynierów i techników, zarówno z działu energetycznego, jak też z różnych działów produkcyjnych.

Z chwilą, gdy premia objęła szerszy krąg pracowników, zaobserwowano ciekawe zjawisko. O ile poprzednio wydawało się, że w takim zakładzie o ciągłej, trzymianowej pracy nie wiele da się osiągnąć w akcji oszczędzania energii elektrycznej a tym bardziej dla poprawy współczynnika mocy, to obecnie po rozpoczęciu wypłacania premii liczne pomysły pracowników ujawniają coraz to nowe rezerwy i możliwości racjonalniejszego użytkowania energii i nie wydaje się, aby dotychczas zastosowane sposoby wyczerpały już wszelkie możliwości zakładu.

Tak na przykład dla poprawy współczynnika mocy znaleziono następujące środki:

1. Ustalono możliwość wyłączania jednego transformatora 3/6 kV o mocy 6,3 MVA w niedzielę a nawet w dniach powszednich w razie dłuższych przerw w pracy, spowodowanych naprawami i awariami urzą-

dzeń, czemu jednak stał na przeszkodzie jeden silnik 6 kV, który powinien pracować również w tych okresach. Po wymianie tego silnika na podobny o napięciu 3 kV można już obecnie wspomniany transformator wyłączać w okresach zmniejszonego obciążenia.

2. W innym miejscu zakładu ujawniono, że z dwu równolegle pracujących transformatorów o mocy po 640 kVA jeden może być w okresach zmniejszonego obciążenia wyłączany, co się już obecnie z dodatnim skutkiem stale praktykuje.

3. W trzecim znów miejscu wyłączono pomocniczy transformator 30 kVA przy prostowniku, po wykonaniu osobnego połączenia z istniejącej w zakładzie sieci 220 V.

4. Przy silniku synchronicznym, pracującym już obecnie z pojemnościowym współczynnikiem mocy, bada się możliwość większego przewzbudzenia ze względu na brak dokumentacji technicznej, długoletni okres pracy silnika i stosunkowo wysokie jego nagrzanie.

W celu zaoszczędzenia energii elektrycznej:

a) Wzmożono nacisk we wszystkich działach zakładu na ograniczenie biegów jałowych urządzeń i wyłączanie ich w czasie przerw w pracy trwających dłużej niż 10 minut, co przy piłach do obcinania rur i samotokach w walcownikach dało korzystne wyniki zarówno dla poprawy współczynnika mocy jak i oszczędności energii.

b) Poza wyłączeniem silników w okresach biegu jałowego urządzeń zastosowano również wiele innych środków oszczędnościowych, jak ograniczenia okresowe ilości pracujących jednocześnie jednostek przy pompach wodnych i sprężarkach. W jednym z działów przebudowuje się stopniowo zbiorowy napęd maszyn na pojedynczy, co wobec często trafiającej się pracy jednoczesnej tylko części maszyn zainstalowanych odbija się korzystnie zarówno na oszczędności energii jak i na poprawie współczynnika mocy.

c) Przerabia się oświetlenie ogólne dużych hal stopniowo, dzieląc instalację oświetleniową na mniejsze obwody z osobnymi wyłącznikami, co umożliwia częściowe wyłączanie oświetlenia przy niepełnej pracy w dziale. Wreszcie zwraca się uwagę na przestrzeganie godzin zapalania i gaszenia światła odpowiednio do długości dnia i lokalnych potrzeb oświetlenia, wyznaczając odpowiedzialnych za to pracowników. Zdarzył się nawet wypadek zarządzenia dyrektora potrącenia kierownikowi działu elektrycznego 2% premii za świecenie światła elektrycznego w dzień, co pomimo tego, że zużycie energii na oświetlenie nie odgrywa w dużym zakładzie przemysłowym większej roli, ma jednak poważne znaczenie propagandowe dla zasady oszczędzania energii elektrycznej przez pracowników.

Jeżeli chodzi o wielkość zużycia energii elektrycznej, odniesionego do jednostki produkcji, to poważną rolę odgrywa jakość produkcji, a w szczególności niedopuszczenie do powstawania braków. Tak na przykład zmniejszenie ilości nieudanych wytopów w stalowni przyczyni się do obniżenia jednostkowego zużycia, gdyż wytopy uznane za nieprzydatne, powodujące pewne zużycie energii, nie są zaliczane do produkcji hutniczej, w stosunku do której oblicza się jednostkowe zużycie. Podobny oczywiście jest wpływ brakoróbstwa na zwiększenie jednostkowego zużycia w każdej innej dziedzinie przemysłu.

W omawianym zakładzie pomiar jednostkowego zużycia energii elektrycznej nie jest jeszcze bez zarzutu, gdyż brak na razie pewnych liczników energii elektrycznej dla dokładnego jej obliczenia, a przy jednostkowym zużyciu do napędu pomp wodnych i sprężarek ustala się ilości przepompowanej wody i sprężonego powietrza tylko w przybliżeniu.

Wobec rozbudzonego już zainteresowania sprawą oszczędzania energii elektrycznej dokładne ustalenie jednostkowego zużycia powinno umożliwić załodze wynalezienie dalszych sposobów racjonalniejszego użytkowania energii.

Zużycie energii czynnej i biernej w całym zakładzie mierzy się za pomocą 4 liczników, wyniki zaś łącznie ze współczynnikiem mocy oblicza się oddzielnie dla każdej części zakładu za każdą dobę, a większe odchylenia od normalnych wielkości omawia się zaraz nazajutrz na codziennej odprawie u dyrektora zakładu.

Tak prostymi naturalnymi środkami poprawiono współczynnik mocy całości, osiągając już w okresie od 1 do 14 lipca br. 0,894 wobec poprzednio uzyskiwanych wartości około 0,84, których przekroczenie

wydawało się bardzo trudne. Zauważono na przykład, że osobista interwencja dyrektora zakładu na codziennej odprawie, poruszająca niedociągnięcia na odcinku poprawy współczynnika mocy w dniu poprzednim powodowała już w następnym dniu wzrost jego wartości o wielkość rzędu 0,02.

Codzienna analiza wyników umożliwia już obecnie wyciągnięcie wniosków odnośnie wpływu remontu poszczególnych urządzeń na wskaźniki energetyczne wydziałowe i ogólnozakładowe, a nawet na kontrolę, czy obsługa podczas niedługich przestojów awaryjnych poszczególnych urządzeń produkcyjnych wyłączała zbędne silniki i transformatory, gdyż niewyłączenie ich powodowało zaraz w takich przypadkach pogorszenie dobowego wskaźnika współczynnika mocy.

W omówionym wyżej przykładzie wpływu premiovania na oszczędność energii elektrycznej charakterystyczna jest poprawa wskaźników energetycznych bez instalowania nowych kondensatorów statycznych oraz bez nakładów inwestycyjnych — lecz wyłącznie środkami naturalnymi i zmianami przeprowadzonymi sposobem gospodarczym. Dalszą charakterystyczną cechą jest wzrost zainteresowania szerokiego kręgu pracowników poprawą wskaźników energetycznych od czasu przeprowadzenia pierwszych wypłat premii, którymi to sprawami interesował się poprzednio tylko energetyk zakładu. Wreszcie codzienna analiza wskaźników energetycznych za poprzednią dobę łącznie z włączeniem się do tych spraw kierownictwa zakładu umożliwiła ustalenie wpływu różnych czynników na wielkość tych wskaźników, a tym samym szybkiego uchwycenia możliwości ich poprawy.

Przykład powyższy powinien zachęcić centralne zarządy oraz poszczególne zakłady przemysłowe, które dotąd nie wykorzystały zarządzenia o premiowaniu, do najszybszego wprowadzenia go w życie.

621.316.727

Wytyczne racjonalnej poprawy współczynnika mocy

Inż. Zbigniew Białkiewicz

Część II

Wstęp

Racjonalna poprawa współczynnika mocy wpływa na podniesienie ogólnej sprawności wytwarzania, przesyłania i użytkowania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym.

Podstawowym kryterium celowości zastosowania danego sposobu poprawy współczynnika mocy jest porównanie wartości ekonomicznego równoważnika mocy biernej ze stratami jednostkowymi mocy czynnej urządzenia instalowanego do poprawy $\cos \varphi$.

Jak już podano w części I artykułu¹⁾, ekonomiczny równoważnik mocy biernej, oznaczony symbolem k_e , określa, o ile kW zmniejszą się straty przesyłu mocy biernej od generatora do danego punktu odbioru, jeśli pobór mocy biernej w danym punkcie obniży się o 1 kVar.

Współczynnik strat jednostkowych, oznaczany symbolem k_k , podaje natomiast, ile kW pobiera dane urządzenie kompensacyjne na wytworzenie 1 kVar.

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

$$k_e - k_k > 0.$$

W części I artykułu omówiono wpływ ekonomicznego równoważnika mocy biernej na wielkość osiągalnych oszczędności energii w zależności od rozptyłu mocy biernej w systemie, konfiguracji sieci, odległości punktu poboru mocy biernej od jej źródła wytwarzania, napięcia przesyłu, przekroju i materiału przewodów itp.

Obecnie przeprowadzone zostanie porównanie poszczególnych sposobów poprawy współczynnika mocy.

Dotychczas rozróżniano dwie grupy sposobów poprawy współczynnika mocy: naturalne i sztuczne. Do środków naturalnych zaliczono te, które nie wymagały instalowania specjalnych maszyn lub urządzeń.

Obecnie środki poprawy współczynnika mocy dzieli się na trzy grupy, a mianowicie:

¹⁾ Energetyka Nr 3/55.

- I. środki nie wymagające instalowania urządzeń kompensacyjnych,
- II. środki wymagające instalowania urządzeń kompensacyjnych,
- III. środki dopuszczalne tylko w wyjątkowych przypadkach za specjalną zgodą zakładu zbytu energii.

Do grupy I zalicza się:

1. uporządkowanie procesu technologicznego prowadzącego do ekonomiczniejszej pracy urządzeń;
2. wyeliminowanie biegu jałowego silników asynchronicznych i transformatorów przez obsługę lub też przez ograniczniki biegu jałowego;
3. wymianę niedociążonych silników na jednostki mniejszej mocy;
4. wymianę transformatorów obciążonych mniej niż 30% na jednostki mniejszej mocy;
5. stosowanie przełączenia z trójkąta w gwiazdę uzwojeń silników asynchronicznych na napięcie do 1000 V, obciążonych stale mniej niż w 35 ÷ 40%.
6. stosowanie zamiast silników asynchronicznych — jeśli pozwolą na to warunki technologiczne — silników synchronicznych o tej samej mocy.

Do grupy II zalicza się:

1. stosowanie kondensatorów statycznych na wysokie i niskie napięcie;
2. stosowanie silników synchronicznych o mocy większej od wymaganej dla danego napędu.

Tablica 1

Straty jednostkowe mocy czynnej w urządzeniach kompensacyjnych

Typ urządzenia	Straty jednostkowe k_k kW/kVAr
Kondensatory statyczne	0,003 ÷ 0,005
Zamiana pracującego silnika asynchronicznego na synchroniczny z $\cos \varphi = 0,8$ poj. dla silnika o mocy 100 kW i napięciu 380 V	0,005 ÷ 0,02
Kompensatory synchroniczne o mocy większej niż 5 MVA (w tej liczbie chłodzone wodorem)	0,02 ÷ 0,03
Kompensatory synchroniczne o mocy 500 ÷ 5000 kVA lekkiej konstrukcji	0,03 ÷ 0,05
Generatory synchroniczne i silniki synchroniczne o mocy 500 ÷ 5000 kVA użyte jako kompensatory synchroniczne	0,05 ÷ 0,10
Te same, lecz o mocy mniejszej niż 500 kVA, wolnoobrotowe	0,10 ÷ 0,15
Generatory synchroniczne użyte jako kompensatory bez rozprężnięcia z silnikiem napędzającym generator (turbina, maszyna parowa)	0,25 ÷ 0,30
Synchronizowane silniki asynchroniczne o mocy do 500 kW i obciążeniu na wale 50 ÷ 100%	0,035 ÷ 0,07
Te same, lecz o mocy 1000 kVA	0,015 ÷ 0,03
Synchronizowane silniki asynchroniczne użyte jako kompensatory	0,12 ÷ 0,25
Silniki asynchroniczne o mocy 500 ÷ 1000 kW wyposażone w przesuwniki fazowe	0,01 ÷ 0,02

3. stosowanie kompensatorów synchronicznych;
4. stosowanie przesuwników fazowych.

Do grupy III środków dopuszczalnych w wyjątkowych przypadkach zalicza się:

1. wykorzystanie istniejących w zakładzie generatorów i silników synchronicznych jako kompensatorów;
2. synchronizowanie silników asynchronicznych.

Straty mocy czynnej w poszczególnych urządzeniach podano w tablicy 1.

W tablicy tej ujęto zasadniczo tylko środki poprawy $\cos \varphi$ według grupy II i III.

Wynika to stąd, że:

- a) stosowanie środków grupy I jest bardzo ekonomiczne i zwykle nie wymaga żadnych przeliczeń (z wyjątkiem punktu 6),
- b) dla niektórych sposobów grupy I pojęcie współczynnika strat jednostkowych w jego normalnym znaczeniu nie da się zastosować. Współczynnik strat jednostkowych odnosi się bowiem do urządzeń produkujących moc bierną i pobierających moc czynną na pokrycie własnych strat.

Pojęcie współczynnika strat jednostkowych można jednak rozszerzyć, określając go ogólnie jako stosunek straty lub zysku mocy czynnej do zmniejszenia poboru mocy biernej z sieci po zastosowaniu danego środka poprawy współczynnika mocy. Zysk mocy czynnej oznaczamy znakiem minus (—). Wtedy współczynnik strat jednostkowych będzie miał wartość ujemną, co oznacza, że dany sposób poprawy współczynnika mocy powoduje już zmniejszenie strat.

Przykład 1

Silnik asynchroniczny o danych znamionowych: $P_n = 10$ kW; $\eta_n = 0,87$; $\cos \varphi_n = 0,86$; $n = 1455$ obr/min pobiera z sieci przy biegu jałowym napędzanej przez niego obrabiarki 1,2 kW oraz 6,1 kVAr. Po zatrzymaniu silnika pobór mocy biernej z sieci zmniejszy się o 6,1 kVAr przy jednoczesnym obniżeniu poboru mocy czynnej o 1,2 kW. Współczynnik strat jednostkowych (w rozszerzonym pojęciu) dla zatrzymania tego silnika wynosi więc:

$$k'_k = \frac{-1,2}{6,1} = -0,197 \text{ kW/kVAr}$$

tzn., że na każdy kVAr, o który maleje pobór mocy biernej z sieci po zatrzymaniu silnika, pobór mocy czynnej zmniejsza się o 0,197 kW.

Przykład 2

Silnik asynchroniczny o danych znamionowych: $P_n = 10$ kW; $\eta_n = 0,87$; $\cos \varphi_n = 0,86$; $\tan \varphi_n = 0,593$; $U = 380$ V jest obciążony na wale w 25%. Przy tym obciążeniu $\eta_{0,25} = 0,8$; $\cos \varphi_{0,25} = 0,58$; $\phi_{0,25} = 1,40$.

Po przełączeniu uzwojenia tego silnika z trójkąta w gwiazdę

$$\eta = 0,86; \cos \varphi = 0,85; \tan \varphi = 0,620$$

Pobór mocy czynnej zmniejszy się zatem o

$$\frac{2,5}{0,80} - \frac{2,5}{0,86} = 0,21 \text{ kW,}$$

moc bierna zaś o

$$\frac{2,5}{0,80} \cdot 1,40 - \frac{2,5}{0,86} \cdot 0,620 = 2,56 \text{ kVAr}$$

Stąd współczynnik strat jednostkowych dla przełączenia uzwojenia tego silnika z trójkąta w gwiazdę wyniesie

$$k'_k = \frac{-0,21}{2,56} = -0,082 \text{ kW/kVAr},$$

tnz., że na każdy kVAr, o który zmniejszył się pobór mocy biernej z sieci po przełączeniu uzwojenia silnika z trójkąta w gwiazdę pobór mocy czynnej zmalał o 0,082 kW.

Ujemne współczynniki strat jednostkowych nie są na ogół w literaturze podawane.

Przy obliczaniu zmniejszenia strat mocy czynnej po poprawieniu współczynnika mocy korzysta się ze wzoru

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

gdzie

P_1, Q_1 — pobór mocy czynnej (biernej) przed poprawieniem współczynnika mocy,

P_2, Q_2 — pobór mocy czynnej (biernej) po poprawieniu współczynnika mocy.

Przykład 3

Obliczyć, o ile zmniejszą się straty mocy czynnej po poprawieniu współczynnika mocy przez przełączenie uzwojenia silnika asynchronicznego z przykładu 2 z trójkąta w gwiazdę w punkcie sieci, gdzie $k_e = 0,10$ kW/kVAr.

$$P_1 = \frac{2,5}{0,80} = 3,12 \text{ kW}; \quad P_2 = \frac{2,5}{0,86} = 2,91 \text{ kW}$$

$$Q_1 = 3,12 \cdot 1,40 = 4,36 \text{ kVAr}; \quad Q_2 = 2,91 \cdot 0,62 = 1,80 \text{ kVAr}.$$

Stąd

$$\Delta P = 3,12 - 2,91 + 0,10 (4,36 - 1,80) = 0,47 \text{ kW}.$$

Przełączenie uzwojenia silnika z trójkąta w gwiazdę spowoduje zatem zmniejszenie poboru mocy biernej przez silnik o $4,36 - 1,80 = 2,56$ kVAr, co z kolei wywoła zmniejszenie strat przesyłu na drodze od generatora do silnika o 0,47 kW.

Jak już wspomniano powyżej, stosowanie środków grupy I nie wymaga żadnych przeliczeń uzasadniających za wyjątkiem wymiany niedociążonych silników na jednostki mniejszej mocy. Wynika to stąd, że mniejszy silnik przy pełnym obciążeniu może mieć czasem gorszą sprawność niż silnik duży przy niepełnym obciążeniu. Wobec tego wymiana silnika spowoduje zwiększenie poboru mocy czynnej w samym silniku, które może być większe niż zmniejszenie strat równe iloczynowi ekonomicznego równoważnika mocy biernej i zmniejszonego poboru mocy biernej przez silnik.

W ZSRR stosuje się następujące wytyczne przy wymianie niedociążonych silników:

1. Wymiana silników obciążonych na wale ponad 70% jest zawsze niecelowa.
2. Wymiana silników obciążonych na wale poniżej 45% jest zawsze celowa.
3. Wymiana silników obciążonych na wale w 45 ÷ 70% wymaga sprawdzenia przez obliczenie wartości ekonomicznego równoważnika mocy biernej (porównaj przykład 3 w części I artykułu).

Procentowe wielkości prądów pobieranych przez silniki przy obciążeniu na wale wynoszącym 45 i 70%

dla różnych znamionowych współczynników mocy podano w tablicy 2.

Tablica 2

Procentowe wielkości prądów pobieranych przez silniki przy obciążeniu na wale wynoszącym 45 i 70% dla różnych znamionowych współczynników mocy

Obciążenie na wale	Cos φ_n silnika		
	0,80 ÷ 0,83	0,84 ÷ 0,89	0,90 ÷ 0,92
45%	55%	50%	45%
70%	75%	70%	65%

Silniki synchroniczne

Na specjalną uwagę zasługuje poprawa współczynnika mocy za pomocą silników synchronicznych. Silnik synchroniczny dzięki swoim zaletom rozpowszechnił się szeroko w przemyśle i bywa stosowany na równi z silnikiem asynchronicznym. Nie uważa się go też za urządzenie służące specjalnie do celów kompensacji, lecz za normalny silnik napędowy. Dlatego zalicza się go do I grupy środków poprawy współczynnika mocy, jeżeli moc silnika nie jest większa od mocy potrzebnej do napędu.

Zamiana silnika asynchronicznego na silnik synchroniczny jest bardzo korzystna a współczynnik strat jednostkowych tej zamiany bardzo niski. Często bywa on niższy nawet niż dla kondensatorów statycznych. Spowodowane jest to tym, że przy obliczaniu współczynnika k_k nie bierze się pod uwagę wszystkich strat silnika synchronicznego, lecz jedynie ich nadwyżkę nad stratami silnika asynchronicznego. Poza tym jako zysk mocy biernej bierze się sumę mocy biernych: pobieranej przez wymieniony silnik asynchroniczny i oddawanej przez silnik synchroniczny.

Przykład 4

Silnik asynchroniczny klatkowy 220 kW; 6 kV; $\cos \varphi_n = 0,81$; $\tan \varphi_n = 0,724$; $\eta_n = 0,905$ pracujący z obciążeniem na wale równym 217 kW zostaje zamieniony na silnik synchroniczny 220 kW, 275 kVA, $\cos \varphi = 0,8$ poj. Przy tym obciążeniu sprawność silnika synchronicznego wynosi $\eta_s = 0,903$, $\tan \varphi_s = 0,75$.

Silnik asynchroniczny pobierał z sieci moc czynną

$$P_1 = \frac{217}{0,905} = 239,8 \text{ kW}$$

oraz moc bierną

$$Q_1 = 240 \cdot 0,724 = 173,6 \text{ kVAr}$$

Przy tym samym obciążeniu na wale silnik synchroniczny pobierze z sieci moc czynną

$$P_2 = \frac{217}{0,903} = 240,3 \text{ kW}$$

oraz odda do sieci moc bierną

$$Q_2 = 240,3 \cdot 0,75 = 180 \text{ kVAr}$$

Zysk mocy biernej wynosi

$$Q_1 + Q_2 = 173,6 + 180 = 353,6 \text{ kVAr}$$

wzrost zaś strat:

$$P_1 - P_2 = 240,3 - 239,8 = 0,5 \text{ kW}$$

Stąd współczynnik strat jednostkowych

$$k_k = \frac{0,5}{353,6} = 0,0014 \text{ kW/kVAr}$$

a więc jest prawie trzy razy mniejszy niż przy stosowaniu kondensatorów statycznych.

