

NOWOCZESNE KIERUNKI W BUDOWIE ELEKTROWNI

CYKL ODCZYTÓW WYGŁOSZONYCH W ODDZIALE WARSZAWSKIM
STOWARZYSZENIA ELEKTRYKÓW POLSKICH W ROKU 1928

PRZEZ

PROF. W. CHRZANOWSKIEGO
PROF. K. POMIANOWSKIEGO
PROF. S. ZWIERZCHOWSKIEGO
INŻ. S. KONCZYKOWSKIEGO
INŻ. S. KANIEWSKIEGO
INŻ. Z. GOGOLEWSKIEGO
DYR. A. HOFFMANNA
INŻ. T. CZAPLICKIEGO
DYR. K. STRASZEWSKIEGO

Z PRZEDMOWĄ DR. W. MOROŃSKIEGO

WARSZAWA 1929

NAKŁADEM ODDZIAŁU WARSZAWSKIEGO S. E. P.

CENA 1 zł.

Morowski
16 IX. 29.

NOWOCZESNE KIERUNKI W BUDOWIE ELEKTROWNI

CYKL ODCZYTÓW WYGŁOSZONYCH W ODDZIALE WARSZAWSKIM
STOWARZYSZENIA ELEKTRYKÓW POLSKICH W ROKU 1928

PRZEZ

PROF. W. CHRZANOWSKIEGO
PROF. K. POMIANOWSKIEGO
PROF. S. ZWIERZCHOWSKIEGO
INŻ. S. KONCZYKOWSKIEGO
INŻ. S. KANIEWSKIEGO
INŻ. Z. GOGOLEWSKIEGO
DYR. A. HOFFMANNA
INŻ. T. CZAPLICKIEGO
DYR. K. STRASZEWSKIEGO

Z PRZEDMOWĄ DR. W. MOROŃSKIEGO

WARSZAWA 1929

NAKŁADEM ODDZIAŁU WARSZAWSKIEGO S. E. P.

CENA 7 ZŁ.

5

*zbiórka
- p. 101*



nr 475

SPIS RZECZY

<i>Dr. W. Moroński.</i> Wstęp.	
<i>Prof. W. Chrzanowski.</i> Nowoczesne turbiny parowe	3
<i>Prof. K. Pomianowski.</i> O wyzyskaniu sił wodnych	69
<i>Prof. S. Zwierzchowski.</i> Postępy w budowie i zastosowaniu turbin wodnych	72
<i>Inż. S. Konczykowski.</i> Elektrownia cieplna jako całość	80
<i>Inż. S. Kaniewski.</i> Postępy w budowie maszyn elektrycznych	100
<i>Inż. Z. Gogolewski.</i> Transformatory	108
<i>Dyr. A. Hoffman.</i> Napowietrzne sieci wysokiego napięcia. Budowa i eksploatacja	112
<i>Inż. T. Czaplicki.</i> Równoległa praca elektrowni	133
<i>Dyr. K. Straszewski.</i> Gospodarka eksploatacyjna w elektrowniach	139

BG-03P/319-10

WSTĘP

W stosunku do innych krajów pod względem elektryfikacji jesteśmy znacznie opóźnieni. Stwierdzając ten fakt, nie będziemy starali się wytłomaczyć, jakie na to się złożyły przyczyny. Ważniejszą wydaje się nam pewność, że niedaleką jest chwila, kiedy elektryfikacja zacznie się u nas realizować ze zdwojoną siłą.

Taki stan rzeczy ma pewne dobre strony dla nas, daje nam bowiem możliwość uniknięcia tych błędów i złych doświadczeń, które zawsze są udziałem pionierów. Skoro więc tych doświadczeń poczyniono w ostatnich czasach, w różnych krajach, dużo, stwarzając liczne większe i mniejsze elektrownie i sieci, staje się nader pożądanym zrobienie przeglądu obecnych kierunków w budowie elektrowni i sieci, omówienie najnowszych zdobyczy i najnowszych doświadczeń w tej dziedzinie.

Skoro opóźniliśmy się nietyle z braku inicjatywy i zdawania sobie sprawy z potrzeby elektryfikowania kraju, a prawie wyłącznie z braku odpowiednich kapitałów, niech nasze późne poczynania będą przynajmniej najbardziej racjonalne i odpowiadają potrzebom życia gospodarczego naszego Państwa, dzięki oparciu się na dobrze opracowanych projektach, uwzględniających lokalne warunki.

W tem przeświadczeniu Oddział Warszawski Stowarzyszenia Elektryków Polskich zorganizował w roku ubiegłym cykl odczytów pod nazwą „No-

woczesne kierunki w budowie Elektrowni”. W pierwotnym założeniu tendencją było nadanie i utrzymanie jaknajbardziej jednolitego charakteru poszczególnych referatów przez opracowanie ich według jednolitego planu i późniejsze ich skoordynowanie. Ta strona zadania napotkała jednakże na duże trudności i musiała być zaniechana, ale każdy oddzielny referat jest cennym przyczynkiem, chociaż nie wyczerpuje całkowicie kwestji. Referaty zostały opracowane przez wybitnych fachowców i spotkały się z dużym zainteresowaniem słuchaczy. Dla uwypuklenia poruszanych spraw i ożywienia dyskusji zapraszaliśmy znanych specjalistów również z dziedzin pokrewnych.

Należy więc w tem miejscu wyrazić naszą wdzięczność Szanownym Prelegentom, że zechcieli poświęcić tyle pracy na przygotowanie referatów i podzielić się z nami swoim doświadczeniem i wiedzą, a także tym Szanownym Kolegom, którzy na nasze zaproszenie wzięli udział w dyskusji.

Wreszcie wypada podkreślić jeszcze jeden moment, a mianowicie ten, że wygłoszenie tego cyklu odbyło się w okresie przełomowym w życiu naszego Stowarzyszenia, kiedy to na Walnem Zebraniu Oddziału Warszawskiego zostało rzucone hasło rozszerzenia działalności Stowarzyszenia i dostosowania go do potrzeb Polskiej Elektrotechniki. Cykl ten wzbudził wielkie zainteresowanie i przyczynił się do znacznego ożywienia zebrań Oddziału.

W. Moroński.

Prof. Dr. inż. WIESŁAW CHRZANOWSKI.

NOWOCZESNE TURBINY PAROWE.

Odczyt wygłoszony w Stow. Inżynierów i Techników w Katowicach i w Radomiu oraz w Kole Warszawskiem
Stowarzyszenia Elektrotechników Polskich.

Turbiny parowe odgrywają obecnie przy wielkiej drożyznie kapitału, a przy stosunkowo niezbyt wysokiej cenie węgla największą rolę jako silniki o wielkiej mocy. Rozwój turbin parowych postępuje znacznie szybciej niż innych silników; — co kilka lat wprowadzane są zasadnicze zmiany w budowie ich, z którymi winien zapoznawać się nawet inżynier-odbiorca, aby przy zamawianiu dokonywać odpowiedniego wyboru.

Turbiny parowe o średniej i dość dużej mocy zaczęły rozpowszechniać się na kontynencie europejskim w okresie od r. 1902 do 1907, a w czasie 1908 do 1923 nastąpił szybki rozwój ich budowy w kierunku *turbin jednokadłubowych* o tak zwanej mocy krańcowej, t. j. mocy możliwie największej przy pewnej liczbie obrotów. Cechą charakterystyczną tych turbin była budowa silników możliwie krótkich, spotrzebowujących możliwie mało materiału i wymagających, z powodu małej liczby części, stosunkowo niewielkich kosztów obróbki, a odznaczających się małym zapotrzebowaniem miejsca, więc w wyniku silników tanich, choć nie posiadających zbyt wysokiej sprawności. Rozwój tego rodzaju można tłuma-

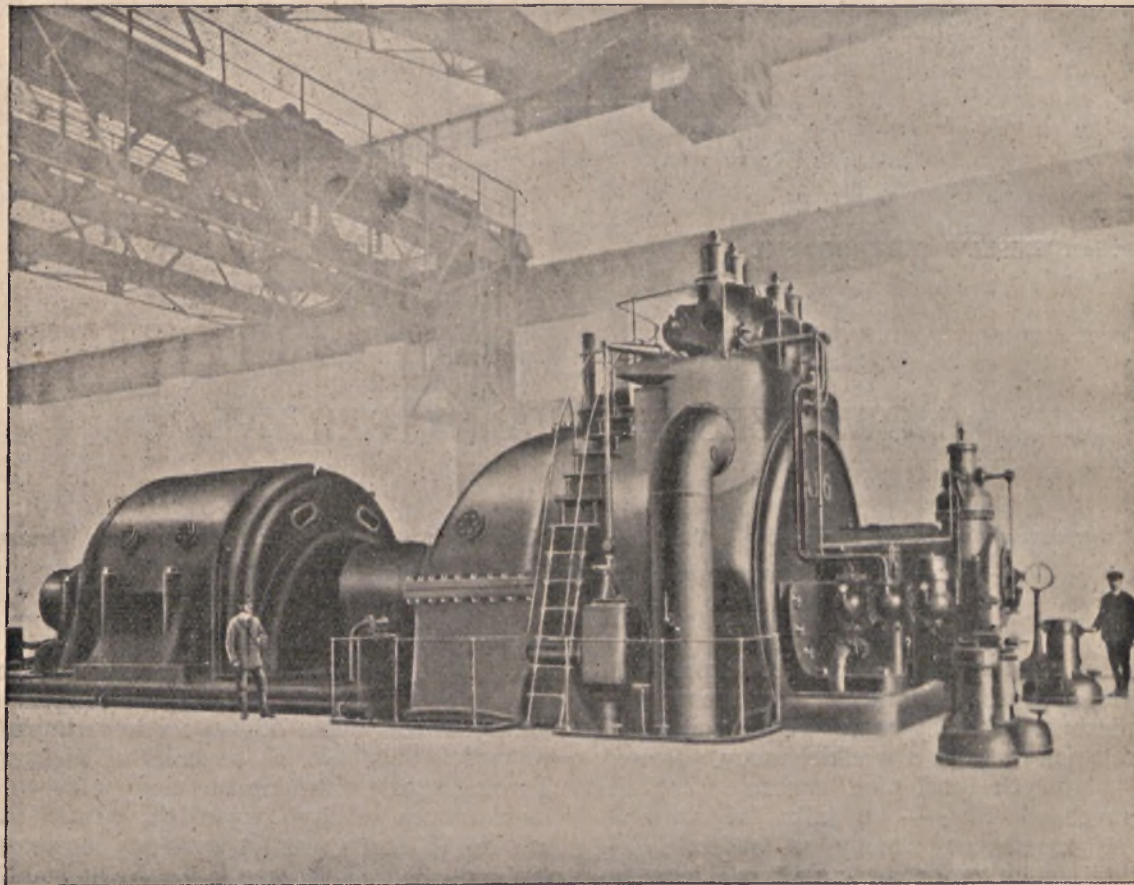
czyć sobie tem, że w okresie zaznaczonym węgiel był stosunkowo niedrogi, skutkiem czego koszty inwestycyjne odgrywały w rachunku rentowności, podobnie jak obecnie, największą rolę. Turbiny proste i krótkie posiadały przy wówczas stosowanych niezbyt wysokich ciśnieniach (10 *atn* do 16 *atn*) i niezbyt wysokich temperaturach (250° do 350° C) jeszcze jedną wielką, może największą zaletę, t. j. odznaczały się dość dużą *niezawodnością biegu*, która jest najważniejszym warunkiem powodzenia każdego silnika. Jako przykład turbiny o t. zw. mocy krańcowej mogą służyć silniki, budowane przez Tow. A. E. G. w Berlinie o mocy 50.000 *kW* w jednym kadłubie przy liczbie obrotów $n = 1000$ na minutę (rys. 1), ustawione w Centrali Nadreńsko—Westfalskiej, z których ostatnia była w montażu fabrycznym w styczniu r. 1925. Turbina ta składa się z koła Curtis'a i z 9 kół akcyjnych posiadających średnie średnice wirników 3400 do 3800 *mm*; budowę jej cechowała więc mała liczba wirników o dużych średnicach.

Bezpośredni okres po wojnie europejskiej, w którym panowała nie tylko nadmierna drożyzna paliwa, lecz także i brak węgla, nakazał szukać

nowych dróg w budowie turbin parowych. W tym czasie rozwój ich dokonywał się prawie wyłącznie z punktu widzenia cieplnego, *często bez należytego uwzględnienia kosztów budowy instalacji.*

Pod wpływem wyniku badań Związku angielskich inżynierów mechaników, ogłoszonych w marcu 1923 r., oraz zasad, propagowanych przez Pierwszą Brneńską Fabrykę, powstała budowa turbin, pracujących zwłaszcza w części wysokoprężnej z małymi prędkościami pary, co zmuszało do ułożenia wielkiej liczby wirników, nawet przy ciśnieniu dolotowym około 12 atn,

co przy małej prędkości pary prowadziło do uzyskania małych średnic wirników, korzystnych ze względu na niezawodność biegu turbiny;—dalej straty spowodowane nieszczelnościami międzystopniowymi zmniejszono przez używanie dobrych uszczelnień, których zadaniem było ułatwione przez mały spadek ciśnienia w poszczególnych stopniach ciśnienia, a w końcu usunięto w znacznej mierze straty, spowodowane uchodzeniem pary poza łopatkami. W tym ostatnim względzie chwycono się nawet takich środków, *które nie są dopuszczalne* ze względu na naruszenie podstawowej zasady budowy silnika, t. j.



Rys. 1.

w dwóch kadłubach; koszty budowy silnika wzrosły przez to niepomiaralnie. W okresie tym panującym od r. 1922 do końca r. 1925, a w niektórych wytwórniach nawet do końca r. 1926, zwrócono szczególną uwagę na polepszenie sprawności części wysokoprężnej silnika. Wobec tego zaniechano stosowania koła Curtis'a w części wysokoprężnej turbin kombinowanych jako elementu pracującego nieekonomicznie. Równocześnie zwrócono szczególną uwagę na zmniejszenie wszelkich strat wewnętrznych turbiny. Straty hydrauliczne zmniejszono przez nadanie łopatom odpowiednich kształtów, opory wentylacyjne przez stosowanie zasilania na całym obwodzie,

niezawodności ruchu, a mam tutaj na myśli używanie niedopuszczalnie małych szczelin pomiędzy częściami wirującymi i nieruchomymi.

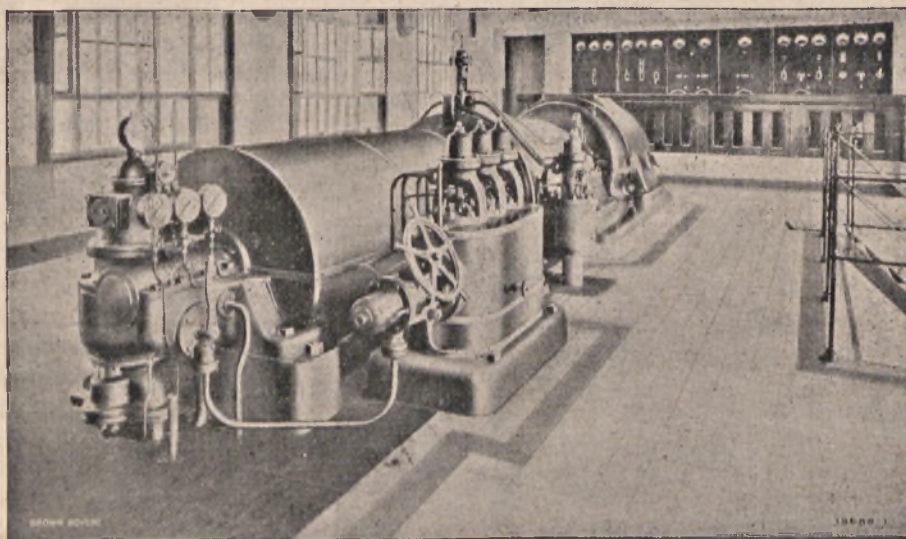
Turbiny dwukadłubowe, budowane w tym okresie dla ciśnień poniżej około 18 atn, a trzy i czterokadłubowe, budowane dla wyższych ciśnień, nie mogły utrzymać się na rynku zbytu jako silniki o mniejszej i średniej mocy, bo znacznie wyższej ich ceny nie mogło wyrównać zaoszczędzenie pary. Sprawność turbiny kondensacyjnej wzrasta bowiem bardzo nieznacznie przy polepszeniu sprawności jej części wysokoprężnej nawet o dość duży procent; n. p. jeśli turbina kondensacyjna, pracująca z ciśnie-

niem dolotowym 16 *atn* i z temperaturą 350° C, posiada sprawność 77% przy sprawności części wysokoprężnej 62% i opanowaniu przez nią 42,6% adyabatycznego spadku ciepła, to przy podniesieniu sprawności części wysokoprężnej do 74%, sprawność jej wzrośnie o 19,3%, lecz sprawność całej turbiny wzrośnie tylko do $\eta_i = 81,3\%$, czyli o 4,3%.

Pomimo, że okres budowy turbin o przesadnie dużej liczbie wirników, mającej jedynie na względzie możliwie najmniejsze zużycie pary, trwał tylko tak krótko, wpłynął on jednak bardzo owocnie na dalszy rozwój turbin parowych. Przyczynił się bowiem do umożliwienia stosowania wysokich ciśnień i wysokich temperatur, do wskazania dróg, prowadzących do zmniejszenia strat wewnętrznych w turbinie, oraz do dobitnego udowodnienia, że sprawność turbin kondensacyjnych można polepszyć przede wszystkim przez polepszenie sprawności części niskoprężnej.

czych, lecz wykonane z nich duże części maszynowe zawodzą jeszcze czasami z powodu braku dostatecznej jednolitości materiału w dużym bloku. Używanie wirników o niezbyt wielkiej średnicy jest także korzystne ze względu na niebezpieczeństwo drgań i odkształcania się tarcz wirników o większych średnicach.

Niezawodność biegu jest też tym czynnikiem, który przy obecnym stanie wyrobu materiałów określa dla turbin osiowych powyżej jakiej mocy, powyżej jakiego ciśnienia i jakiej temperatury należy budować turbiny kilkokadłubowe. W tym względzie jest dość ustalone zapatrywanie, że jednokadłubowe osiowe turbiny kondensacyjne, posiadające ze względu na uzyskanie dobrej sprawności dostatecznie dużą liczbę wirników, należy budować tylko o mocy aż do *najwyżej* 12.000 *kW*, ($n_i = 3.000 \text{ obr./min.}$) przy ciśnieniu dolotowym 18 do 22 *atn* i temperaturze nie wyższej od 350° C. Jedynie jednokadłu-



Rys. 2.

W chwili obecnej konstruktorzy nowoczesnych turbin parowych zwracają ze względu na możliwość konkurencji *dużą uwagę na zmniejszenie kosztów budowy silnika i starają się osiągnąć jednocześnie możliwie największą niezawodność biegu i ekonomiczną pracę silnika.*

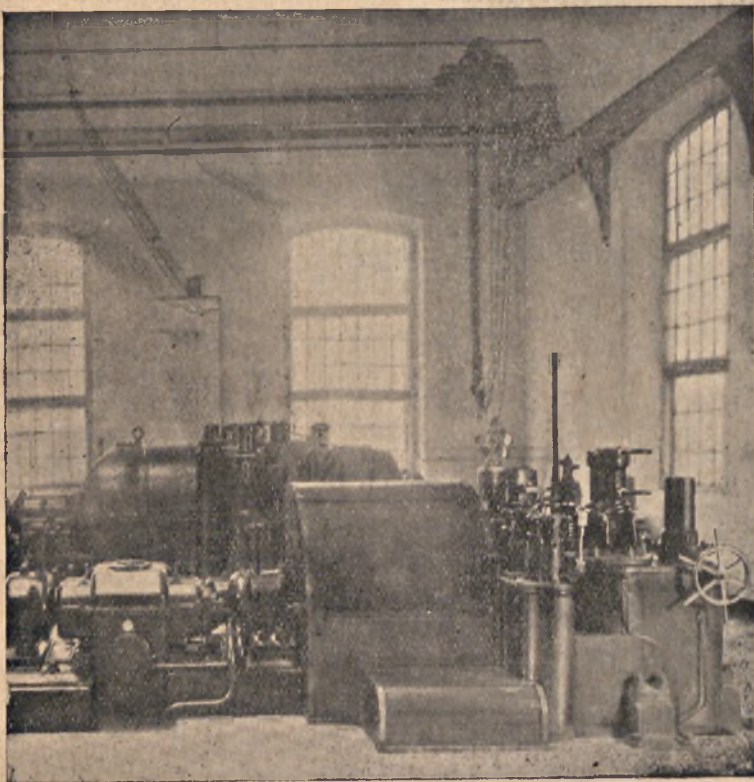
1. Niezawodność biegu.

Kardynalnym warunkiem powodzenia silnika jest jego bezwzględna *niezawodność biegu*. Z tej przyczyny większość konstruktorów stara się stosować niezbyt wysokie prędkości obrotowe, czyli dąży do wykonywania wirników o niezbyt wielkich średnicach, aby uniknąć bardzo wysokich naprężeń w częściach wirujących, i aby nie być zmuszonym do stosowania na wirniki nawet przy średniej mocy turbiny materiałów najwyższej jakości, t. zw. materiałów uszlachetnionych. Ostatnie dają bowiem bardzo dobre wyniki wytrzymałościowe na maszynach probier-

bowe osiowe turbiny kondensacyjne o małej mocy, poniżej około 2.000 *kW*, mogłyby przy zaznaczonym ciśnieniu pracować niezawodnie przy 375° C, natomiast moc ich mogłaby dochodzić do 15.000 *kW* przy ciśnieniu dolotowym poniżej 18 *atn*, przyczem pożądanym byłby dwukierunkowy przepływ pary, celem uzyskania mniejszych średnic wirników i większej sztywności całego układu wirującego.

Przy dużej mocy i wysokim ciśnieniu dolotowym (n. p. 30.000 *kW*, $n = 1.500 \text{ obr./min.}$, 32 *atn* i 400° C) dzieli się turbinę nawet czasem na trzy kadłuby z jednym generatorem elektrycznym (układ posobny), a przy jeszcze większej mocy, n. p. 80.000 *kW* przy $n = 1.500 \text{ obr./min.}$ na cztery kadłuby; — w ostatnim wypadku cylinder wysoko — i średnioprężny napędzają jeden, a dwa cylindry niskoprężne drugi generator elektryczny (układ sprzężony). Celem takiego podziału jest przede wszystkim uzyskanie więk-

szej niezawodności biegu, bo masy cylindrów i sztywnych wałów zostają zmniejszone, a wysokie i niskie temperatury zostają rozdzielone na kilka oddzielnych kadłubów. Oczywiście dla mniejszej mocy, t. j. przy mniejszych wymiarach silnika można nawet przy wyższych ciśnieniach budować dwukadłubowe turbiny, n. p. Brown-Boveri buduje dla mocy 7.000 kW i ciśnienia dolotowego 100 ata i 430° C jeden cylinder wysokoprężny, w którym para rozpręża się do 19,5 ata, a z tem ciśnieniem dopływa do cylindra niskoprężnego, w którym rozpręża się do ciśnienia panującego w kondensatorze. Ze względu na zmniejszenie kosztów instalacji silnikowej stosuje się obecnie zasadniczo tylko tak dużą liczbę



Rys. 3.

kadłubów turbiny, jakiej wymaga niezawodność biegu silnika, bo im większa jest liczba kadłubów, tem większe są koszty budowy turbiny, fundamentów i budynków.

Również ze względu na podniesienie niezawodności biegu układa się w turbinach wysokoprężnych zawory regulacyjne obok kadłuba turbiny (rys. 2, 3 i 4), aby otrzymać możliwie prosty kształt kadłuba, oraz powrócono do koła Curtis'a jako pierwszego wirnika, względnie stosuje się ulepszone koło Curtis'a o kształcie litery U (rys. 5). To ostatnie różni się od normalnego koła Curtis'a tem, że para pracuje w nim z małym stopniem reakcyjności (około 5%) i że kierownica między dwoma wieńcami wirników posiada uszczelnienie przy piaście, aby zapobiedz stratom pary rozprężającej sięchoć nieznacznie

w wieńcu kierowniczym; — koło U posiada trochę lepszą sprawność od koła Curtis'a, a spełnić może to samo zadanie.

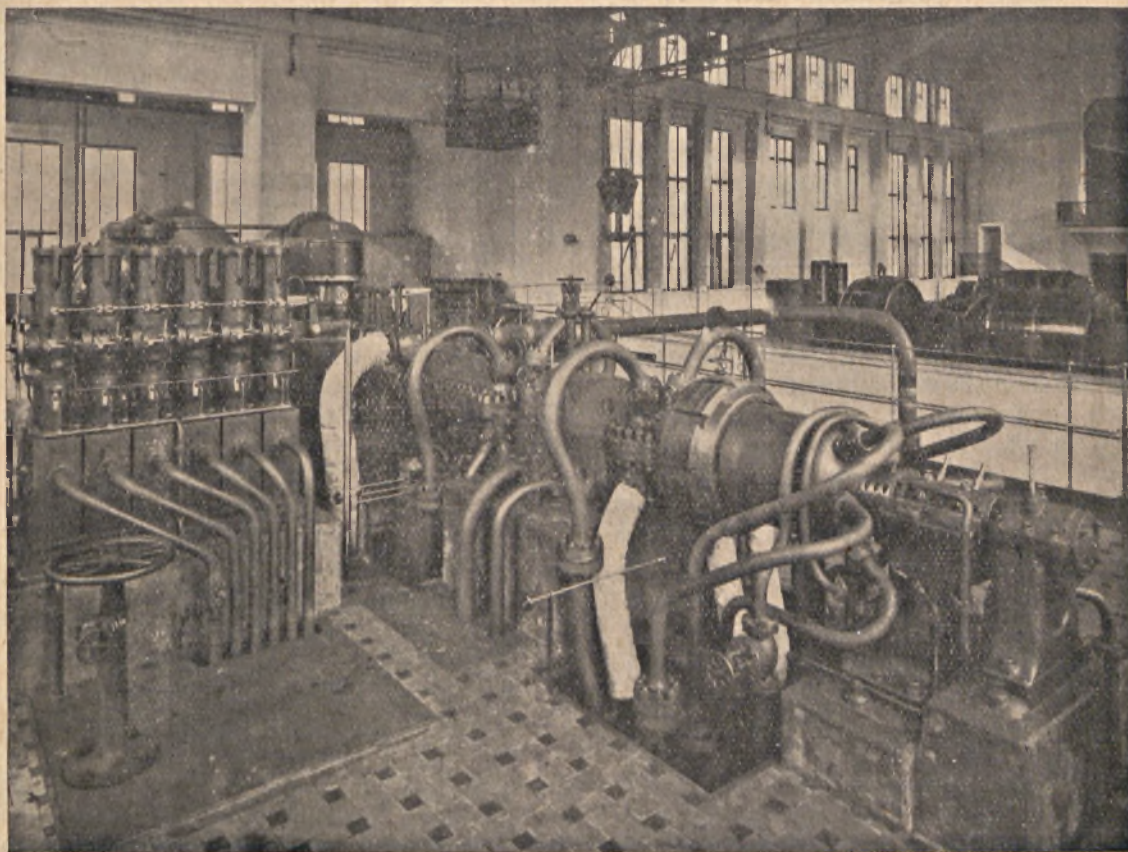
Gorsza sprawność koła Curtis'a względnie koła U od sprawności większej liczby kół akcyjnych, opanowujących ten sam spadek ciśnienia, wpływa nieznacznie na pogorszenie ogólnej sprawności turbiny kondensacyjnej, a posiada ono bardzo cenne zalety. Wymienić możnaby następujące: do kadłuba turbiny dopływa para o niższym ciśnieniu i niższej temperaturze, przez dość duże rozprężanie pary (choćby tylko do ciśnienia krytycznego) w kole Curtis'a otrzymuje się w turbinach pracujących nawet z ciśnieniem dolotowym 20 do 25 atn, o ile moc ich jest większa od 1.000 kW, tak dużą objętość pary, która pozwala na zasilanie na całym obwodzie następnych wirników przy otrzymaniu dostatecznie długich łopatek, przynajmniej w turbinach akcyjnych, a przy mocy powyżej około 5.000 kW nawet w turbinach reakcyjnych; w końcu turbina z kołem Curtis'a (lub kołem U) jako częścią wysokoprężną pracuje ekonomicznie przy zmiennym obciążeniu. Pierwsza i druga zaleta koła Curtis'a wpływa korzystnie pod względem niezawodności ruchu, druga i trzecia pod względem polepszenia sprawności turbiny.

Pozostaje jeszcze do rozważenia w turbinach osiowych sprawa systemu akcyjnego, w którym para rozpręża się tylko w łopatkach kierowniczych, i reakcyjnego, w którym para rozpręża tak w łopatkach kierowniczych jak i wirnikowych. Z góry zaznaczam, że tak jeden jak i drugi system ma swoją rację bytu, lecz w odpowiednim miejscu zastosowany. System reakcyjny odznacza się większą sztywnością części wirujących, zwłaszcza przy zastosowaniu bębna, może opanować przy mniejszej długości łopatek niż w systemie akcyjnym większe objętości pary, posiada przy dostatecznie długich łopatkach nie gorszą niezawodność ruchu, a natomiast lepszą sprawność, w końcu przy tej samej sumie średnich prędkości obwodowych wirników jest tańszy w wykonaniu, więc ułatwia walkę konkurencyjną. Ponieważ system reakcyjny wymaga zasilania na całym obwodzie wirników, przeto przy zastosowaniu reakcyjnego pierwszego stopnia ciśnienia turbiny trzeba użyć regulacji jakościowej, t. j. przez dławienie pary dolotowej. Z powyższego wynika, że system wyłącznie reakcyjny można stosować z powodzeniem w turbinach o bardzo dużej mocy, która podlega ze względu na dobre wyzyskanie silnika nieznacznym wahaniom i skutkiem tego pozwala zastosować regulację jakościową, nawet przy bardzo wysokich ciśnieniach dolotowych (n. p.

fabryka Parsons'a buduje turbiny reakcyjne o mocy 50.000 kW przy 50 atm i 400° C. W wysokoprężnej części otrzymuje się bowiem tutaj łopatki o takiej długości, która pozwala bez uszczerbku sprawności turbiny na zastosowanie dostatecznie dużych szczelin pomiędzy łopatkami wirnikowymi i kadłubem.