Silnik synchroniczny nadaje się zwłaszcza do napędu maszyn, które w czasie pracy są okresowo niedociążane lub biegają jałowo, co wynika z charakteru procesu produkcyjnego, np. silniki przetwornic Leonarda przy maszynach wyciągowych w górnictwie, przy walcarkach w hutnictwie itp. Przy odciażeniu silnika synchronicznego, pracującego ze stałym prądem wzbudzenia następuje zwiększenie wytwarzanej w silniku mocy biernej i oddawanie jej do sieci.

W ten sposób niedociążenie silników synchronicznych nie wpływa na pogorszenie współczynnika mocy zakładu. Przy odciażaniu — $\cos \varphi$ samego silnika maleje w zakresie pojemnościowym, gdyż wytwarzana moc bierna rośnie w stosunku do pobieranej mocy czynnej.

Należy jednak przy tym pamiętać, że moc pozorna silnika synchronicznego maleje z obniżeniem współczynnika mocy i niedociążony mocą czynną silnik nie może zwiększyć produkcji mocy biernej w tym samym stosunku. Na przykład moc bierna, jaką może wytworzyć biegnący jałowo silnik synchroniczny zbudowany na znamionowy $\cos \varphi = 1$ wynosi tylko około 30% znamionowej mocy czynnej (w zależności od typu

i produkcji silnika), tzn. jego moc pozorna zmalała ze 100% przy $\cos \varphi = 1$ i obciążeniu znamionowym do około 30% przy $\cos \varphi = 0$ poj. Dla silnika ze znamionowym $\cos \varphi = 0,8$ poj. moc pozorna maleje ze 100% przy obciążeniu znamionowym i $\cos \varphi = 0,8$ poj. do około 75% przy $\cos \varphi = 0$ poj.

Zależność mocy pozornej silnika synchronicznego, produkowanej mocy biernej oraz $\cos \varphi$ od obciążenia na wale silnika dla znamionowej wartości prądu wzbudzenia podano na rys. 1 i 2. Krzywe mocy pozornej nie uwzględniają jednak sprawności silnika.

Moc pozorna silnika synchronicznego, uwidoczniiona na tabliczce znamionowej silnika obliczona jest ze wzoru:

$$S^2 = \left(\frac{P}{\eta} \right)^2 + Q^2$$

gdzie

P — moc czynna silnika oddawana na wale

Q — moc bierna silnika (pobierana lub produkowana), na zaciskach silnika,

S — moc pozorna na zaciskach silnika.

Sposób doboru silnika synchronicznego wyjaśniają podane poniżej przykłady.

Przykład 5

Do napędu kompresora potrzebny jest silnik o mocy (na wale) 760 kW. Jednocześnie dla poprawienia współczynnika mocy zakładu należy zmniejszyć pobór mocy biernej z sieci o około 600 kVar po uwzględnieniu zwiększenia poboru mocy czynnej.

Sprawność silników o tej mocy wynosi około 0,95. Wobec tego pobór mocy czynnej z sieci wyniesie

$$P = \frac{760}{0,95} = 800 \text{ kW}$$

Moc pozorna silnika wyniesie

$$S = \sqrt{\left(\frac{760}{0,95} \right)^2 + 600^2} = \sqrt{800^2 + 600^2} = 1000 \text{ kVA},$$

$$\cos \varphi_n = \frac{800}{1000} = 0,8 \text{ poj.}$$

Jeśli zamiast silnika 1000 kVA zastosuje się silnik 1250 kVar i $\cos \varphi_n = 0,8$ poj., to przy obciążeniu na wale 760 kW będzie on wytwarzał moc bierną większą niż 600 kVar.

Znamionowa moc czynna silnika wynosi (przy sprawności 0,95)

$$P_n = 1250 \cdot 0,95 \cdot 0,8 = 950 \text{ kW}$$

Zatem stopień jego obciążenia na wale

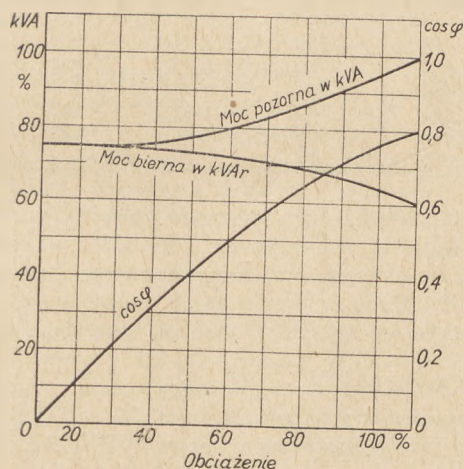
$$\frac{760}{950} = 0,8$$

Z rys. 1 wynika, że dla stopnia obciążenia 0,8 wytwarzana w silniku moc bierna wynosi około 58% znamionowej mocy pozornej, tj.

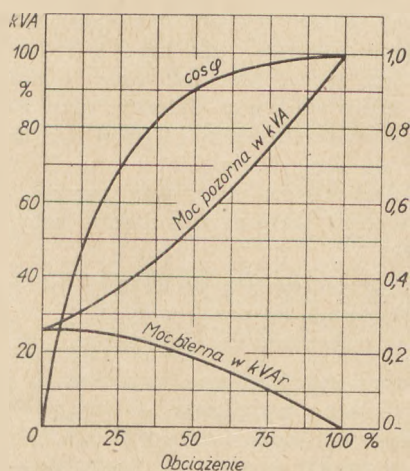
$$1250 \cdot 0,68 = 850 \text{ kVar.}$$

Jeśli zamiast silnika 1000 kVA i $\cos \varphi_n = 0,8$ poj. zastosuje się silnik z $\cos \varphi_n = 1,0$, to musiałby on mieć w przybliżeniu dwa i pół razy większą moc.

Jak wynika bowiem z rys. 1, dopiero silnik o mocy 2600 kVA przy obciążeniu na wale 760 kW, tj. około



Rys. 1. Zależność mocy pozornej, mocy biernej i $\cos \varphi$ od obciążenia dla silnika synchronicznego z $\cos \varphi_n = 0,8$

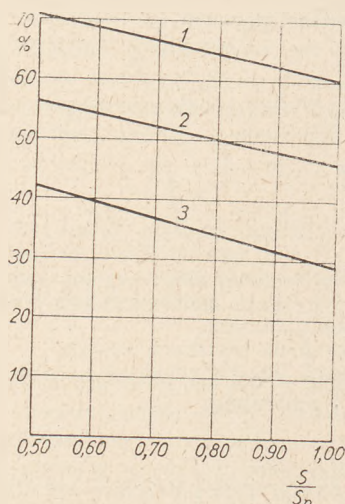


Rys. 2. Zależność mocy pozornej, mocy biernej i $\cos \varphi$ od obciążenia dla silnika synchronicznego z $\cos \varphi_n = 1,0$

30% może oddać do sieci moc bierną wynoszącą około 23% mocy znamionowej, tj.

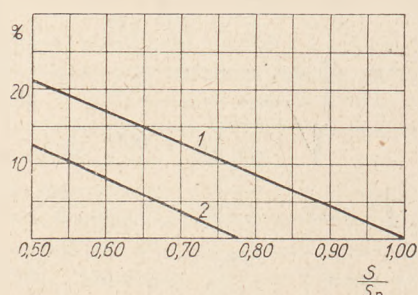
$$2600 \cdot 0,23 = 600 \text{ kVar.}$$

Wynika stąd, że silnik synchroniczny z $\cos \varphi_n = 1$ nie powinien być przewidywany do produkcji mocy biernej, gdyż wtedy jego moc musiałaby być nieproporcjonalnie duża w stosunku do stopnia obciążenia i wykorzystania.



Rys. 3. Zależność wytwarzanej mocy biernej w % znamionowej mocy pozornej od wielkości prądu wzbudzenia dla silnika synchronicznego z $\cos \varphi_n = 0,8$

1 — znamionowy prąd wzbudzenia, 2 — prąd wzbudzenia równy 0,9 prądu znamionowego, 3 — prąd wzbudzenia równy 0,8 prądu znamionowego



Rys. 4. Zależność wytwarzanej mocy biernej w % znamionowej mocy pozornej od wielkości prądu wzbudzenia dla silnika synchronicznego z $\cos \varphi_n = 1,0$

1 — znamionowy prąd wzbudzenia, 2 — prąd wzbudzenia równy 0,9 prądu znamionowego

Wszystkie powyższe zależności są ważne dla silnika synchronicznego pracującego ze znamionowym prądem wzbudzenia. Jeśli prąd wzbudzenia zostanie zmniejszony, to zmniejszy się również wielkość wytwarzanej mocy biernej. Przy dostatecznie dużym obniżeniu prądu wzbudzenia silnik zacznie pobierać z sieci moc bierną, zamiast ją wytwarzać. Stan taki jest oczywiście niedopuszczalny i powinien być natychmiast zlikwidowany.

Zmniejszenie wytwarzanej mocy biernej w zależności od wielkości prądu wzbudzenia przedstawiono na rys. 3 i 4.

Kompensatory synchroniczne

Kompensatory synchroniczne mają dość duże straty jednostkowe, gdyż wszystkie straty kompensatora mu-

szą być zaliczone na rachunek kompensacji. Zamieniając natomiast silnik asynchroniczny na synchroniczny, pracujący z pojemnościowym współczynnikiem mocy, uwzględnia się przy obliczaniu współczynnika k_k jedynie różnicę strat silnika synchronicznego i asynchronicznego.

Z tego względu w praktyce stosuje się tylko kompensatory o dużej mocy znamionowej, tj. od 5 do kilkudziesięciu MVA, dla których współczynnik strat jednostkowych utrzymuje się w granicach 0,02 : 0,03 kW/kVar. Dolną granicę mocy kompensatorów ustalono na 5 MVA właśnie ze względu na straty jednostkowe, które rosną szybko wraz ze zmniejszeniem mocy znamionowej kompensatora i wynoszą dla kompensatorów o mocy 5 MVA już 0,032 kW/kVar, a dla mocy 1 MVA — 0,056 kW/kVar.

Tablica 3

Moc pozorna, napięcie, liczba obrotów i straty jednostkowe kompensatorów wg GOST 609-54

Moc znamionowa przy pojemnościowym $\cos \varphi$	Moc przy indukcyjnym $\cos \varphi$	Napięcie znamionowe	Liczba obrotów	Straty jednostkowe
kVA	kVA	kV	obr/min	kW/kVar
5 000	2 500	6,3 i 10,5	1 000	0,0320
7 500	3 750	6,6 i 11,0	1 000	0,0245
10 000	5 000	6,6 i 11,0	750	0,0225
15 000	7 500	6,6 i 11,0	750	0,0200
30 000	16 000	11,0	750	0,0193

Konstruktorzy dążą zatem do dalszego zmniejszenia wielkości strat jednostkowych. W tablicy 3 zestawiono dane charakterystyczne kompensatorów stosowanych w ZSRR. Dane te odpowiadają najnowszym normom na kompensatory GOST 609-54, obowiązującym od 1. VII. 1955 r. W porównaniu do poprzednich norm GOST 609-41 straty jednostkowe zostały zmniejszone dla poszczególnych jednostek od 3,3 do 11,8% z wyjątkiem kompensatorów o mocy 5 MVA, dla których pozostały bez zmiany.

Kompensatory stosuje się przede wszystkim w węzłowych punktach sieci dla utrzymania napięcia na stałym poziomie. Dlatego też przystosowane są one do pracy z pojemnościowym, jak też i z indukcyjnym współczynnikiem mocy. Stosunek mocy znamionowej przy pojemnościowym $\cos \varphi$ do mocy przy indukcyjnym $\cos \varphi$ jest znormalizowany i wynosi według GOST 609-54 : 1,85 do 2,00. Kompensator pracuje z indukcyjnym współczynnikiem mocy przy zwykłym napięciu w okresach małego obciążenia, a więc w nocy, w niedzielę i święta.

Nowoczesne kompensatory są w pełni zautomatyzowane i przystosowane do pracy w podstacjach bez obsługi, często w wykonaniu napowietrznym.

Kompensatory synchroniczne w zakładach przemysłowych instaluje się wyjątkowo — ze względu na dolną granicę mocy kompensatorów 5 MVA. Duże zaś zakłady mają zwykle wysoki współczynnik mocy, co wynika z procesów technologicznych (elektrotermia) albo ze stosowania dużych silników synchronicznych.

Kondensatory statyczne

Kondensatory statyczne mają obok silników synchronicznych najmniejsze straty i dlatego są wraz z silnikami synchronicznymi najbardziej zalecane.

Zmniejszenie strat po zastosowaniu baterii kondensatorów zależy w dużym stopniu od miejsca ich zainstalowania.

Straty energii zmniejszą się najwięcej, gdy kondensatory zostaną zainstalowane bezpośrednio na zaciskach silników asynchronicznych, odcinając w ten sposób prawie całą sieć od przesyłu mocy bierniej do odbiorników. W tym przypadku moc bierna byłaby tylko potrzebna na pokrycie strat biernych w transformatorach.

Kompensację indywidualną stosuje się jednak tylko przy odbiornikach pracujących ponad 500 godzin miesięcznie.

Jeżeli liczba godzin pracy odbiorników jest mniejsza, to stosuje się kompensację grupową przy tablicach rozdzielczych. Podział baterii na mniejsze jednostki i rozmieszczenie ich w punktach poboru mocy bierniej daje większe korzyści niż przy zainstalowaniu baterii w jednym miejscu.

Jeśli w zakładzie znajdują się odbiorniki na wysokim i na niskim napięciu, to należy zainstalować baterie na obu napięciach. Źródła zagraniczne (zachodnie) często podkreślają, że najtańsza jest kompensacja na wysokim napięciu. To jest słuszne w warunkach kapitalistycznych, gdzie dąży się do osiągnięcia maksymalnych zysków i gdzie cena jednostkowa baterii 6 kV jest kilkakrotnie niższa niż baterii na niskie napięcie.

W naszych warunkach ceny jednostkowe kondensatorów 380 i 500 V są jednakowe, kondensatorów zaś na wysokie napięcie nieco mniejsze, tylko kondensatory na 220 V są droższe około 1,75 razy od kondensatorów na 380 i 500 V. Jednocześnie, wobec konieczności jak największego oszczędzania energii elektrycznej, wskazana jest kompensacja na jak najniższym napięciu.

Te dwa sprzeczne ze sobą kierunki są rozwiązywane następująco:

W zakładach mających napięcie dla siły 6 lub 3 kV oraz 500 i 380 V należy instalować przede wszystkim baterie na 380 i 500 V, oczywiście o wielkości odpowiadającej zapotrzebowaniu mocy bierniej na tym napięciu. Moc baterii na 6 i 3 kV nie powinna przekraczać poboru mocy bierniej na tym napięciu.

W zakładach mających napięcie dla siły 220 V instalowanie kondensatorów na napięcie 220 V jest zalecane, jeśli współczynnik mocy jest mniejszy od 0,7. Przy współczynniku mocy większym niż 0,7 dopuszczalne jest instalowanie kondensatorów na wysokim napięciu.

Nie należy przyłączać baterii kondensatorów do sieci przez transformatory, ani też instalować na danym napięciu baterii o mocy większej od zużycia mocy bierniej. Powoduje to zbędną transformację mocy bierniej na inne napięcie i niepotrzebne dodatkowe straty, zmniejszające gospodarczy efekt kompensacji.

Jeśli sieć zakładu ma kilka rozgałęzień rozchodzących się promienisto z głównej rozdzielni, to wtedy nie należy dążyć do osiągnięcia współczynnika mocy o tej samej wartości w poszczególnych gałęziach sieci. Rozmieszczenie baterii powinno bowiem odpowiadać warunkowi maksymalnego zmniejszenia strat wato-

wych w sieci, a ten warunek jest spełniony, gdy zachodzi równość:

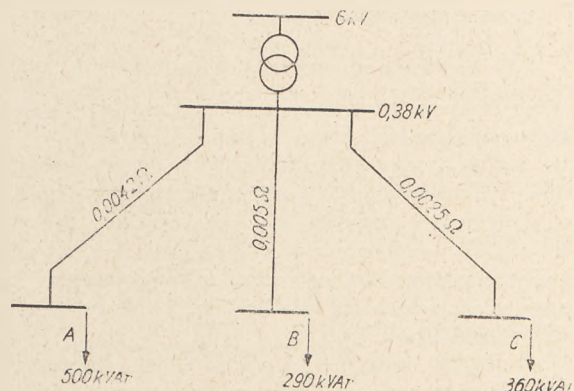
$$(Q_1 - Q_{k1}) R_1 = (Q_2 - Q_{k2}) R_2 = (Q_3 - Q_{k3}) R_3$$

gdzie

Q_1, Q_2, Q_3 — średnie obciążenie mocą bierną poszczególnych gałęzi sieci,

Q_{k1}, Q_{k2}, Q_{k3} — moc baterii kondensatorów, które należy umieścić w poszczególnych gałęziach,

R_1, R_2, R_3 — oporności omowe poszczególnych gałęzi sieci od rozdzielni głównej do miejsca zainstalowania baterii kondensatorów.



Rys. 5. Schemat sieci zakładu przemysłowego z przykładem 6

Przykład 6

Dla poprawienia współczynnika mocy zakładu z 0,67 do 0,90 należy zainstalować baterię kondensatorów o mocy 450 kVar. Sieć zakładu ma trzy odgałęzienia z rozdzielni głównej (rys. 5), których średnie obciążenie mocą bierną wynosi: 500 kVar, 290 kVar, 360 kVar. Dla osiągnięcia minimum strat energii należy podzielić baterię na trzy części według przytoczonej wyżej równości o mocach: $Q_{k1} = 300$ kVar, $Q_{k2} = 120$ kVar, $Q_{k3} = 30$ kVar. (Przy podziale proporcjonalnym do poboru mocy bierniej wielkości te wynosiłyby odpowiednio: 195, 115 i 140 kVar).

Ogólnie można powiedzieć, że w gałęzi sieci o większej oporności należy dążyć do otrzymania wyższego współczynnika mocy, zaś w gałęziach o małej oporności (duże przekroje kabli lub przewodów) — do mniejszego $\cos \varphi$, aby straty wypadły jak najmniejsze.

To rozwiązanie pokrywa się również z warunkiem zwiększenia przelotności przewodów sieci oraz ze zmniejszeniem występującego spadku napięcia.

Do ustalenia mocy całkowitej baterii potrzebne są następujące dane:

- miesięczne zużycie energii czynnej i bierniej zakładu,
- wykres obciążenia dobowego zakładu mocą czynną i bierną,
- wielkość współczynnika mocy, który ma być osiągnięty po zainstalowaniu kondensatorów (podaje zakład zbytu energii).

Jeśli obciążenie zakładu zmienia się w ciągu doby (np. jest duże na I i II zmianie, a małe w nocy), to utrzymanie dużej wartości średniego miesięcznego współczynnika mocy w ten sposób, że $\cos \varphi$ zakładu w ciągu I i II zmiany jest niski, w nocy natomiast

równy jednoci lub nawet pojemnościowy jest niedopuszczalne.

Przekompensowanie zakładu w nocy, w niedziele i święta jest szkodliwe tak dla energetyki — bo podwyższa wtedy i tak dosyć wysokie już napięcie, jak i dla zakładu — bo skraca znacznie żywotność kondensatorów i powoduje szybsze zużycie żarówek elektrycznych i innych urządzeń elektrycznych ze względu na wyższe napięcia. Kondensatory nie znoszą zwiększenia napięcia o 10% ponad znamionowe i powinny być odłączone wtedy od sieci. Przy podwyższeniu napięcia o 6% trwającym ponad 4 godziny należy kondensatory również odłączyć.

Przesuwniki fazowe

Produkcja przesuwników fazowych wobec ich skomplikowanej budowy i trudności eksploatacyjnych została wskutek rozwoju produkcji kondensatorów i silników synchronicznych wstrzymana lub zmniejszona. Tym niemniej zastosowanie przesuwnika fazowego przy silniku asynchronicznym przynosi duże korzyści, zmniejsza bowiem wydatnie pobór mocy biernej i polepsza wiele własności silnika, np. zwiększa znacznie jego przeciążalność itp.

Przesuwniki instaluje się zwykle przy dużych silnikach. Przy tym rozwiązaniu są one często tańsze niż kondensatory i mają małe straty jednostkowe.

Z tego względu należy uruchomić wszystkie znajdujące się w zakładach nieczynne przesuwniki.

W przemyśle pracuje wiele dużych silników asynchronicznych z bardzo niskim współczynnikiem mocy, zwłaszcza przy napędach przetwornic Leonarda w górnictwie i hutnictwie. Przewiduje się, że silniki te będą pracować jeszcze przez wiele lat. Przy projektowaniu poprawy współczynnika mocy należy zatem zawsze przeprowadzić porównanie kosztu zainstalowania baterii kondensatorów i przesuwnika.

Synchronizowane silniki asynchroniczne (SSA)

Poprawianie współczynnika mocy za pomocą SSA powinno być stosowane tylko wówczas, jeśli użycie innych środków kompensacji jest niemożliwe, a w systemie istnieje duży niedobór mocy biernej.

SSA ma wiele poważnych wad, przede wszystkim duże straty jednostkowe i małą przeciążalność. Poza tym pewność pracy systemu, w którym pracuje wiele SSA obniża się znacznie.

Wskutek małej przeciążalności wynoszącej $1,05 \div 1,15$ SSA nadają się do napędów z bardzo wyrównanym przebiegiem momentu, obciążonych najwyżej w $70 \div 75\%$. Przy zmniejszeniu obciążenia straty jednostkowe, które wynoszą $0,035 \div 0,07$ kW/kVar przy $50 \div 100\%$ obciążenia, wzrastają do $0,12 \div 0,25$ kW/kVar przy biegu jałowym.

Straty jednostkowe są jeszcze większe, jeśli wzbudnica SSA nie jest odpowiednio dobrana. Napięcie wzbudzenia wynosi dla SSA $10 \div 25$ V przy prądzie $100 \div 1000$ A. Wyszukanie takiej wzbudnicy jest dosyć trudne. Dlatego czasem stosuje się wzbudnice na 110 V i dławki nadwyżkę napięcia w opornikach.

System DAG, zastosowany w ZSRR, umożliwił zwiększenie przeciążalności SSA i wykorzystanie ich

do napędów o nierównomiernym przebiegu momentu. Przy wypadnięciu silnika z synchronizmu wskutek przeciążenia wzbudnica zostaje zwarta i SSA pracuje jako zwykły silnik asynchroniczny. Gdy przeciążenie minie, silnik zostaje automatycznie zsynchronizowany ponownie.

SSA zmniejszyły jednak stabilność systemu. Przy spadku napięcia w sieci malało jednocześnie napięcie wzbudzenia SSA, które wskutek tego wypadały z synchronizmu i pobierały znacznie większą moc bierną, co jeszcze bardziej obniżało napięcie.

Z tych względów wolno stosować SSA tylko wyjątkowo i to w miejscach zasilanych przez $2 \div 3$ stopnie transformacji.

Nie wolno stosować SSA jako kompensatora (bez obciążenia), synchronizować silników zasilanych wprost z szyn elektrowni lub przez jeden stopień transformacji oraz dławić napięcia wzbudzenia w opornikach.

Zamiast synchronizacji silników asynchronicznych należy obecnie stosować powszechnie kompensację indywidualną silników za pomocą kondensatorów statycznych¹⁾.

Wykorzystanie starych generatorów jako kompensatorów

Straty jednostkowe starych generatorów pracujących jako kompensatory są bardzo duże, zwłaszcza jeśli generator wiruje z nieodłączoną turbiną. Wynoszą one wtedy $0,25 \div 0,30$ kW/kVar a czasem nawet i więcej.

Dlatego też urządzenia te nie są normalnie dopuszczane do ruchu. Jedynie w wypadku znacznego niedoboru mocy biernej niektóre z nich mogą być uruchamiane, lecz dopiero po uzyskaniu specjalnej zgody zakładu zbytu energii.

Zdarzało się bowiem w poszczególnych przypadkach, że pracujący kompensator zwiększał nie tylko obciążenie czynne generatora, lecz także pozorne, powodując oczywiście duże straty dla gospodarki narodowej, mimo że według taryfy zakład otrzymywał bonifikatę za poprawienie współczynnika mocy.

W innym przypadku w pewnym zakładzie usiłowano wyremontować stary generator z popękanym korpusem i bez uzwojenia (wyjęto go na złom), aby uruchomić go jako kompensator. Koszt remontu miał wynosić ponad 500 000 zł. Zainstalowanie natomiast baterii kondensatorów o tej samej mocy biernej kosztowałoby tylko 100 000 zł.

W związku z tym, że produkuje się obecnie w kraju kondensatory na najczęściej spotykane napięcia dla siły: 220; 380; 500; 3000 i 6000 V oraz prowadzi się akcję oszczędzania węgla, stare generatory wolno uruchamiać jako kompensatory:

1. po odłączeniu turbiny (nie dotyczy to hydrogeneratorów i turbogeneratorów przy ruchu wleczonym w elektrowniach zawodowych);

2. po ustaleniu różnicy:

a) wielkości współczynnika strat jednostkowych i ekonomicznego równoważnika mocy biernej,

¹⁾ Zalecanie synchronizacji w książeczce: Wierzejski-Zienkiewicz „Poprawa współczynnika mocy w zakładach przemysłowych” jest niewłaściwe i opiera się na przestarzałej literaturze.

b) wielkości nakładów finansowych na kompensator i kosztu zainstalowania baterii kondensatorów.

Ponieważ zakłady przemysłowe stosują coraz więcej silników synchronicznych, a jednocześnie stale wzrasta produkcja kondensatorów statycznych w kraju, przeto należy liczyć się z tym, że kompensatory takie, jak również SSA będą musiały być w przeciagu najbliższych lat wycofane z ruchu jako nieekonomiczne, podobnie jak obecnie zatrzymuje się niektóre stare elektrownie przemysłowe.

Wnioski

Wnioski z przytoczonych wywodów możnaby ująć w kilkunastu punktach.

Bardziej celowe będzie jednak powtórzenie jeszcze raz przytoczonego w artykule uzasadnienia, że „Celem poprawy współczynnika mocy jest zwiększenie ogólnej sprawności wytwarzania, przesyłania i użytkowania energii elektrycznej w systemie energetycznym. Dlatego też wolno stosować jedynie te środki, które do tego celu prowadzą”.

Literatura

1. Bielocwietow — Powyszenije koefficienta moszcznosti w elektroustanowkach. Moskwa 1954.
2. Bornitz — Starkstromkondensatoren und umlaufende Phasenschieber. München 1942.
3. Fiedorow-Kniażewski — Elektrosnabżenije promyszlennych predprijatij. Moskwa 1951.
4. Fiedorow-Kuzniecowa — Sprawocznik elektriika promyszlennych predprijatij. Moskwa 1954.
5. Litwak — Woprosy powyszenija koefficienta moszcznosti. Moskwa 1950.
6. Madjar — Der Leistungsfaktor. Berlin 1954.
7. Polakow — Kondensatornyje ustanowki dla powyszenija koefficienta moszcznosti. Moskwa 1950.
8. Price L. Rogers — Power-factor economics. London 1939.
9. Riabkow — Obliczanie elektroenergetycznych układów przesyłowych. Warszawa 1951.
10. Tajc — Ekonomia elektroenergii na promyszlennych predprijatijach. Moskwa 1954.
11. Triska — Zlepšeni učiniku v energetice. Praha 1953.
12. Roczniki 1951, 1952, 1953, 1954, 1955 czasopism: Energetyka, Gospodarka cieplna — Energetyka przemysłowa, Energeticeskij biulleń, Promyslennaja energetika, Energetik, Elektrizestwo

621.3.016.4:622.333

Zagadnienie normowania zużycia energii elektrycznej w przemyśle węglowym

Inż. Adam Peretiatkowicz, inż. Wiktor Rojek i inż. Tadeusz Trzcina

Cel normowania zużycia energii elektrycznej

Racjonalna gospodarka węglem wiąże się ściśle z ekonomicznym zużyciem energii elektrycznej we wszystkich gałęziach gospodarki narodowej. W ustroju socjalistycznym zużycie energii w poszczególnych zakładach przemysłowych jest planowane. W związku z tym wyłania się zagadnienie ustalenia właściwych norm zużycia energii elektrycznej dla poszczególnych zakładów.

Normy zużycia energii elektrycznej dla zakładu można ustalić na podstawie statystycznych wskaźników zużycia energii, uzyskanych w ciągu pewnego czasu, bądź też na podstawie analizy rzeczywistego zapotrzebowania energii przez poszczególne odbiory.

Pierwsza metoda pozwala na łatwe i dość szybkie ustalenie wskaźników zużycia energii; jednak taka norma jest jedynie potwierdzeniem stanu istniejącego.

Zatwierdzenie jej sprzyja utrzymaniu gospodarki energetycznej w niektórych zakładach przemysłowych w stanie zaniedbanym i daje większe możliwości premiowania ich kierownictwa za oszczędności energii elektrycznej w porównaniu z zakładami, w których normę ustalono na podstawie wnikliwej analizy gospodarki energetycznej.

Normując zużycie energii elektrycznej nie można ograniczać się tylko do mechanicznego uznania istniejącego stanu, gdyż warunkiem postępu jest ciągłe doskonalenie stylu pracy. Dlatego norma musi być bodźcem do polepszenia gospodarki energią elek-

tryczną w zakładzie przemysłowym. Przy ustalaniu normy należy zatem oprzeć się na wnikliwej analizie warunków pracy urządzeń. Podstawą analizy są obliczenia zużycia energii elektrycznej według danych znamionowych urządzeń oraz uzyskane wyniki pomiarowe.

Wyniki pomiarów mogą być przyjęte za podstawę do normowania tylko wtedy, gdy nie różnią się znacznie od obliczonego zużycia energii; w przeciwnym bowiem razie musi być wyznaczona norma przejściowa, która po upływie odpowiedniego czasu, wystarczającego na przeprowadzenie remontu maszyn i urządzeń zostaje zastąpiona normą właściwą mieszczącą się w granicach np. $1,0 \div 1,15$ wartości obliczonego zużycia energii.

Tak wyznaczona norma będzie więc nie tylko podstawą do planowania zużycia energii i właściwego premiowania kierownictwa za uzyskane oszczędności, lecz stanie się również poważnym źródłem oszczędności energii elektrycznej, pobudzając zakłady do likwidacji niedociągnięć i stanowiąc równocześnie obiektywne kryterium do oceny gospodarki energetycznej, niezależne od jej poziomu w okresie ustalania norm. Należy tu również zaznaczyć, że racjonalnie prowadzona akcja normowania zużycia energii elektrycznej oparta na pomiarach ruchowych pozwala na wykrycie maszyn lub urządzeń pracujących nieekonomicznie. Wskutek tego w wielu przypadkach można osiągnąć poważne oszczędności przez ograniczenie czasu ich pracy do niezbędnego minimum lub przez wycofanie ich z ruchu do czasu przeprowadzenia kapitalnego remontu.

Normowanie zużycia energii elektrycznej w przemyśle węglowym

Jednym z najpoważniejszych odbiorców energii elektrycznej jest przemysł węglowy. Ministerstwo Górnictwa doceniając doniosłość zagadnienia ustalania właściwych norm zużycia energii elektrycznej w przemyśle węglowym wydało zarządzenie, aby kopalnie opracowały odpowiednie normy zużycia energii elektrycznej. Prace te ograniczono na razie do głównych odbiorów energii, tj. do maszyn wyciągowych, sprężarek i pomp odwadniających.

Na te odbiory przypada przeciętnie 50 ÷ 80% całkowitego zużycia kopalni. Okoliczność, że również i moce silników napędowych tych maszyn są duże, stwarza dogodne warunki dla uzyskania znacznych oszczędności energii elektrycznej. W niniejszym artykule ograniczono się do omówienia zagadnienia ustalania norm jednostkowego zużycia energii elektrycznej dla pomp głównego odwadniania.

Zużycie energii elektrycznej do głównego odwadniania stanowi w wielu kopalniach najpoważniejszą pozycję w ogólnym bilansie energetycznym. Dla przykładu podajemy łączne moce zainstalowane do odwadniania kilku kopalń, a mianowicie:

kopalnia B	8 pomp o mocy	5 090 kW
kopalnia Z	5 pomp o mocy	3 300 kW
kopalnia P	19 pomp o mocy ponad	3 000 kW
kopalnia K	6 pomp o mocy	2 200 kW

Metody normowania zużycia energii elektrycznej na główne odwadnianie kopalń

Już na wstępie wskazano na niecelowość stosowania metody statystycznej do ustalania norm zużycia energii elektrycznej w zakładach przemysłowych. Odnosi się to również do poszczególnych odbiorów a więc i pomp.

Metoda ta odzwierciedla istniejący stan pomp i rurociągów, podając rzeczywiste zużycie energii elektrycznej bez wnikania w sprawność urządzeń i ich stan techniczny.

Racjonalna gospodarka energią polega jednak na eksploataowaniu urządzeń w taki sposób, aby zużycie energii było jak najmniejsze przy jednoczesnym prowadzeniu planowej gospodarki remontowej.

Drogę do osiągnięcia powyższych zadań naszkicowano już powyżej. Z kolei zostanie bardziej szczegółowo omówione zagadnienie w odniesieniu do pomp odwadniających.

Wstępem do każdego pomiaru urządzeń odwadniających, zgrupowanych w danej stacji pomp, jest przeliczenie warunków pracy poszczególnych jednostek. Przeliczenie to wykonuje się na podstawie aktualnego schematu urządzeń odwadniających. Na schemacie odwadniania muszą być ujęte wszystkie wielkości, które wpływają na opory przepływu, tj. średnice rurociągów, długości poszczególnych odcinków prostych, ilości i rodzaje łuków kolan, trójników, typy i ilości zasuw itd. Po obliczeniu oporów przepływu otrzymuje się wielkość zapotrzebowanej mocy oraz zużycie energii do wypompowania 1 m³ wody.

Jednostkowe zużycie energii elektrycznej przez pompę zależy od wysokości podnoszenia, oporów przepływu i sprawności pompy oraz silnika.

Wysokość podnoszenia, tzw. geodezyjna, jest sumą wysokości tłoczenia i ssania:

$$H_g = H_t + H_s \quad (1)$$

Opory przepływu H_i dla poszczególnych odcinków rurociągu o jednakowych średnicach i jednakowym natężeniu przepływu po przeliczeniu na m słuza wody można wyrazić znanym ogólnie wzorem:

$$H_i = \left(0,02 + \frac{0,0018}{\sqrt{vD}} \right) \frac{L_i v^2}{2gD} \quad (2)$$

gdzie:

L_i — długość zastępcza rurociągu w m,

v — prędkość przepływu w m/s,

g — przyspieszenie ziemskie m/sek²,

D — średnica rurociągu w m

Całkowity opór przepływu w rurociągu jest sumą oporów składowych dla różnych średnic rurociągów i prędkości przepływu

$$H_o = \sum_{i=1} H_i \quad (3)$$

Geodezyzną wysokość podnoszenia oraz opory przepływu ujmuje się w jedną wielkość zwaną wysokością manometryczną H_m :

$$H_m = H_g + H_o + \frac{V_t^2 - V_s^2}{2g} \quad (4)$$

gdzie:

$V_t - V_s$ — prędkość przepływu wody w rurociągu tłoczącym i ssącym m/s,

Mając obliczoną w powyższy sposób manometryczną wysokość podnoszenia można obliczyć teoretyczne zapotrzebowanie mocy według wzoru:

$$P = \frac{Q \cdot \gamma \cdot H_m}{60 \cdot 101,98 \cdot \eta_p} \quad (5)$$

gdzie:

P — moc zapotrzebowana przez pompę, kW,

γ — ciężar właściwy wody, kg/m³

Q — znamionowa wydajność pompy, m³/min,

η_p — znamionowa sprawność pompy.

Teoretyczne zapotrzebowanie mocy elektrycznej P_{el} będzie powiększone o straty w silniku napędowym

$$P_{el} = \frac{P}{\eta_s} \quad \text{kW} \quad (6)$$

gdzie η_s jest sprawnością silnika napędowego.

Jednostkowe zużycie energii elektrycznej oblicza się ze wzoru:

$$E_{obl} = \frac{P_{el}}{60 \cdot Q} \quad \text{kWh/m}^3 \quad (7)$$

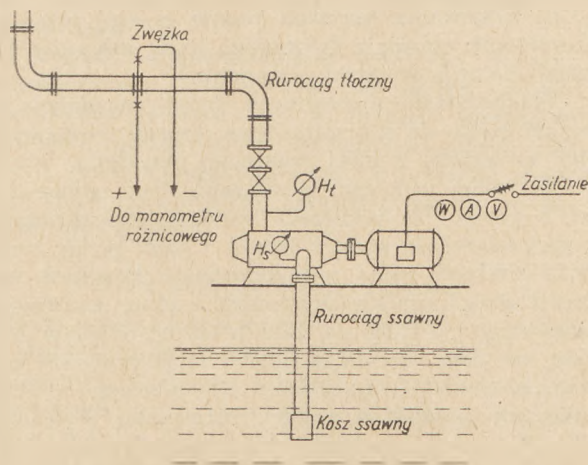
Podstawiając do powyższego wzoru wielkości ujęte we wzorach (5) i (6) można wyprowadzić wzór podający bezpośrednio zużycie energii elektrycznej na 1 m³ wypompowanej wody:

$$E_{obl} = \frac{\gamma H_m}{367 \cdot 128 \cdot \eta_p \cdot \eta_s} \quad \text{kWh/m}^3. \quad (8)$$

Po przeprowadzeniu teoretycznej analizy wstępnej, której przebieg omówiono wyżej, wykonuje się pomiar. Podczas pomiaru należy równocześnie zmierzyć wydajności pomp, ciśnienia manometryczne w rurociągach ssących i tłoczących, jak również wykonać potrzebne pomiary elektryczne.

Wydajności pomp mierzy się za pomocą zwężek pomiarowych wbudowanych do rurociągu odwadniającego. Różnicę ciśnień na zwężce odczytuje się za pomocą manometru różnicowego. Pomiary wodne uzupełnia się jednoczesnym pomiarem ciśnienia w ru-

rociągach tłoczących przed zasuwą oraz w rurociągach ssących. Rozmieszczenie punktów pomiarowych pokazano na rys. 1.



Rys. 1. Schemat rozmieszczenia stanowisk pomiarowych przy pomiarach pomp głównego odwadniania

Pomiar wydajności pompy wykonywać należy przynajmniej dla 4 punktów charakterystyki pompy, tzn. przy zasuwie całkowicie otwartej, w dwóch punktach pośrednich oraz przy zasuwie całkowicie zamkniętej ($Q = 0$).

Na podstawie pomiarów wydajności pompy sporządza się charakterystyki pompy $H = f(Q)$, gdzie H jest sumą ciśnień zmierzonych za pomocą manometrów H_t i H_s .

Otrzymaną krzywą pokazano na rys. 2. Pomiary elektryczne obejmują:

- a) pomiar mocy czynnej,
- b) pomiar natężenia prądu,
- c) pomiar napięcia na zaciskach silnika.

Na podstawie pomiarów elektrycznych wykonuje się charakterystykę poboru mocy elektrycznej w zależności od wydajności pompy $P_{el} = f(Q)$ jak na rys. 2.

Rzeczywistą sprawność pompy w zależności od wydajności oblicza się ze wzoru:

$$\eta_D = \frac{Q \cdot H \cdot \gamma}{60 P_{el} \cdot 101,98 \cdot \eta_s} \quad (9)$$

gdzie η_s jest sprawnością silnika napędowego przy zmierzonym obciążeniu.

Z obliczonych w powyższy sposób sprawności wykonuje się wykres przedstawiający funkcję $\eta_D = f(Q)$ — rys. 2.

Rzeczywiste jednostkowe zużycie energii elektrycznej oblicza się podobnie jak poprzednio:

$$E_{zm} = \frac{P_{el}}{60 Q} \quad \text{kWh/m}^3 \quad (10)$$

gdzie P_{el} jest zmierzoną mocą elektryczną pobieraną przez zespół, a Q — rzeczywistą wydajnością pompy.

Powyższe zużycie można również obliczyć, wykorzystując otrzymane z pomiaru wartości ciśnień $H_t + H_s = H$ oraz rzeczywistej sprawności pompy. Wzór przybierze postać analogiczną jak wzór 8.

$$E_{zm} = \frac{\gamma H}{367 128 \cdot \eta_D \cdot \eta_s} \quad \text{kWh/m}^3 \quad (11)$$

Na podstawie pomiarów mocy, tzn. natężenia prądu i napięcia na zaciskach silnika oblicza się współczynnik mocy silnika napędowego.

Analiza wyników pomiarowych

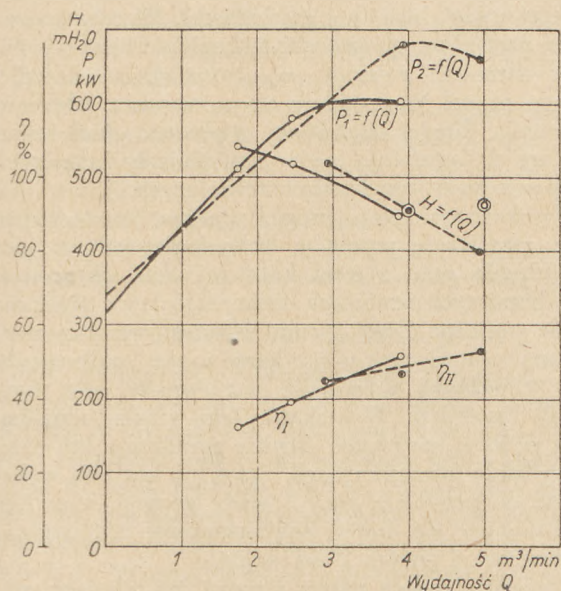
Wskaźnikiem oceny sprawności energetycznej całego urządzenia odwadniającego, tj. silnika napędowego, pompy i sieci rurociągów jest stosunek $\frac{E_{zm}}{E_{obl}}$. Stosunek ten w dobrze utrzymanych urządzeniach nie powinien być większy od 1,15. Stan techniczny poszczególnych elementów odwodnienia można indywidualnie ocenić na podstawie analizy poszczególnych części składowych obiegu.

Stan rurociągów można ocenić, porównując obliczone H_m ze wskaźnikami manometrów $H_t + H_s = H$ przy całkowicie otwartej zasuwie. Zanieczyszczenie rurociągów powoduje zwiększenie oporów przepływu. Dlatego o stanie rurociągów świadczy współczynnik

$$k = \frac{H}{H_m}$$

W rurociągach dobrze utrzymanych $k \leq 1,05$.