Jeśli natomiast moc turbiny jest mniejsza, a ciśnienie pary dołotowej dość wysokie, to należy w części wysokoprężnej zastosować koło Curtis'a względnie koło U, a gdyby to nie wystarczyło, za nim jeszcze kilka kół akcyjnych, dopóki nie otrzyma się łopatek reakcyjnych o dostatecznej długości;—osobiście polecałbym

niej i dużej mocy stosuje się wyłącznie *wały sztywne*, które jedynie zapewniają spokojny bieg maszyny. Grzebieniaste łoża stopowe zastąpiono łożami klockowymi, które mogą podejmować bardzo duże naciski. Skutkiem tego usuwają one w wielu wypadkach konieczność stosowania łożków odciążających w turbinach reakcyjnych, a w turbinach akcyjnych usuwają obawę zatarcia się czopa stopowego przy większej nieszczelności uszczelnienia międzystopniowego w kierownicach, która zwykle następuje po dłuższym okresie pracy. Nowoczesne stopowe łożyska klockowe, które powodują znacznie mniejsze straty niż łożyska grzebieniaste, są tak zbu-



Rys. 4.

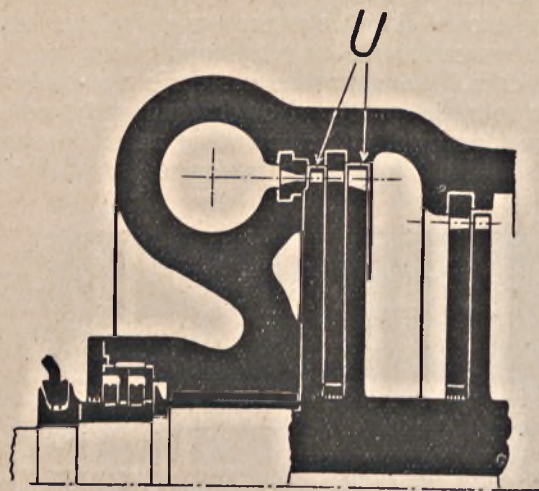
łopatki takie o długości nie mniejszej od 40 mm, jeśli temperatura pary jest wyższą od 270° C. Wynika z tego, że w turbinach osiowych, z wyjątkiem silników o bardzo wielkiej mocy, *system akcyjny*, w którym większe promieniowe szczeliny łopatkowe są dopuszczalne bez ujemnego wpływu na sprawność turbiny, *jest ze względu na niezawodność biegu silnika wskazany w części wysokoprężnej*, natomiast *system reakcyjny z powodu zalet poprzednio wspomnianych w części niskoprężnej*, a przy przepływie większej ilości pary nawet już w części średnioprężnej.

W turbinach osiowych wprowadzono też szereg ulepszeń konstrukcyjnych, które zwiększają niezawodność ich biegu. W silnikach o śred-

dowane, aby nieprzerwana taśma smaru znajdowała się pomiędzy powierzchniami ślizgającymi się po sobie. Celem uzyskania tego powierzchnia oporowa powinna być trochę pochylona względem biegnącego obrzeża wału. Z tej przyczyny powierzchnia oporowa jest podzielona na kilka segmentów, które ustawiają się skośnie przy ruchu obrzeża wału, przez co powstają, z powodu pochylenia się segmentów, kliny pomiędzy powierzchniami pracującymi, w które to kliny wciska się smar.

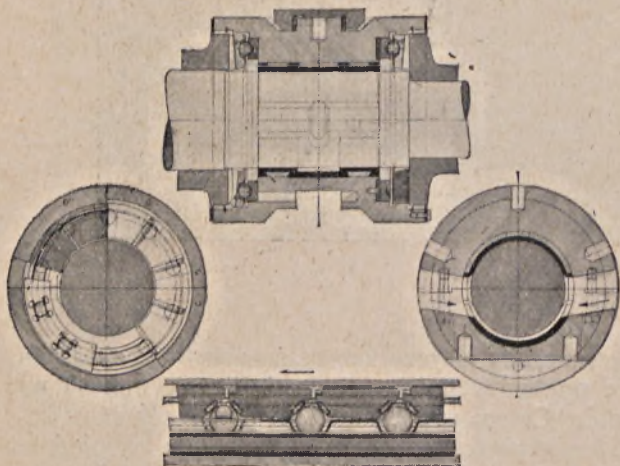
Firma Brown—Boveri wykonywa łożyska stopowe tego rodzaju łącznie z łożyskami głównymi (rys. 6) lub też umieszcza je oddzielnie obok łożysk głównych (rys. 7). Na rys. 6 wi-

doczne jest pochyłe nastawienie się segmentów bronzowych ze wstawkami ze stali hartowanej. Celem osiągnięcia równomiernego obciążenia wszystkich segmentów, spoczywają one na hartowanych kulkach stalowych, które opierają się na wspomnianych wstawkach z jednej strony, a na hartowanym, w łożu ułożonym pierścieniu



Rys. 5.

stalowym z drugiej strony. W ten sposób osiąga się łatwe dostosowanie się powierzchni klocków we wszystkich kierunkach. Łożyska stopowe Brown-Boveri'ego są tak wykonane, że mogą opanować nacisk w obydwóch kierunkach. Firma Skoda w Pilźnie uzyskuje wspomnianą taśmę smaru w łożu stopowym przez zastosowanie sprężynujących klocków, wykonanych z jednego kawałka



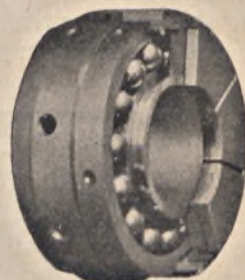
Rys. 6.

(rys. 8). Na tej samej zasadzie zbudowane jest stopowe łożo klockowe przez Tow. A. E. G. w Berlinie (rys. 9). Łoże to podejmuje nacisk, działający w kierunku strzałki S, a posiada po lewej stronie nasadzonego na wał obrzeża łoża pomocnicze ze stałymi powierzchniami, które mogą podejmować mniejsze naciski, działające w kierunku przeciwnym. Po prawej stronie obrze-

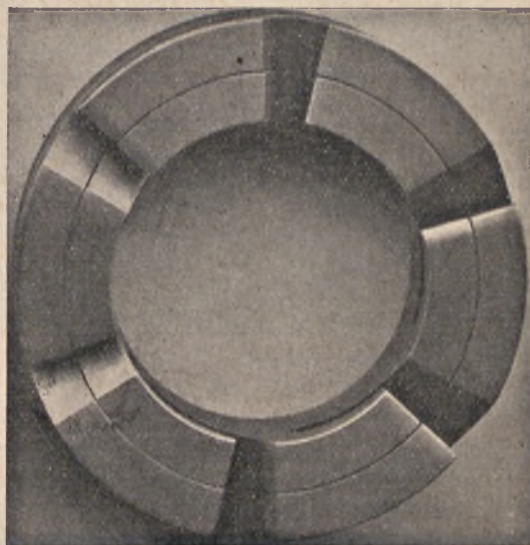
ża znajduje się 12 klocków, które mogą pochyłać się na promieniowych krawędziach K. Klocki te spoczywają na dwudzielnym pierścieniu, posiadającym grzbiet kulisty, którym przylegają do dwudzielnego żeliwnego podstawu. D oznacza kierunek obrotu, L—kłoczek, O—smar. Nowsze wykonanie tego łoża stopowego widoczne jest na dolnej części rys. 9. Kulistą podstawę, która jest potrzebna ze względu na pochyłe położenie wału z powodu jego uginania się, zastąpiono tutaj elastyczną płytą stalową, do której są przymocowane małe, względem siebie przesunięte klocki. Płyta ta może więc ugiąć się falisto i wyrównywać małe niedokładności.

Zasadę podzielenia powierzchni panwi na kilka nastawnych klocków oporowych zastosował Tow. A. E. G. także do łożysk głównych. Łoże takie widzimy na rys. 10, w którym oznacza: c—sześć klocków, mogących się pochylać, b — części ustalające, a i d górny i dolny pierścień łoża, Ab — rozwinięcie powierzchni dolnych klocków. Smar dopływa przy e i dostaje się przez a, d i c do czopa, jak to wskazują strzałki. Łoże powyższej budowy jest bardzo krótkie i odznacza się małymi stratami tarcia.

Szczególną uwagę zwraca się obecnie przy

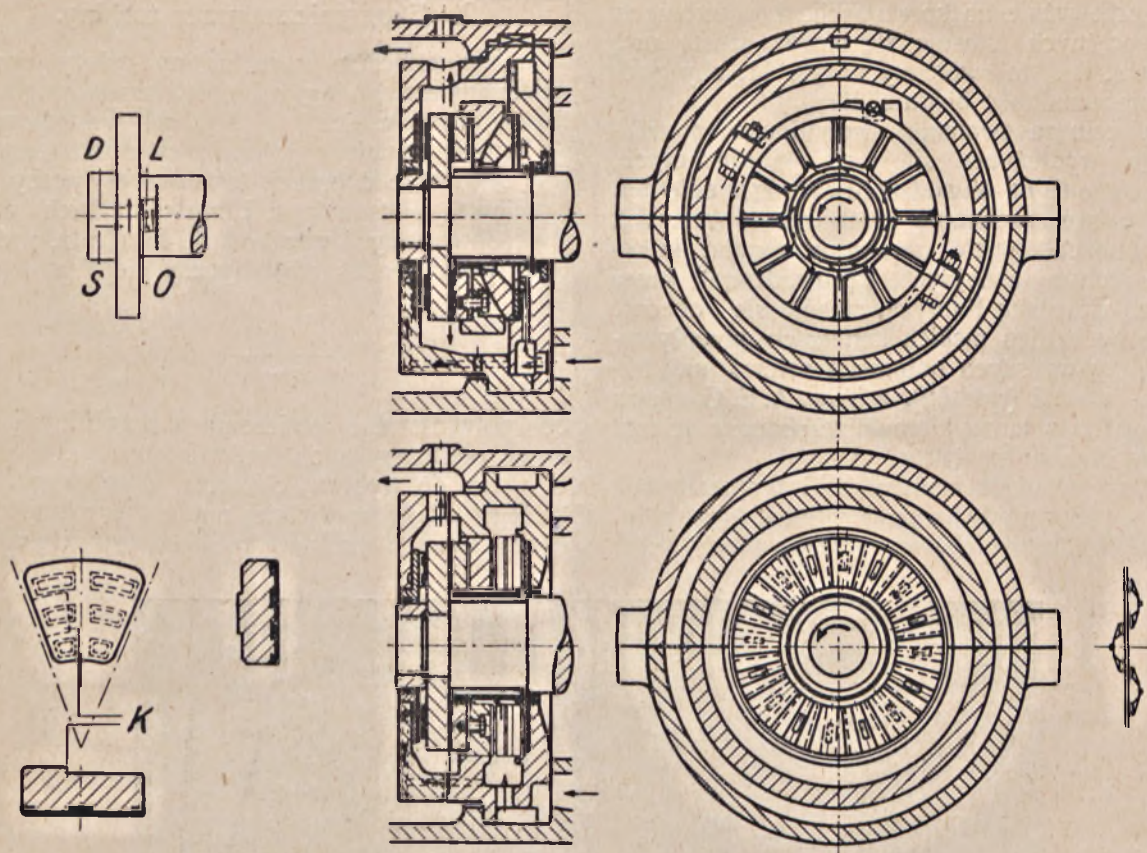


Rys. 7.

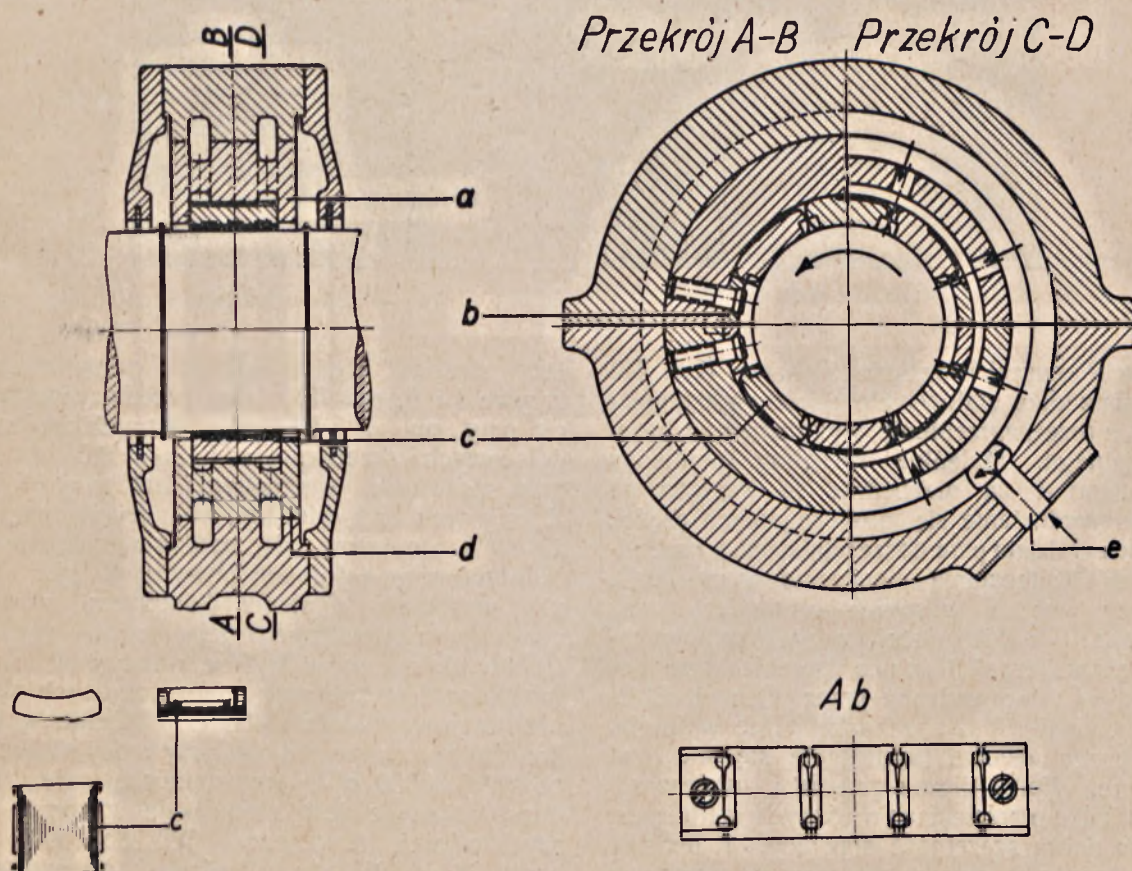


Rys. 8.

stosowaniu wysokich temperatur na prawidłowy układ kadłuba turbiny, a celem zachowania jego na dostateczną elastyczność rurociągów. O ile ostatejnie nie można uzyskać, jak n. p. na rys. 4 przez odpowiednio wygięte cienkie rury, to używa się falistych wstawek w rurociągu pomiędzy dwoma kadłubami turbiny. Kondensator spo-



Rys. 9.



Rys. 10.

czywa przeważnie na sprężynach, a w turbinach przeciwpężnych stosuje się nawet falistą rurę wylotową, jak to widzimy na rys. 11, aby podnieść niezawodność biegu silnika.

W celu zapewnienia swobodnego promieniowego wydłużania się tarcz kierowniczych, otrzymują one na obwodzie dwa pierścienie mosiężne jako uszczelnienie grzebieniaste (rys. 12). Kosztowne całkowicie obrobione łopatki kierownicze turbin akcyjnych, wprowadzone przez Pierwszą Brzeńską Fabrykę, stosuje się obecnie tylko przy bardzo niskich kanałkach przepływowych, przy wyższych natomiast zalewa się frezowane łopatki (rys. 12), a Tow. A. E. G. spawa takie łopatki z tarczą kierowniczą; boczne ścianki kanałów obrabia się także.

Przy wysokich ciśnieniach i temperaturach stosuje się ze względu na niezawodność biegu silnika prawie wyłącznie *dławnice grzebieniaste*. Nowa

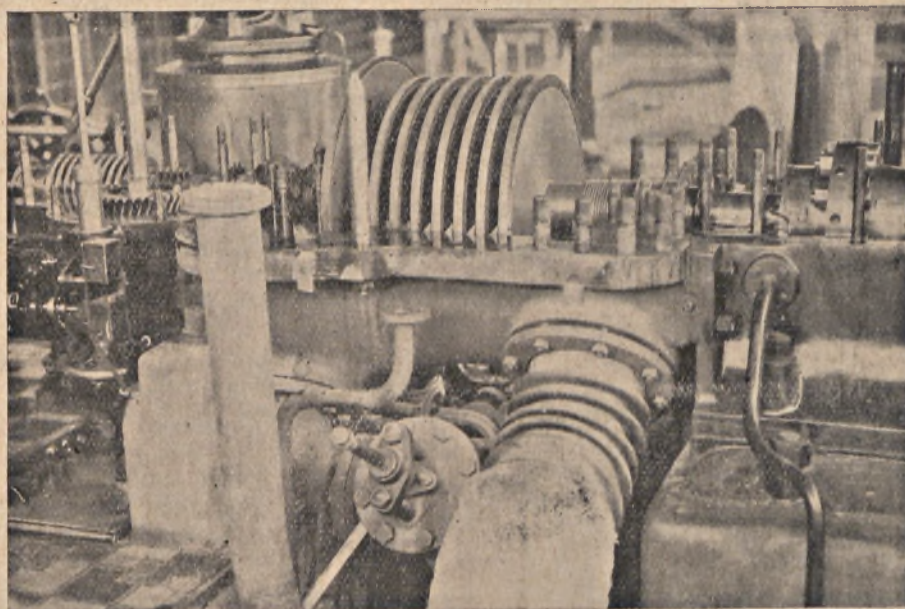
2. Ekonomiczna praca turbiny.

Ekonomiczna praca turbiny zależy oprócz najstaranniejszego wykonania warsztatowego poszczególnych części i całości, od prawidłowego wyboru i podziału na stopnie ciśnień i temperatur, od dobrze dobranej, tak zwanej liczby jakościowej Parsons'a, t. j. sumy średnich prędkości obwodowych wirników do kwadratu, podzielonej przez spadek adyabatyczny cieplika

$$\frac{\sum (u^2)}{i_1 - i_2},$$

od prawidłowego obliczenia i prawidłowej budowy poszczególnych części silnika.

Co do wyboru ciśnienia dolotowego, od którego zależy w wielkiej mierze rentowność siłowni, to przy turbinach kondensacyjnych nie na-



Rys. 11²

dławnica Pierwszej Brzeńskiej Fabryki (rys. 13) składa się z kilku stalowych pierścieni grzebieniastych A, a przeciwgrzebienie wykonane są z brązu specjalnego. Małe szczeliny pomiędzy pierścieniami A są niezbędne, ze względu na nierówne wydłużanie się poszczególnych części. W miejscu C działa para doszczelniająca, a uszczelnienie jej skuteczniąją pierścienie węglowe D.

Przy bardzo wysokich ciśnieniach oraz w turbinach o bardzo dużej mocy rozpowszechnia się coraz więcej dławnic grzebieniastych według rys. 14, wprowadzona przez General Electric Co. Grzebienie nie wchodzić jedno w drugie, wobec czego osiowe wydłużanie się nie jest utrudnione. Wielka liczba grzebieni, umieszczonych na kilku pierścieniach o różnych średnicach, zapewnia dobrą szczelność dławnicy, a budowa ich przypomina konstrukcje stosowane w parowej turbinie promieniowej Ljungstroema.

leży stosować zbyt wysokiego ciśnienia (patrz krzywe I i II, rys 16), które przedstawiają zużycie pary na 1 kWh przy różnych ciśnieniach dolotowych i przeciwpężności $p_0 = 0,05 \text{ ata}$ oraz przy sprawności wewnętrznej turbiny $\eta_i = 0,75$. Z krzywych tych widzimy, że zużycie pary na 1 kWh zmniejsza się bardzo nieznacznie przy ciśnieniu pary dolotowej powyżej 40 ata. Przy zbyt wysokim ciśnieniu dolotowym wzrastają natomiast niepomiarne koszty budowy instalacji silnikowej, zwłaszcza kotłów, rurociągów i armatur. Naogół w turbinach kondensacyjnych ciśnienie dolotowe 32 atn i 400°C (ciśnienie w kotle 36 atn) opłaca się jedynie przy mocy silnika powyżej 30000 kW, przy mniejszej mocy natomiast wskazane jest stosowanie znacznie niższych ciśnień, n. p. przy 7000 do 10000 kW około 23 do 25 atn. Natomiast podwyższenie temperatury pary dolotowej przynosi znacznie

większe korzyści od podwyższenia ciśnienia, jak to wynika z porównania krzywej I z krzywą II, a podwyższenie temperatury nie powoduje prawie żadnych kosztów dodatkowych. Z tej przyczyny staramy się obecnie stosować przy ciśnieniu dolotowym ponad 18 atn temperaturę pary dolotowej 400°C.

W niektórych wypadkach, w których istniejące turbiny pracują z ciśnieniem dolotowym nie wyższym od około 20 atn, a są jeszcze w dobrym stanie, rentuje się ze względu na małe koszty inwestycyjne *ustawienie turbin czołowych*, pracujących ze znacznie wyższym ciśnieniem dolotowym, a których para wylotowa zasila stare turbiny.

W turbinach przeciwprężnych (rys. 16, krzywe III i IV wykreślone dla sprawności wewnętrznej $\eta_i = 0,75$ i przeciwprężności 7 ata) i w turbinach pracujących z pobieraniem pary o dość dużej ilości i dość dużym ciśnieniu stosowanie wyższych ciśnień dolotowych przynosi znacznie większe korzyści niż w turbinach kondensacyjnych. Z tej przyczyny już w turbinach o mocy nawet średniej około 2000 kW rentuje się w naszych warunkach przy ciśnieniu odbioru pary 7 do 8 atn ciśnienie dolotowe 32 atn.

Powyższe dane dotyczyły całości instalacji silnikowej, natomiast wielkość liczby Parsons'a wpływa na sprawność turbiny. W celu uzyskania pewnej analogii do sprawności jednego stopnia turbiny, która zależy od stosunku

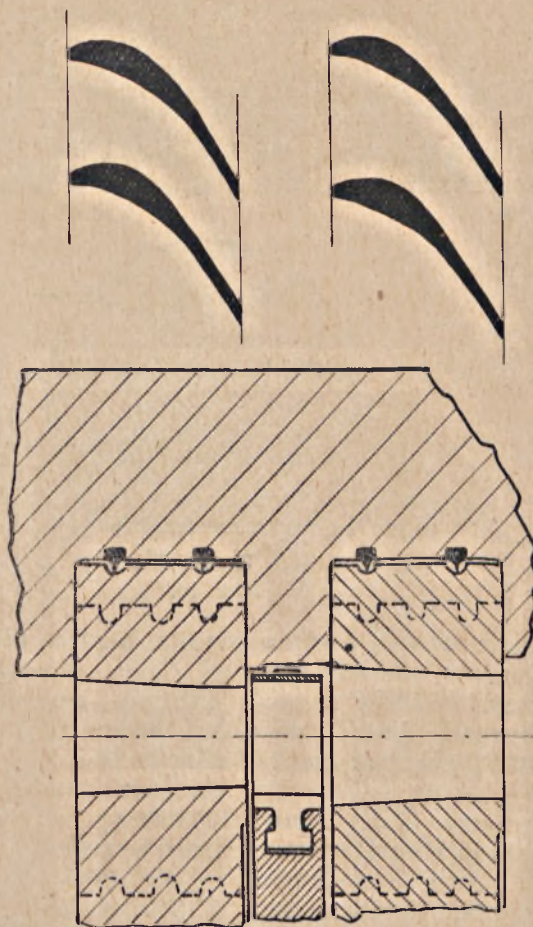
$$\frac{u}{c_o} = \frac{u}{91,5 \sqrt{i_1 - i_2}}$$

(t. j. prędkość obwodowa wirnika podzielona przez prędkość pary), a posiada największą wartość w turbinie akcyjnej $\frac{u}{c_o} = 0,44$ do 0,5 i w tur-

binie półreakcyjnej przy $\frac{u}{c_o} = 0,58$ do 0,72, możemy w wielostopniowych turbinach zastąpić

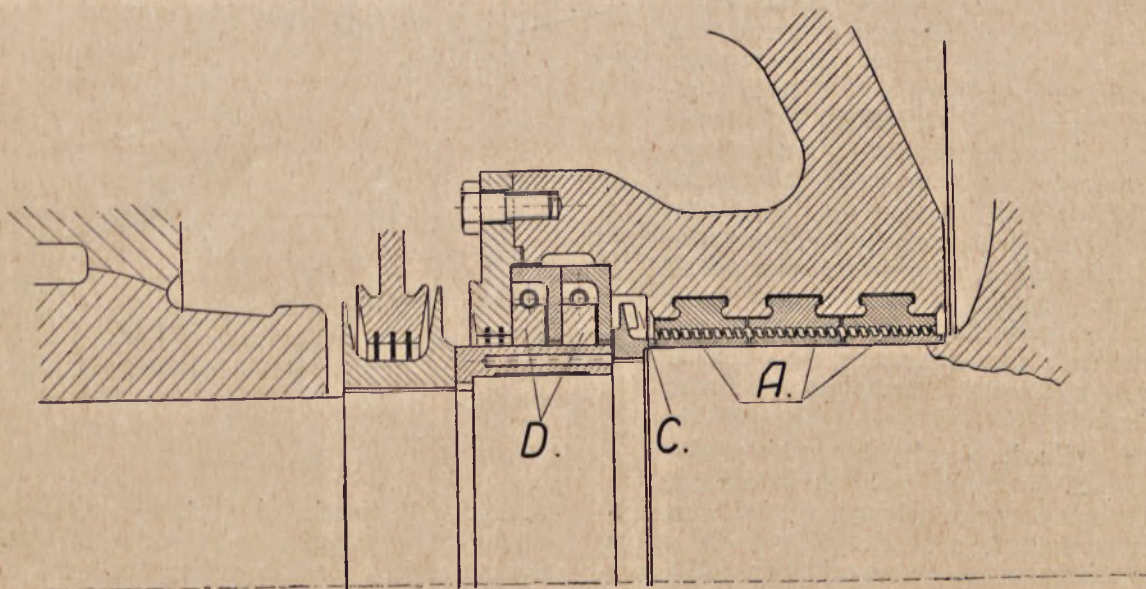
liczbę Parsons'a specyficzną prędkością obwodową, wyrażoną wzorem:

$$\nu = \frac{U}{C} = \frac{\sqrt{\Sigma(u^2)}}{91,5 \sqrt{i_1 - i_2}}$$



Rys. 12.

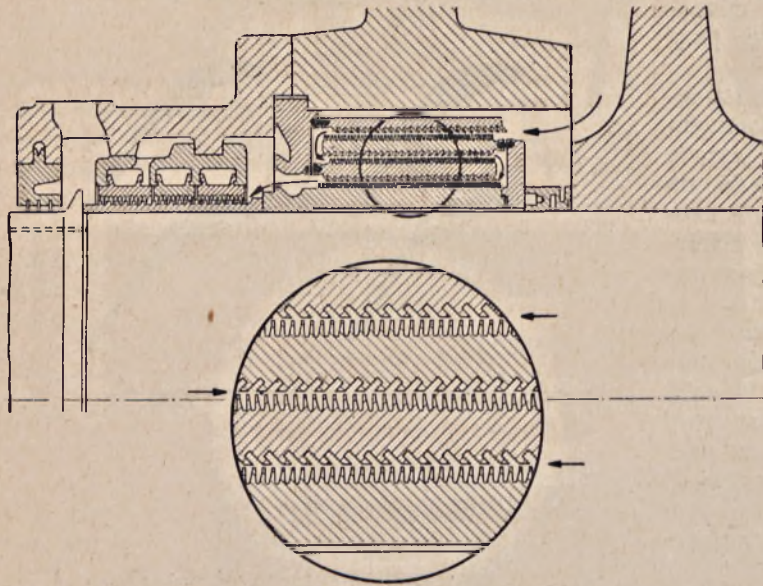
We wzorze tym oznacza:
 $\Sigma(u^2)$ = suma kwadratów średnich prędkości obwodowych wszystkich wirników,



Rys. 13.

$i_1 - i_2 =$ spadek adyabatyczny ciepła w całej turbinie.

Ponieważ sprawność wielostopniowej turbiny przy przekroczeniu pewnej liczby Parsons'a



Rys. 14.

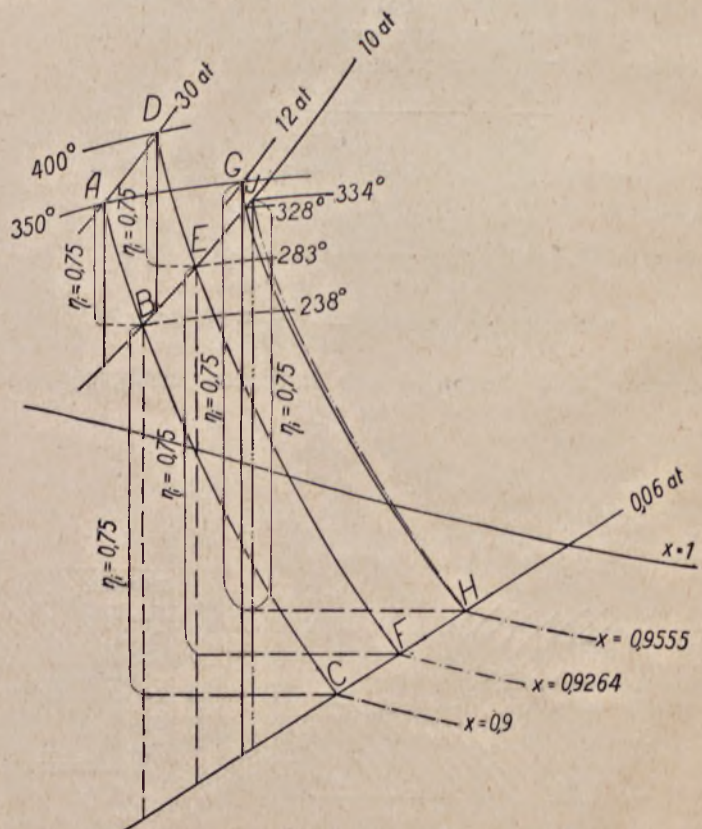
względnie pewnej liczby v wzrasta bardzo nieznacznie, a powiększenie tej liczby wymaga zwiększenia liczby stopni ciśnienia lub powiększenia średnic wirników, przez co *wzrastają znacznie koszty budowy silnika*, przeto obecnie stosuje się tylko tak dużą $\Sigma(u^2)$, przy której sprawność turbiny na krzywej sprawności jeszcze znacznie wzrasta. Gdyby natomiast powiększenie $\Sigma(u^2)$ przez powiększenie średnic wirników prowadziło do uzyskania zbyt niskich łopatek, to byłoby ono wadliwe, bo obniżałoby sprawność turbiny.