Rzeczywistą sprawność pompy oraz jej punkt pracy określa się na podstawie charakterystyk pompy (rys. 2). Przez porównanie rzeczywistego punktu pracy pompy ze znamionowym można ocenić jakość pompy oraz trafność jej doboru dla danych warunków pracy. W przypadku, gdy stosunek $\frac{E_{zm}}{E_{obl}} \leq 1,15$, można przyjąć wartość E_{zm} jako normę zużycia energii. Jeżeli stosunek ten przekracza 1,15, to należy na podstawie pomiarów wyznaczyć normę przejściową na określony przeciąg czasu, zobowiązując równocześnie



- pompa I 4 m³/min
 - - - pompa II 5 m³/min
 ⊙ znamionowy punkt pracy pompy I
 ⊙ znamionowy punkt pracy pompy II

Rys. 2. Charakterystyki pomp

kopalnię do usunięcia niedociągnięć, po czym wyznacza się normę na podstawie dodatkowych pomiarów.

Wstępne obliczenia teoretyczne, pomiar oraz analiza uzyskanych wyników pozwalają nie tylko ustalić jednostkowe normy zużycia energii elektrycznej, lecz także umożliwiają opracować wnioski zmierzające do usprawnienia pracy badanych urządzeń, a tym samym i do poprawienia gospodarki energetycznej.

We wnioskach tych można stwierdzić konieczność:

a) remontu pomp, jeżeli pomiar wykaże, że wydajność pompy jest zbyt niska nawet przy właściwie dobranych warunkach pracy;

b) zmiany punktu pracy pompy w celu uzyskania wyższej sprawności, np. gdy pompa pracuje przy zdławionym przepływie;

c) zmiany harmonogramu pracy pomp, jeżeli okaże się, że np. praca równoległa zespołów nie jest ekonomiczna a równocześnie dopływ wody nie jest tak duży, aby istniała konieczność takiej współpracy;

d) wymiany rurociągów, jeżeli współczynnik k przekracza wartość 1,2;

e) usprawnienia gospodarki energią elektryczną przez właściwe rozłożenie pracy pomp w ciągu doby

w celu obniżenia zapotrzebowania mocy w kopalni w godzinach szczytowych;

f) wymiany silników o mocy nieodpowiednio dobranej do pompy;

g) odzyskania ukrytych rezerw energii przez wykorzystanie ciśnienia dolotowego wody spływającej do stacji pomp z wyższych poziomów.

Niedocenianie poruszonych wyżej zagadnień prowadzi często do marnotrawstwa energii elektrycznej, jak to wynika z niżej opisanego przykładu.

W jednej z kopalń pompownia jest wyposażona w 5 pomp. Na podstawie pomiaru stwierdzono, że zapotrzebowanie energii jednej z tych pomp wynosi $1,57 \text{ kWh/m}^3$ wody wypompowanej. Pozostałe natomiast pompy pracują ze znacznie większą sprawnością, zużywając od $1,01$ do $1,08 \text{ kWh/m}^3$. Dopływ wody jest tak duży, że każda pompa musi pracować przeciętnie około 10 godz./dobę. W przeciągu jednego miesiąca pompa o gorszej sprawności wypompuje $30 \cdot 10 \cdot 60 \cdot 3,5 = 63\,000 \text{ m}^3$ wody, na co zużywa $63\,000 \cdot 1,57 = 98\,910 \text{ kWh}$. Tą samą wodę może wypompować inna pompa, zużywając np. $1,05 \text{ kWh/m}^3$, co przy zapotrzebowaniu energii $63\,000 \cdot 1,05 = 66\,150 \text{ kWh}$ daje miesięczną oszczędność $32\,760 \text{ kWh}$.

Bilans energetyczny huty żelaza

Inż. Jan Mikulski

Pojęcia zasadnicze

Pod pojęciem energetyki przemysłowej rozumie się procesy:

- wyzyskania naturalnych źródeł energii,
- przemian różnych form energii,
- transportu poszczególnych nośników energii,
- ostatecznego zużycia energii w ramach gospodarki przemysłowej.

Jako źródła energii wyzyskuje się zwykle paliwa stałe i czasem płynne, energię wodną. Obecnie przeprowadza się próby wykorzystania energii atomowej do celów przemysłowych.

Zasadniczym sposobem przemiany jednej formy energii na inną jest bezpośrednie wyzyskanie energii chemicznej paliwa w silnikach gazowych lub w kotłach do wytwarzania pary i zamiana jej na energię mechaniczną, a w dalszym ciągu na energię elektryczną.

Podstawowe zasady gospodarki energetycznej

Hutnictwo jest bardzo poważnym konsumentem paliw stałych pod postacią węgla i koksu, które zużywa do celów technologicznych i energetycznych.

Koks metalurgiczny musi mieć wysoką wartość. Dlatego do jego wyrobu używa się węgla o określonych własnościach, zapewniających odpowiednią jakość produktu. Węgiel nie mający tych własności wyzyskuje się w gazowniach oraz do opalania kotłów. Otrzymaną przy przegazowywaniu smołę skierowuje

się jako surowiec do produkcji paliw płynnych oraz jako surowiec w przetwórnictwie chemicznym.

Liczne procesy w hutnictwie wymagają określonej ziarnistości węgla, wysokiej jego wartości opałowej, małej zawartości popiołu i wilgotności, żądanej zawartości części lotnych i spiekalności. W celu zapewnienia prawidłowego procesu technologicznego wymienione własności powinny się zmieniać nieznacznie. Dlatego węgiel ten poddaje się sortowaniu, płukaniu i suszeniu. Węgiel odpadkowy z płuczek, miał i muł węglowy wykorzystuje się w kotłowniach hutniczych o odpowiednich urządzeniach zasilających.

Wysokowartościowy węgiel można zaoszczędzić przez gazyfikację procesów technologicznych, tj. doprowadzenie gazu z sieci hutniczej lub okręgowej. Przy hutniczych procesach technologicznych traci się zwykle poważne ilości ciepła wskutek wysokiej temperatury uchodzących w powietrze gazów spalinowych, wody chłodzącej urządzenia walcownicze oraz końcowego produktu. Wyzyskanie tego ciepła odpadkowego podnosi sprawność cieplną urządzenia lub całego wydziału produkcyjnego, jeżeli da się ono wykorzystać do produkcji pary i wody gorącej, a szybko amortyzujące się kotły bezpaleniskowe umożliwiają zaoszczędzenie dużych ilości węgla.

Szczególną uwagę należy zwracać na właściwe wykorzystanie gazów. Z tego też np. powodu baterie koksownicze opala się niskokalorycznym gazem wielkopieczowym, a produkt uboczny koksowania, tj. wysokokaloryczny gaz koksoowniczy spala się w postaci mieszanki w piecach stalowniczych i nagrzewających wsad walcowniczy lub też odprowadza się do sieci rurociągów dalekosiężnych. Czadnice gazowe (tj.

urządzenia wytwarzające gaz dla stalowni i walcowni) instalowane w wypadku ujemnego bilansu gazowego, powinny się znajdować najbliżej miejsca zużycia.

W istniejących niskosprawnych elektrowniach kondensacyjnych należy spalać najmniej wartościowe sortymenty węgla.

W wypadku zapotrzebowania pary do procesów technologicznych i ogrzewania, co zawsze zachodzi w hutnictwie, prowadzi się w zasadzie gospodarkę skojarzoną. Umożliwia to wytwarzanie energii elektrycznej przez wykorzystanie pary o wysokim ciśnieniu i wykorzystanie pary odlotowej czy też upustowej do innych celów.

Bilanse energetyczne

Bilans energetyczny powinien obejmować produkcję, przetwarzanie, transport i zużycie różnych postaci energii. Podstawą bilansu jest porównanie zapotrzebowania z możliwościami produkcyjnymi dla każdego nośnika energii oddzielnie.

W bilansie energetycznym przyjmuje się po stronie zaotrzebowania (biernej):

1. zużycie energii elektrycznej i mechanicznej, pary i sprężonego powietrza do napędu i transportu;
2. zużycie energii elektrycznej i mechanicznej na cele nieprodukcyjne;
3. zużycie paliwa stałego, płynnego oraz gazowego i energii elektrycznej do celów technologicznych;
4. zużycie pary i wody grzejnej do procesów technologicznych;
5. zużycie paliwa, pary, wody grzejnej i energii elektrycznej do oświetlenia, przewietrzania i ogrzewania budynków przemysłowych;
6. zużycie jak poz. 5, lecz do celów bytowych i społecznych;
7. zbyt lub tranzyt paliw i energii elektrycznej;
8. straty:
 - a) przy składowaniu i przy transporcie paliwa, pary, wody grzejnej i energii elektrycznej;
 - b) przy uszlachetnianiu paliwa;
 - c) przy przetwarzaniu na inne postacie energii;
9. ewentualne podwyższenie stanu zapasów paliwa.

Strona czynna bilansu obejmuje następujące rodzaje energii:

1. paliwa stałe, płynne oraz gazowe,
2. energię elektryczną i mechaniczną, wyprodukowaną we własnym zakresie lub dostarczoną z zewnątrz,
3. ewentualne obniżenie stanu zapasów paliwa.

Przy sporządzaniu bilansu należy posługiwać się tymi samymi jednostkami energetycznymi. Będą to kWh lub MWh, kcal lub Mcal, tonny normalnego paliwa i normalnej pary, które następnie łatwo przelicza się na te same jednostki cieplne. Przeliczenie paliw gazowych jest bardziej skomplikowane, gdyż mierzone ilości trzeba odnieść do warunków normalnych, czyli do 0 °C i 760 mm Hg przez wprowadzenie odpowiednich współczynników.

Ilość pary, wody grzejnej i chłodzącej wyraża się w tonnach, a do określenia jej w jednostkach cieplnych należy posługiwać się wykresem *z.s.* Praktyczniej jest obliczyć ilość ciepła na tonnę normalnej pary, tj. 1 ata i 100 °C, której ciepło właściwe wynosi 639,1 kcal/kg.

Przeliczeniowe (teoretyczne¹⁾ współczynniki są następujące:

- 1 MWh = 0,123 t normalnego paliwa = 1,34 t normalnej pary,
- 1 t normalnego paliwa = 0,815 MWh = 10,93 t normalnej pary,
- 1 t normalnej pary = 0,745 MWh = 0,0914 t normalnego paliwa.

Stąd otrzymuje się współczynniki przeliczeniowe dla przejścia:

- z MWh na t normalnego paliwa: 0,123,
- z MWh na t normalnej pary: 1,34,
- z t normalnego paliwa na t normalnej pary: 10,93,
- z t normalnego paliwa na MWh: 8,15,
- z t normalnej pary na t normalnego paliwa: 0,0914,
- z t normalnej pary na MWh: 0,745.

Bilans energetyczny obejmuje stan początkowy i końcowy procesów, nie wykazuje jednak, jakie w międzyczasie zaszyły przemiany energetyczne. Dlatego też należy wykonać osobno bilanse dla poszczególnych nośników energii, jak np. dla paliwa, pary, energii elektrycznej i mechanicznej oraz dla sprężonego powietrza.

Bilans energii elektrycznej powinien w zasadzie obejmować po stronie biernej (potrzeb):

1. zużycie energii elektrycznej:
 - a) do napędu w wydziałach produkcyjnych,
 - b) w wydziałach pomocniczych,
 - c) w procesach technologicznych (np. piece elektryczne),
 - d) do oświetlenia, przewietrzania, ogrzewania pomieszczeń produkcyjnych,
 - e) zużycie jak pod 1d w wydziałach nieprodukcyjnych oraz na cele bytowe i społeczne.
 2. zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne elektrowni,
 3. zbyt energii,
 4. straty przesyłania i transformacji.
- Po stronie czynnej bilans ujmuje:
1. produkcję energii w elektrowniach własnych,
 2. pobór energii elektrycznej z sieci okręgowej lub z obcych zakładów.

Bilans paliw obejmować będzie po stronie zapotrzebowania zużycie paliwa:

1. na potrzeby technologiczne,
2. na ogrzewanie i oświetlenie obiektów przemysłowych,
3. to samo do celów nieprodukcyjnych,
4. na potrzeby nieenergetyczne,
5. na jego wzbogacanie,
6. na wytwarzanie pary dla celów technologicznych i energetycznych,
7. na straty przy składowaniu i transporcie,
8. zbyt paliwa,
9. ewentualne powiększenie stanu zapasów paliwa.

Na pokrycie zapotrzebowania składa się:

1. paliwo dostarczone w stanie niewzbogaconym,
2. paliwo wzbogacone przez sortowanie, płukanie, suszenie, brykietowanie, koksowanie i przegazowanie itp.,

¹⁾ wynikające tylko z przeliczenia wartości cieplnej, lecz bez uwzględnienia sprawności obiegu.

3. odpadki przy wzbogacaniu paliwa,
4. ewentualne obniżenie stanu zapasów.

Dalszym bilansem będzie *bilans pary i wody* obejmujący po stronie zapotrzebowania (biernej) zużycie:

1. do napędu urządzeń mechanicznych (młoty parowe, prasy itp.),
2. na potrzeby technologiczne,
3. do ogrzewania urządzeń produkcyjnych,
4. do ogrzewania urządzeń nieprodukcyjnych oraz socjalnych,
5. do napędu silników parowych,
6. straty podczas produkcji i w rurociągach.

Po stronie czynnej ujmuje się:

1. produkcję pary w kotłach i dostawę wody z sieci zewnętrznej.

Bilans sprężonego powietrza obejmuje:

po stronie biernej zużycie:

1. do napędu urządzeń pneumatycznych;
2. na potrzeby technologiczne;
3. straty;

po stronie czynnej:

1. produkcję powietrza w kompresorach lub w dmuchawach.

Bilans energetyczny hut żelaza

Wykonując bilans energetyczny należy przewidzieć w formularzach kolumny dla wpisywania wysokości odpowiedniej produkcji lub zużycia, a bezwzględnie należy podawać osiągnięte zużycie energii na jednostkę produkcji. Dla porównania wskaźników energetycznych i oceny wyników należy podawać osiągnięte wielkości co najmniej za dwa poprzednie lata. Wskaźniki powinny mieć tendencję malejącą, a spadek ich powinien być wynikiem usprawnień ujętych w planie postępu technicznego danego zakładu. Ewentualny wzrost wskaźnika, np. wskutek zmiany procesu technologicznego, zmiany napędu, przede wszystkim w wyniku elektryfikacji, powinien być uzasadniony fachowo i szczegółowo na podstawie danych technicznych.

Dla przykładu zostały wykonane *bilanse energetyczne dla fikcyjnej huty surowcowej o rocznej produkcji stali w wysokości 600 000 t*. Dla uproszczenia nie analizowano szczegółowo gospodarki energetycznej wydziałów produkcyjnych, a obliczenia przeprowadzono dla koksowni, wydziału wielkopiecowego, stalowni i poszczególnych walcowni. Z wydziałów energetycznych ujęto elektrownię, kotłownię i pompownię. Kotłownię powinny być w hutnictwie traktowane osobno, gdyż często duże ilości pary zużywa się do napędu poza elektrownią, a łączne ich traktowanie z elektrownią dawałoby fałszywy obraz wskaźników eksploatacyjnych.

Bilans energii elektrycznej został zestawiony w tablicy 1.

Planowanie energetyczne przeprowadza się zazwyczaj w drugiej połowie roku. Stąd też planowane wielkości wskaźników i zużycie według danego wskaźnika energetycznego porównuje się z odpowiednimi danymi z roku poprzedniego, z planowanymi na rok bieżący, z osiągniętymi w I półroczu bieżącego roku i z przewidywanymi dla danego roku. Korekty są tutaj

konieczne ze względu na możliwe „poślizgi” inwestycyjne, powodujące zmiany wielkości planowanych w poprzednim roku. Produkcja poszczególnych wydziałów hutniczych, wskaźniki zużycia oraz ilości zużytej energii elektrycznej powinny być podzielone na cztery kwartały, co dla uproszczenia zostało jednak pominięte w przykładzie. Z tego samego powodu pominięto również dane dotyczące rzeczywistego zapotrzebowania energii elektrycznej w I półroczu i przewidywanego w ciągu roku. W razie braku odpowiednich przyrządów pomiarowych pomijane są zwykle w bilansach energii elektrycznej straty transformacji oraz straty w sieci wewnętrznej.

Zużycie energii elektrycznej powinno obejmować całe jej zapotrzebowanie na właściwą produkcję w odniesieniu do wyrobu hutniczego lub wsadu oraz na cele pomocnicze, jak suwnice, dźwigi, pompy wydziałowe, wentylatory, oświetlenie itp. Wyjątkowo w wydziale wielkopiecowym należy podawać osobno zużycie na napęd dmuchaw, dla aglomerowni i oczyszczalni gazu, co jest konieczne ze względu na to, że różne wydziały wielkopiecowe mają odmienne urządzenia.

Bilans paliw, zestawiony w tablicy 2 umożliwia porównanie wskaźników zużycia ciepła dla poszczególnych nośników energii w hutnictwie, tj. gazu wielkopiecowego, koksowniczego czy też węgla przegazowanego oddzielnie dla każdego wyrobu. Jest to bardzo ważne ze względu na ich wymiennosc (tj. możność zastąpienia wzajemnego gazów czy też gazu przez paliwo stałe lub odwrotnie). Spadek wskaźnika zużycia ciepła otrzymanego z węgla, gdyby nawet przy tym wzrósł analogiczny wskaźnik gazu odpadkowego, jakim jest gaz wielkopiecowy, nie może się ujemnie odbić na ogólnym wskaźniku zużycia ciepła na jednostkę produkcji. W bilansie paliw porównuje się dane planowane z rzeczywistymi wynikami osiągniętymi w ciągu dwóch poprzednich lat.

Poszczególne nośniki energii należy ujmować według następującej przeliczeniowej równowartości opałowej, a mianowicie:

- | | |
|-------------------------|--------------------------------|
| a) gaz wielkopiecowy | $W_d = 1000 \text{ kcal/Nm}^3$ |
| b) gaz koksowniczy | $W_d = 4000 \text{ kcal/Nm}^3$ |
| c) gaz ziemny | $W_d = 8000 \text{ kcal/Nm}^3$ |
| d) gaz czadnicowy zimny | $W_d = 1500 \text{ kcal/Nm}^3$ |
| e) węgiel kamienny | $W_d = 7000 \text{ kcal/kg}$ |

Tablica 2 daje możność jednoczesnego bilansowania wytwórczości gazu wielkopiecowego i koksowniczego z jego zapotrzebowaniem oraz obserwowania zmniejszania się strat gazu wielkopiecowego, które dotychczas są jeszcze bardzo znaczne i które powinny w ciągu najbliższych lat obniżyć się do około 10%, tj. do wartości ograniczonej jedynie procesem technologicznym.

Przedstawiony bilans paliw nie obejmuje węgla zużytego na potrzeby technologiczne, np. do produkcji koksu metalurgicznego, który w tym wypadku traktowany jest jako materiał wsadowy.

Zapotrzebowanie węgla powinno być uzupełnione zestawieniem, uwzględniającym jego podział na sortymenty. Niezależnie od spadku wskaźnika zużycia węgla należy dążyć do zwiększenia udziału zużycia gorzszych jego sortymentów, szczególnie mułu, przerostów i niesortu.

Bilans energii elektrycznej
Strona bierna

Tablica 1

Strona bierna

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
L. p.	Rodzaj produkcji	Jedn.	Produkcja		Plan 1955	Wskaźnik jednostkowy zużycia		Plan 1955	% zmiana w r. 1955 do 1954 (+ lub -)	Zużycie energii elektr.				
			Wykonanie			Wykonanie				Wykonanie	Plan	1953	1954	Plan
			1953	1954		1953	1954							
			Ilość	Ilość	Ilość	kWh/t	kWh/t	kWh/t		10 ³ kWh	10 ³ kWh	10 ³ kWh		
1	Koks ogółem	10 ³ t	247,4	251,5	259,2	20,6	20,—	19,5	—2,5	5095,7	5030,—	5054,4		
2	Surówka przelicznieniowa	10 ³ t	510,8	522,6	570,—	66,4	65,—	65,—		33919,8	33972,2	37050,—		
3	Stal martenowska surowa	10 ³ t	443,8	570,—	600,—	16,7	16,—	15,—	—6,—	7411,9	9120,—	9000,—		
4	Wyroby walcowane: zgniatacz	10 ³ t	512,—	532,—	540,—	18,7	18,—	18,—		9574,4	9576,—	9720,—		
5	walcownia gruba	10 ³ t	190,8	200,—	205,—	64,3	60,—	60,—		12268,7	12000,—	12300,—		
6	walcownia średnia	10 ³ t	117,—	118,—	120,—	61,4	60,—	59,—	—1,7	7183,2	700,—	7080,—		
7	walcownia blachy grubej	10 ³ t	149,—	160,—	165,—	112,4	110,—	105,—	—4,5	16745,7	17600,—	17325,—		
8	walcownia blachy cienkiej	10 ³ t	47,9	48,—	50,—	150,6	135,—	120,—	—11,1	7218,3	6480,—	6000,—		
9	Kotłownie	10 ³ t	24027,1	2450,—	2493,1	5,9	5,—	5,—		14176,—	12250,—	12465,5		
10	Pompy gospod. wodnej	10 ³ t	153682,—	167000,—	176345,—	523,6	500,—	480,—	—4,—	80467,9	83500,—	84645,6		
11	Własna elektrownia	MWh	253700,—	260000,—	279000,—	0,063*	0,06	0,06		15983,1	15600,—	16740,—		
Zużycie normowane														
Bilans energii elektrycznej														
Strona czynna														
14	15	16	17	18	12 Razem:	(Suma 1 ÷ 11)								
Dostawa energii elektrycznej					13	Warsztaty produkcyjne								
					14	Warsztaty naprawcze								
					15	Inwestycje								
					16	Zużycie na cele adm.-gospodarcze								
					17	Razem: (suma 13 ÷ 16)								
1	z własnej elektrowni	253 700	260 000	279 000	18	Razem zużycie na potrzeby huty (poz. 12 + 17)								
2	z sieci okręgowej	—	—	—	19	innym przemysłom								
3	z innych elektrowni przemysł.	—	—	—	20	drobnym odbiorcom								
					21	Razem (poz. 19 + 20)								
Razem					22	Razem zużycie (poz. 18 + 21)								
						253700,—								
						260000,—								
						279000,—								

*) Wskaźnik odnosi się do 1 kWh wyprodukowanej

Tablica 2

Bilans gazów i zapotrzebowanie węgla energetycznego

bilans gazów i zapotrzebowanie węgla energetycznego																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
1	2	3	4	5	6			7	8	9					10					11					12					13					14					15					16					17					18					19					20					21					22					23					24					25																																																																																																																																																																																																																																																																										
					Wytworzość wydziału					Wskaźn. ciepła			Gaz w. ciepłowy ($W_d = 1000$ kcal/Nm ³)					Gaz koksowniczy ($W_d = 4000$ kcal/Nm ³)					Węgiel energ. ($W_d = 7000$ kcal/kg)					Zapotrzebowanie					Plan																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
										Nazwa	jedn.	Ilość	Wykonane plan.	Wytwór czność	1953	1954	1955	Wykonanie	1953	1954	1955	Wytwór. czność	1953	1954	1955	Wykonanie	1953	1954	1955	Wykonanie	1953	1954	1955	Wykonanie	1953	1954	1955	Wykonanie	1953	1954	1955	Wykonanie	1953	1954	1955	Wykonanie	1953	1954	1955	Wykonanie	1953	1954	1955																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
L. p.	Wydział					10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ Nm ³	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10 ³ kcal/t	10

U w a g a : w walcowniach gaz mieszany $W_d = 2000$ kcal/Nm³.

*) wskaźnik odnosi się do maszynogodzin

Tablica 3

Bilans pary

1	2	3	4	5	6	9	8	7	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Lp.	Wydział	Wytwórczość wydziału		Ilość	Wskazniki wykonane		1 9 5 5 r o k										Rok 1955		
		Nazwa	Jedn.		1953	1954	40 atn.				25 atn.				8 atn.				
					kg/t	kg/t	kg/t	10 ³ t	t/h	kg/t	10 ³ t	t/h	kg/t	10 ³ t	t/h	Powrót 10 ³ t	40 atn. 10 ³ t	25 atn. 10 ³ t	8 atn. 10 ³ t
1	Koksownia	węgiel suchy	10 ³ t	360,—	212	203							200,—	72,—					
2	Wielkie piece (dmuchawy)	surówka przel.	10 ³ t	570,—	69	68	64,4	367,2								367,2			
3	Stal marten.	stal surowa	10 ³ t	600,—	102	100							100,—	60,—					
4	Walcownia: zgniatacz	wyroby walcow.	10 ³ t	540,—															
5	gruba	wyroby walcow.	10 ³ t	205,—															
6	średnia	wyroby walcow.	10 ³ t	120,—															
7	bl. grubej	wyroby walcow.	10 ³ t	165,—															
8	bl. cienkiej	wyroby walcow.	10 ³ t	50,—															
9																			
10																			
11	Kotłownie	para rzeczyw.	10 ³ t	2493,1	77	74	73,—	182,—								182,—	1618,3	584,2	289,6
12	Siłownia	energia elektr.	10 ⁶ kWh	279,—	5700	5507		1505,6								1505,6			
13	Ogrzewanie	objęt. ogrzew.	10 ⁶ m ³	205,—	175	173,5							173,2	35,5		35,5			
14	Różne	stal surowa	10 ³ t	600,—	172	164							160,—	96,—					
15	Straty				10,2%	8,1%	7,—%	112,7		6,—%	35,—		9,—%	26,1					
16	Razem:							1618,3			584,2			289,6		2091,3	1618,3	584,2	289,6
17	Zdolność wytw.							1700,—			720,—			360,—					
18	Rezerwa							140,7			135,8			70,4					
19	Niedomiar							—						—					

Tablica 4

Bilans powietrza sprężonego

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
L. p.	Wydział	Wytwórczość wydziału			Wskaźniki wykonane		1 9 5 5 r o k				1955 rok	
		Nazwa	Jedn.	Ilość	1953	1954	Nm ³ /t	10 ³ Nm ³	Nm ³ /min	10 ³ Nm ³	Nm ³ /min	
					Nm ³ t	Nm ³ t						
1	Koksownia	węgiel wsad. suchy	10 ³ t	360,—	8,50	8,65	8,50	3060,—	6			
2	Wielkie piece	surówka przelicz.	10 ³ t	570,—	4,62	5,40	5,50	3135,—	6			
3	Oczyszczalnia gazu	gaz w.-piecowy	10 ³ Nm ³	2370,1	0,15	0,17	9,20	474,—	1			
4	Spiekalnia	spieki	10 ³ t	320,—								
5	Stalownia mart.	stal surowa	10 ³ t	600,—	10,80	10,40	10,50	6300,—	12			
6	Elektroinstalownia	stal surowa	10 ³ t									
7	Walcownia: zgniatacz	wyroby walcowane	10 ³ t	540,—	17,50	17,64	17,50	9450,—	25			
8	gruba	wyroby walcowane	10 ³ t	205,—	15,05	16,00	15,50	3177,5	8			
9	średnia	wyroby walcowane	10 ³ t	120,—	5,60	5,50	5,50	660,—	2			
10	bl. grubej	wyroby walcowane	10 ³ t	165,—	1,21	1,20	1,20	198,—	1			
11	bl. cienkiej	wyroby walcowane	10 ³ t	50,—	41,90	42,63	42,00	2100,—	6			
12	Warszt. mechan.	maszyno-godz.	10 ³ mh	680,—	4,01	3,97	4,00	2720,—	8			
13	Kotłownie	para rzeczyiw.	10 ³ t	2493,1	2,46	2,54	2,50	6232,7	12			
14	Siłownia	energia elektr.	10 ⁶ kWh	279,—	4,10	4,02	4,00	1116,—	2			
15	Transport	stal surowa	10 ³ t	600,—	2,80	2,60	2,50	1500,—	5			
16	Sprężarki	powietrze sprężone								59 154	139	
17	Różne	stal surowa	10 ³ t	600,—	11,98	12,40	12,00	7200,—	20			
18	Straty				19,8%	21,2%	20,—%	11830,8	25			
19	Razem							59154,—	139	59 154	139	

U w a g a : zapotrzebowanie powietrza liczono średnio na godziny ruchu wydziału.

Tablica 5

Zapotrzebowanie wody

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
L. p.	Wydział	Produkcja			Wskaźniki				Woda obieg.		Woda dodatkowa					
		Nazwa	Jedn.	Ilość	1953		1954		m ³ /t	10 ³ m ³	pitna		niepitna		razem	
					obieg dodat. m ³ /t	Woda	obieg dodat. m ³ /t	Woda			m ³ /t	10 ³ m ³	m ³ /t	10 ³ m ³		
1	Koksownia	węgiel suchy	10 ³ t	360,—	13,2		12,7		12,5	4500,—						10 ³ m ³
2	Wielkie piece	surówka przelicz.	10 ³ t	570,—	33,9	1,81	34,2	1,74	34,—	19380,—			1,75	997,5	1,75	997,5
3	Oczyszcz. gazu w. p.	gaz wielkopieć.	10 ³ Nm ³	2370,1	6,1		6,—		6,—	14220,6						
4	Granulacja żużla	żużel granulowany	10 ³ t							680,—						
5	Spiekalnia	spieki	10 ³ t	320,—	0,3		0,25		0,25	80,—						
6	Stalownia martenowska	stal surowa	10 ³ t	600,—	18,3	1,56	17,9	1,39	18,—	10800,—	1,40	840,—			1,40	840,—
7	Stalownia elektryczna	stal surowa	10 ³ t													
8	Walcownie: zgniatacz	wyroby walcow.	10 ³ t	540,—	0,98		1,02		1,—	540,—						
9	gruba	wyroby walcow.	10 ³ t	205,—	2,72		2,50		2,50	420,3						
10	średnia	wyroby walcow.	10 ³ t	120,—	6,43		6,51		6,50	780,—						
11	bl. grubej	wyroby walcow.	10 ³ t	165,—	14,32	3,85	13,98	3,81	14,00	2310,—	3,80	627,—			3,80	627,—
12	bl. cienkiej	wyroby walcow.	10 ³ t	50,—	4,06	0,09	4,01	0,08	4,00	200,—			0,08	2,—	0,08	2,—
13	Kotłownie	para rzeczywista	10 ³ t	2493,1	0,025		0,020		0,020	49,9	0,27	678,8			0,27	678,8
14	Siłownia	para rzeczywista	10 ³ t	1873,8	56,2	2,67	56,—	2,52	55,—	103059,—			2,50	468,5	2,50	468,5
15	Transport	stal surowa	10 ³ t	600,—		0,36		0,35			0,35	210,—			0,35	210,—
16	Różne	stal surowa	10 ³ t	600,—	5,12	0,16	5,01	0,16	5,00	3000,—	0,15	90,—			0,15	90,—
17	Woda gospodarcza	stal surowa	10 ³ t	600,—		0,51		0,56			0,45	270,—			0,45	270,—
18	Straty				7,4%	2,9%	7,2%	2,8%	7,—%	12034,5	2,5%	69,6	2,5%	37,6	2,5%	107,2
19	Razem									172054,3		2785,4		1505,6		4291,—

Zużycie ciepła w warsztatach mechanicznych odnosi się do maszynogodzin, a w transporcie do głównego produktu huty, czyli do stali. Wskaźnik transportu należałoby raczej odnieść do przewiezionej masy lub do ilości parowozogodzin, co jednak obecnie nie jest możliwe ze względu na brak niezbędnych wag i przetokowy charakter transportu hutniczego.

Bilans pary przedstawiono w tablicy 3. Należy go zestawiać osobno dla każdego ciśnienia pary.

Bilans sprężonego powietrza (tablica 4) odnosi się do wytwórczości wydziału produkcyjnego i porównuje się z wynikami lat poprzednich.

Poza omówionymi wyżej wskaźnikami sporządza się również zapotrzebowanie wody dla huty. Należy nadmienić, że gospodarka wodna nie zawsze znajduje jeszcze pełne zrozumienie mimo specjalnej wagi tego zagadnienia z uwagi na szczególnie niekorzystne pod tym względem warunki śląskiego okręgu przemysłowego oraz ze względu na ogromne ilości wody zużywanej przez hutnictwo.

Zapotrzebowanie wody zostało podane w tablicy 5. Wskaźniki, odniesione do jednostki wyrobu lub wsadu a ilości w m³, powinny być podane oddzielnie dla wody obiegowej i dodatkowej. Woda dodatkowa, idąca na pokrycie strat, dzieli się na wodę pitną i niepitną. Pod mianem wody pitnej rozumie się wyłącznie wodę wodociągową, zupełnie pewną pod względem zdrowotnym. Woda przemysłowa może być pobierana ze stawów, rzek lub z szybów górniczych. Podany podział jest konieczny ze względu na jak najbardziej oszczędną gospodarkę zasobami wodnymi oraz zmniejszenie kosztów, na co przy analizowaniu zużycia każdego rodzaju wody należy zwracać baczną uwagę.

Na podstawie bilansów paliw należy obliczyć (z danych zebranych w tablicy 6) *jednostkowe zużycie*

paliw w odniesieniu do głównego wyrobu huty, czyli przeważnie *dla stali*. W rubryce paliw zużytych ujęto ilości paliwa oraz jego średnie dolne wartości opałowe, co umożliwia obliczenie ilości ciepła w kcal oraz przeliczenie na węgiel umowny. Paliwo zużyte stanowi węgiel koksujący, płomienny, koks oraz gaz koksowniczy pobrany z obcych koksowni. Nie bierze się pod uwagę własnego gazu koksowniczego, gdyż dostarczone tą drogą ciepło zawarte jest już we wsadowym węglu koksującym. Analogicznie postępuje się z gazem wielkopieczowym, otrzymanym przy zużyciu koksu, pochodzącego z własnej koksowni. W razie niewystarczającej jego ilości należy naturalnie wziąć pod uwagę ciepło, pochodzące z koksu obcego. W bilansie przyjęto dla uproszczenia, że huta pokrywa całkowite zapotrzebowanie energii elektrycznej z własnej elektrowni. (Dlatego pominięto odpowiednie równoważniki paliwa).

W pozycjach paliw oddanych należy uwzględnić ilości produktów ubocznych otrzymywanych w procesie koksowania, jak smoła i benzol. Do produktów ubocznych zaliczyć należy również energię elektryczną i koks opałowy, zbywane na zewnątrz. Przyjęto dla uproszczenia, że para oraz gaz wielkopieczowy i koksowniczy nie są dostarczane do sąsiednich zakładów.

Dla obliczenia wskaźnika zużycia ciepła przez całą hutę na 1 t stali dzieli się różnicę ilości paliwa zużytego we wszystkich wydziałach i oddanego na zewnątrz, wyrażoną w milionach kcal, przez produkcję.

Dane potrzebne do obliczenia zestawione zostały w tablicy 6. Ponieważ chodzi o ciepło doprowadzone do całego zakładu, przeto w tym wypadku przymuje się dostarczone paliwa w postaci węgla koksującego, a pomija się produkcję gazów w procesach technologicznych, tj. gazu wielkopieczowego i koksowniczego.

Tablica 6

Zużycie paliw

1	2	3	4	5	6
L. p.	Rodzaj paliwa	Ilość paliwa	Wartość opałowa kcal/kg lub kcal/Nm ³	Razem zużycie ciepła 10 ³ kcal	Ciepło przeliczone na węgiel umowny W _d = 7000 kcal/kg t
A) Paliwo zużyte					
1	Węgiel koksujący t	387 090	6 975	2699953	385707
2	Węgiel energetyczny t	340 890	6 322	2155106	307873
3	Koks obcy t	426 034	6 897	2938356	419765
4	Gaz koks. obcy 10 ³ Nm ³	95 500	4 000	382000	54571
5	Energ. elektr. obca 10 ³ kWh			—	—
6	Razem:			8175415	1167915
B) Paliwo oddane (sprzedaż)					
7	Smoła t	10 800	9 000	97200	13886
8	Benzol t	3 600	10 000	36000	5143
9	Energia elektr. 10 ³ kWh	43 069,5	4 590	197689	28241
10	Para t			—	—
11	Koks opałowy t	17 250	6 975	120319	17188
12	Gaz koksowniczy 10 ³ Nm ³			—	—
13	Razem:			451208	64458

Należy uwzględnić dodatkowo tylko gazy z obcej dostawy.

W podanym przykładzie dla rocznej produkcji stali 600 000 t zużycie ciepła wyniesie:

$$8\,175\,415 - 451\,208$$

$\frac{600\,000}{1\,167\,915 - 64\,456} = 12,87 \cdot 10^6$ kcal/t stali lub w odniesieniu do węgla umownego:

$$\frac{600\,000}{1\,167\,915 - 64\,456} = 1,84 \text{ t/t stali.}$$

Obliczony wskaźnik jest za wysoki. W nowoczesnych hutach powinien on wynosić $9 - 10 \cdot 10^6$ kcal/t stali.

Znając wartość produkcji huty można obliczyć zużycie ciepła przypadającego na 1000 zł wartości produkcji.

Planowane w bilansach energetycznych wskaźniki należy bieżąco porównywać z osiągniętymi rzeczywistymi wskaźnikami kwartalnymi i miesięcznymi.

Pamiętać należy, że bilanse i statystyka energetyczna nie powinny tylko służyć do planowania, lecz stać się przede wszystkim środkiem do zaoszczędzenia wszelkiego rodzaju nośników energii, do walki z jej marnotrawstwem a więc do obniżenia kosztów własnych huty.

621.365.2:669.141.247

Elektryczne piece łukowe do wytopu stali

Inż. Zdzisław Czajczyński

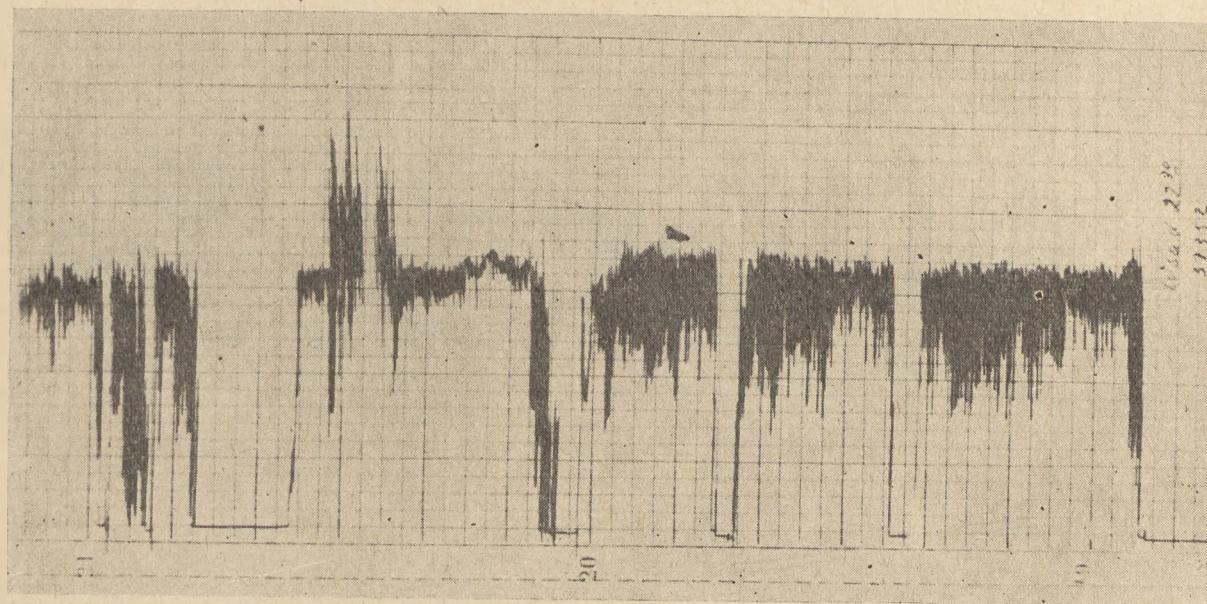
Część I

Wstęp

W literaturze technicznej stosunkowo rzadko podawane są wykresy poboru mocy dla elektrycznych pieców łukowych do wytopu stali (zwanych także stalowniczymi piecami łukowymi). Podawane wykresy najczęściej mają charakter raczej reklamowy, gdyż chodzi przeważnie o podkreślenie zalet propagowanego tego czy innego rodzaju regulacji elektrod. Celem takich wykresów jest wykazanie, że stosowanie danego typu regulacji umożliwia uzyskanie bardziej równomiernego poboru mocy w stosunku do regulacji innego typu (L. 1, L. 2); nie wspomina się natomiast, w jakich warunkach pracuje sam piec. Podawane przebiegi odpowiadają raczej możliwie idealnym warunkom pracy pieca, gdyż przedstawiają zwykle najlepsze z uzyskanych wyników. Oprócz tego rodzaju wykresów można znaleźć również i takie, w których chodzi nie tyle o zakres wahań, co o samą wielkość pobieranej przez piec mocy (L. 3). Wykresy takie są omawiane np. dla pracy pieca przy różnych zaczepach napięciowych transformatora piecowego; jednak wykresów tych jest w litera-

turze niewiele, a umieszczane do nich komentarze są raczej bardzo lakoniczne. We wszystkich tych przypadkach wykresy, przedstawiające pobór mocy przez urządzenie łukowe są otrzymywane z taśm rejestrujących watomierzy piecowych.

Zarówno z punktu widzenia energetycznego, jak i elektrotermicznego wykresy z watomierzy rejestrujących tylko w niewielkim stopniu charakteryzują warunki pracy pieca. Bardzo często nie można na ich podstawie określić np. wielkości energii elektrycznej zużytej przez urządzenie łukowe w poszczególnych fazach procesu wytopu stali, jak również trudno jest nieraz uchwycić wielkość średniej mocy pobieranej przez urządzenie w różnych warunkach jego pracy. Charakter wykresu rysowanego na taśmie przez watomierz rejestrujący zależy w dużym stopniu od właściwości samego przyrządu. Na przykład dla tego samego pieca pracującego w jednakowych warunkach można otrzymać odmienne nieco przebiegi na taśmach dwu jednocześnie rejestrujących watomierzy. Typowym tego przykładem jest niżej podany fakt.



Rys. 1. Fragment taśmy watomierza rejestrującego dla okresu roztopiania wsadu

Przy prowadzeniu badań jednego z pieców do wytopu stali korzystano między innymi z wykresów watomierza piecowego dla ustalenia typowego przebiegu zmian poboru mocy przy eksploatacji pieca w warunkach istniejących — niezmodyfikowanych. Jednak pewnego dnia jeszcze przed wprowadzeniem jakichkolwiek zmian w sposobie eksploatacji okazało się, że wykresy z ostatnich dni pracy pieca, bez żadnych zrozumiałych powodów mają bardziej równomierny charakter niż poprzednio. Przyczyną tych zmian było zwiększenie tłumienia watomierza rejestrującego, wykonane przez jednego z elektryków bez uprzedzenia o tym prowadzącego badania. Uzyskany więc przebieg w dużym stopniu różnił się od poprzednich.