Sprawność turbiny parowej zależy bowiem w wielkiej mierze od *dostatecznej wysokości łopatek*, którą w części wysokoprężnej turbin pracujących z dużym ciśnieniem dolotowym można uzyskać przez zastosowanie przepływu pary z małą prędkością. Przy wysokich łopatkach zmniejszają się straty nieszczelności, — w turbinach akcyjnych spowodowane przepływem pary przez uszczelnienie międzystopniowe, a jeszcze więcej w turbinach reakcyjnych, spowodowane uchodzeniem pary szczelinami ponad łopatkami. Oprócz tego zachodzą przy niskich łopatkach straty spowodowane tem, że strumienie pary ocierającej się o ścianki wpływają ujemnie na przepływ sąsiednich strumieni.

W ogólności plan łopatek turbin wielostopniowych powinien być tak wykonany, aby strumień pary mógł płynąć możliwie bez napotykania przeszkód, zmuszających go do nagłej zmiany kierunku, powodującej wiry. Aby uzyskać możliwie najkorzystniejszy przepływ pary,

fabryki przodujące wykonywują w turbinach osiowych *łopatki o większej długości*, więc w części niskoprężnej i często nawet średnioprężnej, *okształcie zwiniętym*, przez który uwzględnia się różne prędkości obwodowe w poszczególnych miejscach wysokości łopatki. Łopatki tego rodzaju posiadają w pobliżu wienca wirnika mniejsze kąty wylotowe, a większe kąty wylotowe w pobliżu zewnętrznego obwodu; powyższa konstrukcja zwiększa przekrój przepływowy przez wieniec łopatkowy w pobliżu wienca wirnika.

W ogólnych rozważaniach o prawidłowej budowie turbin parowych należałoby jeszcze podkreślić, że przy pracy z parą dolotową o wysokim ciśnieniu, a temperaturze nie wyższej od 400°C , otrzymuje się (rys. 15) w turbinach kondensacyjnych dość znaczną wilgotność pary wylotowej. Wilgotność wpływa bardzo ujemnie na sprawność turbiny, n. p. jeśli pewna część turbiny powinna posiadać sprawność η , to jeśli w niej pracować będzie para o właściwej ilości x , sprawność tej części zmniejszy się do $x \cdot \eta$, jak zwykle przyjmuje się. Wynik taki można tło-



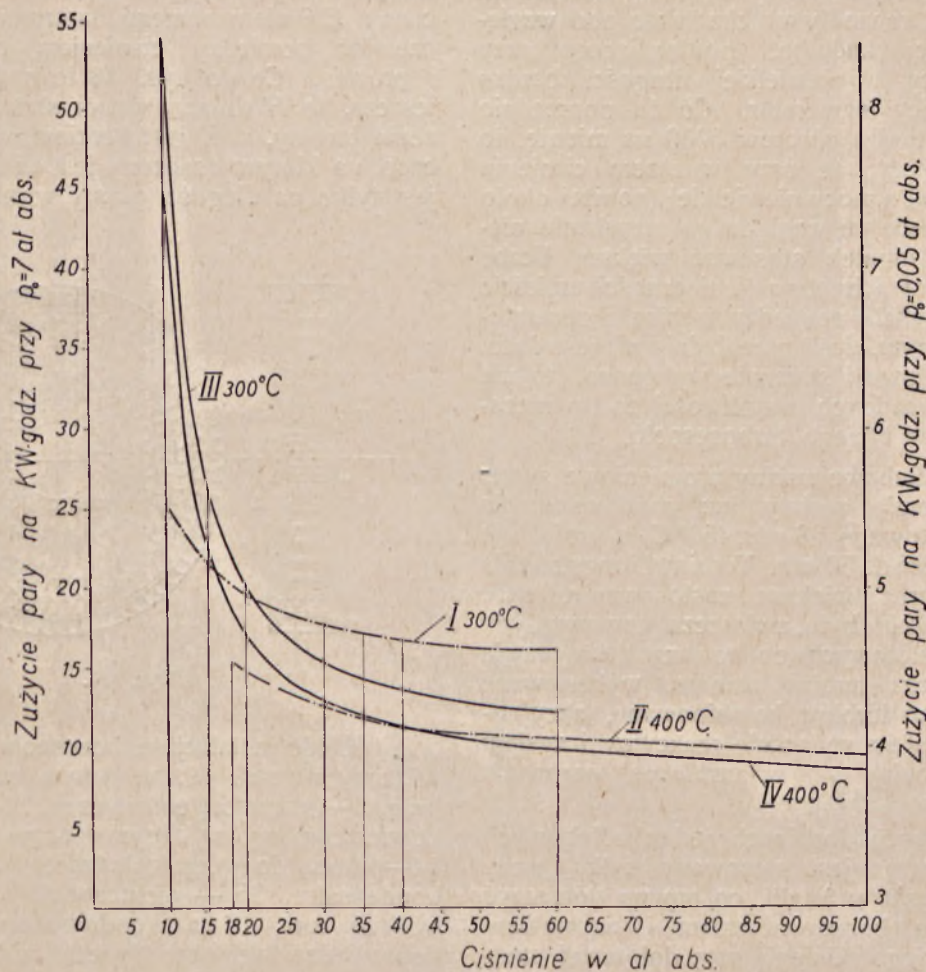
Rys. 15.

maczyć w turbinach osiowych tem, że woda znajdująca się w parze, a posiadająca od niej mniejszą prędkość, uderza o grzbiety łopatek i wywiera skutek hamujący; oprócz tego niszczy ona ło-

patki. Wpływ ten ujemny wilgotnej pary staramy się unieszkodliwić przez samoczynne odwadnianie ostatnich stopni kondensacyjnych turbin osiowych oraz przez używanie w tej części turbiny na łopatki, zwłaszcza wirnikowe, materiału nadzwyczaj odpornego, więc stopu Monell'a lub stali nierdzewiącej. Opanowanie zagadnienia wilgotności pary w turbinach promieniowych nie jest mi znane, a zapatrywania firmy budującej takie silniki podam przy przedstawieniu budowy turbin Ljungstroem'a.

osuszać względnie przegrzewać parę, płynącą z kadłuba wysokoprężnego do niskoprężnego, wysoko przegrzaną parą dolotową, płynącą z kotła do turbiny. Temperatura pary dolotowej spadnie wprowadzie w międzykadłubowym ogrzewaczu o 25° do 30° , lecz zrównoważą tę stratę korzyści uzyskane przez polepszenie sprawności części niskoprężnej i przez zmniejszenie zdzierania łopatek, które to zdzieranie powoduje stopniowe pogarszanie się sprawności turbiny.

Na podstawie powyższych przesłanek o no-



Rys. 16.

Na samoczynne odprowadzanie wody z części niskoprężnej turbiny wpływa także korzystnie pobieranie z niej pary do podgrzewania wody zasilającej kotły, które stosuje się ze względu na polepszenie sprawności całej instalacji parowej, a które posiada i tę zaletę konstrukcyjną, że łopatki wirnikowe w ostatnich stopniach ciśnienia nie potrzebują być tak długie. Natomiast podwójne przegrzewanie pary, które mogłoby usunąć wspomnianą jej wilgotność (patrz rys. 15), nie znalazło w Europie zwolenników z powodu zawłości przewodów rurowych i skutkiem tego zmniejszenia niezawodności siłowni. W ostatnim czasie niektóre fabryki zamierzają osiągnąć cel w sposób prostszy, mianowicie Pierwsza Brzeńska Fabryka i firma Brown-Boveri zamierzają

woczesnych turbin parowych rozważyć poszczególne ich konstrukcje, w szczególności tych firm, których wyroby w Polsce najwięcej są rozpowszechnione. Opisy krytyczne przedstawię według rodzaju pracy turbin, więc najpierw turbiny kondensacyjne, potem przeciwpężne i pracujące z pobieraniem pary.

I. TURBINY KONDENSACYJNE.

A. Turbiny jednokadłubowe.

Jak poprzednio zazaczyłem, buduje się obecnie jednokadłubowe osiowe turbiny parowe naogół przy $n=3000$ obr/min i ciśnieniu dolotowym aż do 22 atn i 350°C o mocy aż do

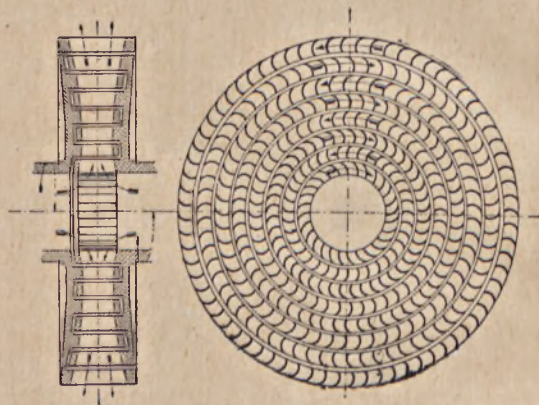
około 12000 kW. Jedynie *fabryka Zoelly'ego*, budująca wielostopniowe osiowe turbiny akcyjne o małej liczbie stopni ciśnienia przy dużych średnicach wirników stosuje *jednokadłubowe wykonanie* przy $n=3000 \text{ obr/min}$ o mocy aż do 20000 kW, a przy $n=1500 \text{ obr/min}$ o mocy aż do 40000 kW i to przy ciśnieniu pary dolotowej aż do 35 atn i 400° C. Osobiście mam w tym względzie poważne wątpliwości, a to tem więcej, że dziesięciostopniowe jednokadłubowe osiowe turbiny kondensacyjne systemu akcyjnego o mocy 40000 kW przy $n=1500 \text{ obr/min}$ i przy ciśnieniu dolotowym 23 atn, 375° C zawiodły w ruchu także pod względem trwałości kadłuba, podlegającego przy dużej średnicy a niewielkiej długości bardzo znacznej różnicy temperatur. Co do poprzednio wspomnianej liczby obrotów 3000 na minutę, to zaznaczyć należy, że przy wyższym ciśnieniu pary dolotowej, a mocy niewielkiej (poniżej około 1000 kW) trzeba ze względu na uzyskanie niezbyt niskich łopatek stosować większą liczbę obrotów turbiny i trzeba z konieczności umieścić przekładnię zębatą pomiędzy turbiną i generatorem elektrycznym. Jeśli przekładnia nie jest duża, a jest prawidłowo i starannie wykonana, to nie można mieć żadnych wątpliwości co do niezawodności ruchu takiego turbozespołu.

Jednokadłubowe turbiny promieniowe systemu Ljungstroem'a zostały już zbudowane dla ciśnienia dolotowego 28 atn, 450° C, a projektuje się je dla ciśnień do 50 atn. Turbiny Ljungstroem'a zdobywają coraz większe zastosowanie, choć dotychczas rynek zbytu, zwłaszcza przy wyższych ciśnieniach dolotowych opanowany jest prawie wyłącznie przez turbiny osiowe, wykonywane przeważnie jako turbiny kombinowane, akcyjno-reakcyjne. System wyłącznie reakcyjny i system wyłącznie akcyjny są w turbinach parowych obecnie rzadziej używane.

W osiowych turbinach jednokadłubowych system reakcyjny jest stosowany tylko przez fabrykę Parsons'a w Anglii, co można tłumaczyć sobie pewnym konserwatyzmem i używaniem niezbyt wysokiego ciśnienia pary dolotowej, skutkiem czego otrzymuje się już przy mocy około 5000 kW łopatki niezbyt krótkie. W turbinie promieniowej łopatki ułożone są równolegle do osi geometrycznej wału, a pierwszy wieniec łopatkowy posiada małą średnicę, skutkiem czego nawet przy mniejszej mocy turbiny łopatka posiada dostateczną długość przy systemie reakcyjnym. Ostatni może być więc, nawet przy mniejszej mocy (ok. 700 kW) turbiny, zastosowany z powodzeniem w turbinach promieniowych.

Jedyną parową turbiną promieniową, która jako silnik o mocy średniej odgrywa na rynku zbytu poważną rolę, jest turbina Ljungstroem'a, pracująca z reakcją i z regulacją przez dławienie pary dolotowej. Przepływ pary w tej turbinie widzimy na rys. 17. Cechą jej charakterystyczną jest to, że nie posiada żadnych kierownic, tylko dwa wirniki, zaopatrzone w większą liczbę

wieńców łopatkowych;—w ostatnich para rozpręża się stopniowo, nadając wirnikom ruch przeciwbieżny. Wirniki te A i B (rys. 18) osadzone są na końcach dwóch wałów, skutkiem czego turbozespół musi posiadać dwa generatory elektryczne. Parę świeżą doprowadza się do pierwszego wienca łopatkowego o najmniejszej średnicy rurą C, rozdzielającą się w kilka rur, a przechodzącą przez przestrzeń wylotową;—para wylotowa płynie rurą D do kondensatora. Wynika z tego, że uszczelnienia grzebieniaste, znajdujące się pomiędzy wirującymi razem z wirnikami tarczami E i nieruchomymi tarczami F muszą uszczelniać pomiędzy ciśnieniem pary dolotowej i próżnią. Co do rys. 18 to nadmienić można jeszcze, że H oznacza zawór służący do przeciążenia turbiny, a K jest korkiem, dzięki któremu czop, na którym osadzony jest wirnik, ogrzewany jest tylko na długości piasty wirnika.



Rys. 17.

Całość instalacji turbozespołu Ljungstroem'a widzimy na rys. 19, w którym oznacza: 8—turbina, 2—generatory elektryczne, 11—kondensator powierzchniowy, na którym spoczywa turbozespół, 14—pompę do wody chłodzącej, 18—pompę do kondensatu, 35—ejektory do odciągania powietrza rurą 16 z kondensatora, do których doprowadza się parę świeżą rurkami 38 i 39, a z których odpływa ona do kondensatora, 3—główny zawór rozruchowy i bezpieczeństwa, 4—samoczynny zawór regulacyjny, 29—zawór (z uszczelnieniem wodnym) dla pracy z wydmuchem. Z rysunku tego widzimy, że turbina zabiera mało miejsca, natomiast cała długość turbozespołu jest większa niż turbozespołów osiowych z powodu konieczności stosowania dwóch generatorów elektrycznych. Ponieważ cały turbozespół spoczywa na kondensatorze, a tenże na fundamencie (rys. 20), przeto ostatni jest bardzo prosty, tak że turbozespół tego rodzaju może być łatwiej przenoszony z jednego miejsca na drugie niż turbozespół z osiowym przepływem pary.

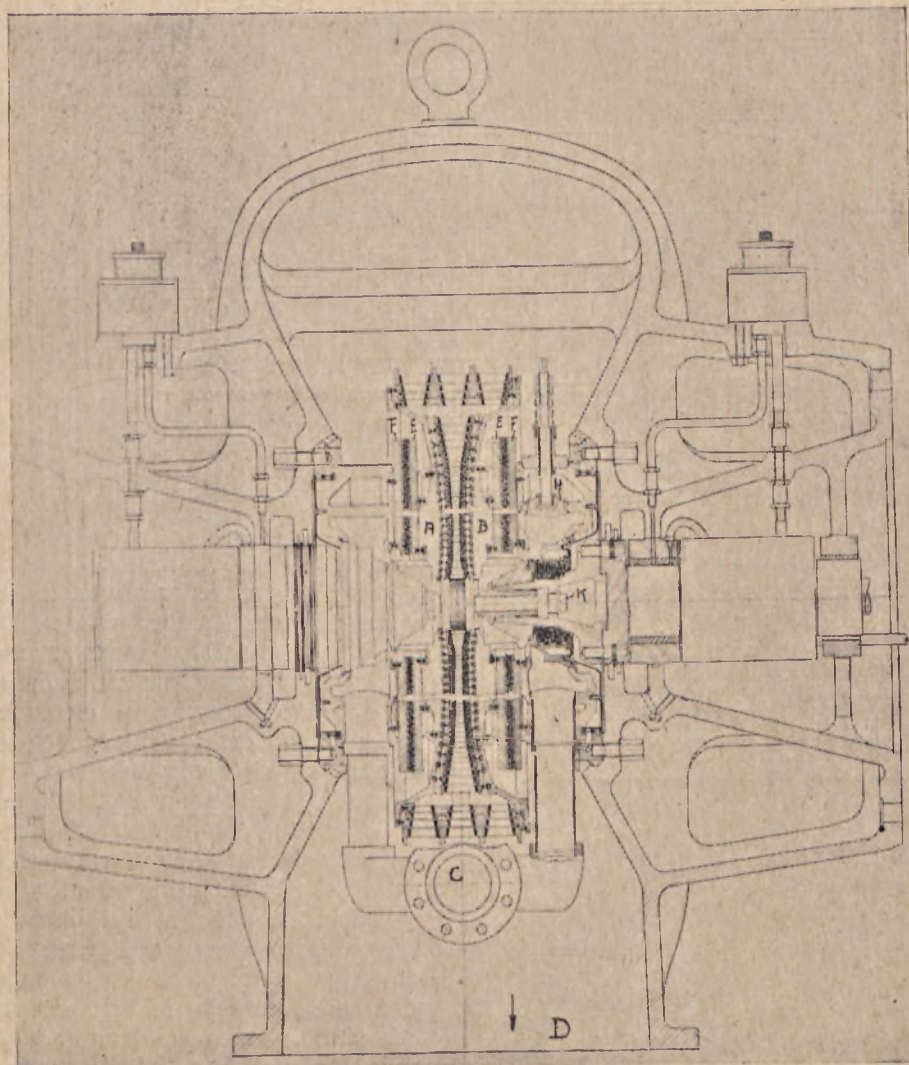
Przy mocy większej od około 3000 kW przy $n=3000 \text{ obr/min}$ nie można ze względów wytrzymałościowych stosować ostatnich wienców łopatkowych o układzie promieniowym, a celem

uzyskania krótszych łopatek używa się w ostatnich osiowych wieńcach (rys. 21) dwukierunkowego przepływu pary. Na rys. 21 oznacza:

3 — rurę dla dopływu pary świeżej, rozdzielającą się w rurze wylotowej 2 na kilka rur 4, 5 — zawór do przeciążenia turbiny (największa moc stała 6250 kW), 7 — osiowe łopatki kierownicze, przytwierdzone do kadłuba turbiny, 8 — osiowe łopatki wirnikowe systemu reakcyjnego, 10 i 11 — rurki służące do odpro-

kowych jest więc bardzo prosta. Pierścień 4 jest cienki, a połączony jest z pierścieniami 2 i 9 zapomocą zawałcowania, skutkiem czego całość budowy jest tego rodzaju, że daje dużą elastyczność przy nierównym wydłużaniu się poszczególnych części.

Uchodzeniu pary pomiędzy dwoma wieńcami wirnikowymi zapobiega ostre pierścieniowe obrzeże 7, które jest przytwierdzone do pierścienia 9 przez zabicie pierścieniem 8.



Rys. 18. Turbina Ljungstroem'a o mocy 1700 kW, przy $n = 3000 \text{ obr/mtn}$, $p_1 = 13 \text{ atn}$, 350°C , $p_2 = 0,05 \text{ ata}$.

wadzenia pary z dławnic, 17 — generatory elektryczne. Wirnik 9 składa się z kilku części, połączonych ze sobą zapomocą sworzni stożkowych. Umocowanie łopatek w wirniku uwidocznione jest na rys. 22. Łopatką 11, tworzącą jedną całość z ogonami jaskółczymi 10, połączona jest zapomocą zawałcowania ze wzmacniającymi pierścieniami cylindrycznymi 9, a jeden z tychże zapomocą pierścienia cylindrycznego 4 z pierścieniem 2, połączonym z wirnikiem 1 przez zabicie drutem 3. Wymiana wieńców łopat-

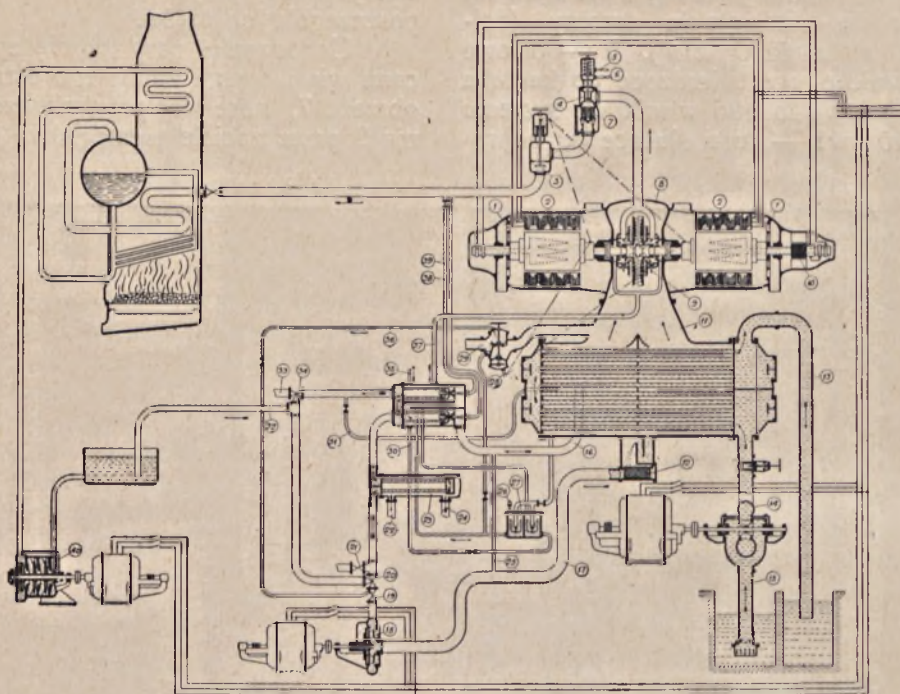
Przy jeszcze większej mocy stosuje Ljungstroem, jak to widzimy na rys. 23, dwa reakcyjne osiowe stopnie ciśnienia o przeciwnieprzeciwie przepływie pary.

Zewnętrzny widok turbiny Ljungstroem'a przedstawia rys. 24.

Turbiny Ljungstroem'a o mocy mniejszej, pracujące przy ciśnieniu dołotowym 16 atn, 350°C wykazały także u nas w Polsce dobre wyniki w ruchu pod względem zużycia pary i niezawodności ruchu, natomiast zagranicą zostały już

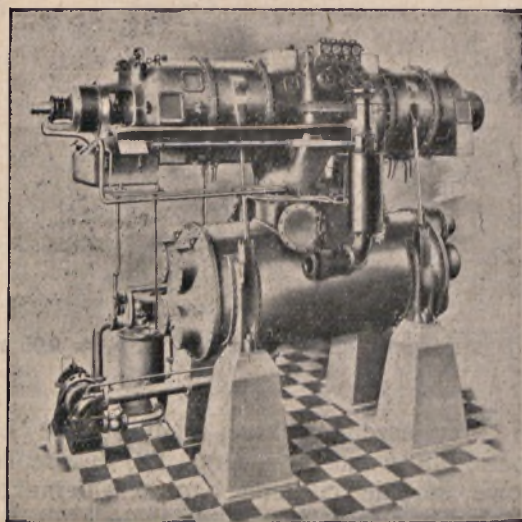
uruchomione dla wyższych ciśnień (aż do 28 *atn*) i wyższych temperatur (aż do 450° C). Jeśli ostatnie dadzą w pracy kilkoletniej wyniki zadawalniające w szczególności pod względem

wykonane jest podług rys. 25 zapomocą uszczelnienia grzebieniastego. Błaznane pierścienie ze stali niklowej tego uszczelnienia są zabite drutem, w tarczach *E* i *F*, posiadają grubość 0,12 do 0,2 mm,



Rys. 19.

niezawodności biegu, to spodziewać się należy, że rozpowszechnienie tego na genialnym pomysle zbudowanego silnika znacznie wzrośnie. Nie ulega jednak wątpliwości, że przy wysokim ciśnieniu pary dolotowej duże trudności sprawia usz-



Rys. 20.

zczelnienie pomiędzy tem ciśnieniem i próżnią (patrz rys. 18 uszczelnienie pomiędzy tarczami *E* i *F*), a przede wszystkim także *opanowanie wody w wilgotnej parze części niskoprężnej*.

Uszczelnienie pomiędzy tarczami *E* i *F*

a końce ich są ostro ścięte. Zatarcie się uszczelnienia nie jest niebezpieczne, bo masa blachy jest bardzo mała. Ponieważ tarcze *E* i *F* są z wirnikami względnie kadłubem turbiny połączone zapomocą pierścieni cienkich sposobem nawalcowania, przeto całość tego szczegółu konstrukcyjnego posiada dużą elastyczność. Uszczelnienie wskazane na rys. 25 jest tego rodzaju, że nie potrzeba stosować łoża stopowego. Osiowe przesunięcie tarczy wirującej wpływa bowiem odmiennie na zmianę wielkości szczeliny w dwóch grupach uszczelnienia grzebieniastego. Mianowicie przesunięcie tarczy w jednym kierunku zwiększa szczeliny w grupie zewnętrznej, lecz nie zmienia ich w grupie wewnętrznej, natomiast przesunięcie tarczy w drugim kierunku zwiększa szczeliny tylko w wewnętrznej grupie. Dzięki temu zmienia się nacisk pary na tarczę w ten sposób, że tarcza ruchoma wraz z wirnikiem ustawia się częściowo samoczynnie w położenie właściwe, przy którym nacisk pary na tarczę ruchomą równa się w zupełności naciskowi osiowemu pary, przepływającej przez wieniec łopatkowy wirnika.

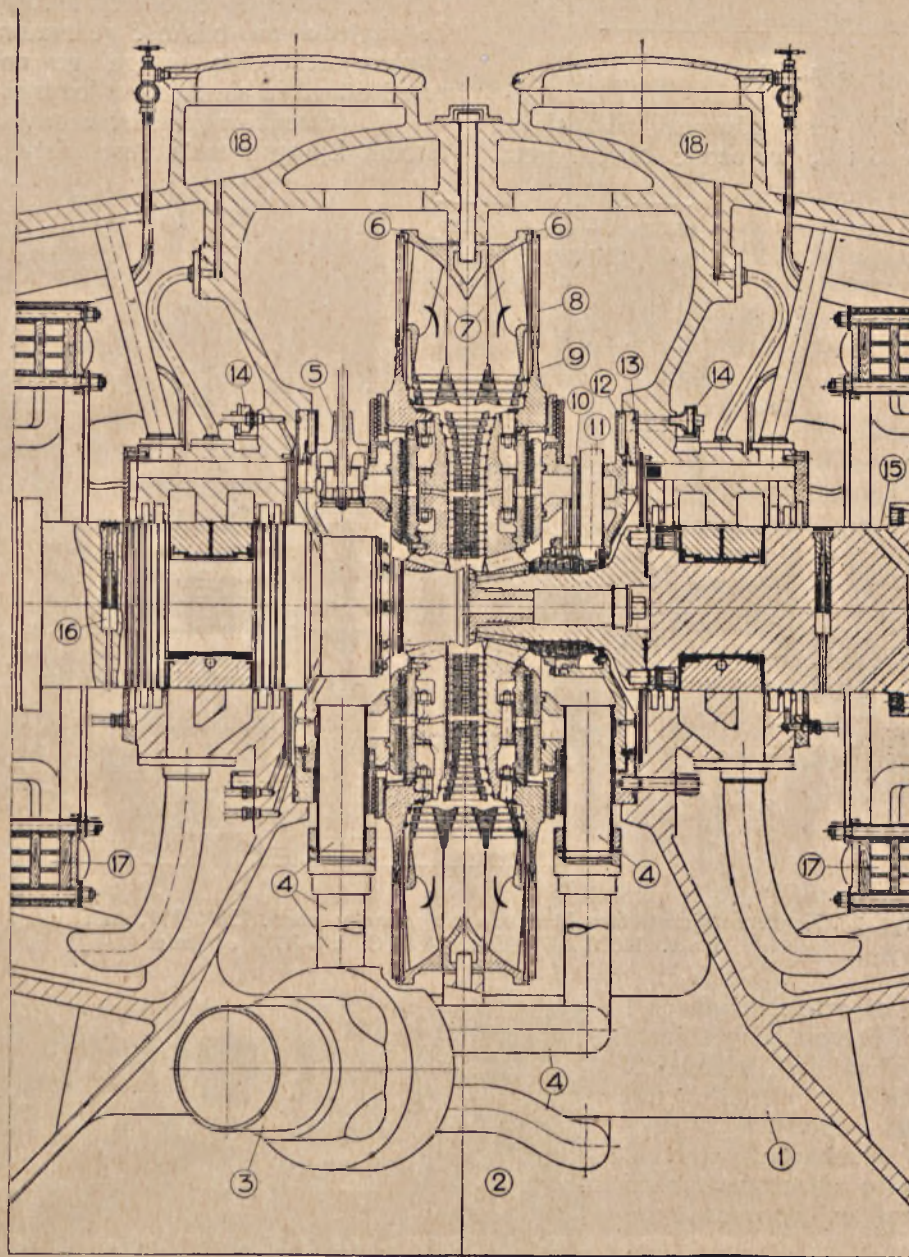
Co do zagadnienia opanowania wilgotności pary w części niskoprężnej turbiny, to firma Ljungstroem twierdzi, że w turbinach promieniowych krople wody rozdzielają się równomiernie i skutkiem tego musi następować równomierne zdzieranie łopatek na całej długości, oraz zaznacza, że w turbinach powyżej 3000 *kW* można przy przejściu z promieniowej tur-

biny w osiową jej część skutecznie odwodnić silnik. Z powyższego wynika, że wytwórnia zamierza poruszonemu zagadnieniu poświęcić przy wyższych ciśnieniach pary szczególną uwagę.

Bardzo ciekawą jest budowa dławnicy w turbinie Ljungstroem'a. Dławnica składa się z sze-

grzebieni w małej przestrzeni, a wielka liczba grzebieni zapewnia szczelność dławnicy.

Odprowadzanie pary z dławnicy odbywa się rurami *A, B i C*, — częściowo do dalszych stopni ciśnienia, częściowo do podgrzewacza wody zasilającej kotły.



Rys. 21. Turbina Ljungstroem'a o mocy 5000 kW, $n = 3000 \text{ obr/min}$, $p_1 = 19 \text{ atn}$, 375°C , $p_2 = 0,06 \text{ ata}$.

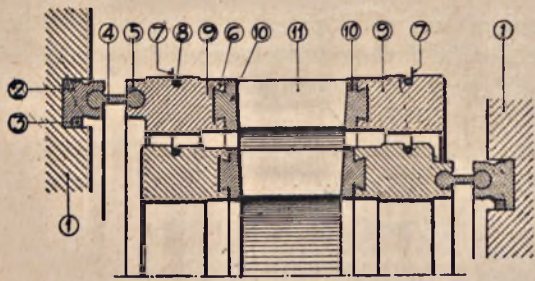
regu tarcz z grzebieniami pierścieniowymi z ostrem zakończeniem pod kątem 45° (rys. 26).