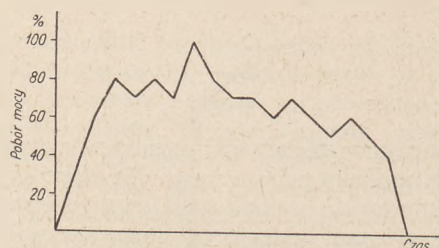
Na rys. 1 przedstawiono fragment taśmy watomierza rejestrującego dla pewnego pieca łukowego, załączonego na jeden z najwyższych zacząpów napięciowych transformatora piecowego w okresie roztopiania wsadu.¹⁾

Jak wiadomo, okres topienia charakteryzuje się dużymi wahaniami wartości prądu pobieranego przez piec, wskutek gwałtownych i częstych zmian obciążenia od zera (przy przerwanych łukach) aż do wielkości zwarcia eksploatacyjnego (przy zwarcu elektrod ze złomem metalicznym stanowiącym wsad). Wykres z watomierza rejestrującego szczególnie w pierwszej fazie topienia jest bardzo często nieczytelny. Średnia wielkość mocy jak i wielkość zużytej energii w poszczególnych fazach okresu topienia jest zatem trudna do ustalenia na podstawie wartości zapisanych przez watomierz rejestrujący (rys. 1 i 2).

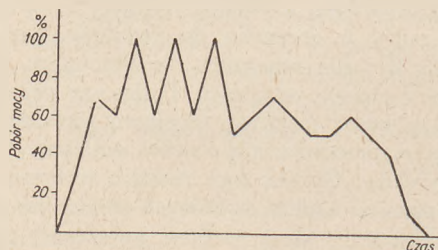
W okresie topienia bardzo często piec jest wyłączany samoczynnie lub przez obsługę dla wykonania pewnych czynności, wymagających wyłączenia pieca lub przerwania łuków na wszystkich elektrodach, co z punktu widzenia elektrotermicznego jest równoznaczne, gdyż moc wydzielana w komorze topowej

¹⁾ Transformatory dla pieców do wytopu stali mają kilka zacząpów napięciowych, przy czym ilość ich jest zwiększana przeważnie przez zastosowanie przełącznika układu połączeń trójkąt-gwiazda.

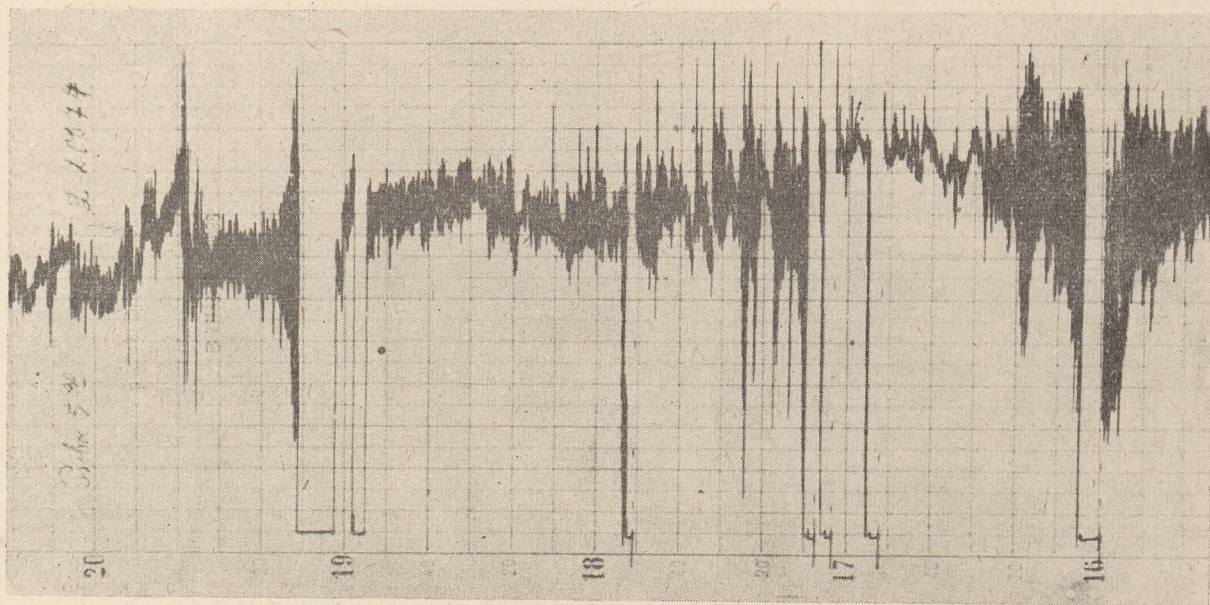
pieca równa się zeru, a transformator załączony jest jedynie na bieg jałowy. Przykładem czynności wymagających wyłączenia pieca lub podniesienia elektrod dla przerwania łuków (nie zawsze jedno może zastąpić drugie) jest przedłużanie elektrod, obracanie wanny pieca (przy piecach z obracaną wanną), przełączanie zacząpów napięciowych transformatora piecowego (jeżeli przy transformatorze nie ma przełącznika zacząpów pod obciążeniem) itp. Chcąc określić wielkość maksymalnego poboru dla danego pieca łukowego ze wskazań watomierza rejestrującego, przyjmując za podstawę jego maksymalne wskazania, można czasem dojść do fałszywych wniosków zarówno co do wielkości mocy jak i czasu, przez który jest ona pobierana ze względu na częste wyłączenia pieca.



Rys. 3. Pobór mocy 15-minutowej dla stalowniczego pieca łukowego. W okresie całego wytopu tylko raz przez 15 minut jest pobierana moc maksymalna



Rys. 4. Pobór mocy 15-minutowej dla stalowniczego pieca łukowego. W okresie całego wytopu tylko raz występuje maksimum poboru mocy



Rys. 2. Fragment taśmy watomierza rejestrującego dla okresu roztopiania wsadu

W szeregu zbadanych przez autora piecach okazało się, że czas poboru mocy maksymalnej w okresie trwania całego wytopu (tj. od chwili załączenia pieca na początku topienia aż do spustu stali) jest na ogół stosunkowo krótki i wynosi przeważnie 15 minut (za podstawę przyjmowano 15-minutowe odczyty liczników piecowych), w niektórych natomiast przypadkach szczyty poboru mocy powtarzają się w odstępach 15-minutowych (rys. 3 i 4).

Na rys. 5 pokazano fragment taśmy watomierza rejestrującego dla okresu utleniania. Praca pieca odbywa się na niższym zaczepie niż w okresie topienia, a na wykresie nie ma już tak dużych wahań w poborze mocy. Średnią moc pobieraną przez urządzenie łukowe można tu już łatwiej określić, nawet bezpośrednio z taśmy watomierza. Jeżeli jednak utlenianie odbywa się przy wyższych zaczepach napięciowych transformatora, lecz niekoniecznie tych samych co w okresie topienia, to z porównania wykresów watomierza nie zawsze da się łatwo stwierdzić, kiedy średni pobór mocy był większy: czy w okresie topienia, czy utleniania (a ściślej w poszczególnych etapach obu tych okresów).

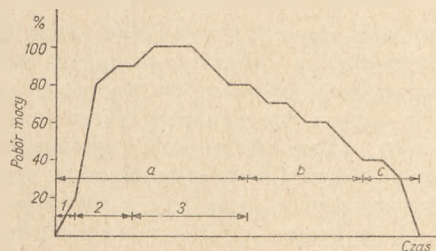
W okresie rafinacji piec stalowniczy pracuje z reguły spokojnie i wyznaczanie zarówno zużycia energii, jak i średniej mocy pobieranej przez piec jest możliwe również i na podstawie taśm watomierza rejestrującego.

Z powyższego wydaje się uzasadnione przyjęcie przy omawianiu różnych warunków pracy pieca stalowniczego przede wszystkim wykresów poboru mocy 15-minutowej otrzymywanych z odczytów liczników lub z taśm maksygrafów, a nie wykresów rysowanych przez watomierze rejestrujące.

Klasyczny przebieg poboru mocy przez stalowniczy piec łukowy

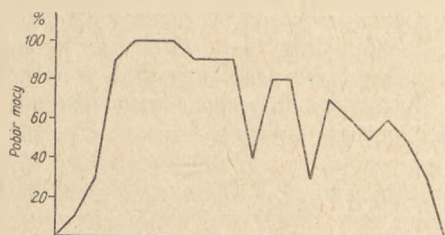
W klasycznym przebiegu poboru mocy dla stalowniczego pieca łukowego przy procesie zasadowym przyjmuje się, że wykres ma przebieg malejący (z wy-

jątkiem pierwszego etapu pracy) w miarę zbliżania się wytopu ku końcowi. Teoretyczny przebieg poboru mocy 15-minutowej podano na rys. 6. Wykres rzeczywisty odpowiadający przebiegowi klasycznemu przedstawiono na rys. 7. Przebieg klasycznego i typowego poboru mocy przez stalowniczy piec łukowy zostanie omówiony na podstawie wykresu z rys. 6.



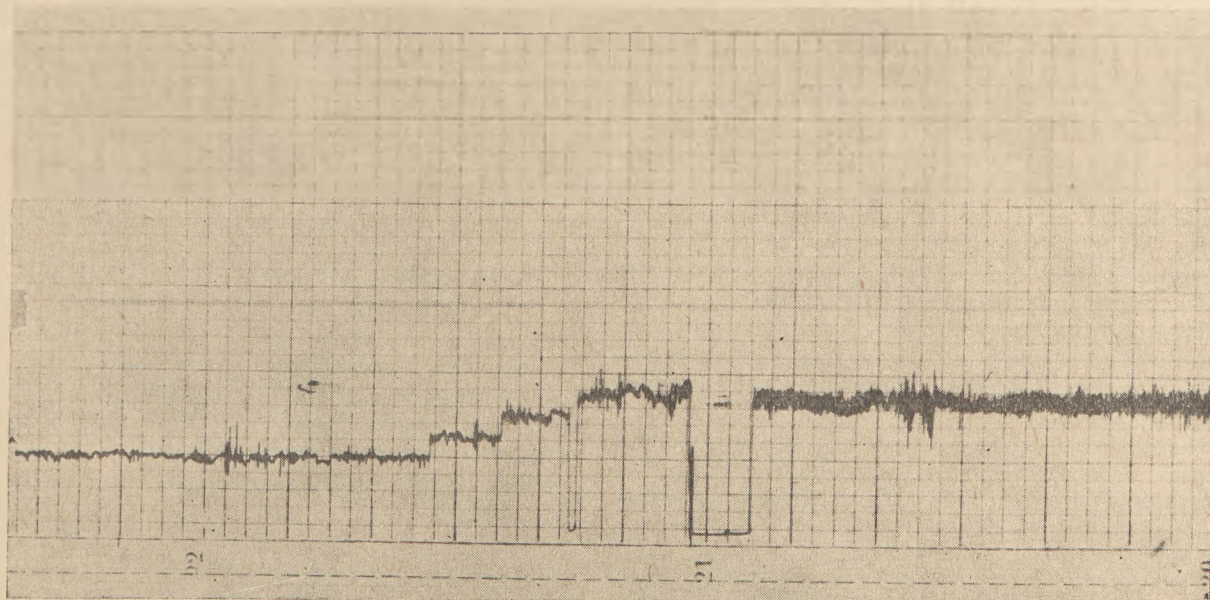
Rys. 6. Przykład teoretycznego przebiegu poboru mocy 15-minutowej dla stalowniczego pieca łukowego

a — okres topienia, 1 — niestabilne płonienie łuku, 2 — nierównomierne obciążenie, 3 — względnie równomierne obciążenie, b — okres utleniania, c — okres rafinacji



Rys. 7. Pobór mocy 15-minutowej dla stalowniczego pieca łukowego, przy „klasycznym” prowadzeniu pieca

Pierwszym okresem pracy pieca po jego załączeniu jest okres topienia (piec zostaje załączony na jeden z najwyższych zaczepów napięciowych transformatora piecowego przy załączonym dławiku). W niektórych elektrostalowniach piec załączany jest od razu na najwyższy zaczep napięciowy, w innych zaś na jeden z naj-



Rys. 5. Fragment taśmy watomierza rejestrującego dla okresu utleniania i rafinacji

wyższych, np. na 2 lub 3 zaczepek²⁾ i przy stosunkowo niskim nastawieniu regulatorów prądowych.

Okres topienia może być podzielony na trzy etapy:

1. niestabilnego płonienia łuku,
2. nierównomiernego obciążenia,
3. względnie równomiernego obciążenia.

Czas trwania poszczególnych etapów nie jest wielkością stałą i zależy od wielu czynników.

W pierwszym etapie topienia pobór mocy nie osiąga swojej maksymalnej wartości z uwagi na stosunkowo niskie nastawienie regulatorów prądowych oraz ze względu na częste przerywanie się łuków. Jednak w następnym już etapie nastawienie regulatorów zostaje podwyższone a transformator przełączony na najwyższy zaczepek napięciowy (jeżeli nie został załączony już od razu na ten zaczepek). Pobór mocy i w tym okresie nie zawsze jest najwyższy, gdyż pomimo stabilnego już płonienia łuków pobór mocy może być bardzo nierównomierny. Nierównomierność ta w dużym stopniu zależy od: parametrów elektrycznych samego urządzenia, wielkości nastawienia regulatorów prądowych, rodzaju regulacji elektrod, stosunku prądu pracy pieca do wielkości nastawienia przekładników zabezpieczających urządzenie itp. Niektóre huty (przeważnie za granicą) również i w tym okresie nie pracują jeszcze na najwyższych zaczepekach. W następnym etapie okresu topienia pobór mocy 15-minutowej powinien osiągnąć maksimum, lecz przy końcu okresu topienia z uwagi na niebezpieczeństwo uszkodzenia wykładziny pieca, wskutek promieniowania łuków elektrycznych, pobór mocy bywa obniżany. W poprzednich etapach wykładzina pieca była zastąpiona przez złom otaczający łuki i ich promieniowanie było pochłaniane przeważnie przez wsad pieca. Zmniejszenie poboru mocy przez urządzenie łukowe z chwilą roztopienia złomu otaczającego łuki nie zawsze jest przestrzegane, gdyż przedłuża to okres topienia. W niektórych przypadkach łuki prawie od początku topienia są odślonięte, co się zdarza np. przy złomie składającym się z ciężkich wlewków. Przy długich natomiast blachach, które pod wpływem temperatury ulegają zespawaniu, tworząc jakby kopułę z otworami, wewnątrz których znajdują się elektrody, sklepienie pieca niemal do ostatnich chwil przed zakończeniem topienia jest zastąpione przed działaniem łuków. Zarówno jeden jak i drugi rodzaj złomu nie jest korzystny dla pieca łukowego. Zagadnienie poboru mocy i praca pieca łukowego przy różnych rodzajach złomu i sposobach jego ułożenia jest bardzo szerokim zagadnieniem, gdyż mechanizm topienia bywa różnorodny. Należy podkreślić, że sprawa doboru postaci złomu dla pieca stalowniczego i sposób ułożenia złomu w komorze topowej jest zagadnieniem nie tylko czysto metalurgicznym, lecz i energetycznym, gdyż wiąże się ściśle z eksploatacją pieca z uwagi na wielkość pobieranej mocy, wartość $\cos \varphi$, wpływ pracy pieca na wielkość napięcia sieci itp.

Okres topienia kończy się z chwilą, gdy w powstałej kąpieli metalowej nie ma już kawałków złomu. Przy klasycznym przebiegu pobór mocy z chwilą roztopienia

całego wsadu powinien ulec dalszemu obniżeniu (zakłada się, że częściowo obniżenie nastąpiło już poprzednio z wyżej podanych powodów), przy czym w większości przypadków równocześnie zostaje odłączony dławik piecowy przez zbocznikowanie. Niekiedy przełącznik trójkąt-gwiazda jest sprzężony z odłącznikiem dławika i przełączenie transformatora w gwiazdę powoduje automatyczne zwarcie dławika.

Największy pobór mocy występuje w okresie topienia. Jednak dla celów metalurgicznych nie wystarcza jedynie roztopienie wsadu, lecz konieczne jest uzyskanie temperatury kąpieli o odpowiedniej wysokości, niezbędnej do prowadzenia dalszej fazy procesu wytopu stali. Jeżeli temperatura ta nie zostanie osiągnięta w momencie roztopienia wsadu, to zachodzi konieczność podgrzania kąpieli. Wtedy w praktyce często maksymalny pobór mocy występuje nie w okresie topienia lecz w okresie utleniania.

Przy klasycznym przebiegu (który jest tematem omówienia) po roztopieniu wsadu transformator piecowy zostaje przełączony z połączenia w trójkąt na połączenie w gwiazdę lub jeżeli nie ma takiego przełącznika na jeden z niższych zaczepek transformatora. Pobór mocy jest wówczas odpowiednio niższy niż w okresie topienia, lecz na ogół nie utrzymuje się na stałej wartości, lecz ma pewne minima z ogólną tendencją do stopniowego zmniejszenia się. Wspomniane minima mogą wystąpić np. przy usuwaniu żużla³⁾. Na rys. 6 przyjęto jedynie stopniowanie poboru mocy.

W ostatnim okresie pracy pieca, tj. w czasie rafinacji pobór mocy jest jeszcze niższy niż w okresie utleniania i piec pracuje na jednym z najniższych zaczepek napięciowych transformatora, przy czym pobór stopniowo maleje aż do zera z chwilą, gdy piec zostaje wyłączony do spustu.

Omawiany klasyczny przebieg posiada jeszcze pewne odchylenia, które nie zostały podane. Odchylenia te występują nawet wtedy, gdy nie uwzględnia się zmian napięcia sieci zasilającej piec. Napięcie to nie jest stałe, lecz zmienia się nie tylko w zależności od obciążenia okręgu energetycznego, lecz także wskutek oddziaływania pieca na sieć. W okresie topienia, nawet przy klasycznym prowadzeniu pieca, krzywa poboru mocy 15-minutowej wykazuje pewne minima przy piecach o obracanej wannie (przerywanie łuków przy obrotach) itp. Podawanie więc wykresów, na których przyjmuje się, że pobór mocy w poszczególnych okresach technologicznych jest stały (topienie, utlenianie i rafinacja) nawet przy idealnym przebiegu pracy pieca zasadniczo nie jest ścisłe (rys. 6 i 7).

Maksymalny pobór mocy przez stalowniczy piec łukowy

Maksymalny pobór mocy przez stalowniczy piec łukowy zostanie omówiony na podstawie charakterystyk pracy urządzenia łukowego. Do charakterystyk pracy urządzenia łukowego należy:

- a) wykres mocy pobieranej z sieci przez urządzenie łukowe (P_s),

²⁾ Przyjmuje się następujący sposób numeracji: najwyższy zaczepek oznacza się numerem pierwszym. Jeżeli transformator wyposażony jest w przełącznik układu połączeń, to pierwszym zaczepek jest najwyższy zaczepek przy połączeniu transformatora w trójkąt.

³⁾ Omawiany wykres przedstawia przebieg poboru mocy 15-min. Na taśmie watomierza rejestrującego praktycznie otrzymuje się wówczas pobór równy zero, gdyż łuki są przerywane przez podniesienie elektrod.

- b) wykres mocy wydzielonej w komorze topowej pieca (P_l),
- c) wykres mocy użytecznej (P_u),
- d) wykres strat elektrycznych ($P_{st.el}$),
- e) wykres strat ciepłych ($P_{st.c.}$),
- f) wykres mocy biernej pobieranej przez urządzenie łukowe (P_b),
- g) wykres sprawności elektrycznej (η_{el}),
- h) wykres sprawności całego urządzenia łukowego (η_0),
- i) wykres zmian współczynnika mocy ($\cos \varphi$),
- j) wykres jednostkowego zużycia energii (e).

Wszystkie charakterystyki sporządzane są jako funkcje prądu pierwotnego lub prądu wtórnego transformatora piecowego i zależnie od sposobu ich zdejmowania i celu, do jakiego mają służyć, uwzględniają lub nie uwzględniają prądu biegu jałowego transformatora piecowego. W praktyce charakterystyki zdejmuje się dla wszystkich zaczeptów napięciowych transformatora przy załączonym i wyłączonym dławiku. Jeżeli dławik ma kilka zaczeptów, wskazane jest zdjąć charakterystykę dla każdego zaczeptu. Z uwagi na wahania napięcia zasilającego zdejmuje się charakterystyki dla kilku wartości napięcia.

Na rys. 8 podano kilka charakterystyk urządzenia łukowego, przyjmując, że zostały one sporządzone: dla najwyższego zaczeptu napięciowego transformatora piecowego i przy wyłączonym dławiku, dla znamionowego napięcia zasilającego, bez uwzględniania prądu biegu jałowego transformatora i sinusoidalnego przebiegu prądów i napięć. Założenia te są zwykle przyjmowane w literaturze elektrotermicznej.