Tarcze ułożone są osiowo obok siebie, wewnętrzne *H* przytwierdzone klinem do wału turbiny, a zewnętrzne *F* klinem do kadłuba. Układ powyższy umożliwia zastosowanie wielkiej liczby

Jak z rys. 26 i poprzednich widać, właściwe krótkie wały turbiny są przewiercone i posiadają niewielką grubość ścianek, tak że przenikanie ciepła z turbiny do generatorów jest stosunkowo niewielkie, zwłaszcza że czop łożyska jest dobrze chłodzony przepływającym smarem. Budowa



nr. 475

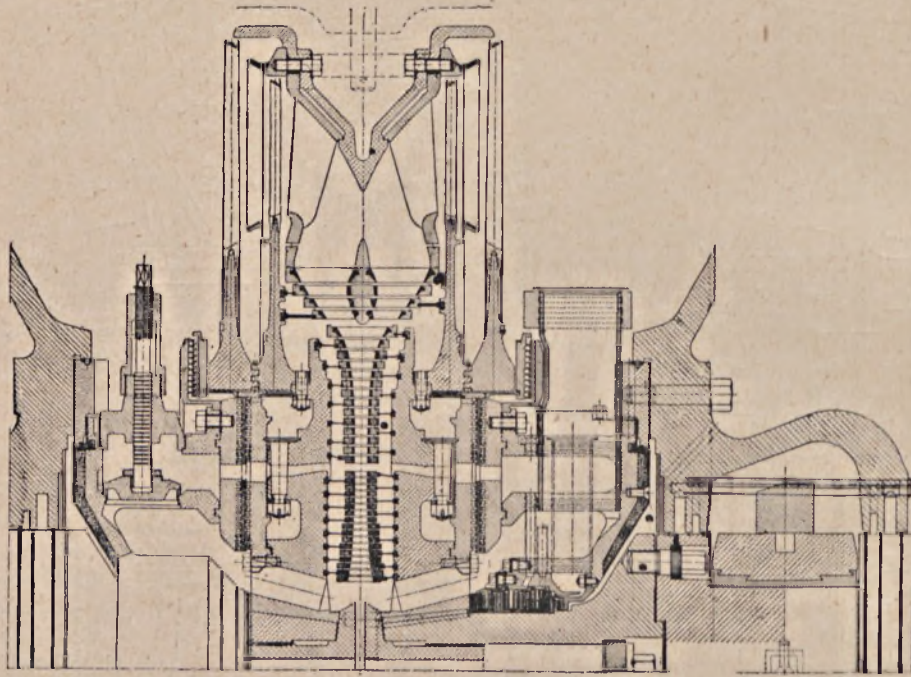


Rys. 22.

łożyska (rys. 27) jest również pomysłowa. Panwie łożyska 6 i 7, wyłożone białym meta-

jest zbędne. Okręcaniu się panwi zapobiega sworzeń kulisty 22, którego kula toczona jest mimośrodowo względem osi śruby 21, skutkiem czego można przez okręcanie śruby 21, ubezpieczoną w ten sam sposób jak śruby 1, przesunąć trochę panwie współosiowo do wału. Smar pod ciśnieniem dopływa rurą 19 i otworami 18, a liczba 17 oznacza podłużne wpustki oliwne. Odpływ smaru do chłodnicy następuje rurą 20. Ze względu na bliskość generatora trzeba tutaj zwrócić szczególną uwagę na uniemożliwienie przedostawania się smaru z łożyska wzdłuż wału.

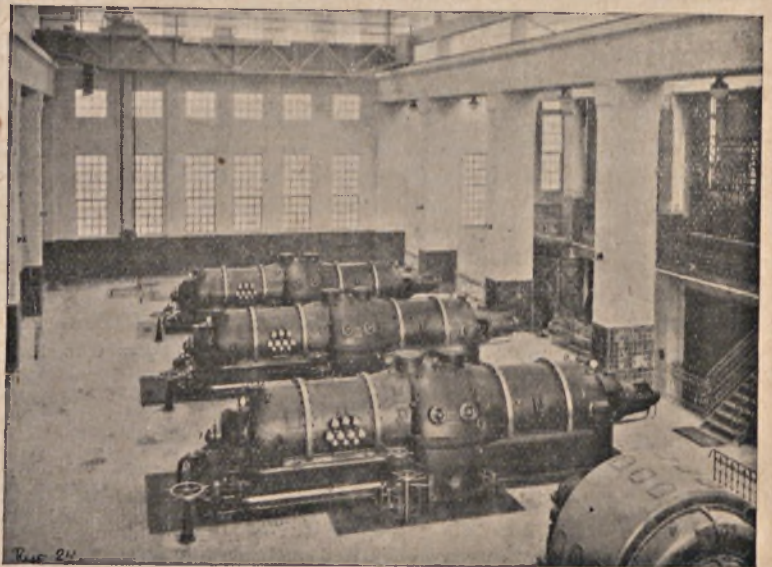
Z rysunków przedstawionych wynika, że turbina Ljungstroem'a jest nie tylko pomysłowa



Rys. 23. Kondensacyjna turbina Ljungstroem'a o mocy norm. 12000 kW, stałej mocy maks. 14000 kW, 25 atn 450° C, $n = 3000$ obr/min.

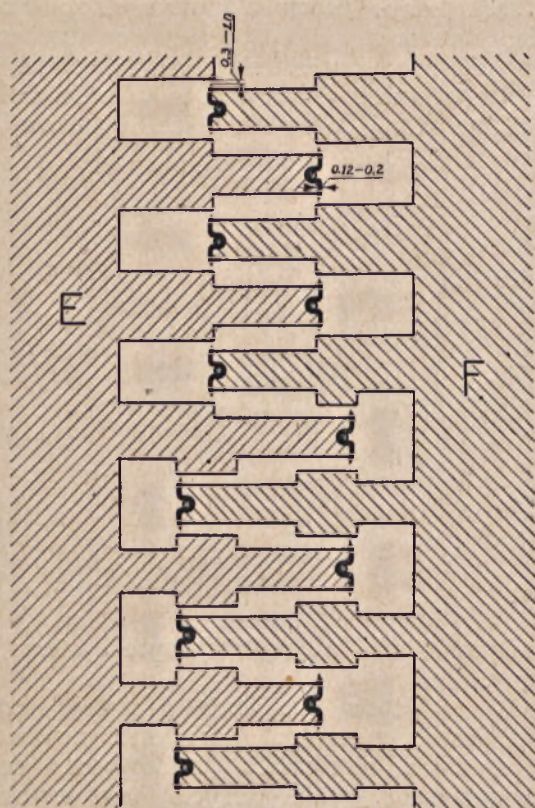
lem, spoczywają na czterech śrubach 1 z kulistymi łbami 5, pomiędzy którymi a panwiami znajdują się dokładki 8. Pokrywa łożyska przytwierdzona jest do korpusu jego zapomocą dopasowanych (lekko stożkowych) śrub 4, a panwie są ze sobą połączone śrubami 13 i ustalone kołkami dopasowanymi 14 i 15.

Ubezpieczenie nakrętek śrub 1 jest uskutecznione zapomocą małych śrubek, wkręconych w hamujące podkładki 10. Ostatnia posiada 12 otworów, natomiast przylegająca powierzchnia łoża tylko 11 otworów. Skutkiem otrzymanych w ten sposób 132 różnych położeń uzyskuje się możliwość bardzo dokładnego nastawienia panwi. Ostatnie musi oczywiście być uskutecznione w czasie montażu w warsztacie, a wyregulowywanie późniejsze



Rys. 24.

co do samego zasadniczego układu wirników, lecz także co do różnych szczegółów kon-



Rys. 25.

strukcyjnych. Z powodu braku kierownic odpadają straty w kierownicach i koszty ich

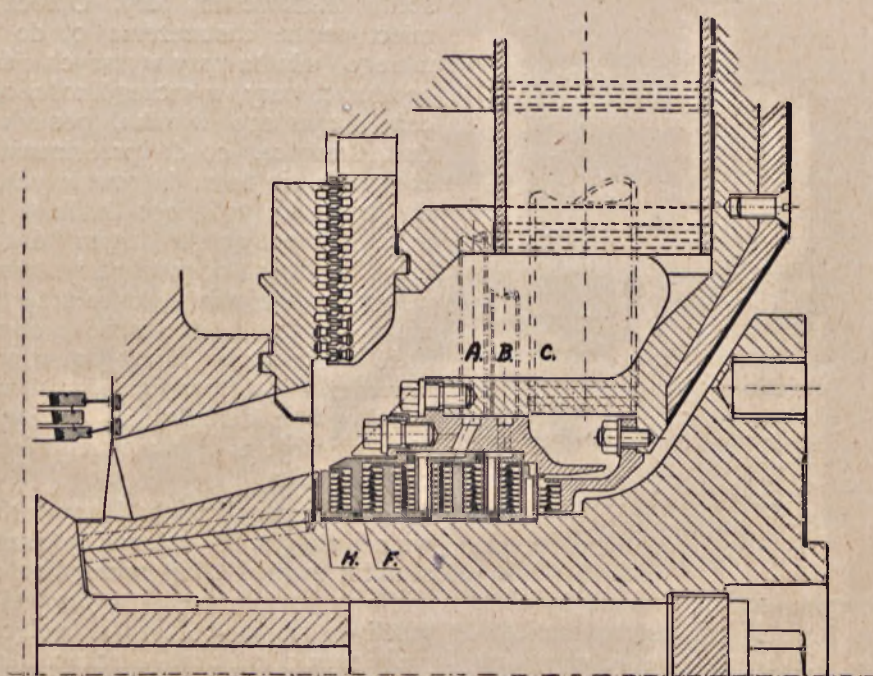
dwóch przeciwbieżnych wirników. Sprawność turbiny może więc być korzystna, zapotrzebowanie materiałów na nią jest mniejsze niż w turbinach osiowych, lecz wykonanie wymaga znacznie większej precyzji.

Rozpowszechnieniu większemu turbin Ljungstroem'a szkodzi natomiast, oprócz poprzednio wspomnianych wątpliwości, zapatrywanie niektórych inżynierów, że turbina osiowa jest prostsza w swej budowie od promieniowej, skutkiem czego w razie jakichkolwiek niedomagań może być łatwiej skontrolowaną przez mechanika miejscowego.

Wielostopniowe osiowe turbiny akcyjne nie posiadają wśród wytwórców turbin obecnie tak dużo zwolenników jak dawniej.

Niejedna fabryka, należąca dawniej do syndykatu Zoelly'ego, zaprzestała budowy tego typu; również niewielka jest liczba fabryk, które budują wielostopniowe osiowe turbiny akcyjne o większej liczbie stopni ciśnienia niż Zoelly, więc turbiny pracujące z mniejszą prędkością pary, a posiadające mniejsze średnice pierwszych wirników niż turbiny Zoelly'ego.

Jak poprzednio zaznaczyłem, cechą charakterystyczną turbin Zoelly'ego jest mała liczba stopni ciśnienia, np. aż do ciśnienia dołotowego 25 atn stosuje Zoelly w turbinach kondensacyjnych, przy 20.000 kW tylko 10 stopni, a przy 40.000 kW — 12 stopni, przy wyższych ciśnieniach do 35 atn turbina otrzymuje 1 do 2 stopni więcej. Skutkiem tego trzeba wykonywać wirniki o dużych średnicach, aby uzyskać korzystny stosunek prędkości obwodo-



Rys. 26.

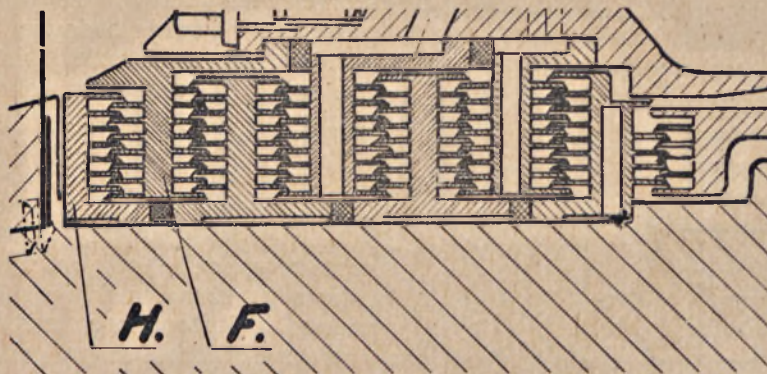
budowy, a osiągnięcie dużej liczby jakościowej Parsons'a nie jest zbyt kosztowne z powodu

wej wirnika u do prędkości pary c , oraz aby uzyskać dostatecznie dużą liczbę jakościową

Parsons'a. Przy dużych spadkach ciśnienia w poszczególnych stopniach i dużych średnicach wirników przeginanie się tarcz kierowniczych bywa nieraz powodem postępu silnika. Z tej przyczyny fabryka Escher i Wyss zwraca szczególną uwagę na możliwie sztywne wykonanie tarcz kierowniczych, jak to widzimy z rys. 28, przedstawiają-

tworzące liczbę tych tarcz trzeba również ograniczyć koszty ich wyrobu.

Jeśli jednak praktyka wykazuje, iż szczególnie, kosztowne usztywnienie tarcz kierowniczych w tym systemie turbin jest konieczne, to byłoby to również wskazówką, że w części niskoprężnej, w której duże średnice wirników są

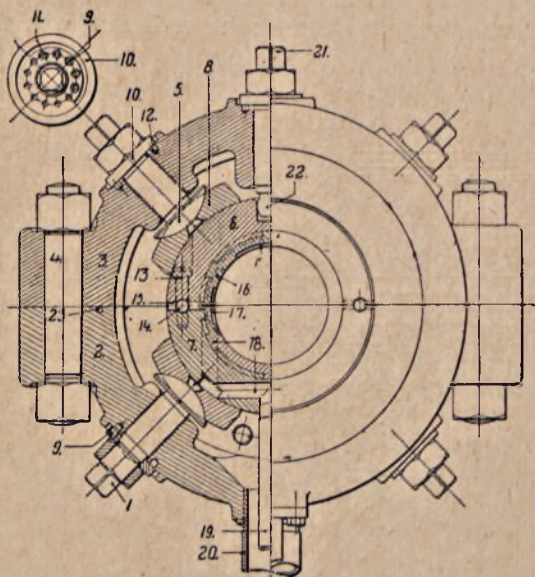


Rys. 26a.

cego turbinę o mocy 11.000 kW przy 3.000 obr/min. Wieńce tarcz kierowniczych są tutaj na siebie nasunięte tak, że tworzą one właściwie drugą ściankę kadłuba turbiny. W ten sposób osiąga się wprowadzić większą sztywność całości kilku tarcz kierowniczych, wydłużanie ich osiowe jest także możliwe, bo tylko jedna z połączonych ze sobą kierownic jest ustalona w kadłubie

nieuniknione, ma więcej racji bytu system reakcyjny.

W turbinach akcyjnych o małej liczbie stopni ciśnienia można wprowadzić, zwłaszcza przy średnich ciśnieniach dolotowych, osiągnąć korzystne wyniki zużycia pary w okresie roku gwarancyjnego, lecz można słusznie wyrazić obawę, że zużycie to znacznie wzrośnie z biegiem czasu, ponieważ przy obecnym stanie materiałów zdzieranie łopatek będzie znacznie większe niż w turbinach, pracujących z mniejszymi prędkościami pary. Oprócz tego można mieć pewne zastrzeżenia co do niezawodności takiego silnika przy wyższych ciśnieniach i temperaturach pary, w szczególności co do odkształceń pierwszego wirnika, posiadającego bardzo dużą średnicę, co do przeginanania się, a zatem zacierania się tarcz kierowniczych, w końcu co do trwałości krótkiego kadłuba o dużej średnicy, podlegającego dużym różnicom temperatur. Nie można oczywiście twierdzić, że ostatnio wspomniane zjawiska, które przy dzisiejszym stanie materiałów mogą narazić na szwank niezawodność ruchu silnika, nie będą w przyszłości opanowane; — z pewnością umysł inżyniera będzie dążył w tym kierunku, bo widzi w tem wielki cel ekonomiczny, t. j. zmniejszenie kosztów wytwórczych silnika.



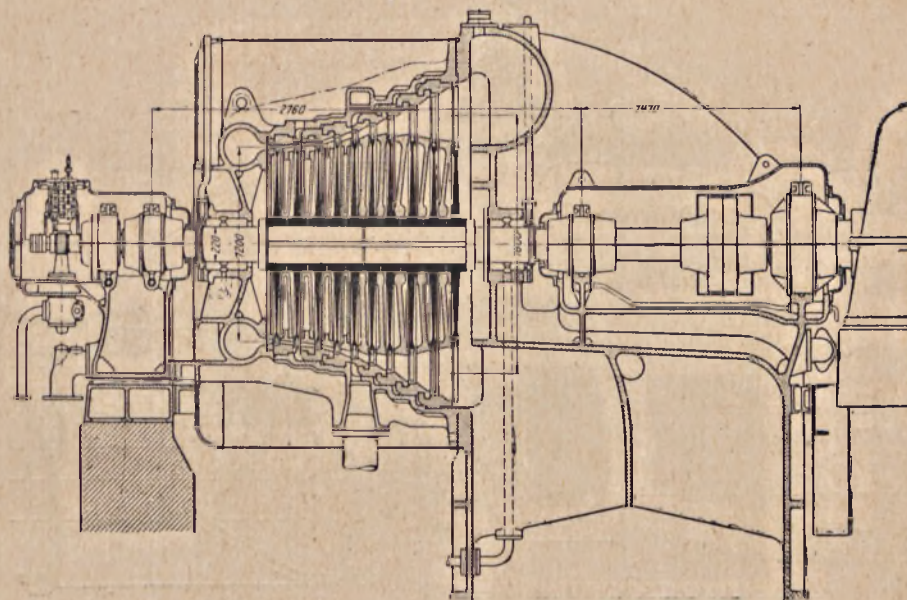
Rys. 27.

bie w kierunku osiowym, lecz nasuwa się pytanie, czy tak kosztowna konstrukcja jest usprawiedliwiona w systemie, stosującym ze względu na osiągnięcie małych kosztów wytwórczych małą liczbę stopni ciśnienia. Wielostopniowa osiowa turbina akcyjna jest przecież właśnie z powodu tarcz kierowniczych kosztowniejsza od reakcyjnej, więc ograniczając ze względu na koszty wy-

O szczegółach budowy turbiny, przedstawionej na rys. 28, należałoby zaznaczyć, że konstruktor zwrócił także szczególną uwagę na prawidłowy kształt części wylotowej kadłuba, aby możliwie zmniejszyć straty, połączone z odpływem pary z kadłuba; — średnica rury jest większa od długości właściwego kadłuba turbiny. Jeśli ostatni wykonany jest ze staliwa, to i na część wylotową, trzeba użyć tego samego materiału, gdyż w razie przeciwnym uszczelnienie obydwóch połówek kadłuba w pobliżu miejsca przytwier-

dzenia jego części wylotowej sprawia bardzo duże trudności, z powodu innego wydłużania się staliwa niż żelaza. Całość kadłuba turbiny spoczywa po stronie niskoprężnej na łapach i przytwierdzona jest po stronie wysokoprężnej do korpusu łoża. Położenie kadłuba względem łoża usta-

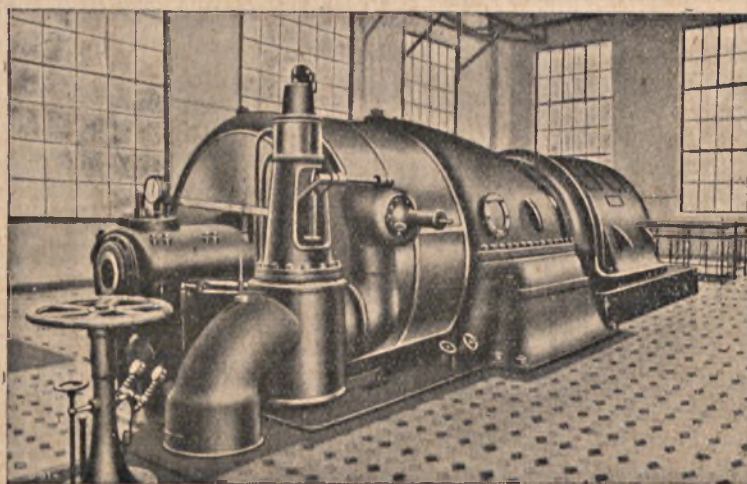
dzystopniowych, umieszczonych w piastach kierownic. Wirniki nasadzone są z małym stożkiem na wał, a uszczelnienie w dławnicach dokonane jest za pomocą pierścieni węglowych, które nie zapewniają, zwłaszcza przy wyższych ciśnieniach pary dołotowej takiej niezawodności biegu sil-



Rys. 28. Turbina jednokadłubowa Escher i Wyss'a (system Zoelly) o mocy 11000 kW, $n = 3000 \text{ obr/min}$, $p_1 = 14 \text{ atn}$ 350° C, $p_2 = 0,045 \text{ atn}$.

lają trzy kliny, mianowicie dolny ustala położenie osiowe, a dwa boczne, umieszczone w pobliżu osi geometrycznej silnika, ustalają położenie względem tejże osi. W stosunku do płyty fundamentowej kadłub ustalony jest po stronie niskopręż-

nika jak dławnice grzebieniaste. Jak z rys. 29 wynika, turbiny Zoelly'ego zaopatrzone są w regulację jakościową, t. j. przez dławienie pary dołotowej; w mniejszych typach stosuje się jeden zawór dławiący, w większych—dwa. Oczywiście re-



Rys. 29

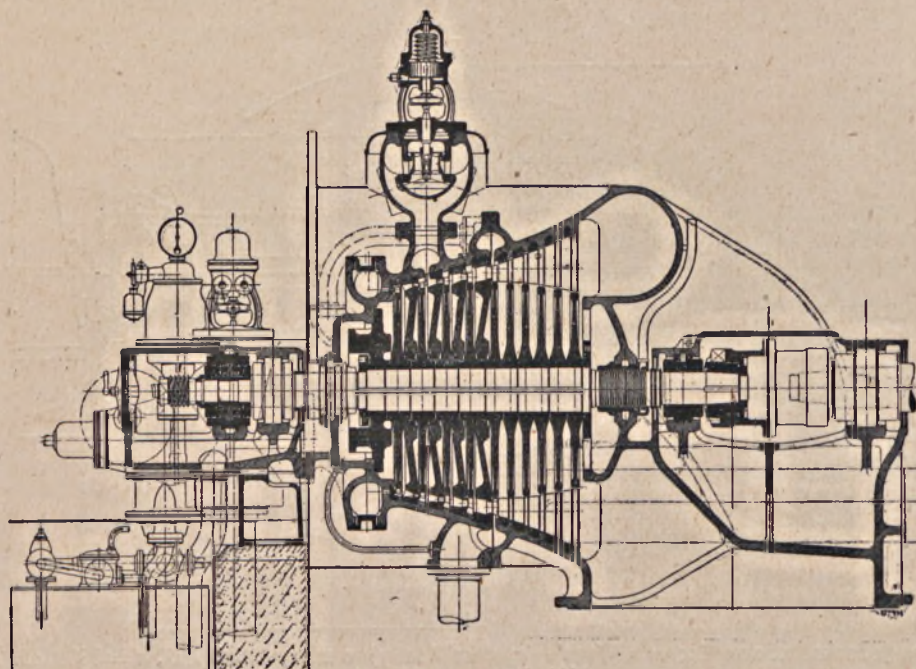
nej, a współosiowe wydłużanie zapewnia podłużny klin w korpusie łoża po stronie wysokoprężnej. Łoże stopowe, umieszczone po stronie wysokoprężnej jest budowy grzebieniastej, może więc zawieść, jak to praktyka wykazuje, w razie większej nieszczelności uszczelnień mię-

gulacja tego rodzaju powoduje większe straty przy zmniejszeniu obciążenia niż regulacja ilościowo-jakościowa.

Wątpliwości powyżej szczegółowo rozważone skłaniają do wypowiedzenia zapatrywania, że kondensacyjne jednokadłubowe turbiny wielo-

stopniowe akcyjnego systemu (n. p. systemu Zoelly'ego) możnaby przy obecnie stosowanych wysokich ciśnieniach pary dolotowej (około 20 *atn*) i temperaturze 350° do 400° C polecać tylko dla mniejszej mocy silnika (ok 4000 *kW*),

łubowej turbiny, przedstawionej na rys. 30, a składającej się z kilku stopni akcyjnych i kilku stopni reakcyjnych. Typ powyższy buduje *Brown-Boveri* w tych wypadkach, w których zależy na możliwie taniej turbinie, mianowicie dla mocy

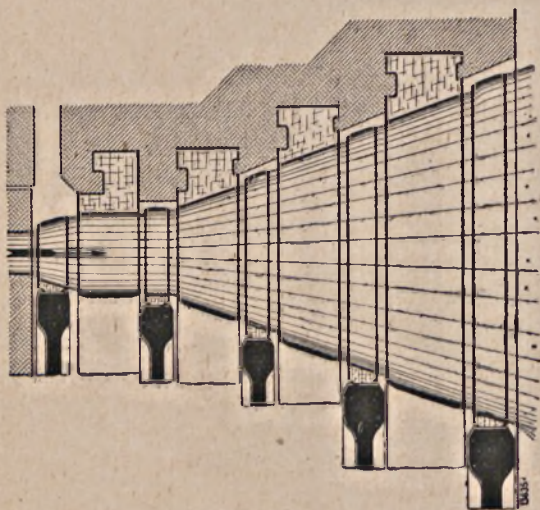


Rys. 30. Turbina jednokadłubowa akcyjno-reakcyjna fabryki Brown Boveri.

jeśli niezawodność jego ruchu i trwałość łopatek mają być czynnikiem decydującym,

Ostatnie względy oraz większa sprawność reakcyjnej części niskoprężnej były też przyczyną prawie zupełnego zaniechania budowy dawniej

6000 do 20000 *kW* przy $n = 3000$ *obr/min*, a dla mocy od 30000 do 40000 *kW* przy $n = 1500$ *obr/min*. Łopatki reakcyjne nie posiadają tutaj żadnego uszczelnienia, a uchodzeniu pary poza niemi zapobiega się tutaj, jak to widać z rys. 31, przez uchwycenie strumienia pary łopatkami w odpowiednich miejscach przedłużonymi.



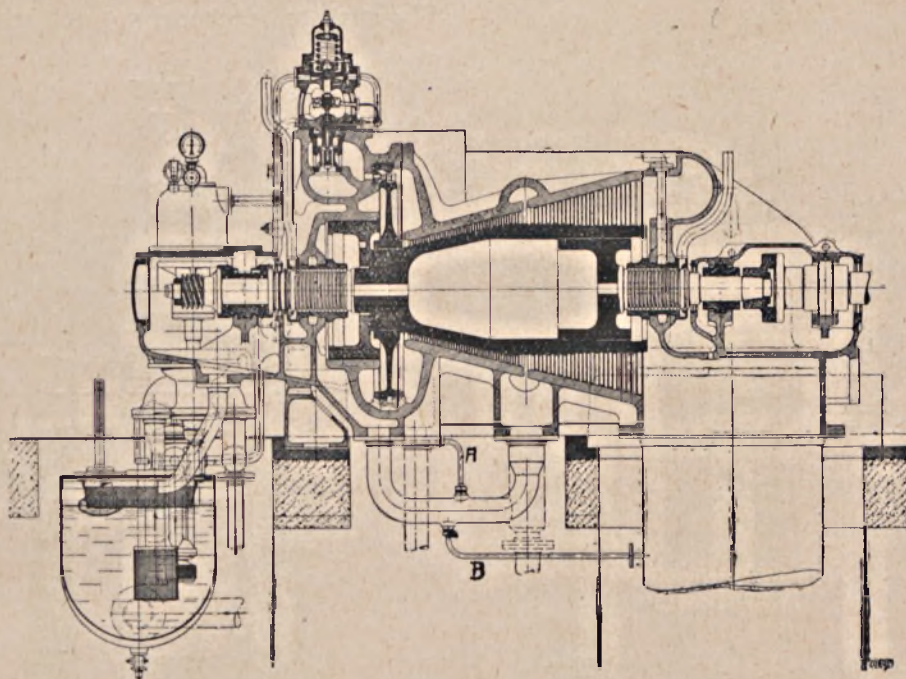
Rys. 31.

bardzo rozpowszechnionych turbin jednokadłubowych systemu kombinowanego, składających się z koła Curtis'a i 6 do 10 stopni akcyjnych. Również można mieć poważne zastrzeżenia tak co do sprawności jak i niezawodności ruchu jednokad-

Normalnym typem jednokadłubowych turbin kondensacyjnych fabryki *Brown-Boveri* jest turbina kombinowana, składająca się z koła Curtis'a i z wielostopniowej reakcyjnej części niskoprężnej; — turbiny te pracują z liczbą obrotów 3000 na minutę, Budowa, używana dla mocy 600 do 2000 *kW*, uwidoczona jest na rys. 32, a używana dla mocy 3000 do 10000 *kW* na rys. 33. W pierwszym wypadku część reakcyjna jest umieszczona na bębnie, natomiast w drugim na osobnych wirnikach z rozszerzonymi wieńcami, a w obydwóch wypadkach uszczelnienie uzyskuje się przez małe szczeliny promieniowe pomiędzy częściami wirującymi i nieruchomymi, oraz stosuje się ze względu na duży nacisk reakcyjny tłok obciążający. W obydwóch typach konstruktor zwrócił słusznie szczególną uwagę na prawidłowe wykonanie części niskoprężnej. Celem uzyskania możliwie dużej długości łopatek w pierwszych wieńcach reakcyjnych pierwsze stopnie ciśnienia posiadają małą średnicę. Celem uzyskania możliwie najkorzystniejszego przepływu strumienia pary, długości poszczególnych po sobie następu-

jących łopatek wzrastają stożkowo, więc z uniknięciem uskoków powodujących wiry. W końcu celem zmniejszenia strat, spowodowanych nie-

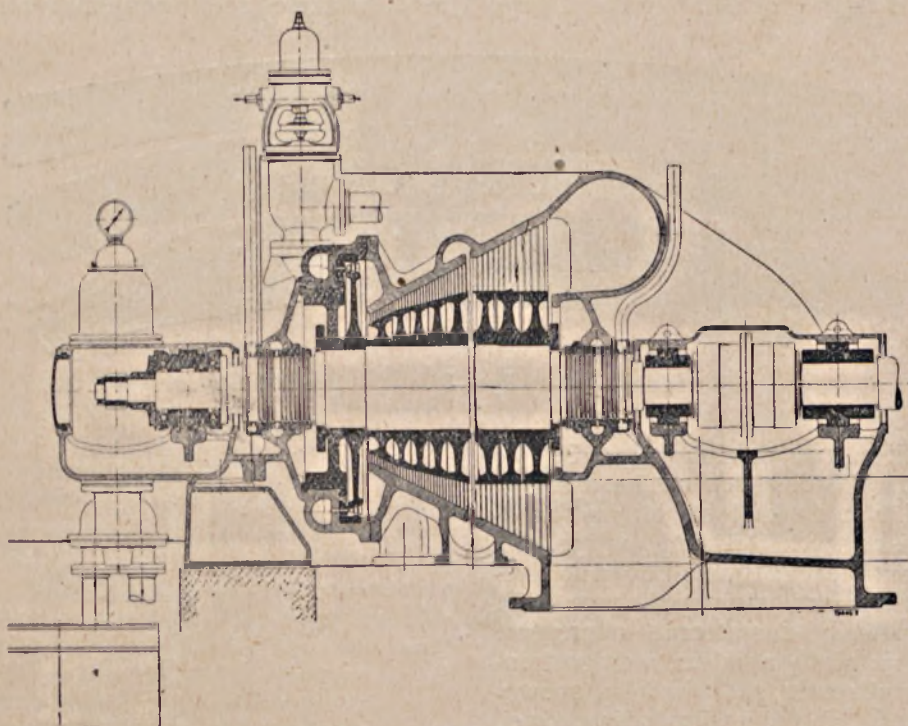
O szczegółach budowy turbin uwidoczni-
nych na rys. 32 i 33 można zaznaczyć, że posia-
dają one dławnice grzebieniaste, łożysko sto-



32. Turbina kondensacyjna Brown Boveri dla mocy 600 do 2000 kW.

właściwym odpływem pary, część wylotowa ka-
dłuba turbiny posiada kształty i wymiary, zapew-
niające prawidłowy odpływ pary; — budowa

powe budowy klockowej, tworzące jedną całość
z łożem głównym po stronie wysokoprężnej, oraz
regulację ilościowo-jakościową. W razie dużego

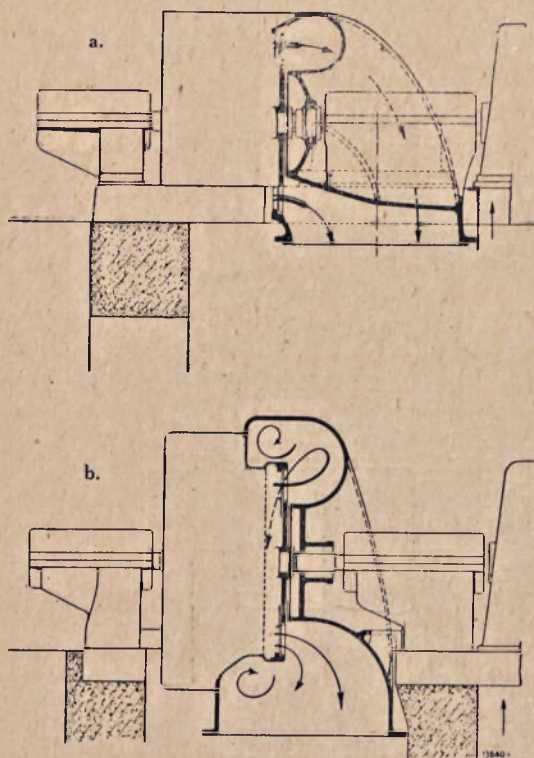


Rys. 33. Turbina kondensacyjna Brown-Boveri dla mocy 3000 do 10000 kW.

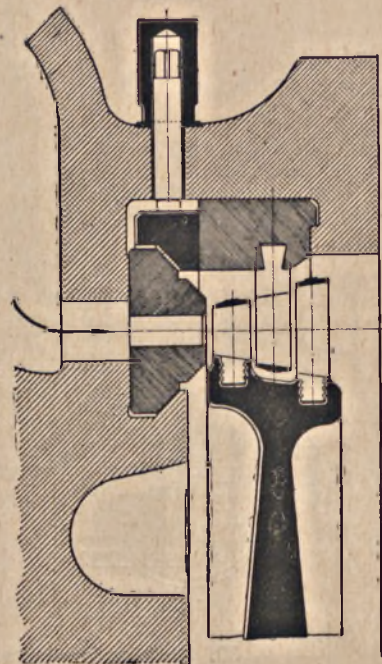
stosowana przez fabrykę Brown-Broveri uwidocz-
niona jest na rys 34 pod *a*, natomiast wadliwa
budowa pod *b*.

przeciążenia można doprowadzać parę świeżą,
odpowiednio zdławioną, także za kołem Curtis'a.
Parę przechodzącą przez tłok odciążający odpro-

wadza się do środkowej części reakcyjnej, z którego to miejsca można odbierać też parę do pod-



Rys. 34.



Rys. 35.

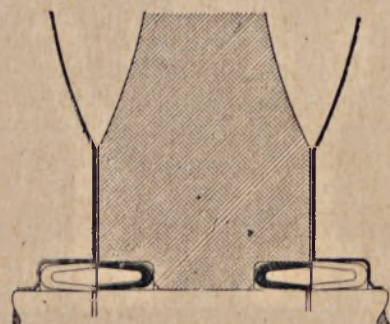
grzewania wody zasilającej kotły; — oczywiście w rurkach A i B trzeba umieścić kurki. Dysze,

nach przy mocy mniejszej od około 5000 kW, jeśli ciśnienie dołotowe jest wyższe od 20 atn,



Rys. 36.

wykonane z żeliwa, są dzielone (rys. 36), co umożliwia dogodną obróbkę ich mechaniczną; — przytwierdzenie dysz do kadłuba turbiny zapomocą śrub dociskających widzimy na rys. 35. Poszczególne wirniki osadza Brown-Boveri na sprężynujących pierścieniach stalowych (rys. 37), które mają zapewnić dostateczne naprężenie wstępne połączenia piasty z wałem, a drugostronnie wyrównać wydłużanie się wirników, spowodowane działaniem ciepła i siły odśrodkowej. Wał posiada maleńkie uskoki w średnicach, piasty wirników nie przylegają do siebie, co jest bardzo pożądane ze względu na przeginanie się wału, więc przedewszystkiem przy wale pracującym z większą liczbą obrotów od krytycznej.



Rys. 37.

a temperatura wynosi 350° do 370° C, bo otrzymuje się wtedy łopatki reakcyjne pierwszych

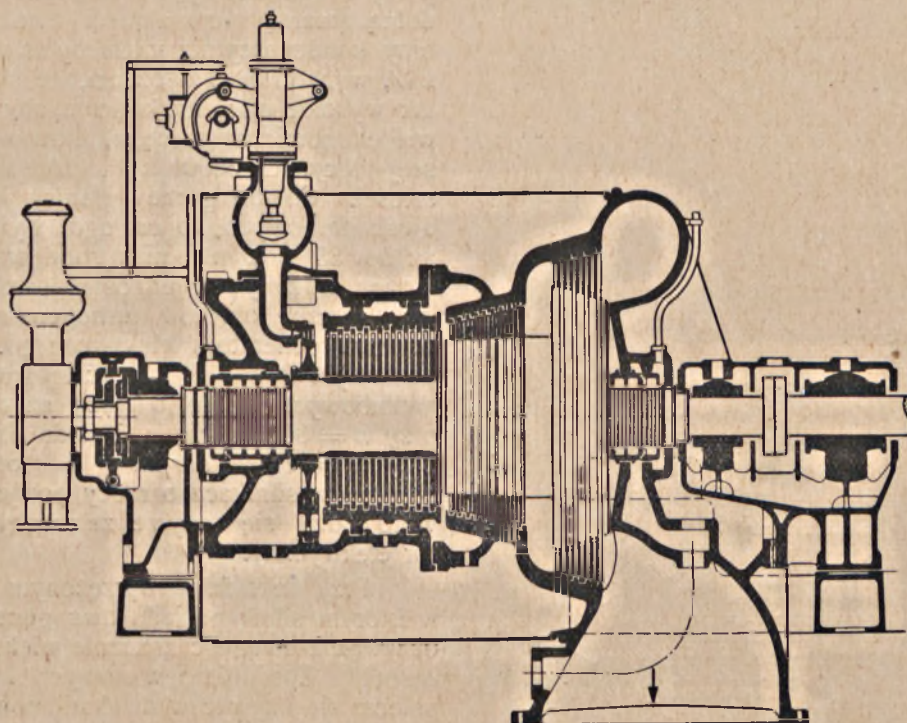
wieńców o niedostatecznej długości. Chcąc w takiej turbinie uzyskać dobrą sprawność, trzeba zastosować we wspomnianych wieńcach bardzo małe szczeliny pomiędzy częściami wirującymi i nieruchomymi, które nie są dopuszczalne ze względu na niezawodność ruchu silnika.

Ponieważ niezawodność ruchu silnika stawiać należy na pierwszym miejscu, przeto uważam za korzystniejszy przy wyższych ciśnieniach pary dolotowej typ turbiny kombinowanej, składający się z koła Curtis'a, kilku stopni akcyjnych (3 do 9) i niskoprężnej części reakcyjnej, a budowany przez *Pierwszą Brneńską Fabrykę i Tow. A. E. G. w Berlinie*. Turbina tego rodzaju jest wprawdzie kosztowniejsza od turbiny Curtis-reakcyjnej, lecz można ją przy wszystkich ciśnieniach i temperaturach pary dolotowej z powodzeniem

żyć para pracuje z małą prędkością, przez co osiąga się dużą sprawność tej części turbiny, a 13 reakcyjnych stopni niskoprężnych umieszczonych jest na bębnie.

Z powodu dużej liczby stopni ciśnienia osiąga się dużą liczbę jakościową Parsons'a Σp^2 , a zatem dobrą sprawność turbiny. Wał turbiny o dużej średnicy pracuje z mniejszą liczbą obrotów od krytycznej i tworzy jedną całość z wirnikami akcyjnymi i z bębniem, przez co całość otrzymuje dużą sztywność. Natomiast niekorzystnie na sprawność turbiny mogą wpłynąć straty wylotowe za częścią akcyjną i w połowie części reakcyjnej.

Wspomniane straty wylotowe nie zachodzą w turbinie *Pierwszej Brneńskiej Fabryki*, przed-

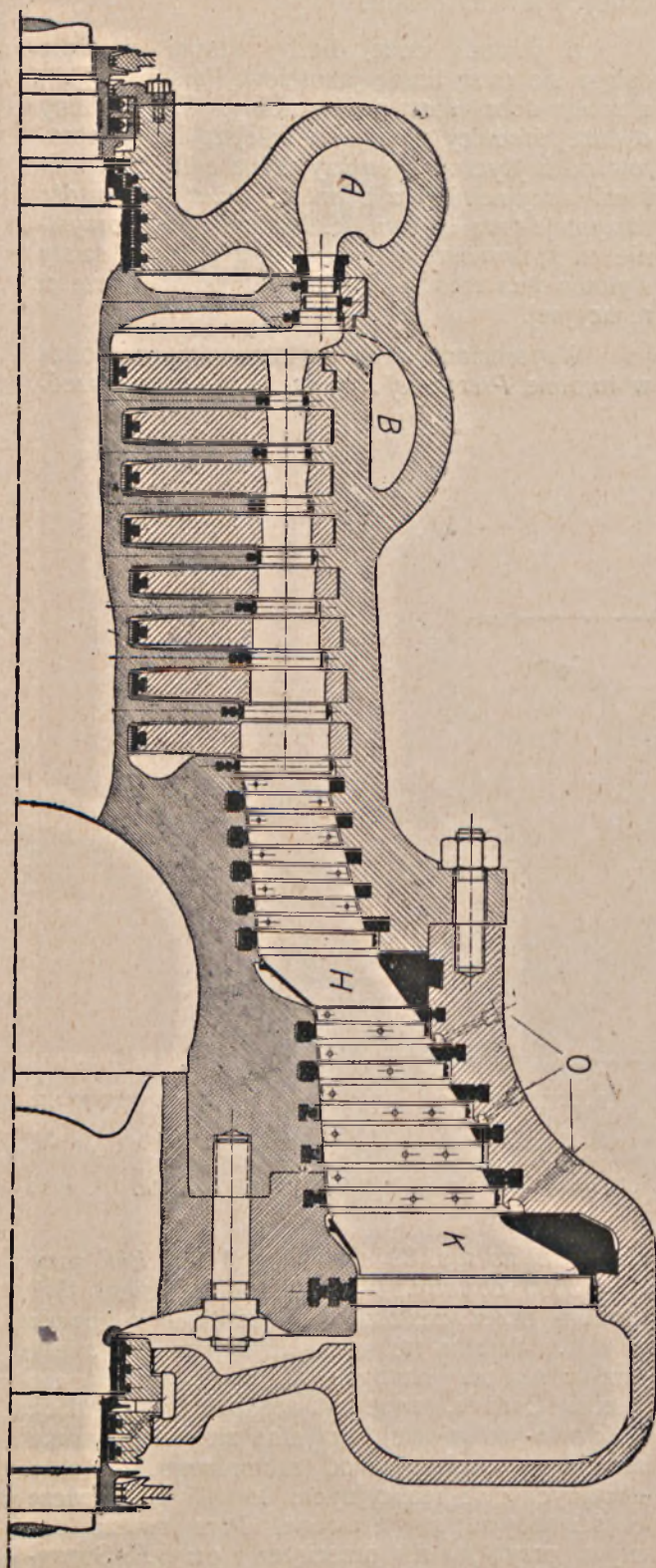


Rys. 38 Turbina kondensacyjna Fabryki A. E. G. dla mocy 3000 do 6000 kW przy 3000 obr/min.

stosować tak przy mniejszych mocach jak i większych. Część reakcyjna, posiadająca dostatecznie długie łopatki, pracuje w tym typie w obrębie pary o niezbyt wysokim ciśnieniu i niezbyt wysokiej temperaturze, przez co zwiększa się niezawodność biegu silnika. W tym samym względzie wpływa korzystnie zbieżność łopatki odciążającego, ponieważ niewielki nacisk reakcyjny może być z łatwością opanowany przez nowoczesne stopowe łożysko klockowe. Natomiast nie posiada ten typ tarcz kierowniczych o dużych średnicach, których przegięcie się może być powodem postoju silnika. Budowę takiej turbiny, wykonywanej dla mocy 3000 do 6000 kW przez fabrykę A. E. G. w Berlinie widzimy na rys. 38. Za kołem Curtis'a znajduje się dziewięć stopni akcyjnych o małych średnicach wirników, w któ-

stawionej na rys. 39 dla mocy 11000 kW przy $n = 3000$ obr/min. Konstruktor zapobiegł tym stratom przez zastosowanie szerokich kierownic H i K. Turbina ta, posiadająca wszelkie zalety omówione przy turbinie A. E. G., składa się z koła Curtis'a, zapewniającego przy regulacji ilościowo-jakościowej korzystne zużycie pary przy mniejszym obciążeniu od normalnego, 8 stopni akcyjnych i 11 reakcyjnych; łopatki kierownicze części akcyjnej są frezowane. Para świeża dopływa przy A, a dla przeciążenia przy B. Sprawność turbiny powinna być duża przy starannym wykonaniu warsztatowym, bo budowa zwraca, oprócz osiągnięcia dużej liczby jakościowej Parsons'a Σp^2 i uniknięcia strat wylotowych wewnątrz turbiny, szczególną uwagę na racjonalne wykonanie części niskoprężnej.

W tym względzie stosuje Pierwsza Brzeńska Fabryka stopniowo wzrastające długości



Rys. 39. Turbina kondensacyjna Pierwszej Brzeńskiej Fabryki, o mocy 11.000 kW, $n = 3.000$ obr/min.

łopatek i umiejętnie zmniejszenie uchodzenia pary poza łopatkami oraz zwraca szczególną uwagę na wydajne odwodnienie przy O w części

niskoprężnej. Niezawodność biegu, zapewniona systemem i sztywną budową turbiny, zostaje podniesiona jeszcze przez należyte usztywnienie łopatek w części niskoprężnej. Fabryka unika stożkowych bandaży na łopatkach, co jednakże nie może wpłynąć ujemnie na sprawność turbiny, bo nie powoduje wirów w płynącym strumieniu pary.

B. Turbiny dwukadłubowe.

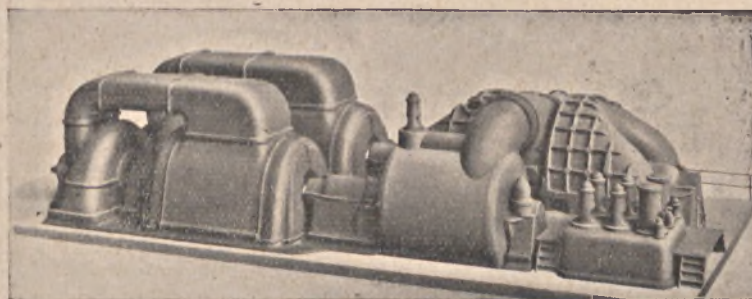
Dwukadłubowe osiowe turbiny kondensacyjne stosuje się obecnie na ogół dla ciśnień wyższych od 20 atn i temperatur wyższych od 350° C. Ponieważ ze względu na koszty inwestycyjne używanie zbyt wysokich ciśnień przy pracy z kondensacją nie rentuje się, przeto jako dolną granicę racjonalności dwukadłubowej turbiny kondensacyjnej możnaby ustalić około 3000 kW, wychodząc z założenia, że siłownia stosuje tak wysokie ciśnienie kotłowe, aby uzyskać możliwie ekonomiczną pracę silników o znacznie większej mocy od 3000 kW, które ustawi w przyszłości. Co do górnej granicy budowy turbin dwukadłubowych, to na ogół wykonywa się je aż do 35 atn, natomiast pod względem mocy można wykonywać jednostki bardzo wielkie, bo moc i liczbę obrotów turbogeneratorskiego ogranicza budowa generatora elektrycznego. W układzie posobnym (tandem) zalecać można budowę dwukadłubowych turbin o mocy aż do 20000 kW przy $n = 3000$ obr/min, i aż do około 40000 kW przy $n = 1500$ obr/min; — obniżenie liczby obrotów w silnikach o mocy powyżej 20000 kW wprowadza się jedynie ze względu na generator elektryczny.

Przy układzie sprzężonym (compound), w którym silnik posiada dwa generatory, można oczywiście osiągnąć znacznie większą moc turbos zespołu. Zasadniczo w nowych instalacjach nie poleca się używać w dwukadłubowych turbinach niższej temperatury pary dolotowej od 400°C. Największy obecnie w budowie będący turbos zespół parowy o największej mocy stałej 160000 kW jest układu compound, jak to widzimy z rys. 40, przedstawiającego model tego turbos zespołu, wykonywanego przez firmę *Brown-Boveri* dla *Hell Gate Station* w New-Yorku.

Ponieważ silnik ma otrzymywać parę z istniejącej stacji kotłowej, przeto ciśnienie i temperatura pary dolotowej były dane przez $p_1 = 18,6$ atn i $t_1 = 322^\circ\text{C}$; — próżnia ma wynosić 96,55%. Wysokoprężny cylinder turbiny jest bezpośrednio połączony z generatorem elektrycznym o mocy 75000 kW i pracuje z liczbą obrotów $n = 1800$ na minutę, — niskoprężny cylinder, również bezpośrednio połączony z generatorem o mocy 80000 kW, pracuje z liczbą obrotów $n = 1200$ na minutę. Turbina posiada łopatki wyłącznie reakcyjne, co w danym wypadku przy bardzo dużej ilości pary przepływającej jest bezwzględnie dopuszczalne.

W cylindrze wysokoprężnym, przedstawionym na rys. 41, łopatki wirnikowe są umieszczone na tarczach z rozszerzonymi wieńcami celem uniknięcia naprężeń przy szybkich zmianach temperatur, — łopatki kierownicze są ułożone w tarczach stalowych, umieszczonych w stalowym

przestrzeni pomiędzy tłokiem odciążającym i pierwszym stopniem ciśnienia; — przy obciążeniu 90000 kW czynne są cztery zawory regulacyjne L , przez które para dopływa do rur 2 i 3, z których ostatnia doprowadza parę do przestrzeni kadłuba turbiny pomiędzy pierwszym i drugim

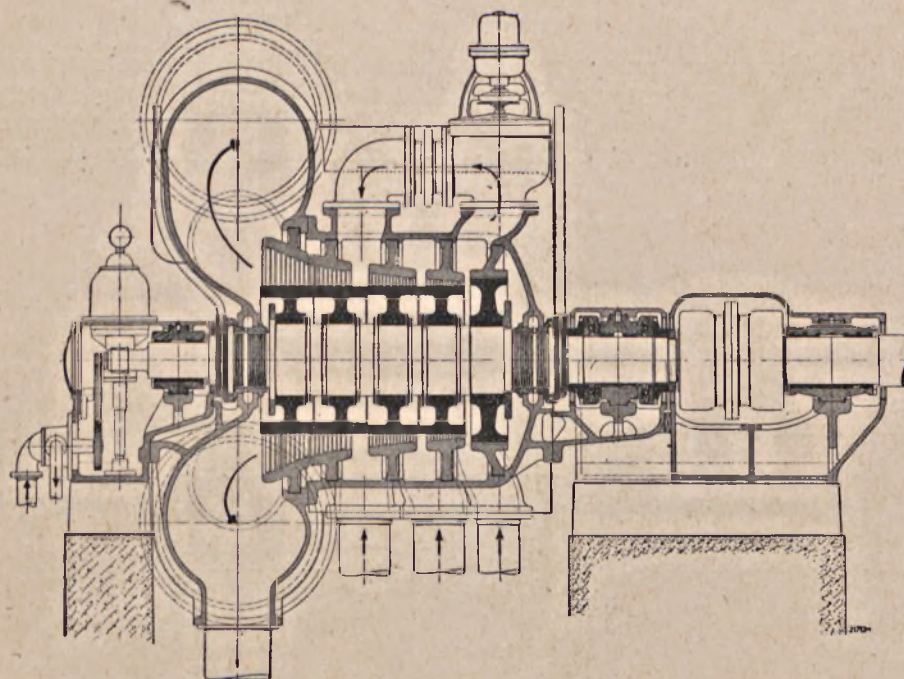


Rys. 40. Model turbiny Brown-Boveri'ego, o mocy 160.000 kW .

nym cylindrze wysokoprężnym. Nacisk osiowy z powodu reakcyjności turbiny podejmuje tłok odciążający.

Ze względu na przewidywane warunki obciążenia 50000 kW , — 90000 kW i wyjątkowo 160000 kW silnik otrzymał odpowied-

wirnikiem; przy obciążeniu 160000 kW działają jeszcze dwa dalsze zawory regulacyjne M , doprowadzające parę z rur 2 i 3 do przestrzeni kadłuba, znajdującej się pomiędzy drugim i trzecim wirnikiem. Konstrukcję zastosowanego zaworu dwudzielnego, całkowicie odciążonego uwidocz-



Rys. 41. Cylinder wysokoprężny turbiny 160.000 kW .

nią regulację, przedstawioną na rys. 42 (patrz także rys. 40 i 41). Para świeża płynie przez dwa zawory główne K do zaworów regulacyjnych. Przy obciążeniu 50000 kW czynne są tylko dwa zawory regulacyjne L , przez które dostaje się para do rury 2, prowadzącej do

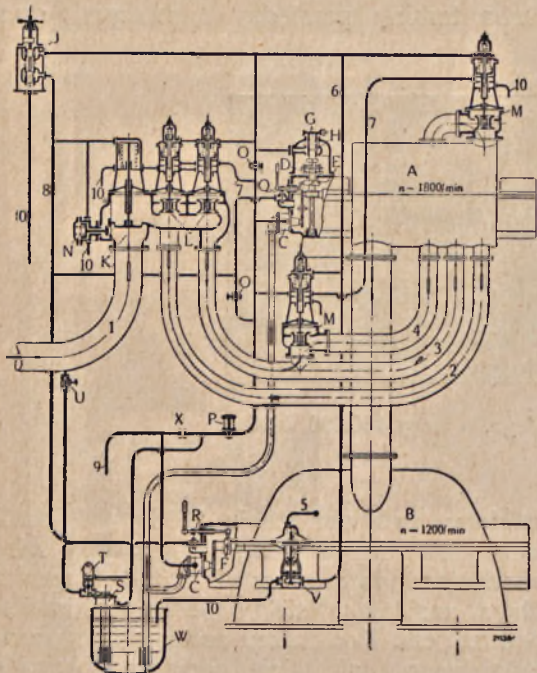
nia rys. 43. Gniazdo ustalone jest w skrzynce tylko w jednym miejscu, a druga jego część może swobodnie wydłużać się i posiada uszczelnienie zapomocą elastycznego pierścienia o kształcie litery U. Siodła zaworów są wykonane z nierdzewiejącej stali chromowej. W powyższy sposób

Brown-Broveri chce usunąć główną wadę zaworów dwusiedzeniowych, t. j. brak dostatecznej szczelności.

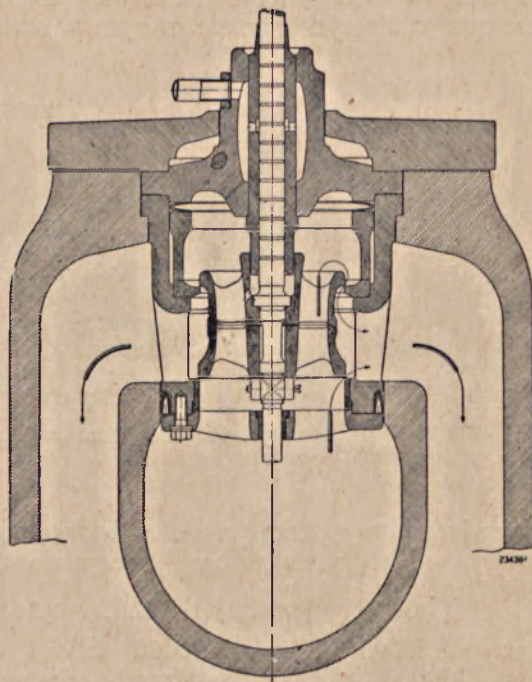
Cylinder niskoprężny, przedstawiony na

między łopatkami kierowniczymi posiadają odpowiednie kanałki.

Ponieważ turbozespół powyżej opisany znajduje się dopiero w montażu fabrycznym,



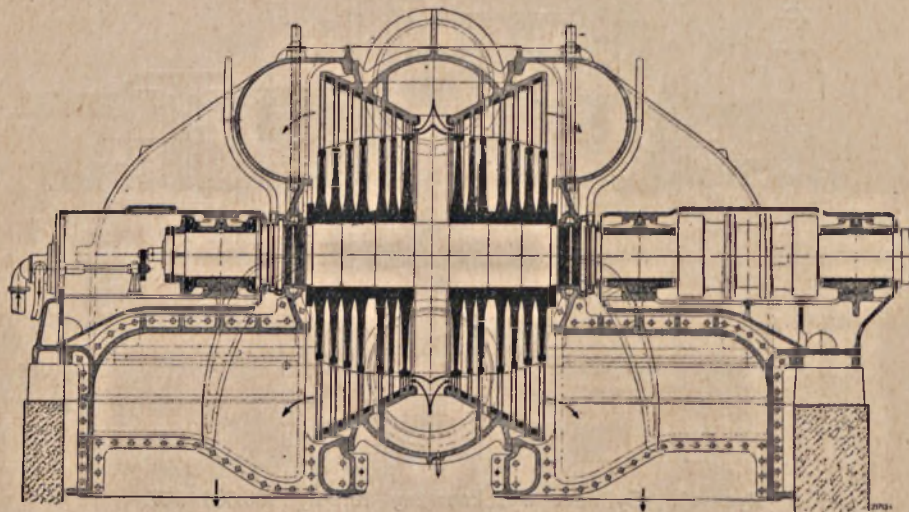
Rys. 42. Schemat rozrządu turbiny 160.000 kW.



Rys. 43.

rys. 44, posiada dwukierunkowy przepływ pary, wobec czego tłok odciążający jest zbyt ciężki. Ze względu na dużą prędkość obwodową 300 m/sek., łopatki wirnikowe wykonane są z dokład-

przeto nie można jeszcze zreferować o wynikach z nim osiągniętych. Naogół można tylko zaznaczyć, że przy ciśnieniach wyższych (n. p. około 35 atn), jakie należałoby stosować w turbinach



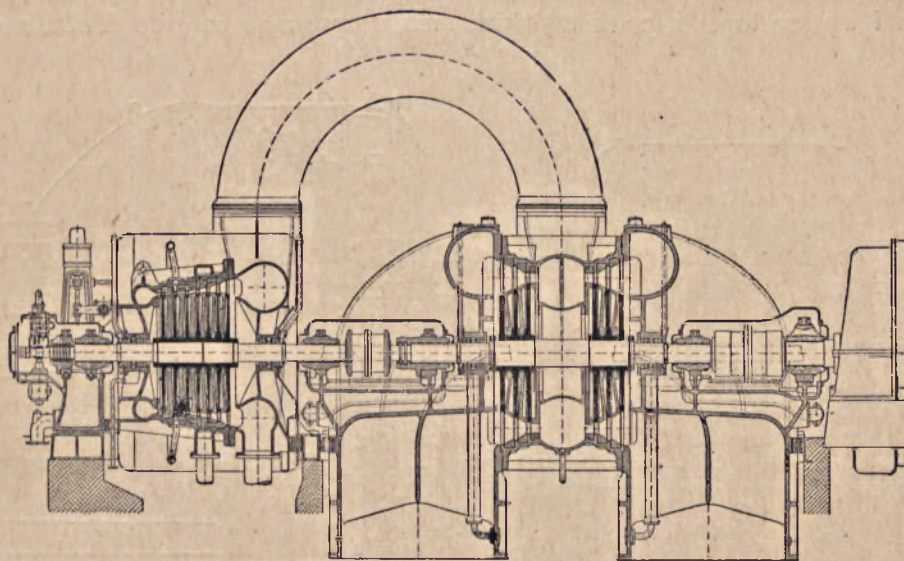
Rys. 44. Cylinder niskoprężny turbiny 160.000 kW.

kami z jednej części, a wieńce ich są usztywnione zewnętrznymi bandażami oraz dwoma pierścieniami drutami. W celu należytego odwodnienia części niskoprężnej turbiny dokładki po-

o bardzo wielkiej mocy, nawet kondensacyjnych, nie możnaby ze względu na wymaganą niezawodność silnika polecać używania systemu wyłącznie reakcyjnego w turbinach osiowych.