Pomiędzy poszczególnymi charakterystykami podanymi na rys. 8 istnieją następujące zależności: Moc pobierana z sieci przez urządzenie łukowe jest sumą mocy na pokrycie strat elektrycznych w obwodzie ener-

tycznym pieca i mocy wydzielonej w komorze topowej, co można wyrazić wzorem:

$$P_s = P_{st.el} + P_l \quad (1)$$

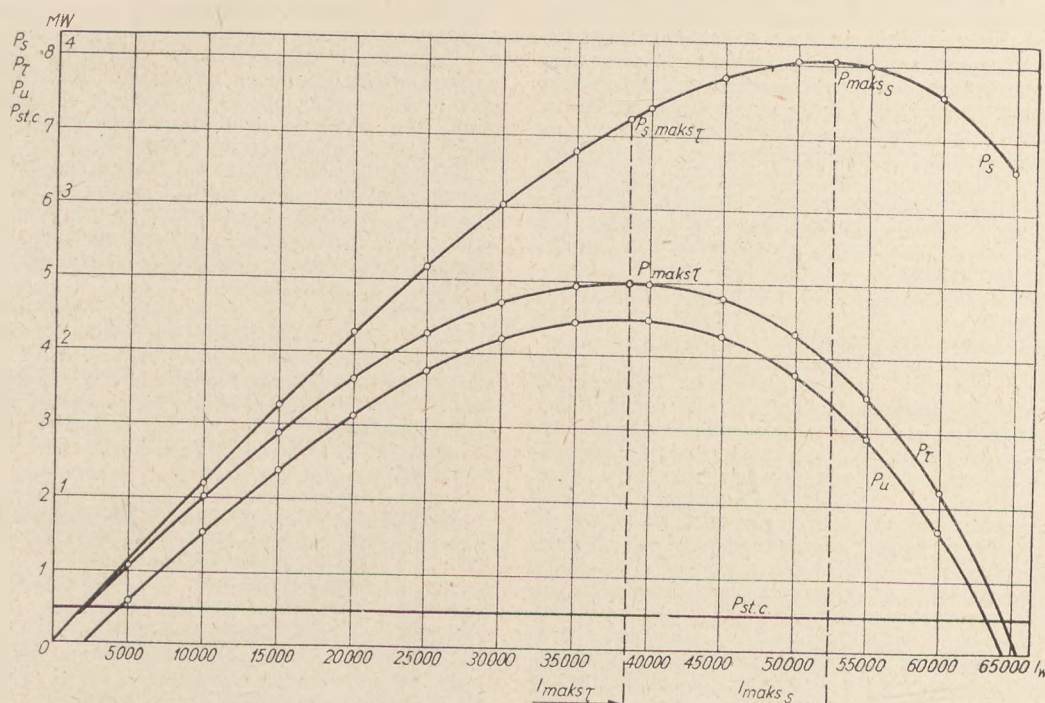
Moc wydzielona w komorze topowej rozdziela się na moc do pokrycia strat ciepłych⁴⁾ oraz na moc użyteczną oddawaną wsadowi pieca:

$$P_l = P_u + P_{st.c.} \quad (2)$$

Krzywe mocy pobieranej przez urządzenie łukowe (P_s), mocy wydzielonej w komorze topowej pieca (P_l) oraz mocy użytecznej (P_u) wykazują maksimum występujące dla pewnych wartości prądu pracy pieca. Maksimum mocy wydzielonej w komorze topowej pieca i maksimum mocy użytecznej występuje przy tej samej wartości prądu, a to z uwagi na przyjęte założenie, że $P_{st.c.} = \text{const}$. Maksimum natomiast krzywej P_s leży wyżej i bardziej na prawo od maksimum krzywej P_l i P_u , a więc odpowiada wyższej wartości prądu pracy pieca.

Z przebiegu krzywej przedstawiającej pobór mocy z sieci przez urządzenie łukowe wynika, że gdyby piec pracował przez 15 minut (ma się wyznaczyć maksymalną moc 15-minutową) bez przerwy przy prądzie $I_{max.s}$ (prąd odpowiadający maksimum krzywej P_s) bez wahań obciążenia, to maksymalna moc 15-minutowa pobierana przez urządzenie dla danych parametrów elektrycznych byłaby w przybliżeniu równa $P_{max.s}$. W praktyce istnieje pewna różnica między tymi wielkościami, gdyż charakterystyki wykreślone są przeważnie przy założeniu liniowej charakterystyki łuku, stałości parametrów R i X itp. Jednak z niewielkim raczej błędem można przyjąć, że

⁴⁾ Przyjmuje się zwykle w elektrotermii, że straty ciepłe są stałe (z wyjątkiem przypadków specjalnych).



Rys. 8. Typowe charakterystyki pieca łukowego

P_s — moc pobierana z sieci przez urządzenie łukowe, P_l — moc wydzielana w komorze topowej pieca (tzw. moc łuku), P_u — moc użyteczna, $P_{st.c.}$ — moc strat ciepłych, I_w — prąd strony wtórnej transformatora piecowego

$$P_{max} = 91 E_{15} \cdot 4 = P_{max} \quad (3)$$

gdzie

- $P_{max 15}$ — maksymalna moc 15-minutowa pobierana przez urządzenie łukowe,
 E_{15} — energia zużyta przez urządzenie w okresie 15 minut przy prądzie pracy pieca równym $I_{max s}$,
 $P_{max s}$ — maksimum krzywej P_s .

Osiągnięcie wartości $P_{max s}$ przez 15 minut jest praktycznie dla istniejących urządzeń bardzo mało prawdopodobne. Prąd znamionowy transformatora piecowego leży w praktyce znacznie niżej od prądu $I_{max s}$ i praca przy tej ostatniej wartości prądu jest uniemożliwiona przez zabezpieczenia nadprądowe istniejące na piecu łukowym.

Jak wynika z wykresów (rys. 8), prowadzenie pieca przy wartości $I_{max s}$, a nawet powyżej $I_{max l}$ (prąd odpowiadający maksimum krzywej P_l) nie może być uzasadnione żadnymi względami. Przekroczenie wartości prądu $I_{max l}$ wywołuje nie tylko zmniejszenie się mocy użytecznej, lecz również pogorszenie $\cos \varphi$ i sprawności urządzenia oraz zwiększenia jednostkowego zużycia energii. W ten sposób logicznie uмотywowanym najwyższym prądem pracy pieca może być prąd $I_{max l}$ i odpowiadająca mu moc $P_{s, max l}$ (wielkość

mocy pobieranej z sieci przez urządzenie łukowe, gdy w komorze topowej pieca osiąga się maksymalną moc). Może się jednak zdarzyć, że prąd znamionowy transformatora piecowego będzie większy od prądu $I_{max l}$ i wtedy przy pracy w warunkach znamionowych lub przy pewnym przeciążeniu transformatora maksymalna moc pobierana przez urządzenie będzie większa od $P_{s, max l}$. W takich jednak przypadkach dąży się do przeprowadzenia pewnych zmian w obwodzie energetycznym urządzenia, aby uzyskać nierówność

$$I_n < I_{max l} \quad (4)$$

Maksymalny pobór mocy $P_{s, max l}$ w odróżnieniu od $P_{max s}$ można nazwać użytecznym maksymalnym poborem mocy.

Moc $P_{max l}$ nie zawsze jest jednak mocą optymalną. Z charakterystyk urządzenia łukowego wynika, że pożądane jest prowadzenie pracy pieca w taki sposób, ażeby moc wydzielona w komorze topowej pieca była największa. Nie oznacza to jednak, że piec pracuje w warunkach optymalnych. Zagadnienie to wykracza już poza ramy niniejszego artykułu.

C. d. n.

* * *

621.314.21

I krajowa konferencja transformatorowa Polskiej Akademii Nauk

„Zadaniem naszej postępowej nauki jest łączenie teorii z praktyką“. — Te słowa I Sekretarza KC PZPR Bolesława Bieruta — stanowiły hasło Krajowej Konferencji Transformatorowej, wielkiego zjazdu naukowego, zorganizowanego w Łodzi w dniach od 23 do 25 maja br. przez Polską Akademię Nauk i Zarząd Główny Stowarzyszenia Elektryków Polskich. Obszerne audytorium Politechniki Łódzkiej gościło w ciągu tych trzech dni ponad 350 przedstawicieli wyższych uczelni technicznych, instytutów naukowych, przemysłu transformatorowego i przemysłów współpracujących oraz licznych reprezentantów Ministerstwa Energetyki i zakładów eksploatujących transformatory, przybyłych w celu ustalenia kierunku badań i prac naukowych oraz opracowania zasad rozszerzenia produkcji transformatorów, dla zapewnienia dalszego rozwoju systemów energetycznych i zaspokojenia potrzeb użytkowników przemysłowych.

Konferencję otworzył w imieniu Komitetu Elektrotechniki PAN prof. dr Skowroński, podkreślając, że ma ona charakter „naukowej narady roboczej“ i podając jako jej tematykę:

- obliczenia, konstrukcje i technologia produkcji transformatorów,
- eksploatacja transformatorów,
- konstrukcje przekładników.

Referat prezydialny wygłosił prorektor Politechniki Łódzkiej prof. dr Eugeniusz Jezierski, kierownik Katedry Maszyn Elektrycznych. Podsumowując nasz 10-letni dorobek na polu produkcji transformatorów i doświadczenia zebrane w tej dziedzinie przez przemysł prof. Jezierski wskazał na konieczność podjęcia poważnych wysiłków naukowych w zakresie opanowania nowych konstrukcji, nowych metod technologicznych, rozszerzenia bazy produkcyjnej i powiększenia asortymentów oraz podniesienia jakości dotychczasowej produkcji. Dotychczasowe szczytowe osiągnięcie: produkcja transformatorów o mocy 31,5/31,5/31,5 MVA i o napięciu górnym 110 kV nie może pozostać szczytem możliwości przemysłu krajowego; w najbliższych latach konieczna będzie budowa transformatorów na napięcie górne 220 kV i moce 100 MVA o napięciu 110 kV.

W eksploatacji muszą być znacznie zmniejszone koszty związane ze stratami przetwarzania. Dotychczasowe zbyt jeszcze wysokie wskaźniki awaryjności trans-

formatorów powinny być znacznie obniżone, a w wypadkach uszkodzeń zapewnione warunki szybkiego i pewnego przeprowadzenia naprawy w odpowiednio przygotowanych bazach.

W konstrukcji przekładników jest również niezbędny postęp, wyrugowanie konstrukcji przestarzałych, nie odpowiadających już rosnącym potrzebom energetyki i przemysłu oraz znaczna poprawa wytrzymałości zwarciowej, kompensacji uchybów i usprawnienia układów izolacyjnych.

Prof. Jezierski wyraził przekonanie, że po przedyskutowaniu tych problemów i związanych z nimi zagadnień specjalnych, poruszonych w referatach, ogłoszonych w specjalnym numerze „Przeglądu Elektrotechnicznego“ (Nr 2/3 — z 21. III. 1955), zostanie ustalona właściwa droga dla podjęcia prac naukowo-badawczych, które służyć mają praktycznym potrzebom życia.

W imieniu przemysłu energetycznego, będącego najważniejszym odbiorcą transformatorów produkcji krajowej powitał konferencję v-minister Energetyki mgr inż. E. Zadrzyński — przedstawiając równocześnie zasadnicze postulaty energetyki zawodowej w zakresie produkcji transformatorów.

Obrady konferencji — zgodnie z ustaloną na wstępie tematyką toczyły się w trzech sekcjach: konstrukcyjnej, eksploatacyjnej i przekładnikowej. W ożywionej dyskusji nad zgłoszonymi referatami i koreferatami przewodniczących poszczególnych sekcji, zabierało głos 112 mówców, co świadczy o bogatym, różnorodnym i interesującym materiale, który został zebrany w tych opracowaniach.

Zagadnienia stanowiące przedmiot dyskusji sekcji konstrukcyjnej omówił w koreferacie prof. Gogolewski (Politechnika Śląska), łącząc w odpowiednie grupy problemy naukowe i techniczne poruszane w referatach, dotyczące rozwoju produkcji, wytrzymałości udarowej, zjawisk rozproszeniowych, materiałów magnetycznych i izolacyjnych, obliczania transformatorów oraz nowych konstrukcji i nowej technologii. W dyskusji wysunięto na pierwszy plan konieczność rozszerzenia bazy produkcyjnej transformatorów, gdyż wobec rosnącego stale zapotrzebowania na transformatory o dużej mocy istniejące obecnie dwie fabryki nie zdolają pokryć tego zapotrzebowania. Na przykład zapo-

trzebowanie na transformatory o dużej mocy w 1960 r. wrośnie w porównaniu z rokiem 1956 o ok. 1700 MVA, co przy obecnych, krajowych możliwościach produkcyjnych musi być pokryte w znacznej części z importu.

Stwierdzono, że inwestycje w fabrykach transformatorów i innych przemysłów pomocniczych związanych z ich produkcją nie idą w parze z żywiołowym wprost rozwojem produkcji transformatorów w Polsce w okresie powojennym. Ogranicza to przepustowość tych fabryk i utrudnia zastosowanie na szerszą skalę nowych metod technologicznych. Produkcji nowych, wysokonapięciowych, o dużej mocy jednostek transformatorowych nie opłaca się bez stworzenia nowoczesnej bazy produkcyjnej, wyposażonej w niezbędne urządzenia badawczo-laboratoryjne, pozwalające na przeprowadzanie doświadczeń i prób takich, jak próby udarowe prototypów i próby wyrobów (każdej sztuki) lub próby wytrzymałości zwarciowej uzwojeń, których obecnie w ogóle się nie wykonuje. Brak wyposażenia w odpowiednie urządzenia do nasycania materiałów izolacyjnych, do prasowania wkładek rozpórkowych i uzwojeń — nie pozwala na stosowanie lepszych konstrukcji i mniejszych wymiarów transformatora. Stwierdzono, że nowoczesna fabryka transformatorów, wyposażona w nowoczesną stację prób powinna powstać jak najszybciej, a miejscem jej powinna być Łódź, z uwagi na istniejący już na Politechnice Łódzkiej i pomyślnie się rozwijający poważny ośrodek naukowy w zakresie budowy transformatorów. Ponadto istnieje już zaplecze fachowców wykształconych we fabryce M-3 w Łodzi. Na możliwość produkcji transformatorów o odpowiedniej jakości, ekonomicznych i pewnych w ruchu ma ogromny wpływ dostawa materiałów i półfabrykatów z przemysłów współpracujących, tj. z metalurgii, papiernictwa, lakierów i ceramiki. Jakość tych dostaw nie stoi jeszcze na odpowiednim poziomie.

Szczególnie ostrej krytyce i wszechstronnemu omówieniu poddano problem blach transformatorowych. Zbyt wysoka strata krajowych blach transformatorowych oraz ich zła jakość ujawniająca się w małej przenikalności magnetycznej, falistości arkuszy, nierównomiernej ich grubości i wielu innych usterkach, utrudnia rozwój krajowego przemysłu transformatorowego i przekreśla wszelkie zamierzenia w dziedzinie postępu technicznego w budowie transformatorów.

Krajowy przemysł hutniczy nie produkuje dotychczas lepszych gatunków blachy transformatorowej niż blacha o stratach 1,3 W/kg przy grubości 0,35 mm, która obejmuje tylko niewielki procent całkowitej produkcji. Większa część dostarczonych blach ma stratność wyższą: 1,4 do 1,7 W/kg a często nawet więcej. Jest to blacha walcowana na gorąco o nierównej powierzchni, wskutek czego uzyskuje się mały współczynnik wypełnienia, wynoszący w krajowych transformatorach 0,9 ÷ 0,92. W Związku Radzieckim i w krajach zachodnich od dawna produkowane są już blachy walcowane na zimno, o gładkiej powierzchni i o stratach 0,6 ÷ 1 W/kg przy grubości 0,35 mm i 1,1 W/kg przy grubości 0,5 mm. Szczytowym osiągnięciem jest produkcja blachy transformatorowej o stratach 0,3 W/kg. Obecna produkcja krajowa: blacha o stratach 1,3 W/kg — osiągnięta była w hutach zagranicznych w roku 1925. Świadczy to o 30-letnim zaniedbaniu krajowego przemysłu metalurgicznego na tym odcinku.

Stan taki wywołuje duże straty w gospodarce narodowej — zwiększa bowiem koszty budowy transformatorów, zużycie materiałów deficytowych, w szczególności miedzi oraz zmusza elektrownie do produkowania dodatkowych milionów kilowatogodzin rocznie na pokrycie zwiększonych strat w żelazie transformatorów przyłączonych do sieci. Biorąc np. pod uwagę ilość transformatorów, które będą eksploatowane w krajowych sieciach wysokiego napięcia w 1956 r., można przewidzieć, że przekroczenie stratności blachy tylko o 0,3 W/kg przy 15 000 Gs, dałoby straty dodatkowe w wysokości ponad 100 milionów kWh. Na wytworzenie tej ilości energii trzeba by spalić niepotrzebnie około 65 000 tonn węgla. Przy projektowanej produkcji energii elektrycznej na koniec planu 5-letniego zwiększenie

strat w żelazie tylko o 1%, w stosunku do planowanych i obliczonych dla blach o stratności nie niższej niż 1 W/kg przy 10 000 Gs, podwyższyłoby roczne koszty eksploatacji o około 60 milionów zł. Gwarantowane straty w żelazie dla dużych transformatorów oferowanych przez firmy zagraniczne wynoszą 1,4 do 2⁰/₀₀, co jest zupełnie nieosiągalne w transformatorach produkcji krajowej. Na przykład krajowy transformator o mocy 6,3 MVA ma straty w żelazie większe o 66%, straty w miedzi — o 15% i ciężar ogólny większy o 18% od takiego samego transformatora oferowanego przez dostawców zagranicznych. Transformator o mocy 69 MVA miałby po przeliczeniu dla blach krajowych straty w żelazie większe o 44%, w miedzi o 22% i ciężar większy o 16%.

Strona ekonomiczna problemu blach transformatorowych jest więc niezwykle poważna, a liczby przytoczone w dyskusji są niepokojące. Ponieważ produkcja blach transformatorowych nie jest dla przemysłu metalurgicznego zagadnieniem głównym, przeto nie można liczyć na szybką poprawę na tym polu. Potrzebne są i tu odpowiednie inwestycje specjalnych maszyn walcowniczych, które pozwoliłyby na zmianę sytuacji. Wobec coraz bardziej rosnących potrzeb w zakresie blach transformatorowych — inwestycje takie zamortyzowałyby się z pewnością już w okresie jednego roku. Do czasu jednak zainstalowania urządzeń, umożliwiających krajowemu przemysłowi metalurgicznemu produkowanie odpowiednich blach transformatorowych — należałoby raczej importować blachy, przynajmniej przeznaczane dla większych jednostek produkowanych w kraju. Ponadto w fabrykach transformatorów należy bezwzględnie stosować właściwe metody segregacji blach według przenikalności oraz lepsze metody jej obróbki i izolowania w celu uniknięcia wzrostu stratności.

Omówiono również zagadnienie lakierowania blach, zamiast stosowanego jeszcze w przemyśle krajowym oklejania ich papierem. Wymaga to odpowiednich badań i prób nad stosowanymi lakierami silikonowymi i innymi oraz rozpoczęcia ich produkcji. Nowoczesną metodą izolowania blach należy wprowadzić jak najszybciej, co jednak zależy od wyniku badań prowadzonych przez instytuty naukowe i przemysł chemiczny. W dziedzinie materiałów izolacyjnych stwierdzono, że konieczne są dalsze badania nad lakierami i syciwami stosowanymi do utwardzania cewek i nasycania izolacji papierowej. Syciwa te muszą być olejoodporne. Dotychczasowe próby krajowego lakieru gliptalowego wykazały, że czas jego utwardzania jest zbyt długi.

Zagadnienie materiałów izolacyjnych nie jest również w warunkach produkcji krajowej właściwie rozwiązane i wymaga wnikliwych i sumiennych studiów. Produkcja tulei izolacyjnych, przepustów olejowych, porcelanowych — wielorurkowych i kondensatorowych wymaga opanowania wielu zagadnień w ramach badań naukowych. Nowe osiągnięcia w izolowaniu drutów nawojowych, jak np. stosowanie izolacji „izoperlonowej” zamiast papieru (NRD) i zwiększenie wymagań w dziedzinie produkcji materiałów izolacyjnych stosowanych w transformatorach — stawia przed polskimi instytutami naukowo-badawczymi wiele zagadnień do rozwiązania.

Zarówno pod względem wytrzymałości udarowej, jak i dynamicznej transformatory produkowane w kraju nie odpowiadają warunkom przewidzianym w przepisach. Zbyt małe odległości między cewkami i za słaba izolacja między warstwami powodują, że większość produkowanych typów transformatorów średnich napięć nie ma koniecznej wytrzymałości udarowej. Transformatory na wyższe napięcia nie były próbowane. Konieczne jest dokładne sprecyzowanie warunków dla przeprowadzania prób udarowych prototypów i każdego wyprodukowanego transformatora. Pomimo trudności wykonania — próby wyrobu są konieczne, gdyż przemysł powinien gwarantować wysoką jakość produkowanych transformatorów również pod względem wytrzymałości izolacji na przepięcia. Znajomość wytrzymałości izolacji każdego transformatora jest ponadto niezbędna dla ustalenia warunków ochrony odgromowej, która na razie jeszcze nie może być właściwie dobierana, właśnie

ze względu na niepewne dane o wytrzymałości udarowej zabezpieczanej jednostki.

Jak wynika ze statystyk awaryjnych, powodem bardzo dużej ilości uszkodzeń transformatorów jest mała ich wytrzymałość zwarcia. Jakkolwiek z punktu widzenia naukowego zagadnienia wytrzymałości dynamicznej uzwojeń zostały opanowane i odpowiednie obliczenia są wykonywane, to jednak proces technologiczny nie zapewnia osiągnięcia potrzebnej wytrzymałości zwarcia. Wytrzymałość zwarcia transformatorów nie jest w ogóle sprawdzana

Nierozwiązane jest również zagadnienie znormalizowania dopuszczalnego czasu pozostawiania transformatora w stanie zwarcia. Ma to duże znaczenie przy ustalaniu dopuszczalnej gęstości prądu w warunkach zwarciowych — co w dotychczasowych konstrukcjach, opartych raczej na warunkach pracy znamionowej nie jest należycie uwzględniane. W związku z tym powstaje problem rewizji wysokości napięć zwarcia i powiększenia ich dla niektórych grup transformatorów. Badania wytrzymałości dynamicznej muszą opierać się na próbach w zwarciozni, która powinna powstać jak najrychlej w Instytucie Elektrotechniki.