Dwukadłubową turbinę kondensacyjną całkowicie akcyjną budowy fabryki *Escher-Wyss* o mocy normalnej 20000 kW, a największej mocy stałej 27000 kW przy 3000 obr/min widzimy na rys. 45. Ciśnienie pary dolotowej wy-

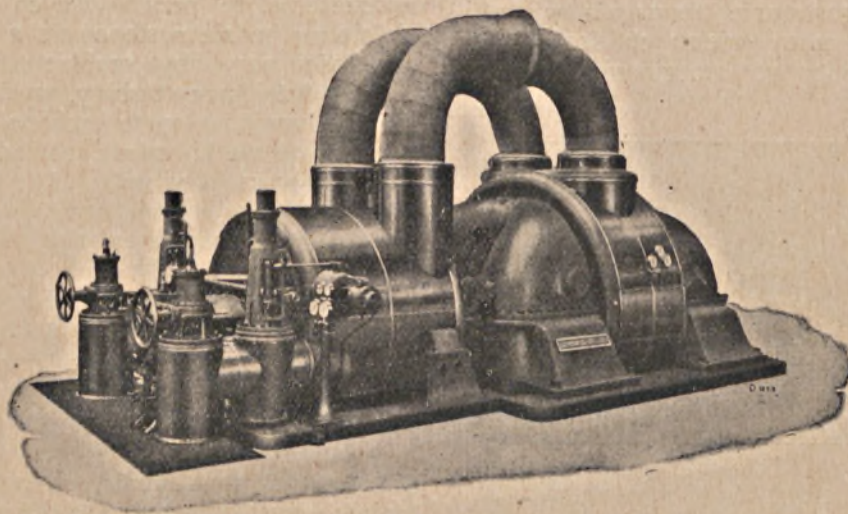
dynie część niskoprężna daje większą gwarancję niezawodności silnika z powodu znacznego zmniejszenia średnic wirników i kierownic, uzyskanego przez dwukierunkowy przepływ pary. Wątpliwości co do stosowania u nas generatorów



Rys. 45. Dwukadłubowa turbina kondensacyjna Escher i Wyssa.

nosi 25 atn, a jej temperatura 350° C. Cechą charakterystyczną tej turbiny jest mała liczba stopni ciśnienia, bo cylinder wysokoprężny posiada 7 stopni, a niskoprężny tylko 3, — czyli

o mocy powyżej 20000 kW przy $n = 3000$ obr/min. zaznaczyłem już poprzednio. Zewnętrzny widok turbiny z rys. 45 jest uwidoczniony na rys. 46. Ze względu na dużą ilość pary silnik posiada



Rys. 46.

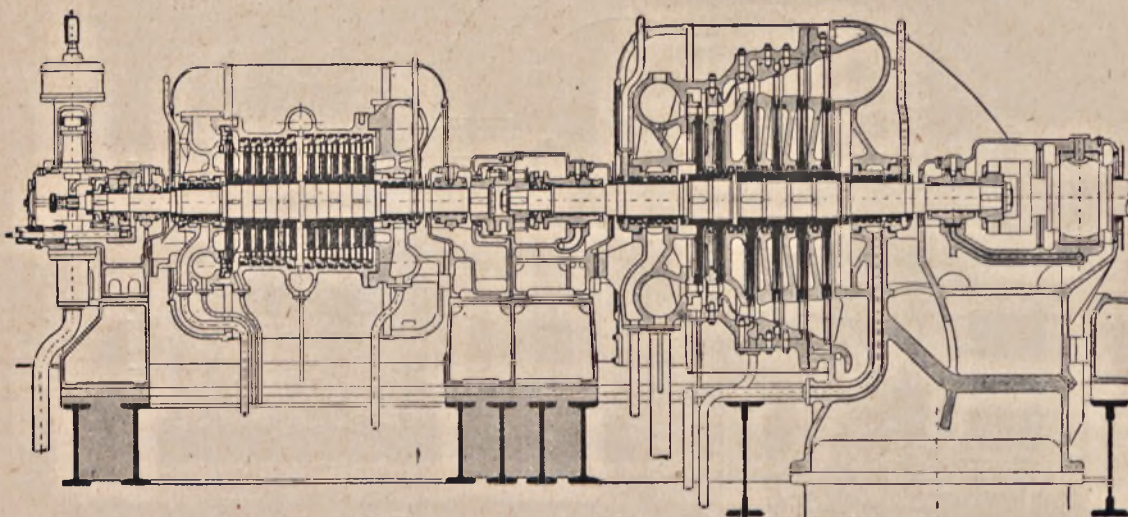
stosowanie wirników o dużych średnicach i praca z dużą prędkością pary. Skutkiem tego możnaby w stosunku do tego silnika wyrazić podobne wątpliwości, jakie zaznaczono przy rozważaniu budowy turbiny, przedstawionej na rys. 28, je-

dwa regulacyjne zawory dławiące, równolegle pracujące z powodu przymusowego połączenia ich mechanizmów.

Konstrukcja dwukadłubowych turbin parowych, wyłącznie akcyjnych, *Zakładów Skody*

w Pilźnie różni się od turbin Zoelly'ego wykonanych przez fabrykę *Escher i Wyss'a* zasadniczo tem, że posiada znacznie większą liczbę stopni ciśnienia, dzięki czemu para pracuje ze znacznie mniejszą prędkością. Korzyści stąd wynikające są następujące: w części wysokoprężnej otrzymuje się mniejsze średnice wirników całkowicie zasilanych i wyższe łopatki, co korzystnie

jednak nie osiąga się wszystkich zalet koła Curtis'a zastosowanego w tem miejscu. Cylinder niskoprężny posiada natomiast tylko 6 stopni ciśnienia. Przy wyższym ciśnieniu pary dolotowej Zakłady Skody stosują większą liczbę stopni ciśnienia, n. p., przy $p_1=22 \text{ atn}$ i $t_1=400^\circ \text{ C}$ cylinder wysokoprężny posiada 11 stopni ciśnienia, rozprężając parę do 6 atn , a cylinder nisko-

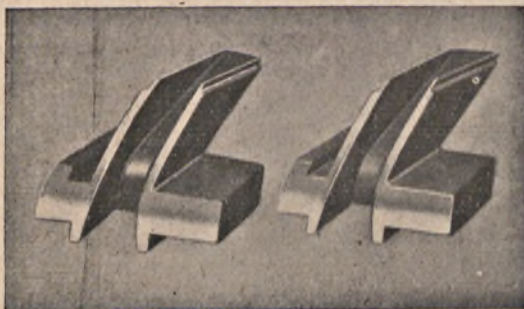


Rys. 47. Dwukadłubowa turbina kondensacyjna Skody o mocy 6000 kW.

wpływa na sprawność turbiny, a mniejsze średnice poszczególnych stopni części wysokoprężnej wpływają dodatnio na zwiększenie niezawodności silnika, natomiast mniejsze prędkości pary w części niskoprężnej zapewniają mniejsze zdzieranie łopatek, lecz drugostronnie wymagają w turbinach o wielkiej mocy większych średnic, co z powodu nieuniknionego przeginalania się tarcz

prężny 10 stopni. Z powyższego wynika, że w stosunku do planu łopatkowego cylindra wysokoprężnego nie można mieć żadnych wątpliwości, natomiast w stosunku do planu łopatkowego cylindra niskoprężnego można mieć te zastrzeżenia, że przy wyższych ciśnieniach pary dolotowej będzie następowało z powodu wielkiej prędkości pary zbyt szybkie zdzieranie łopatek, a przy dużej mocy turbiny, wymagającej dużych średnic wirników, może zachodzić niebezpieczne przeginalanie się kierownic, powodujące zacieranie się ich piast o wirniki. Akcyjna część niskoprężna o kilku stopniach ciśnienia jest kosztowniejsza niż reakcyjna o znacznie większej liczbie stopni ciśnienia, która zapewnia większą stałą sprawność silnika i przy dużej mocy większą niezawodność ruchu turbiny.

W ogólności budowę turbin dwukadłubowych Zakładów Skody cechuje bardzo kosztowne wykonanie, bo wytwórnia dąży do uzyskania wysokiej sprawności silnika przez wielką precyzyjność wykonania. Łopatki kierownicze cylindra wysokoprężnego są całkowicie obrobione (patrz rys. 48) i wstawiane w tarcze kierownicze i w zewnętrzne pierścienie, ułożone w kadłubie, a kanałki kierownicze cylindra niskoprężnego, posiadającego zalewane łopatki kierownicze, są ręcznie obrabiane. Dzięki takiemu wykonaniu strumień pary, wychodzący z kanałka kierowniczego, płynie równomiernie, nie powodując tak łatwo niebezpiecznych drgań łopatek wirnikowych.



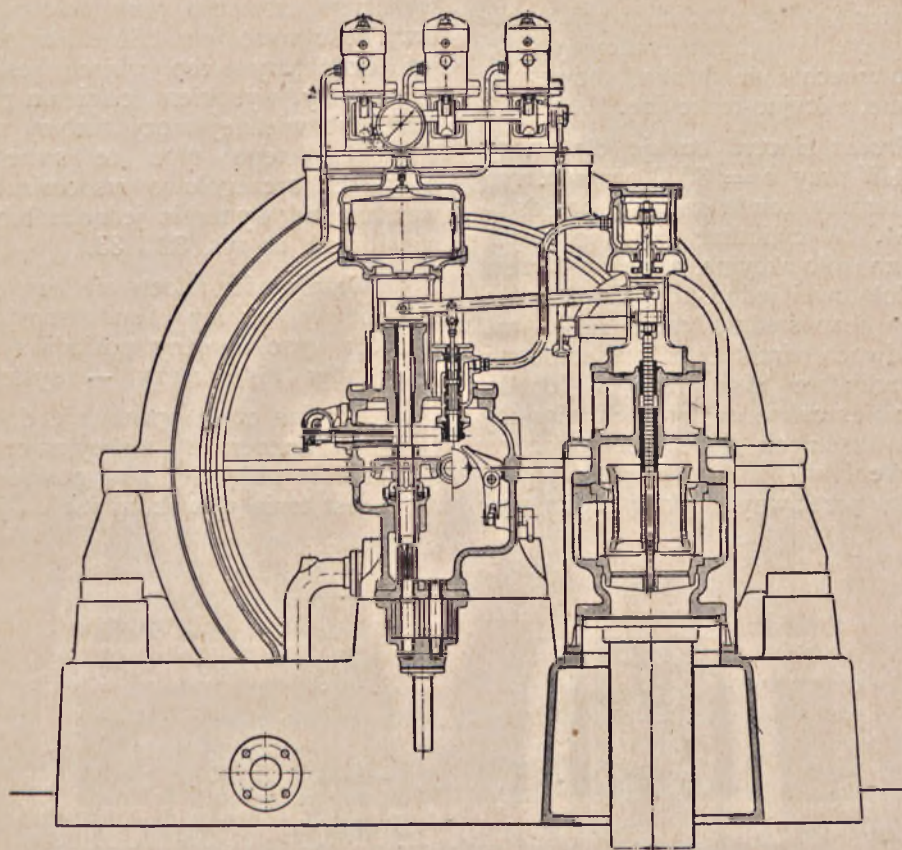
Rys. 48.

kierowniczych zmniejsza niezawodność biegu silnika.

Dwukadłubową turbinę kondensacyjną Zakładów Skody o mocy 6000 kW przy ciśnieniu dolotowym 11 atn i $n=3000 \text{ obr/min.}$ widzimy na rys. 47. Cylinder wysokoprężny posiada 12 stopni ciśnienia, z których pierwszy jako stopień regulacyjny posiada większą średnicę, przez co

Turbiny Skody posiadają regulację ilościowo-jakościową, zapewniającą nieznaczny wzrost zużycia pary przy zmniejszającym się obciążeniu

blaszane, aby wirnik wirował w możliwie małej ilości pary nie działającej. Wirniki osadzone są na wale zapomocą pierścieni ze skurczem, a umocowa-

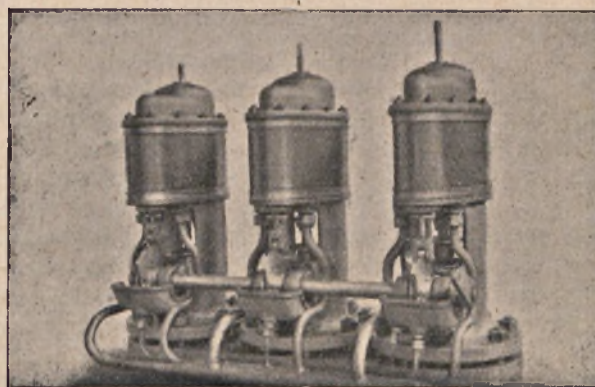


Rys. 49.

(rys. 49). Pochwa regulatora odśrodkowego jest dźwignią połączona z suwakiem sterującym i z serwomotorem oliwnym, działającym na główny zawór regulacyjny. Serwomotor ten uruchamia także wałek, na którym znajdują się tarcze nieokrągłe, które mogą poruszać suwaki, sterujące dopływ oliwy pod ciśnieniem do serwomotorów, połączonych z oddzielnymi zaworami regulacyjnymi (patrz rys. 50). W porównaniu z innymi mechanizmami regulacyjnymi wykonanie stosowane przez Zakłady Skody jest dość kosztowne, lecz w ruchu dawać może dobre wyniki. Przy wyższych ciśnieniach pary dołotowej Skoda umieszcza skrzynkę zaworów regulacyjnych obok kadłuba turbiny, łącząc te dwie części elastycznymi rurami.

O szczegółach konstrukcyjnych turbin dwukadłubowych Zakładów Skody dodam kilka uwag. Ponieważ turbina w celu osiągnięcia lepszej sprawności pracuje z małym stopniem reakcyjności (5% do 15%), przeto poszczególne stopnie ciśnienia posiadają odpowiednie uszczelnienia, aby zapobiedz uchodzeniu pary poza łopatkami wirników. Również ze względu na sprawność znajdują się po bokach tarcz kierowniczych tarcze

ne zapomocą dwóch klinów, umieszczonych pod kątem 180°; kliny poszczególnych po sobie następujących wirników są ze względu na nieosłabianie wału



Rys. 50.

wzdłuż jednego przekroju przesunięte o 90°. Kadłuby turbin są prawidłowo przytwierdzone do łożysk zapomocą trzech klinów przy każdym łożysku, a uszczelnienie wału jest dokonane za-

pomocą dławnic grzebieniastych. Cylinder wysokoprężny i niskoprężny posiadają osobne łożyska stopowe, a wały ich łączy sprzęgło elastyczne.

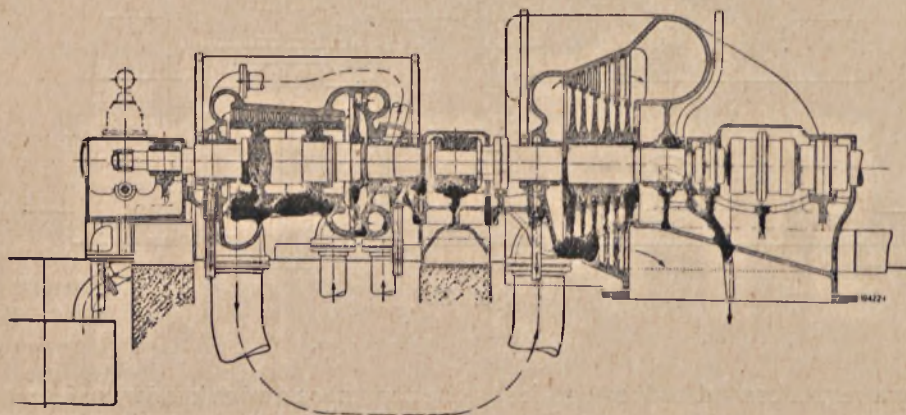
Znacznie więcej od dwukadłubowych turbin wyłącznie reakcyjnych i wyłącznie akcyjnych są w Europie rozpowszechnione dwukadłubowe turbiny kombinowane, akcyjno-reakcyjne.

Fabryka *Brown Boveri* buduje dla mocy aż do 15000 kW przy $n = 3000 \text{ obr/min.}$ typ dwukadłubowej turbiny kondensacyjnej przedstawiony na rys. 51. W cylindrze wysokoprężnym znajduje się jedno koło akcyjne, a przy wyższym ciśnieniu pary dolotowej jedno koło Curtis'a, po którym następuje bezpośrednio część reakcyjna, umieszczona na dwóch wirnikach z rozszerzonemi wieńcami. W cylindrze niskoprężnym łopatki wirnikowe są umieszczone na tarczach wirnikowych, a w celu usunięcia tłoka odciażającego zastosowano przepływ pary przez część niskoprężną o kierunku przeciwnym jak w części wy-

Dwukadłubowa turbina kondensacyjna, przedstawiona na rys. 51, powinna pracować bez zarzutu przy dostatecznie długich łopatkach wysokoprężnej części reakcyjnej, t. j. przy niezbyt wysokim ciśnieniu pary dolotowej oraz nawet przy dość wysokim ciśnieniu pary dolotowej, jeśli ilość pary przepływającej jest duża. Natomiast przy wysokim ciśnieniu pary dolotowej i niezbyt wielkiej mocy turbiny można wyrazić względem tego typu te same zastrzeżenia, o których szczegółowo wspominałem przy rozważaniu budowy turbin jednokadłubowych, przedstawionych na rys. 32 i 33.

Wątpliwości takich nie następcza typ dwukadłubowej turbiny kondensacyjnej, w której cylinder wysokoprężny posiada system akcyjny, a cylinder niskoprężny — system reakcyjny.

Akcyjna część opanowuje dobrze wysokie ciśnienia i temperatury, reakcyjna część opanowuje dobrze duże objętości pary, posiada dobrą sprawność, jest tania w wykonywaniu i jest także przy



Rys. 51. Dwukadłubowa turbina kondensacyjna fabryki Brown-Boveri'ego.

sokoprężnej. Wały części wysokoprężnej i niskoprężnej połączone są sprzęgłem stałym i posiadają tylko jedno obustronnie działające łoże stopowe, natomiast połączenie z wałem generatora uskutecznione jest sprzęgłem elastycznym. Cylinder wysokoprężny jest centrowany w korpusie łożysk od wewnątrz, co ze względu na większe wydłużanie się cieplejszego cylindra niż łoża może wzbudzać poważne wątpliwości; — fabryka Brown-Boveri donosi mi jednak, że obecnie cylinder wysokoprężny turbin dwukadłubowych spoczywać będzie tak samo, jak to fabryka wykonywa w typach trójkadłubowych, na łapach, przylanych do dolnej części kadłuba w pobliżu osi geometrycznej silnika, które to wykonanie nie następcza najmniejszych wątpliwości. Ostatnie można jednak wyrazić, gdyby rurociąg, łączący cylinder wysokoprężny z niskoprężnym, nie posiadał części sprężystej, wyrównywującej nierówne wydłużanie się poszczególnych części silnika.

dużej mocy silnika niezawodną w ruchu. Oczywiście koszty budowy turbiny, możnaby jeszcze zmniejszyć, stosując reakcyjne stopnie ciśnienia w ostatniej części cylindra wysokoprężnego przy ciśnieniu pary poniżej około 5,5 atn, jeśli otrzyma się dostatecznie długie łopatki wirnikowe; — niezawodność ruchu silnika nie ucierpi na takiej zmianie.

Dwukadłubowe turbiny kondensacyjne typu: cylinder wysokoprężny — akcyjny, a cylinder niskoprężny — reakcyjny — buduje *Pierwsza Brneńska Fabryka i Tow. A. E. G.* w Berlinie.

Plan łopatkowy turbiny dwukadłubowej *Pierwszej Brneńskiej Fabryki* dla mocy 10000 kW przy $n = 3000 \text{ obr. min.}$, $p_1 = 25 \text{ atn}$, $t_1 = 400^\circ \text{ C}$, ciśnienie pary pomiędzy cylindrami 1,6 atn, próżnia 96% widzimy na rys. 52. Cylinder wysokoprężny posiada koło Curtis'a o kształcie litery U i 17 stopni akcyjnych, pracują-

Rys. 52. Dwukadłubowa turbina kondensacyjna Pierwszej Brneńskiej Fabryki o mocy 10000 kW przy $n = 3000$ obr/min.

nych z małym stopniem reakcyjności. Z powodu wielkiej liczby stopni ciśnienia para pracuje z małą prędkością, co zapewnia dużą sprawność części wysokopięrnej oraz małe średnice wirników, korzystne ze względu na niezawodność ruchu silnika.

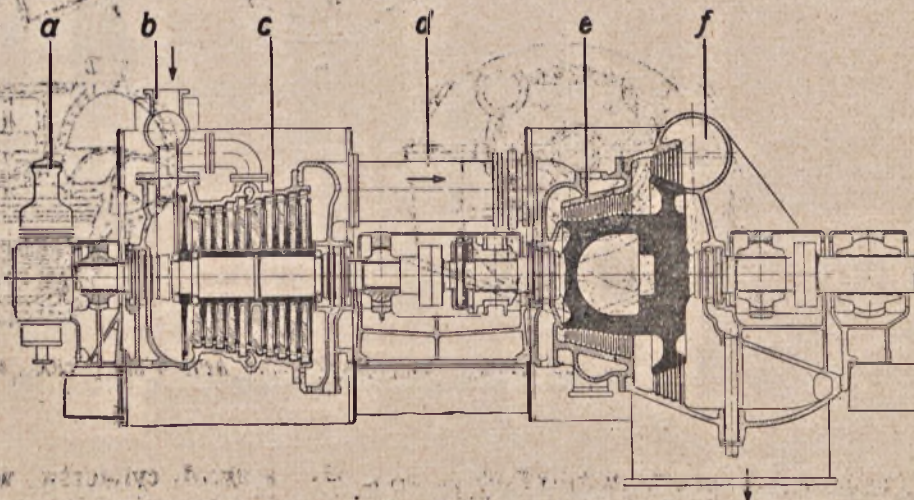
Wobec małych średnic wirników mogą być one wykonane z wału z jednego kawała, skutkiem czego nie potrzeba obawiać się obłuzienia się wirników na wale lub nasadzenia ich ze zbyt dużym skurczem, powodującym czasem drgania w turbinie; — równocześnie łatwiej można wykonać sztywny wał turbiny pomimo wielkiej liczby stopni ciśnienia. Cylinder niskopięrny posiada 22 stopnie reakcyjne, ułożone na sztywnym bębnie, wykonane z wszelkimi ulepszeniami, podanymi szczegółowo na rys. 39; nacisk reakcyjny

podejmuje łoża stopowe, wspólne dla obydwóch cylindrów. Dzięki wielkiej Σu^2 typ ten powinien przy prawidłowym wykonaniu warsztatowym posiadać dużą sprawność, czyli odznaczać się małym zużyciem pary, a dzięki zastosowaniu akcji przy wysokich ciśnieniach i temperaturach, a reakcji przy niskich ciśnieniach — powinien być niezawodnym w ruchu; — oczywiście przy dużej objętości pary przepływającej cylinder niskopięrny otrzymuje dwukierunkowy przepływ pary.

zupełnie podobny typ dwukadłubowej turbiny kondensacyjnej buduje Tow. A. E. G. w Berlinie. Na rys. 53 widzimy turbinę kondensacyjną tej firmy dla mocy 32000 kW przy $n = 1500$ obr/min, przy $p_1 = 35$ atn i $t_1 = 400^\circ$ C; — konstrukcja różni się od budowy Fabryki Brneńskiej głównie tem, że cylinder wysokopięrny posiada mniejszą liczbę stopni ciśnienia. Wirniki, posiadające większe średnice, są osobno nasadzone na wał turbiny. Cylinder niskopięrny, łoża stopowe, podejmujące zamiast tłoka odciażającego nacisk reakcyjny, oraz sprzęgło stałe pomiędzy wałami są podobnie wykonane jak na rys. 52.

Szczegółowy rysunek kadłuba wysokopięrnej turbiny, przedstawionej na rys. 53, widzimy na rys. 54, niskopięrnej na rys. 55. Dwudzielny kadłub wysokopięrny, wykonany ze staliwa, spoczywa na korpusach łożysk zapomocą klinów X, natomiast klin X, ustala pionowe położenie kadłuba. Kadłub jest przytwierdzony do łożysk zapomocą kilku śrub. Dopływ pary do kadłuba odbywa się w czterech miejscach, a odpływ jej dwiema rurami. Kadłub niskopięrny, przedstawiony na rys. 55, a wykonany z żeliwa, jest po stronie dopływu pary tak samo, zapomocą takich klinów ustalony względem korpusu łożyska jak kadłub wysokopięrny, a po stronie odpływu pary posiada łapy.

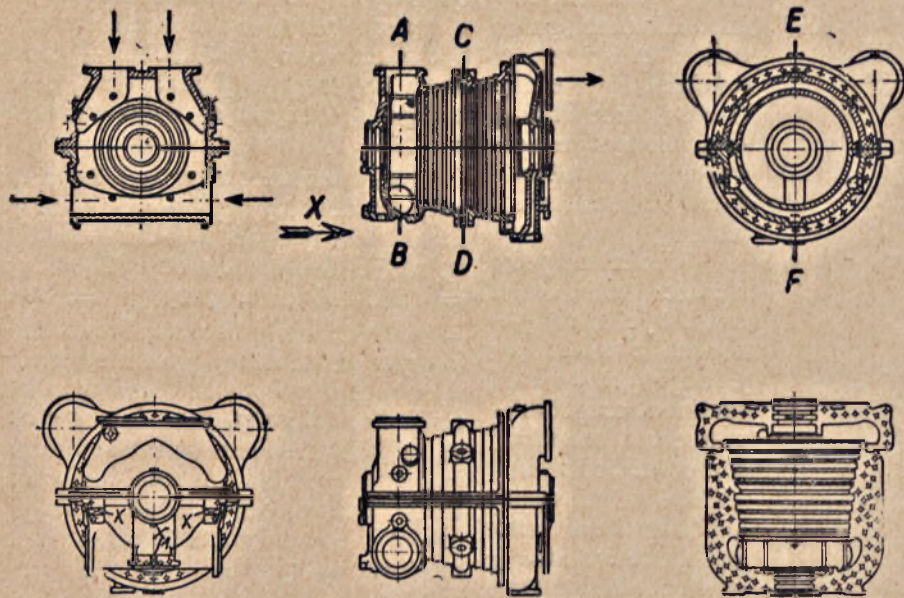
W budowie tego kadłuba zwraca szczególną uwagę odwodnienie, uwidocznione w przekroju

Rys. 53. Dwukadłubowa turbina kondensacyjna T. wa AEG dla mocy 32000 kW, przy $n = 1500$ obr/min.

A — B, oraz prowadzenie pary w króćcach wylotowych.

Przy wielkich objętościach pary wylotowej

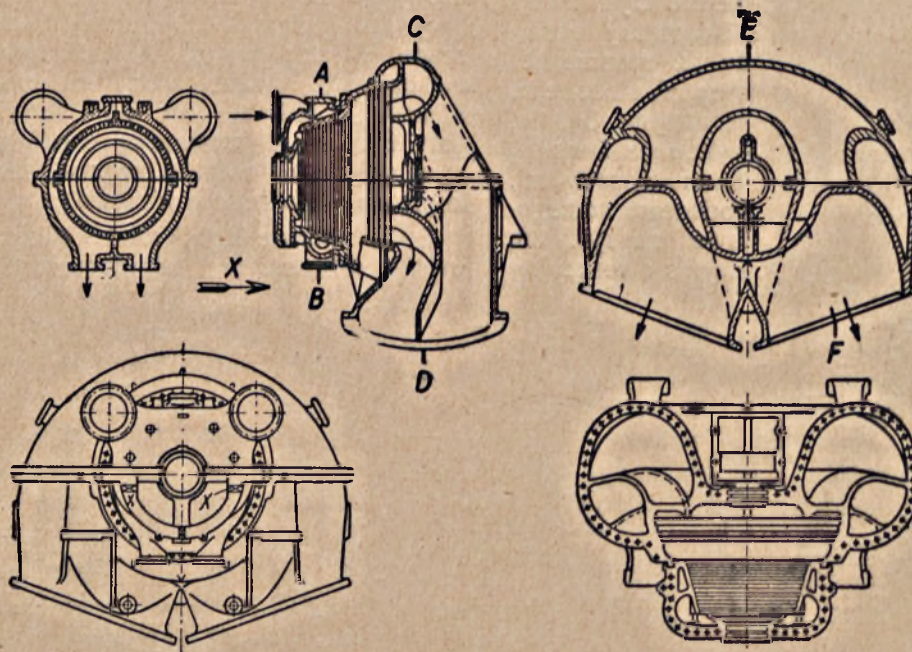
≈ 3000 obr/min. Wirniki wysokoprężne są wykonane z wałem z jednego kawała, a wały sztywne (pracujące z mniejszą liczbą obrotów



Rys. 54. Kadłub wysokoprężny turbiny 32000 kW.

oraz przy zbyt wielkich prędkościach obwodowych wirników stosuje Tow. A. E. G. w cylindrze nisko-

od krytycznej), połączone są sprzęgłem stałym. Turbina posiada tylko jedno łoże stopowe,



Rys. 55. Kadłub niskoprężny turbiny AEG o mocy 32000 kW.

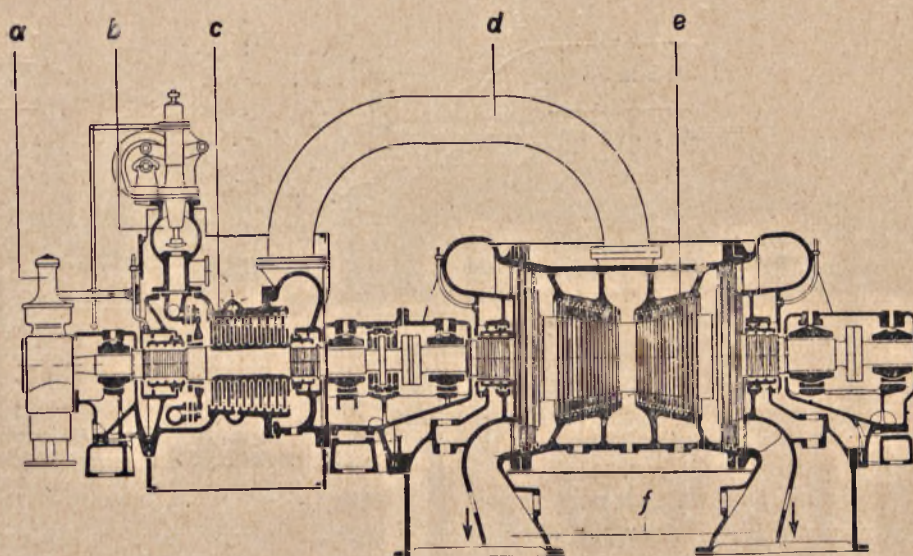
prężnym dwukierunkowy przepływ pary. Rys. 56 przedstawia taką dwukadłubową turbinę kondensacyjną o mocy 10000 do 20000 kW przy $n =$

a układ cylindrów względem łożysk dokonany jest za pomocą trzech klinów i śrub.