Omówiono również zagadnienie optymalnych wymiarów geometrycznych transformatorów, pod względem kosztów produkcji i eksploatacji oraz dostosowania ich do możliwości transportu i ułatwienia napraw. W konstrukcji dużych jednostek transformatorowych musi być uwzględniona możliwość ich transportu zarówno z fabryki do stacji przeznaczenia, jak i transportu poziomego i pionowego w trudnych nieraz warunkach stacji elektroenergetycznych. Ten ostatni postulat nie jest dotąd uwzględniany, co poważnie utrudnia montaż transformatorów i powiększa jego koszt na stanowiskach pracy.

Dla zapewnienia rezerw i operatywności w ustawianiu rezerwowych transformatorów tam, gdzie są w danej chwili potrzebne, niezbędne jest opracowanie konstrukcji transformatora przewoźnego, o dużej mocy i możliwie uniwersalnego.

Zwrócono też uwagę na konieczność opracowania konstrukcji transformatorów z uzwojeniami aluminiowymi, przede wszystkim jednostek mniejszych (do 1600 kVA).

W obradach sekcji eksploatacyjnej, po koreferacie prof. mgr. inż. Hastermana, dyskusja rozwinęła się wokół następujących zasadniczych zagadnień:

a) regulacji pod obciążeniem, b) obciążalności transformatorów, c) eksploatacji, d) wyposażenia i zabezpieczeń, e) profilaktyki i technologii remontowej.

Ze względu na coraz większe trudności w utrzymaniu odpowiedniego poziomu napięć w rozrastających się systemach sieci średnich napięć, konieczne jest powszechne stosowanie regulacji pod obciążeniem — i to zarówno za pomocą przełączników, jak i autotransformatorów z regulacją. Wymaga to opracowania konstrukcji przełączników zaczepów pod obciążeniem, tak dla napięcia górnego 110 kV, jak i dla 30 kV oraz autotransformatorów regulacyjnych 30 i 15 kV. W dyskusji m. in. zwrócono uwagę na konieczność zmiany stosowanego obecnie zakresu regulacji napięcia o $\pm 5\%$ w małych transformatorach wiejskich na korzystniejsze stopnie: $-5 - 2,5 - 0 + 5\%$ lub nawet $0 - 2,5 - 5 - 7,5\%$ oraz wprowadzenia przekładni napięciowej w dużych jednostkach transformatorowych o 7,5% mniejszej od stosunku napięć znamionowych. Przy obecnie stosowanej przekładni, mniejszej o 10% od stosunku napięć znamionowych sieci, zakres regulacji pod obciążeniem o $\pm 10\%$ jest z reguły niewystarczający.

Zagadnienie doboru poziomu izolacji przełączników pod obciążeniem w punkcie zerowym transformatorów 110 kV oraz konstrukcyjne zalety rozwiązania przełącznika na napięcie 30 lub 35 kV, wymagają jeszcze dalszych prac badawczych.

V-minister Energetyki mgr inż. Zadrzyński, biorący czynny udział w obradach sekcji eksploatacyjnej, podkreślił niebezpieczeństwo kryjące się w bezkrytycznym stosowaniu regulacji pod obciążeniem, gdyż doprowa-

dziłoby to do zwiększenia strat w sieciach, wskutek przesyłania dużej ilości mocy biernej, z odległych nieraz elektrowni do punktów odbioru. Ponadto obniżenie napięcia po stronie zasilania transformatora regulacyjnego odbiłoby się niekorzystnie na stateczności pracy systemów energetycznych. Z tego względu, wraz z rozwojem regulacji pod obciążeniem, korzystne i celowe jest stosowanie kompensatorów synchronicznych, w szczególności w dużych stacjach odległych od elektrowni. W wielu wypadkach wyeliminują one potrzebę stosowania przełączników lub autotransformatorów regulacyjnych.

W toku dyskusji podjęto zagadnienie normalizacji dławików gaszących 30 i 15 kV (cewek Petersena) pod względem doboru rzędu prądów znamionowych (30; 60; 120; 240 A) i zakresów regulacji, w zastosowaniu do wprowadzania automatyki nastawiania zaczepów, w zależności od pojemności układu sieciowego. Przedstawiciele energetyki wysunęli ponadto żądanie opracowania specjalnych typów transformatorów w układzie Z—0/y, bardzo potrzebnych do przyłączania do nich dławików gaszących w stacjach, w których pracujące transformatory o górnym napięciu 110 kV mają uziemiony punkt zerowy. Transformatory takie, bezwzględnie tańsze od transformatorów Bauchy, spełniałyby równocześnie rolę transformatorów potrzeb własnych, mając odpowiednio dobre uzwojenie wtórne.

Dla elektryfikacji wsi należałoby opracować i rozpocząć produkcję serii transformatorów typu rolniczego, o zmniejszonych stratach w żelazie i o dużej przeciążalności.

Dla potrzeb własnych elektrowni i zakładów przemysłowych, a zwłaszcza dla górnictwa, potrzebne są nowoczesne transformatory suche do 1000 kVA na 6 kV.

Obszerne zagadnienie obciążalności transformatorów nie jest jeszcze wyczerpująco opracowane pod względem naukowo-badawczym. Nagrzewanie się transformatorów, starzenie się izolacji i olejów oraz związek pomiędzy nagrzewaniem się uzwojeń i zmiennością obciążenia, wymaga przeprowadzenia szczegółowych badań i zebrania materiałów doświadczeniowych.

Nierozwiązana jest sprawa opracowania prostego i łatwego w zastosowaniu urządzenia do pomiaru temperatury uzwojeń transformatorów, które umożliwiłoby właściwe wykorzystanie obciążalności bez narażania izolacji na przegrzanie. Zastosowanie metody modelu cieplnego (z uwzględnieniem jednak zmienności stałej czasowej) powinno być szczegółowiej praktycznie wypróbowane w eksploatacji. Dla celów praktycznych jest konieczne ustalenie dopuszczalnych temperatur uzwojenia oraz czasu trwania tych temperatur, co ma bezpośredni związek ze starzeniem się izolacji, wzrastającej bardzo szybko w wyższych temperaturach.

Odnosnie starzenia się oleju transformatorowego w wyższych temperaturach zauważono, że wzrost temperatury oleju o 5°C przyspiesza prawie dwukrotnie powstawanie produktów starzenia. Określenie więc dopuszczalnych temperatur nagrzewania oleju transformatora i sposobu ich mierzenia wymaga naukowej podbudowy. Z dyskusji na te tematy wynikało, że zagadnienia cieplne w transformatorach muszą jak najszybciej stać się przedmiotem poważnych badań naukowych. Wyniki tych badań oraz zebrane doświadczenia pozwolą na nowelizację dotychczasowych instrukcji eksploatacyjnych w zakresie obciążalności i przeciążalności transformatorów.

Z zagadnień eksploatacyjnych podkreślono sprawę dopuszczalnego przewzbudzenia transformatorów, chłodzenia wodnego i wentylatorowego transformatorów wewnętrznych i napowietrznych oraz niepokojącej awaryjności transformatorów małych i średnich mocy.

Przy omawianiu wyposażenia i zabezpieczeń transformatorów położono nacisk na ważną rolę, którą spełniają transformatory w systemach sieciowych i na konieczność takiego zabezpieczenia ich, ażeby wzrosła znacznie pewność tego elementu sieci. Dla transformatorów o mocy 5000 kVA i wyżej powinien być stosowany zdalny pomiar i sygnalizacja temperatury, dla transformatorów o mniejszej mocy pomiar temperatury maksymalnej. Zabezpieczenia przekładnikowe muszą być

czułe we wszystkich warunkach pracy transformatora oraz powinny działać pewnie i szybko. W szczególności należy poprawić jakość stosowanych zabezpieczeń różnicowych w celu przyspieszenia ich działania przy zachowaniu należytej wybiórczości.

Postęp techniczny w tej dziedzinie zostanie osiągnięty przez zastosowanie zabezpieczenia transduktorowego. Ponadto należałoby wprowadzić zabezpieczenie od zwarć z kadłubem, oparte na produkowanych w kraju przekładnikach. Ze strony przemysłu przekładnikowego podkreślono poważne trudności, wynikające z braku na rynku krajowym odpowiednich materiałów magnetycznych — zwłaszcza blach na rdzenie elektromagnetyczne.

Profilaktyka w zakresie eksploatacji transformatorów różnych mocy powinna się oprzeć na doświadczeniach, dotyczących określonych podziałów mocy i napięć. Potrzebny jest podział eksploatowanych w sieciach krajowych transformatorów na ustalone grupy, ażeby zebrane doświadczenia wytyczyły możliwie dokładnie kierunki usprawnień w ściśle określonej grupie transformatorów. Gospodarka remontowa musi być właściwie zorganizowana, zarówno w zakresie remontów kapitalnych, jak i konserwacji oraz remontów bieżących. Istniejące jeszcze w tej dziedzinie poważne braki w instrukcjach eksploatacyjnych i w literaturze fachowej muszą być jak najszybciej uzupełnione. Organizacja remontów dużych jednostek transformatorowych wymaga uruchomienia w najkrótszym czasie odpowiednio dużych warsztatów naprawczych. Warsztaty te powinny być wyposażone w nowoczesne urządzenia, pozwalające na przeprowadzanie prób i badań międzyoperacyjnych oraz pełnych prób po remoncie, łącznie z próbami stanu zwarcia i nagrzewania transformatora. Należy znacznie poprawić wyposażenie baz remontowych dla transformatorów średniej i małej mocy, zwłaszcza w zakresie badań jednostek po dokonanych remoncie.

Pilną sprawą jest ustalenie metod badania stanu izolacji transformatorów w warunkach eksploatacyjnych. Stosowane pomiary wskaźników adsorpcji R_{60}/R_{15} oraz C_2/C_{50} są zależne od wymiarów geometrycznych układu izolacyjnego i dlatego dają różne wartości dla różnych typów transformatorów — nie określając jednoznacznie stanu izolacji. Należy rozpowszechnić pomiar współczynnika strat dielektrycznych i napięcia jonizacji szczególnie ważnych jednostek transformatorowych oraz opracować nowe metody badań izolacji, które w sposób pewny i skuteczny wykrywałyby osłabienie jej stanu. Należy też ustalić konkretnie wymagania, jakim powinna odpowiadać izolacja odpowiednich grup transformatorów.

W trakcie obrad sekcji przekładnikowej, po wysłuchaniu koreferatu prof. St. Szpora, przedyskutowano zagadnienia izolacyjne i zwarcia w odniesieniu do przekładników wysokiego napięcia, zagadnienia nowych materiałów izolacyjnych oraz nowych konstrukcji przekładników prądowych i napięciowych.

Poddano krytyce dotychczasowe osiągnięcia w dziedzinie budowy przekładników różnych typów, przy czym zwrócono szczególną uwagę na zbyt małą jeszcze ich pewność ruchową pod względem wytrzymałości izolacji i wytrzymałości zwarcia. Obydwa te problemy wymagają zarówno opracowań naukowych, jak i wysiłku w dziedzinie technologii produkcji. Braki w dokładności przekładników i w utrzymaniu uchybów przekładniowych oraz kątowych w granicach przepisowych oraz w dotrzymaniu wartości mocy i liczb przetężeniowych wynikają zarówno z budowy przekładników, jak i ze stosowanych do ich budowy materiałów. Zwrócono i tu uwagę na nieodpowiednie blachy dostarczane przez hutnictwo, których stratność i przenikalność magnetyczna pozostawia wiele do życzenia. Przedstawiciele energetyki wysunęli dezyderaty, aby zbadać naukowo wymagania stawiane przekładnikom dla różnych układów zabezpieczeń i dla układów pomiarowych. Wiele układów zabezpieczeniowych wymaga znacznie wyższych liczb przetężeniowych niż te, które mają produkowane obecnie przekładniki. Dla szybko działających zabezpieczeń konieczna jest znajomość za-

chowania się przekładnika przy transformowaniu przebiegów nieustalonych, co wymaga przeprowadzenia w tym kierunku wnikliwych badań. W zakresie konstrukcji wysunięto żądania dotyczące powiększenia ilości rdzeni w przekładnikach prądowych oraz uwzględnienia przekładni 150/300/600/5/5 w przekładnikach na 110 kV, z ewentualnym czwartym rdzeniem. W przekładnikach rzędu 30 kV daje się odczuć brak odpowiednich konstrukcji napowietrznych małoolejowych — o dwu co najmniej rdzeniach, a w przekładnikach rzędu 15 kV przekładnie muszą dochodzić do 1500 A po stronie pierwotnej, z uwagi na instalowanie transformatorów o mocy 31,5 MVA. Wysłunięto też dezyderat odpowiedniego rozwiązania konstrukcyjnego zabezpieczenia obwodów wtórnych przekładników napięciowych, umieszczonego bezpośrednio na przekładniku — w celu uniknięcia uszkodzeń tych obwodów, wskutek zdarzających się zwarć w kablach doprowadzających napięcie do bezpieczników w nastawni. Zwrócono uwagę na poważny brak w programie krajowej produkcji przekładników na najbliższe lata wskutek nieuwzględnienia nowych opracowań przekładników napięciowych pięciordzeniowych oraz przekładników wyrównawczych z zaczeplami dla ochrony różnicowych.

Problemy postępu technicznego w zakresie materiałów izolacyjnych stosowanych w budowie przekładników powinny być w wyniku prowadzonych prób i badań pomyślnie rozwiązane, co umożliwi opracowanie konstrukcji suchych przekładników do 30 kV zarówno typu garbkowego, jak i przepustowego.

W sekcji przekładnikowej nie omówiono niestety zagadnień eksploatacyjnych przekładników oraz metod właściwej profilaktyki ruchowej.

Obrady konferencji podsumował prof. Jezierski. Stwierdził on, że zasadniczy jej cel, tj. określenie kierunku prac naukowo-badawczych i konstruktorskich został osiągnięty.

W wyniku obrad ustalono:

A. W dziedzinie transformatorów mocy główne kierunki badań naukowych powinny objąć zagadnienia:

1. wytrzymałości dynamicznej uzwojeń,
2. dielektryczne i wytrzymałości udarowej,
3. cieplne i wpływ ich na żywotność uzwojeń,
4. regulacji pod obciążeniem.

Główne kierunki szczególnie ważnych prac konstruktorskich i normalizacyjnych powinny obejmować:

1. małe transformatory o zwiększonej wytrzymałości udarowej,
2. transformatory do 100 MVA na 110 kV,
3. przełączniki zaczeplów pod obciążeniem,
4. transformatory przewoźne dużej mocy,
5. transformatory prostownikowe,
6. autotransformatory regulacyjne,
7. transformatory o napięciu 220 kV,
8. nowelizację norm na transformatory mocy, instrukcji eksploatacyjnych i technologicznych.

B. W dziedzinie przekładników wytyczono następujące zasadnicze kierunki badań naukowych:

1. zagadnienia izolacyjne,
2. wytrzymałość zwarcia przekładników prądowych,
3. ustalenie metod prób typu i wyrobu,
4. zastosowanie żywic syntetycznych w przekładnikach prądowych i napięciowych.

Jako zasadnicze kierunki prac konstruktorskich ustalono następującą tematykę:

1. nowe konstrukcje suchych i małoolejowych przekładników 30 kV,
2. przekładniki napięciowe 30 kV z dwoma biegami,
3. przekładniki napięciowe 110 kV (małoolejowe),
4. przekładniki prądowe i napięciowe suche do 30 kV z izolacją z żywic syntetycznych,
5. przekładniki prądowe do 30 kV o zwiększonej wytrzymałości zwarcia,
6. przekładniki prądowe przepustowe zewnętrzno-wewnętrzne dla wszystkich napięć,

7. przekładniki napięciowe 220 kV (pojemnościowy dzielnik napięcia).
- C. Ustalono następujące zasadnicze problemy przemysłowe i materiałowe:
 1. Dla umożliwienia postępu technicznego w budowie transformatorów konieczne jest:
 - a) wybudowanie i uruchomienie nowej fabryki transformatorów wyposażonej w nowoczesne laboratoria;
 - b) przeprowadzenie szerokiej modernizacji istniejących fabryk;
 - c) wybudowanie i wyposażenie baz remontowych dla napraw transformatorów dużych i średnich mocy;
 - d) jak najszybsze uruchomienie zwarciołwni w Instytucie Elektrotechniki.
2. W dziedzinie zaplecza materiałowego dla krajowej produkcji transformatorów podstawowym warunkiem postępu technicznego jest:
 - a) uruchomienie krajowej produkcji blach transformatorowych o stratności poniżej 1 W/kg i wytwarzanie jej nowoczesnymi metodami hutniczymi;
 - b) znaczne podniesienie poziomu produkcji materiałów izolacyjnych i lakierów olejoodpornych oraz rozpoczęcie produkcji syntetycznych olejów niepalnych.

Mgr inż. Stanisław Rosiński

Mgr inż. Tadeusz Frank

Dnia 13 lipca zmarł nagle przy pracy członek redakcji czasopisma „Energetyka”, mgr inż. Tadeusz Frank.

Urodzony 30. I. 1913 r. w Sosnowcu ukończył tam szkołę średnią, po czym wstąpił na studia na wydział elektromechaniczny Politechniki Lwowskiej. W 1936 r. uzyskał dyplom inżyniera elektryka i rozpoczął pracę w elektrowni kopalni Silesia w Chłowicach, pełniąc początkowo obowiązki zastępcy a od 1938 r. kierownika ruchu.

Po zajęciu Śląska przez Niemców został wtrącony do obozu koncentracyjnego w Oświęcimiu. Uwolniony dzięki staraniom rodziny objął w 1941 r. stanowisko kierownika ruchu elektrowni w Radomiu. Po wyzwoleniu Śląska przeniósł się do Elektrowni Łaziska, gdzie pełnił początkowo funkcję kierownika ruchu elektrowni, a od 1947 r. prowadził jej rozbudowę. Z chwilą utworzenia Biura Rozbudowy Zjednoczenia Energetycznego Okręgu Górnośląskiego został tam przeniesiony, gdzie pracował aż do czasu reorganizacji inwestycji na stanowisku dyrektora administracyjnego. Po likwidacji Biura Rozbudowy pracował przez kilka miesięcy w Ministerstwie Górnictwa i Energetyki, następnie objął stanowisko głównego inżyniera w Ekspozyturze Stalinogrodziej „Energo-projektu”. W 1952 r. odniósł ciężkie obrażenia w wypadku samochodowym w czasie podróży służbowej i prawie przez rok przebywał w szpitalu. Powróciwszy do pracy mimo braku zdrowia prowadził dział projektowy w Stalinogrodzkim Biurze Projektów Siłowni Ciepłych, osiągając jak zawsze świetne wyniki pracy. W latach 1950/51 i 1951/52 wykładał na wydziale energetycznym w Wieczorowej Szkole Inżynierskiej w Stalinogrodzie.

Przez ostatnie 9 lat Zmarły pracował przy rozbudowie energetyki i imię Jego jest związane ze wszystkimi większymi inwestycjami elektrownianymi na południu kraju. Poza tym rozwijał niezwykle żywą działalność naukową i publicystyczną. Wszystkie polskie czasopisma energetyczne drukowały Jego liczne artykuły oraz tłumaczenia. Śmierć nie pozwoliła Mu doczekać wydania książki, której opracowanie ukończył w ostatnich dniach przed zgonem.

W Zmarłym straciliśmy wybitnego energetyka, zacnego człowieka i towarzysza pracy.

Komitet Redakcyjny
Czasopisma „Energetyka”

WYDAWNICTWA NADESŁANE

Napowietrzne linie elektroenergetyczne

Mgr inż. Zbigniew Grabowski

Warszawa 1955, format B 5, str. 256, cena 20 zł

Nakładem Państwowych Wydawnictw Technicznych w Warszawie ukazało się trzecie wydanie cennej książki inż. Grabowskiego o budowie i eksploatacji napowietrznych linii elektroenergetycznych. Książka jest przeznaczona dla monterów, brygadzystów i kierowników robót. W pierwszej części omówiono trasowanie i pomiary w terenie, budowę i własności przewodów stosowanych w liniach napowietrznych, złączki, zaciski i łączenie przewodów, izolatory i ich uzbrojenie, słupy, układy przewodów na słupach, roboty ziemne i ustawienie słupów, zawieszanie przewodów i ich mon-

taż, uziemianie słupów i przewodów odgromowych oraz lokalne sieci rozdzielcze niskiego napięcia i linie wiejskie. W drugiej części podano zasady organizacji eksploatacji linii wysokiego napięcia, omówiono typowe uszkodzenia, metody badań oraz konserwację elementów linii. W trzeciej części książki zebrano podstawowe przepisy bezpieczeństwa pracy przy budowie i eksploatacji linii napowietrznych.

Książka inż. Grabowskiego opracowana jest bardzo starannie, wszystkie zagadnienia sumiennie i przystępnie podano czytelnikowi, a rysunki wykonano starannie i przejrzysto. Książka nadal będzie dużą pomocą dla pracowników zatrudnionych przy budowie i eksploatacji linii napowietrznych.

Mgr inż. Tadeusz Frank