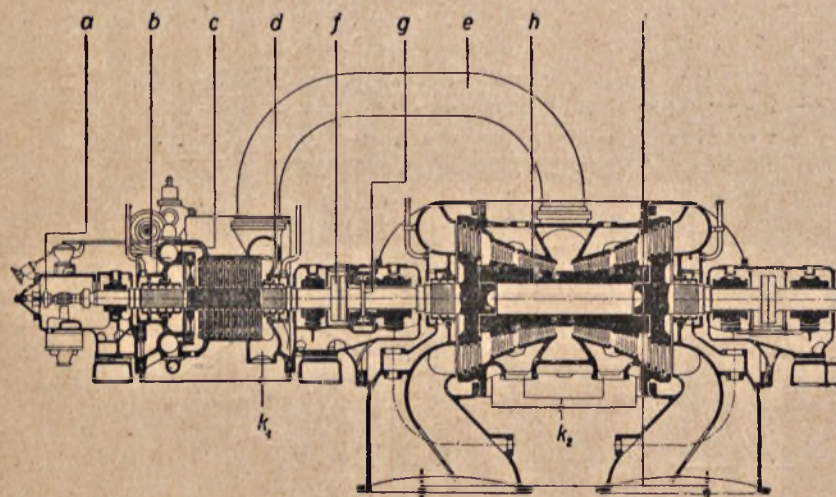
W ostatnim czasie Tow. A. E. G. w Berli-

nie dąży, jak to wynika z publikacji wydanej w połowie roku 1928 z okazji 25-lecia budowy turbin parowych przez tę firmę, do znacznego zmniejszenia kosztów budowy turbogeneratorów o wielkiej mocy. Cel ten chce wytwórnia osiągnąć w pewnych budowanych już typach przez podniesienie wytwarzanej przy 3000 *obr/min* mocy 20.000 *kW* do 30.000 *kW*, a przy zmianie części niskoprężnej do 40.000 *kW*. Typ dwukadłubowej turbiny kondensacyjnej, przedstawiony na rys. 56, Tow. A. E. G. stosuje po wprowadzeniu pewnych zmian także dla mocy 30.000 *kW* przy $n = 3.000$ *obr/min*, jak to wynika z rys. 57. Wysokoprężny cylinder jest systemu akcyjnego, posiada koło Curtis'a oraz 11 stopni akcyjnych. Wirniki akcyjne wykonane są z jednej części z wałem, a jedynie koło Curtis'a, które może być częściowo zasilane, jest osobno nasadzone. Kadłub wysokoprężny *d* jest tylko dwudzielny (różni się w tym względzie od budowy rys. 56), a doprowadzanie do niego

kadłuba niskoprężnego *h*. W ostatnim para posiada dwukierunkowy przepływ, a łopałki, umieszczone w przeważnej części na bębnie, są systemu reakcyjnego. Przepływ pary w części niskoprężnej jest korzystny, nie uniknięto jed-



Rys. 56. Dwukadłubowa turbina kondensacyjna T-wa AEG o mocy 10000 do 20000 *kW* przy $n = 3000$ *obr/min*.



Rys. 57. Dwukadłubowa turbina kondensacyjna Tow. A. E. G. o mocy 30.000 *kW* przy $n = 3.000$ *obr/min*.

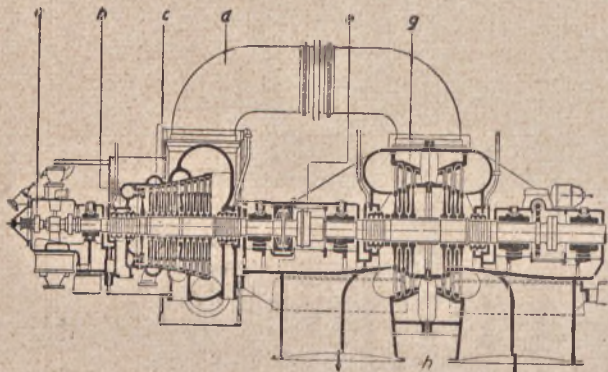
parę świeżej następuje w miejscu *b*; — w razie przeciążenia turbiny para świeża przepływa także kanałem *c* do części pomiędzy kołem Curtis'a i pierwszą kierownicą akcyjną. Z kadłuba wysokoprężnego para płynie dwiema rurami *e* do

nak straty wylotowej w miejscu *i* przez zastosowanie szerszej kierownicy (patrz rys. 39). Wały turbiny, połączone sprzęgłem stałym *f*, spoczywają w czterech łożach, do korpusów których przytwierdzone są w znany sposób kadłuby turbiny; — turbina posiada tylko jedno klockowe łożo stopowe umieszczone w pobliżu sprzęgła *f*. W miejscach k_1 i k_2 pobiera się parę do podgrzewania wody zasilającej kotły.

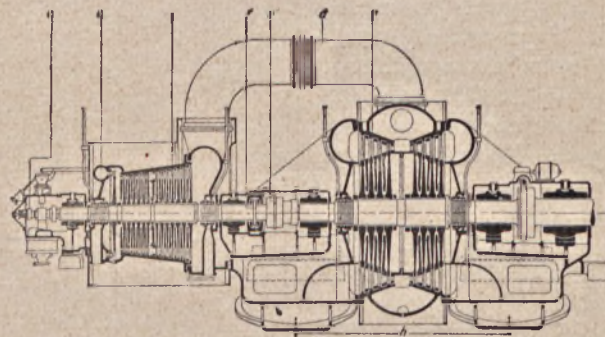
Dla mocy powyżej 30.000 *kW* aż do 40.000 *kW* przy $n = 3000$ *obr/min* Tow. A. E. G. podaje w wyżej wspomnianej publikacji turbinę dwukadłubową przedstawioną na rys. 58. Cylinder wysokoprężny *c*, posiadający koło Curtis'a i około 10 stopni akcyjnych, których wirniki są ze względu na większą ich średnicę osobno nasadzone na wał, mało różni się od budowy uwidocznionej na rys. 57, natomiast konstrukcja cylindra niskoprężnego różni się zasadniczo, bo wielostopniowy bęben zastąpiono trzema reakcyjnymi stopniami ciśnienia, umieszczonymi na 6 tarczach wirnikowych o przeciwnym przepływie pary. Przez taką zmianę, oraz przez wykonanie korpusu łożysk z jednego kawałka z połową cylindra niskoprężnego osiągnięto

znaczne skrócenie turbiny, czyli znacznie mniejsze zużycie materiału, czyli poważne potanie turbiny. Zastąpienie bębna tarczami wirnikowymi jest przy zwiększeniu ilości pary przepływającej nieuniknione, lecz można wyrazić uzasadnioną

leży, że rozprężanie pary w cylindrze wysokoprężnym turbiny rys. 58 odbywa się do znacznie niższego ciśnienia niż w cylindrze wysokoprężnym turbiny rys. 57; — przypuszczalnie za 5-tym stopniem akcyjnym rys. 58 panuje to samo ciś-



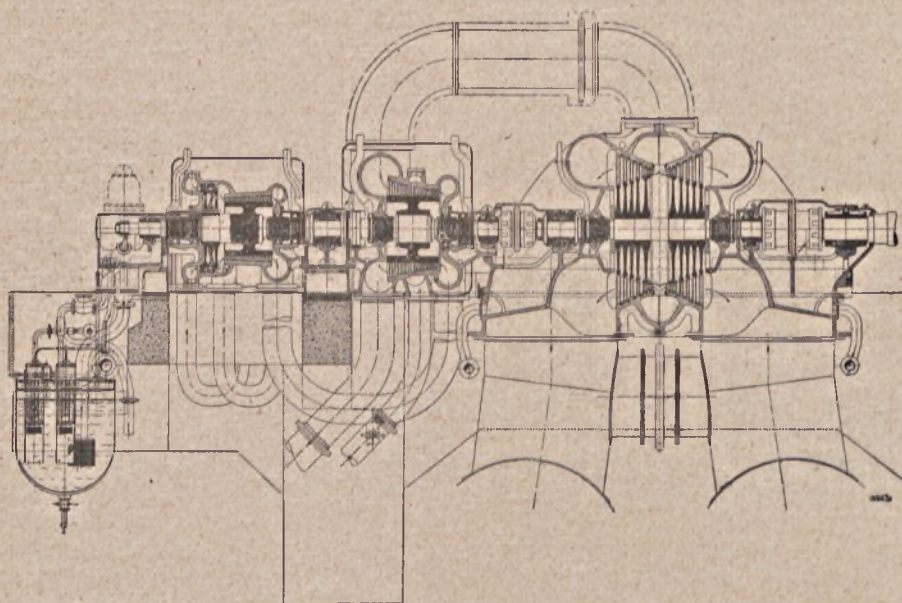
Rys. 58. Dwukadłubowa turbina kondensacyjna Tow. A. E. G. o mocy od 30.000 kW do 40.000 kW przy $n = 3.000$ obr/min.



Rys. 59. Dwukadłubowa turbina kondensacyjna Tow. A. E. G. o mocy 80.000 kW przy $n = 1.500$ obr/min.

obawę, czy sprawność trzystopniowej turbiny reakcyjnej nie będzie znacznie gorszą od sprawności turbiny wielostopniowej przedstawionej na rys. 57 i czy sprawność ta nie będzie stopniowo zmniejszała

nienie pary, z jakim para uchodzi z cylindra wysokoprężnego turbiny rys. 57. Stawiając sobie za cel znaczne zmniejszenie kosztów wytwórczych silnika, konstruktor musiał zmniejszyć liczbę



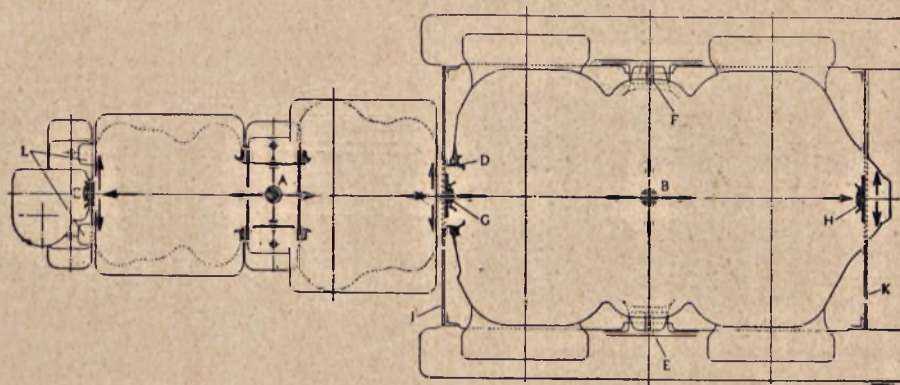
Rys. 60. Turbina trójkadłubowa fabryki Brown-Boveri, o mocy od 20.000 kW do 30.000 kW przy $n = 3.000$ obr/min

się z powodu nadmiernego zdzierania się łopatek niskoprężnych. Ponieważ dobra sprawność turbiny kondensacyjnej, jak poprzednio zaznaczono, zależy przede wszystkim od dobrej sprawności jej części niskoprężnej, przeto przypuszczać na-

bę stopni ciśnienia tak w części wysoko — jak i niskoprężnej, nie chcąc znacznie pogorszyć sprawności turbiny w stosunku do budowy rys. 57. Dążność do zmniejszenia kosztów wytwórczych silnika nawet kosztem jego sprawności jest

obecnie wobec stosunkowej taniości paliwa zupełnie usprawiedliwiona, o ile zmiany wprowadzone nie zmniejszą niezawodności ruchu silnika i nie będą powodem stopniowego pogarszania się sprawności silnika. Ponieważ turbogenerator ze stosunkowo małą liczbą stopni ciśnienia o mocy 40.000 kW przy $n = 3.000 \text{ obr/min}$ oznacza

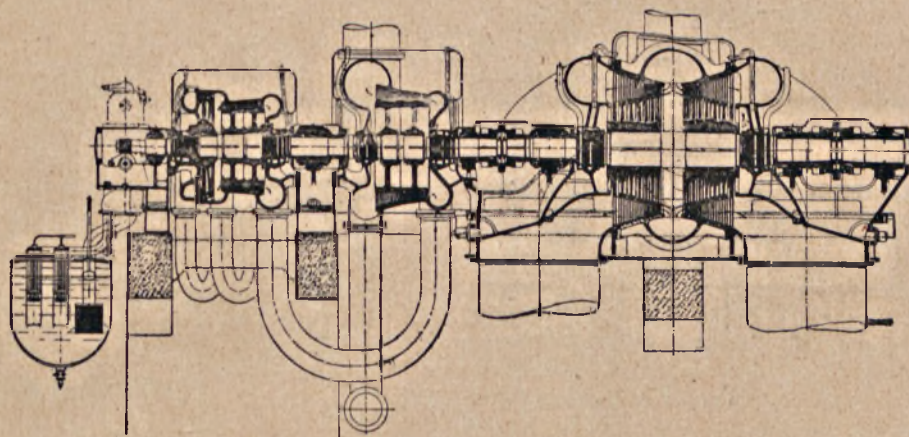
nych, cylinder niskoprężny 4 stopnie reakcyjne o przeciwnieprzewodnym przepływie pary. Zastosowanie pierwszego wirnika akcyjnego o większej średnicy zamiast koła Curtis'a ma tutaj na celu zwiększenie sprawności turbiny przy całkowitem obciążeniu turbiny. Ponieważ jednak koło Curtis'a jako stopień regulacyjny daje bardzo



Rys. 61.

najnowszy wysiłek konstruktorski, przeto należy odczekać wyników praktyki, mianowicie co do niezawodności generatora elektrycznego o tak wielkiej mocy przy $n = 3.000 \text{ obr/min}$, co do sprawności turbiny i zachowania jednakowej sprawności, co do niezawodności tarcz kierowniczych w niskoprężnej części reakcyjnej, co do

korzystne wyniki, a w elektrowniach nawet największe agregaty silnikowe pracują często częściowo obciążone, przeto osobiście uważam użycie w danym wypadku koła Curtis'a za odpowiednie, zwłaszcza, że dzięki niemu można znacznie zmniejszyć ciśnienie pary, dopływającej do kadłuba turbiny; — jestto bardzo ważne przy

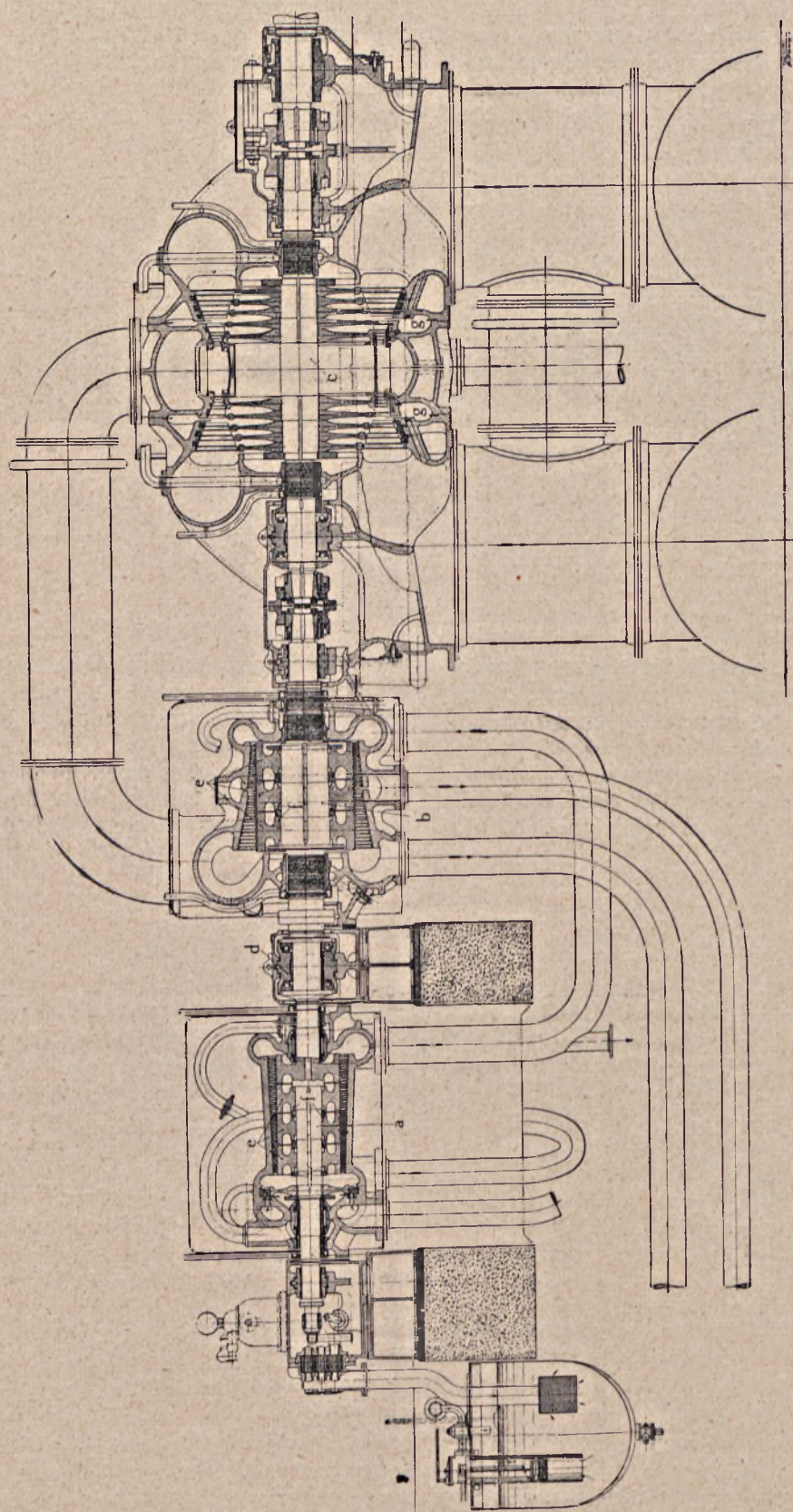


Rys. 62. Turbina trókkadłubowa fabryki Brown-Boveri o mocy od 20.000 kW do 50.000 kW przy $n = 1.500 \text{ obr/min}$.

trwałości łopatek wirnikowych przy obecnym stanie materiałów i t. d.

Bardzo podobna do konstrukcji rys. 58 jest budowa dwukadłubowego typu, przedstawionego na rys. 59, a stosowanego przez Tow. A. E. G. dla mocy 80.000 kW przy $n = 1500 \text{ obr/min}$. Cylinder wysokoprężny posiada 14 stopni akcyj-

pracy z parą o wysokim ciśnieniu, które stosuje się przy wielkiej mocy silnika. W budowie turbiny rys. 59 króćce, przez które odpływa para z cylindra wysokoprężnego, nie są tak daleko nasunięte na kadłub, jak na rys. 58; — zmiana ta, powodująca wprowadzić pewne wydłużenie turbiny, jest bezwątpienia korzystna dla sprawności



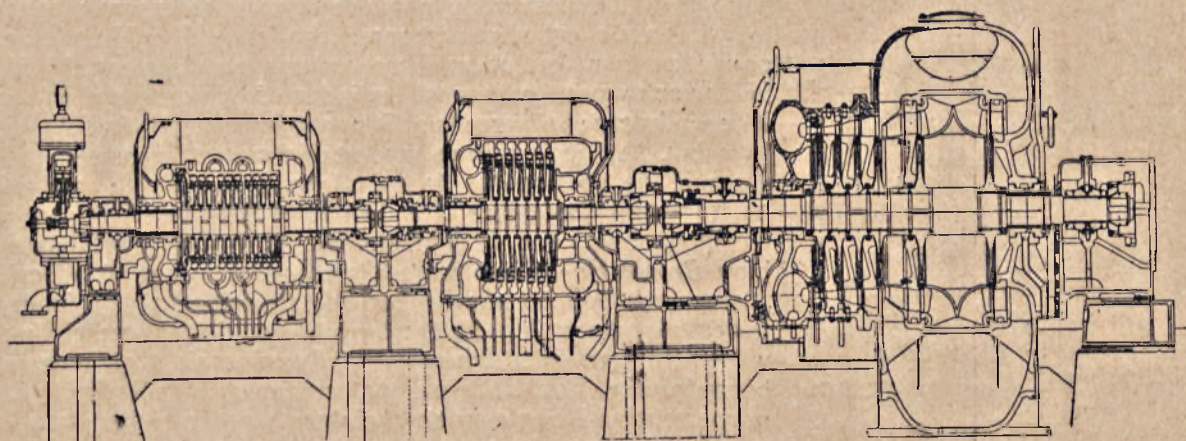
Rys. 62a.

turbiny. Ze względu na wielką ilość pary uchodzi ona z cylindra niskoprężnego do kondensatorów czterema rurami h .

C. Turbiny trój — i czterokadłubowe.

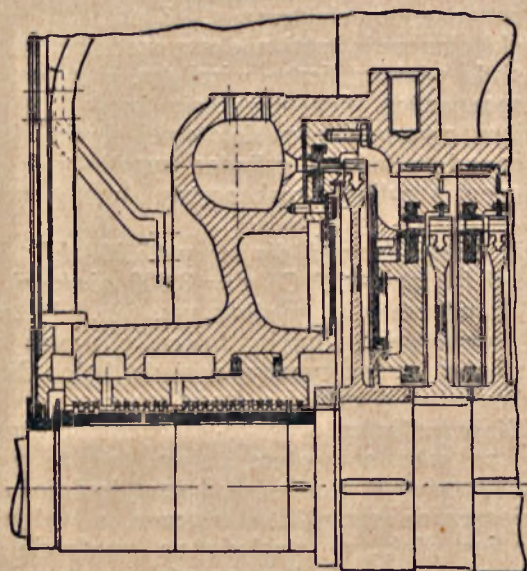
Jak z poprzednich moich wywodów wynika, w szczególności także z uwag poczynionych

generatora, czyli liczba kadłubów zależy także od rodzaju turbiny. Z tej przyczyny należy uznać za słuszne, że fabryki, stosujące system reakcyjny w części wysokoprężnej, używają dla mocy powyżej 20000 kW przy ciśnieniu pary dołotowej powyżej około 25 atn turbinę trójkadłubową, bo otrzymuje się wtedy cylinder wysoko—i średnioprężny o mniejszych wymiarach, co jest nader ważne w turbinach reakcyjnych ze względu na ma-



Rys. 63. Trójkadłubowa turbina kondensacyjna fabryki Skoda o mocy 10.000 kW przy $n = 3.000$ obr/min.

w ustępie „niezawodność biegu“, turbiny trój — i czterokadłubowe stosuje się obecnie naogół tylko w silnikach o bardzo wielkiej mocy, pracujących z bardzo wysokim ciśnieniem dołotowym. Wprawdzie można w nich osiągnąć lepszą spraw-

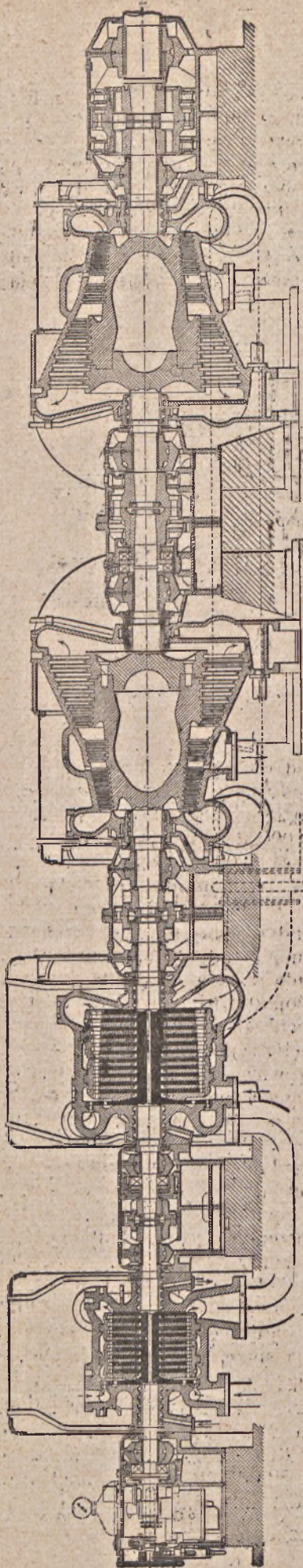


Rys. 64.

ność, lecz oszczędności na paliwie nie są przeważnie tak duże, aby mogły wyrównać znacznie większe koszty inwestycyjne. W obecnych warunkach decydującym czynnikiem dla określenia liczby kadłubów jest niezawodność biegu turbo-

le szczeliny pomiędzy częściami wirującymi i nieruchomymi, oraz można usunąć tłoki odciążające.

Turbinę trójkadłubową fabryki *Brown-Boveri* dla mocy 20.000 do 30.000 kW i dla ciśnień aż do 35 atn przy 3.000 obr/min uwidocznia rys. 60. Turbina ta posiada tę cechę charakterystyczną, że za dwoma pierwszymi kołami akcyjnymi w cylindrze wysokoprężnym rozpoczyna się wielostopniowa turbina reakcyjna. Ponieważ turbina posiada dużą moc, przeto otrzymuje się już pierwsze łopatki reakcyjne o dostatecznej długości, jeśli ciśnienie pary dołotowej nie jest zbyt wysokie. Przy pełnym obciążeniu turbiny para świeża zasila całkowicie pierwszy wirnik akcyjny, a w razie przeciążenia silnika regulacja samoczynna wpuszcza także parę świeżą, odpowiednio zdławioną za drugi wirnik akcyjny. Przepływ pary przez cylinder wysokoprężny posiada przeciwny kierunek do przepływu przez cylinder średnioprężny, a cylinder niskoprężny posiada dwukierunkowy przepływ pary, skutkiem czego naciski reakcyjne znoszą się tak dalece, że silnik nie potrzebuje posiadać wogóle tłoków odciążających. Niewyrównane naciski osiowe cylindra wysoko- i średnioprężnego, których wały połączone są ze sobą sprzęgłem stałym, podejmuje kulkowe łożo stopowe, służące zarazem za łożo nośne, umieszczone pomiędzy temi cylindrami. Cylinder niskoprężny zaopatrzony jest w osobne łożo nośno-stopowe, ponieważ wał jego łączy się z wałem średnioprężnym zapomocą elastycznego sprzęgła kłowego; — sprzęgło ostatniego rodzaju łączy wał turbiny z wałem generatora elektrycznego.



Rys. 65. Czterokadłubowa turbina, kondensacyjna o potrójnym rozprężeniu pary budowy Stork — Pierwsza Brzeńska o mocy 16.000 kW, $n = 3.000$ obr/min, $p_1 = 32$ atn, 400°C .

W turbinach kilkokadłubowych trzeba szczególną uwagę zwrócić na umożliwienie swobodnego wydłużania się poszczególnych części silnika pod wpływem działania ciepła pary. Fabryka *Brown-Boveri* uzyskuje to w swej trójkadłubowej turbinie w sposób przedstawiony na rys. 61. Punktami stałymi silnika względem płyt fundamentowych jest punkt *A* przy łożu stopowem pomiędzy cylindrami wysoko- i średnioprężnym i punkt *B* pośrodku kadłuba niskoprężnego, którego położenie względem płyty fundamentowej jest ustalone zapomocą klinów *E* i *F*. Prawidłowe współosiowe wydłużanie się zapewnia dla cylindra wysokoprężnego klin *C*, umieszczony pomiędzy tymże kadłubem i korpusem łożyska, a dla cylindra niskoprężnego kliny *G* i *H* umieszczone pomiędzy tym kadłubem i sprężystymi połączeniami *I* i *K* płyt fundamentowych, natomiast cylinder średnioprężny spoczywa półcylindryczną powierzchnią *D* swobodnie w cylindrze niskoprężnym tak, że i jego osiowe wydłużanie się jest zapewnione. Wydłużanie się prostopadłe do osi silnika jest przez to zapewnione, że śruby potwierdzające łapy kadłubów do płyt fundamentowych nie mogą być silnie dociągnięte. W budowie trójkadłubowej turbiny *Brown-Boveri*ego zwraca szczególną uwagę układ cylindra wysokoprężnego po stronie pary dolotowej na płycie fundamentowej zapomocą łap *L*, przylanych do dolnej części kadłuba w pobliżu jego osi geometrycznej. Rozwiązanie tego rodzaju jest bezwątpienia korzystniejsze od centrowania półcylindrycznymi powierzchniami cieplejszych kadłubów wysoko- i średnioprężnego w chłodniejszym korpusie łoża środkowego (patrz rys. 60 i 61 przy *A*). W celu uniknięcia odkształceń cylindrów trzeba oczywiście umieścić sprężyste części w przewodach pomiędzy skrzynkami zaworów regulacyjnych i cylindrem wysokoprężnym oraz w przewodach pomiędzy cylindrem wysoko- i średnioprężnym, jak i średnio- i niskoprężnym; z tej samej przyczyny ustawia się kondensator na sprężynach.

Zupełnie podobny typ trójkadłubowej turbiny kondensacyjnej stosuje *Brown-Boveri* dla mocy 20.000 do 50.000 kW, jednakże przy liczbie obrotów $n = 1500$ obr/min (rys. 62), której używa ze względu na generator elektryczny. Z powodu zmniejszenia liczby obrotów wirniki otrzymują tutaj większą średnicę, a cylinder niskoprężny posiada większą liczbę wirników, w celu otrzymania korzystnej sprawności. Dla uzyskania bardzo wielkiej mocy przy wysokim ciśnieniu pary dolotowej *Brown-Boveri* stosuje układ compound, w którym cylinder wysoko- i średnioprężny napędzają jeden, a cylinder niskoprężny drugi generator elektryczny.

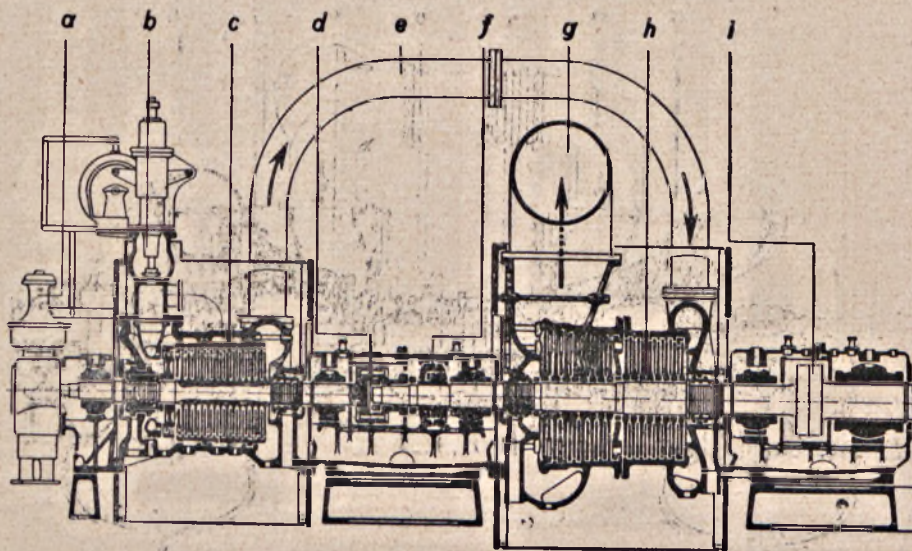
Obecnie buduje *Brown-Boveri* dla mocy 25.000 kW i ciśnienia pary dolotowej 50 atn, 442°C ($n = 3.000$ obr/min) trójkadłubową turbinę kondensacyjną według rys. 62a. Różni się ona od poprzednio rozważanych turbin trójkadłubowych także fabryki tem, że cylinder wysokoprężny posiada koło Curtis'a i cztery wirniki reakcyjne *e*, a cylinder średnioprężny trzy wirniki reakcyjne *e*. Wały cylindra wysoko- i średnioprężnego są sztywne i połączone ze sobą sprzęgłem stałym, tak, że wystarcza jedno łożo stopowo-nośne *d*. Pomiedzy wałem średnio- i niskoprężnym jest umieszczone sprzęgło elastyczne, a wał niskoprężnego cylindra *c* jest gibki, ze względu na uzyskanie równomierniejszego ogrzewania poszczególnych części i na zmniejszenie strat pary w dławnicach. Dla mocy aż do 20.000 kW para świeża dopływa do koła Curtis'a, a dla większej mocy natomiast bezpośrednio do części reakcyjnej. Ponieważ para nie jest podwójnie przegrzewana, przeto w części niskoprężnej zastosowano wydajne odwodnienie przy *g*. Z wszystkich cylindrów pobiera się parę do podgrzewania wody zasilającej kotły (patrz strzałki), która osiąga w ten sposób temperaturę 175°C , przez co ogólna sprawność siłowni znacznie wzrasta.

Trójkadłubowa turbina kondensacyjna firmy *Brown-Boveri* o mocy 10.000 kW przy $n = 3000$ obr/min, ustawiona w elektrowni miasta Bielefeld, była badana w lipcu r. 1926 przez prof. Jossego. Budowa tej turbiny kondensacyjnej dla ciśnienia dolotowego 11,5 atn, 300°C, przy $n = 3000$ obr/min jest następująca: cylinder wysokoprężny — 1 koło akcyjne o średnicy 1000 m/m i 11 stopni reakcyjnych o średnicy 690 m/m, czyli $\Sigma p^2 = 153.670$ m²/s²; — cylinder średnioprężny 12 stopni reakcyjnych o średnicy 820 m/m, czyli $\Sigma p^2 = 198770$ m²/s²; — cylinder niskoprężny pięć podzielonych stopni reakcyjnych (10 wirników) o średnicach 1005 do 1223 m/m, czyli $\Sigma p^2 = 309.350$ m²/s²; — dla całej turbiny otrzymuje się $\Sigma p^2 = 661.790$ m²/s².

Wyniki pomiarów opublikowane w V. D. I. z dn. 26.III.27 zawiera poniżej podana tabela.

Z tabeli tej wynika, że sprawność tej trójkadłubowej turbiny jest bardzo wysoka; — w warunkach obecnych poprzednio scharakteryzowanych turbina trójkadłubowa dla tak niskiego ciśnienia pary dolotowej i dla tak niewielkiej mocy niema ze względu na wielkie jej koszty budowy racji bytu, a dziś dla opisanych warunków wybranoby z pewnością turbinę jednokadłubową.

Fabryka *Skody* w Pilźnie stosuje w swych trójkadłubowych turbinach kondensacyjnych wyłącznie system akcyjny, jak to wynika z rys. 63, przedstawiającego turbinę o mocy 10000 kW przy $n = 3000$ obr/min dla ciśnienia dolotowego 32 atn, 375 °C. Budowa tej turbiny jest podobna do typu dwukadłubowego. (patrz rysunek 47), więc wykonanie jest kosztowne, bo cylinder wysoko — i średnioprężny



Rys. 66. Cylinder wysoko i średnioprężny turbiny A. E. G. — Pierwsza Brneńska, o mocy 80.000 kW, $n = 1.500$ obr/min, p_1 32 atn, 400°C.

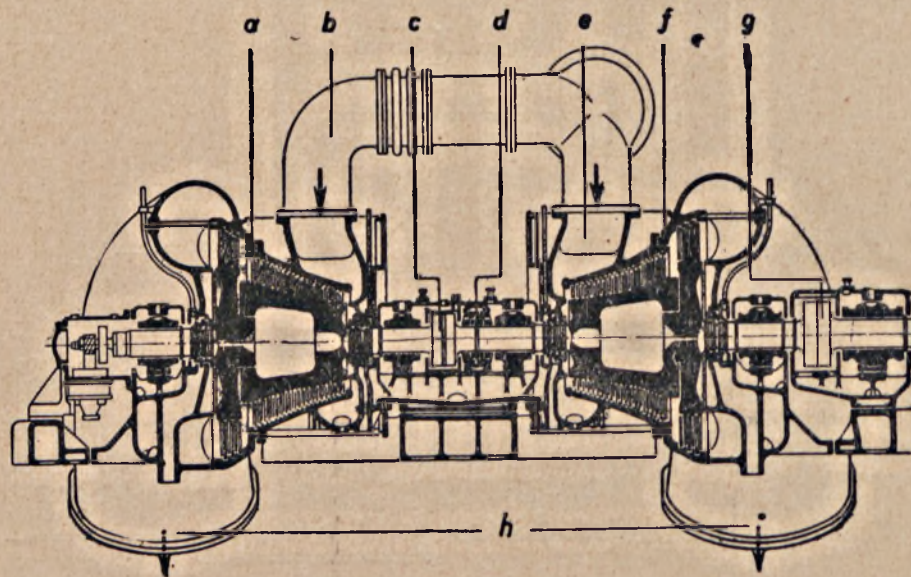
Obciążenie około	$\frac{1}{4}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{1}{2}$	$\frac{1}{4}$
moc na zaciskach generatora	10866	7813	6498	2610
sprawność generatora	95,72	94,9	94,17	88,75
moc na sprzęgle	11352	8232	6900	2941
straty mechaniczne turbiny	158	158	158	158
zużycie pary odnośnie:				
do mocy na sprzęgle	5,02	5,115	5,08	5,76
do mocy na zaciskach	5,245	5,39	5,397	6,492
Przed zaworem głównym:				
ciśnienie pary	11,43	11,47	11,4	11,79
temperatura pary	323,5	327,7	332,3	335,6
próżnia w górnym króćcu wydłotowym	0,0908	0,0788	0,0716	0,0516
Sprawność turbiny na sprzęgle;				
a) termodynamiczna efekt.	83,55	79,95	79,1	66,4
b) termiczna	23,2	22,7	22,8	20,05
Sprawność termodynamiczna wewnętrzna	84,7	81,45	81	70

posiada obrobione łopatki kierownicze osobno wstawiane, co oczywiście przy zastosowaniu w tych częściach dość dużej Σp^2 wpływa dodatnio na sprawność turbiny. Natomiast część niskoprężna akcyjna posiada tylko 5 stopni ciśnienia (ostatni stopień podzielony na dwa wirniki), skutkiem czego sprawność jej najprawdopodobniej będzie niższa niż wielostopniowej reakcyjnej części niskoprężnej. W celu polepszenia sprawności silnika, para pracuje w nim z małym stopniem reakcyjności, skutkiem czego, jak to wynika z rys. 64, trzeba stosować przy wieńcach wirnikowych odpowiednie uszczelnienie. Również ze względu na uzyskanie lepszej sprawności, konstruktor ogranicza przestrzeń, w której wiruje pierwsze koło, celem zmniejszenia oporów pary niepracującej. Kosztowne jest też podcinanie na obwodzie pierścieni tarcz kierowniczych, stosowane w celu umożliwienia im swobodnego wydłużania się promieniowego; — uzyskana w ten sposób sprężystość tarcz wydaje mi się niepo-

trzebną, bo ten sam wynik można osiągnąć zapomocą tańszej budowy, na przykład podług rys. 12. Wały poszczególnych cylindrów połączone są ze sobą zapomocą sprzęgieł elastycznych, skutkiem czego wirnik każdego cylindra musi posiadać osobne łożo stopowe, wykonane jako nowoczesne łożo klockowe, co oczywiście również powiększa koszty budowy silnika.

Ponieważ turbiny kilkokadłubowe fabryki Skoda posiadają akcyjną część wysoko—i średnioprężną, przeto ograniczenie liczby kadłubów, a zatem zmniejszenie kosztów budowy silnika, jest tutaj *bez zmniejszania niezawodności jego biegu* w wielu wypadkach możliwe, w których

fabryki Stork w Hengelo. Powyższy silnik badał w czerwcu r. 1926 prof. Josse i ogłosił wyniki dokonywanych pomiarów w V. D. I. № 11 r. 1927. Wysokoprężny cylinder posiada jeden stopień ciśnienia o średnicy 700 m/m i 9 stopni o średnicy 600 m/m, $\Sigma p^2 = 91880 \text{ m}^2/\text{s}^2$; — średnioprężny cylinder — jeden stopień o średnicy 900 m/m i 11 stopni o średnicy 800 m/m, $\Sigma p^2 = 193760 \text{ m}^2/\text{s}^2$; — cylindry niskoprężne, do których dopływa para z cylindra średnioprężnego, pracują równolegle i posiadają po 23 stopnie reakcyjne o średnicach od 658 do 1200 m/m, $\Sigma p^2 = 465000 \text{ m}^2/\text{s}^2$; — cała turbina posiada $\Sigma p^2 = 750640 \text{ m}^2/\text{s}^2$. Wyniki badań podaje poniżej umieszczona tabela.



Rys. 67. Cylindry niskoprężne turbiny A. E. G. — Pierwsza Brneńska, o mocy 80.000 kW, $n = 1.500 \text{ obr/min}$.

trzebaby uznać to za niedopuszczalne przy systemie przedstawionym na rys. 60 i 62. Nie ulega też wątpliwości, że fabryka Skoda będzie musiała ze względu na ostrą walkę konkurencyjną rozstrzygnąć w najbliższym czasie, powyżej jakiego ciśnienia i powyżej jakiej mocy będzie zalecała turbiny kondensacyjne o większej liczbie kadłubów niż dwa, czyli będzie musiała podnieść moc i ciśnienie dolotowe turbin dwukadłubowych.

Turbiny kondensacyjne o potrójnym rozprężaniu pary, trój i — czterokadłubowe, wykonywane przez Pierwszą Brneńską Fabrykę i wytwórnie posiadające jej licencje posiadają wysoko — i średnioprężne cylindry systemu akcyjnego, a niskoprężne systemu reakcyjnego. Rys. 65 przedstawia taką turbinę kondensacyjną o mocy 16000 kW przy $n = 3000 \text{ obr/min}$ dla ciśnienia dolotowego 32 atn, 400° C w wykonaniu

Obciążenie około	$\frac{1}{4}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{2}{3}$
moc na zaciskach generatora kW ($\cos \varphi = 1$)	16650	12945	8462
Sprawność generatora przy $\cos \varphi = 1$	95,65	95,27	93,96
Zużycie pary odnośnie do mocy:			
na zaciskach generatora kg/kWh	3,994	3,918	4,048
na sprzęgle turbiny z generatorem kg/kWh	3,82	3,733	3,8
Przed zaworem głównym turbiny:			
ciśnienie pary ata	32,8	32,8	32,7
temperatura „ $^\circ C$	396	409	398
próżnia w górnej części króćca wylotowego ata	0,0445	0,036	0,0301
sprawność termodynamiczna efekt, odnośnie do mocy na sprzęgle η_e	82,9	81,75	80,15

Osiągnięta wysoka sprawność turbiny, pomimo większych strat w jej części wysokoprężnej z powodu wysokiego ciśnienia pary dolotowej, została tutaj uzyskana w wysokiej mierze

przez zastosowanie bardzo dużej sumy $\sum \mu^2$, która jednak spowodowała kosztowną budowę czterokadłubowej turbiny, jeśli ze względu na większą niezawodność biegu niskoprężnej łopatki reakcyjne umieszcza się na bębnach, wymagających dwóch cylindrów niskoprężnych. Chociaż ostatnie pozostawimy, to można przy zastosowaniu w cylindrze wysokoprężnym koła Curtis'a i wielostopniowej turbiny akcyjnej silnik kondensacyjny o mocy 16000 kW przy 32 atn i 400°C zbudować w 3 cylindrach o podwójnym rozprężeniu pary z niegorszymi wynikami od podanych, — w każdym razie z niegorszymi wynikami pod względem niezawodności biegu turbiny, a koszty budowy zmniejszyłyby się znacznie.

Koszty te można jeszcze więcej zmniejszyć, stosując jeden cylinder niskoprężny (por. rys. 57), zaopatrzony w bęben o dwukierunkowym przepływie pary.

Bardzo podobne do ustroju uwidocznionego na rys. 65 są czterokadłubowe turbiny kondensacyjne o potrójnym rozprężaniu pary, zbudowane przez Tow. A. E. G. w Berlinie dla największej mocy poszczególnego agregatu 80 000 kW przy $n = 1500 \text{ obr/min}$, $p_1 = 32 \text{ atn}$, 400°C i próżni 96%, a ustawione w centrali Klingenberg w Rummelsburgu pod Berlinem. Cylinder wysokoprężny *c* (rys. 66), wyposażony w koło Curtis'a i czternaście stopni akcyjnych o średnicy 1000 mm, napędza łącznie z szesnastostopniowym akcyjnym cylindrem średnioprężnym *h* jeden generator elektryczny o mocy 40 000 kW przy $n = 1500 \text{ obr/min}$; — wirniki obydwóch cylindrów, pracują z małym stopniem reakcyjności (5% do 15%) i posiadają tylko jedno klockowe łożo stopowe. Cylinder wysokoprężny posiada obecnie już nieużywaną budowę z osobno wstawianymi tulejami. Para przepływa z cylindra wysoko—do średnioprężnego dwiema rurami *e*, a z ostatniego rurą *g* do dwóch równolegle pracujących cylindrów niskoprężnych (rys. 67) posiadających po 24 stopnie reakcyjne umieszczone na bębnach i końcowych tarczach o średnicach od 1360 do 2900 mm, a napędzających drugi generator elektryczny o mocy 40 000 kW przy $n = 1500 \text{ obr/min}$. Z powodu dwukierunkowego przepływu pary tłoki odciążające są zbyt ciężkie, a niewyważone naciski tłokowe podejmuje jedno łożo stopowe, umieszczone pomiędzy kadłubami. Odpływ pary do dwóch kondensatorów następuje czterema rurami *h*.

W celu osiągnięcia wyższej sprawności łopatek zastosowano w turbinie tej łopatki zwinione (zmienne na długości łopatki kąty wlotowe i wylotowe) nawet już w łopatkach średniej długości, powyżej około 120 mm, — najdłuższe łopatki posiadają 610 mm. Natomiast nie jest mi znane, w jaki sposób wytwórca silnika dążył do zmniejszenia strat, powstających przez pracę wirników niskoprężnych w wilgotnej parze.

Turbina posiada regulację kombinowaną z pomocą trzech zaworów regulacyjnych, umieszczonych na cylindrze wysokoprężnym, mianowicie

dla obciążenia $\frac{4}{4}$ mocy otwarte są trzy zawory, dla $\frac{3}{4}$ mocy — dwa, a dla $\frac{1}{2}$ i poniżej 1 zawór. W razie przeciążenia turbiny działają samoczynnie dwa dalsze zawory, z których jeden wpuszcza parę świeżą odpowiednio zdławioną do 8-mego stopnia ciśnienia, a drugi do przewodu znajdującego się pomiędzy cylindrem wysoko- i średnioprężnym.

Jeden z powyżej opisanych turbozespołów był badany dn. 13 i 14 grudnia 1927, przez prof. Josse'go a wyniki pomiarów ogłoszone w Z.V.D.I. № 31 r. 1928, podaje poniżej umieszczona tabela.

obciążenie około (cieplik całk. podany według Mollier'a r. 1927)	prze- ciążenie	$\frac{4}{4}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{2}{4}$	$\frac{1}{4}$
<i>Przed zaworem głównym:</i>					
ciśnienie pary ata	33,6	33,6	34,1	34,1	34,1
temperatura „ °C	407,3	407	408,8	407,6	410,7
cieplik całk. „ ciepł.	774,8	774,7	775,4	774,9	776,4
<i>Przed średnioprężnym cylindrem:</i>					
ciśnienie pary ata	15,25	13,13	9,67	6,57	3,67
temperatura „ °C	311,2	299,9	280,1	260,9	256,1
cieplik całk. „ ciepł.	732,5	728	720	712,5	712,5
<i>Przed niskoprężnymi cylindrami:</i>					
ciśnienie pary ata	2,764	2,39	1,761	1,205	0,666
temperatura „ °C	138,8	130,4	116,1	101,2	98,2
przegrzanie „ °C	8,7	5	0,5	0,2	10,1
cieplik całk. „ ciepł.	655,1	651,5	645,6	640	639,5
ciśnienie pary przy końcu króćca wylotowego ata	0,027	0,0231	0,0184	0,01414	0,0136
cieplik całk. pary wylotowej ciepł.	539,8	537,8	536,6	535,1	544,1
wilgotność pary wylotowej %	11,2	11,2	11,1	11	9,5
Moc na zaciskach generatora kW	79011	68871	51559	35104	17505
Moc turbiny na sprzęgle generatora kW	82217	71922	54206	37354	19469
<i>Zużycie pary na 1 kW-godz;</i>					
odnośnie do mocy na zaciskach kg	3,869	3,852	3,88	3,947	4,357
odnośnie do mocy na sprzęgle kg	3,718	3,688	3,691	3,704	3,917
Sprawność termiczna odnośnie do mocy na sprzęgle %	30,34	30,49	30,37	30,14	28,45
<i>Efekt. sprawność termodynamiczna:</i>					
odnośnie do mocy na sprzęgle %	80	79,4	77,7	75,8	
przeliczenie przez A.E.G. na 96% próżni %	84	83,6	81,5	79,1	

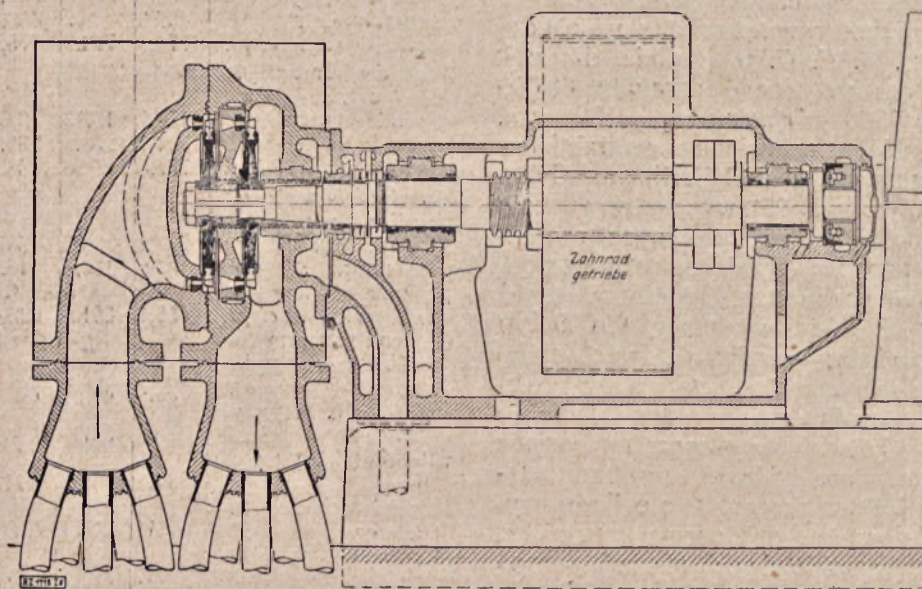
Korzystne wyniki pomiarów, otrzymane dość kosztowną budową silnika, zapewniającą wprawdzie trwałe zachowanie sprawności turbiny, są przedewszystkiem z tej przyczyny ciekawe, że wzrost zużycia jednostkowego pary — czyli zmniejszenie się sprawności silnika — jest bardzo małe przy zmniejszającym się obciążeniu, co w elektrowniach w wielu wypadkach jest nader

cenne. Dodatni ten wynik przypisać należy w wielkiej mierze użyciu koła Curtis'a jako stopnia regulacyjnego. Ponieważ turbina była zbudowana dla próżni 96%, a w czasie pomiarów próżnia wynosiła z powodu znacznie niższej temperatury wody chłodzącej 98%, przeto dokonane przez A. E. G. przeliczenie znajduje usprawiedliwienie, zwłaszcza jeśli porówna się osiągnięte efektywne sprawności termodynamiczne części wysoko- i niskoprężnej, odnośnie do mocy na sprzęgle i stanu pary w skrzynkach dolotowych, mianowicie:

obciążenie około:	przeciążenie	$\frac{1}{4}$	$\frac{3}{4}$	$\frac{2}{4}$
część wysoko- i średnioprężna $\eta_e =$	85,6%	84,3%	80,3%	75,6%
część niskoprężna $\eta_e =$	73,1%	72,7%	71,8%	71,2%

nadmierne zdzieranie się łopatek przy pracy z bardzo dużą prędkością pary. Oczywiście dążyć musiny do potania budowy turbogeneratorów parowych (zwłaszcza jest to ważne w krajach o wysokich kosztach robocizny), lecz nie powinno odbywać się to kosztem zmniejszenia niezawodności pracy silnika.

Okres budowy turbin parowych o trzech i czterech kadłubach dla ciśnień aż do około 35 *atn* i 400°. zdaje się minąć, bo zagadnienie to można opanować równie dobrze dla mocy aż do około 25000 *kW* przy $n = 3000 \text{ obr/min}$, dla większych mocy przy mniejszej liczbie obrotów z zupełną pewnością pod względem niezawodności ruchu zapomocą dwukadłubowej turbiny, której moc stopniowo zwiększać się będzie. Jedynie dla wyższych ciśnień budować się będzie



Rys. 68. Turbina Brown-Boveri'ego o mocy 1800 *kW*; $p_1 = 50 \text{ atn}$, $t_1 = 440^\circ \text{ C}$; $p_2 = 20 \text{ atn}$.

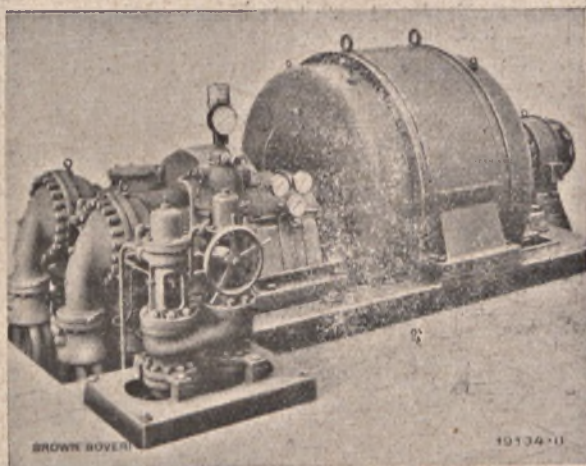
Niską sprawność części niskoprężnej przypisać należy przede wszystkim wilgotności pary, może niedostatecznemu odwodnieniu cylindrów niskoprężnych, a oprócz tego powiększeniu straty wylotowej z powodu pracy w czasie pomiarów z większą próżnią od 96%.

Jak poprzednio zazaczyłem, Tow. A. E. G. zamierza moc 80000 *kW* osiągnąć obecnie przy $n = 1500 \text{ obr/min}$ w dwukadłubowej turbinie (patrz rys. 59), możliwie krótko budowanej, podając otwarcie, że sprawność silnika będzie mniejsza, lecz przy obecnych cenach paliwa usprawiedliwiają to znacznie niższe koszty budowy. Przy obecnym stanie materiałów jest jednak wskazana duża ostrożność przy znacznym powiększaniu mocy jednego generatora przy pewnej liczbie obrotów, jak i zbytne skracanie turbiny nie jest polecenia godne ze względu na

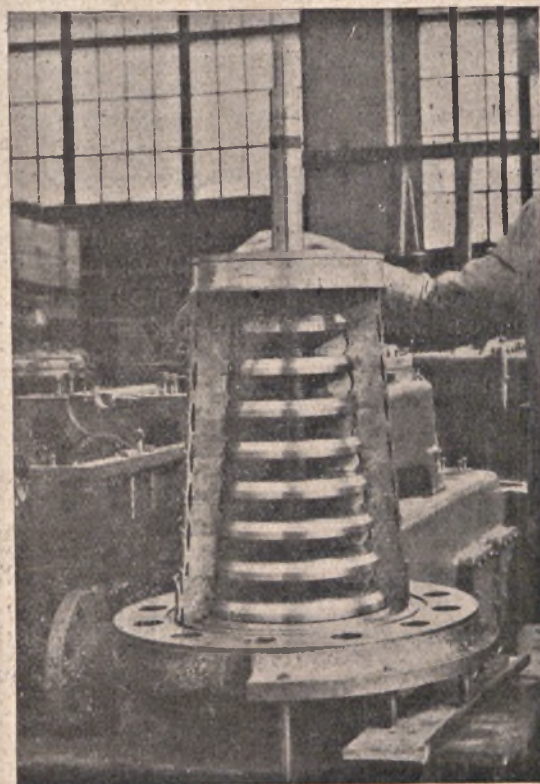
jeszcze trzy, a może nawet czterokadłubowe turbiny, lecz obecnie wyższe ciśnienie kotła od 36 *atn* są dla turbin kondensacyjnych rzadko używane, ponieważ zyski w samym silniku są niewielkie, a koszty instalacji znacznie większe. Turbozespół czterokadłubowy o mocy 18.000 *kW* przy $n = 3000 \text{ obr/min}$ zbudowany przez Pierwszą Brneńską Fabrykę, a uwidoczniiony na rys. 4, pracuje z ciśnieniem dolotowym 100 do 120 *atn* i z temperaturą 450° do 500° C. Trzy pierwsze cylindry są systemu akcyjnego, a tylko czwarty systemu reakcyjnego. Para rozpręża się w pierwszym cylindrze do 55 *atn*, w drugim do 15 *atn*, w trzecim do 0,5 *atn*, a w czwartym do 0,07 *atn*. Nie ulega wątpliwości, że w chwili obecnej większość konstruktorów starałaby się rozwiązać zagadnienie zapomocą trójkadłubowej turbiny ze względu na zmniejszenie kosztów budowy.

II. Turbiny czołowe.

Nazwa turbin czołowych ułarła się dla tych turbin przeciwnieprężnych, których para wylotowa służy do zasilania innych agregatów turbin. Z powyższego wynika, że turbina czołowa powinna być zasilana parą o bardzo wysokim ciśnieniu dolotowym. Ponieważ jednak przy budowie nowej instalacji silnikowej o bardzo wysokim ciśnieniu kotłowym buduje się turbinę z generatorem elektrycznym jako całość jednolitą (patrz rys. 4), przeto turbiny czołowe są używane z powodzeniem w tych wypadkach, w których istniejąca siłownia, posiadająca w dobrym stanie



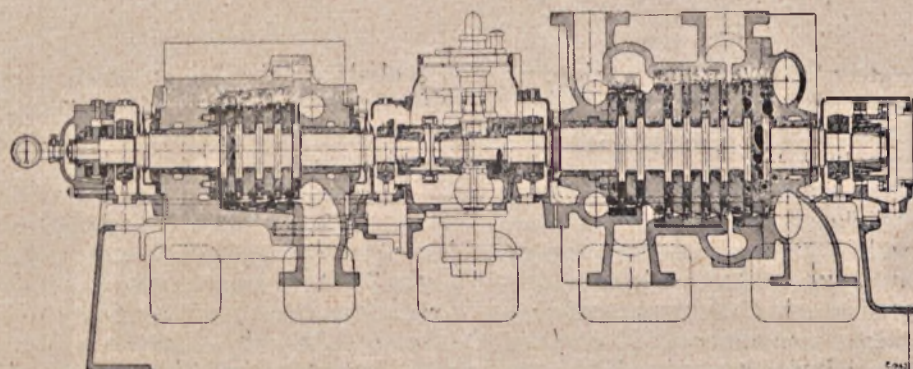
Rys. 69.



Rys. 71.

turbiny na średnie ciśnienie pary dolotowej, wymaga pewnego powiększenia mocy. Instalacja tego rodzaju kalkuluje się zwłaszcza wtedy korzystnie, jeśli część kotłów średnioprężnych w da-

czenia regulacji ostatniej, bo turbina czołowa i kondensacyjna tworzyłyby wtedy jedną całość. Ponieważ jednak w elektrowniach obciążenia podlegają bardzo dużym wahaniom, przeto wysoko-



Rys. 70. Turbina Escher Wyss'a o mocy 1000 kW; $p_1 = 100 \text{ atn}$, $t = 400^\circ \text{ C}$, $p_2 = 14 \text{ atn}$; $n = 10000/3000$.

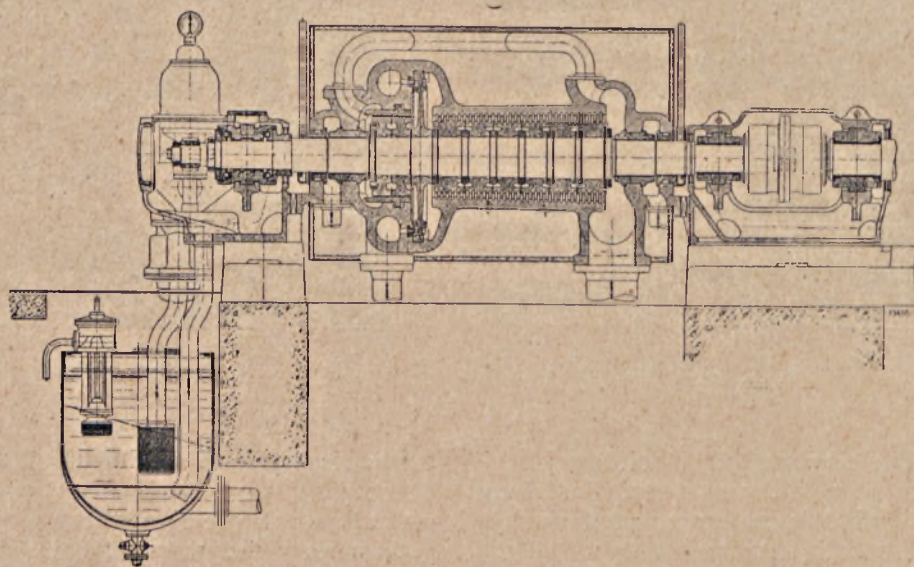
nej siłowni jest w złym stanie, a skutkiem instalacji czołowej nie potrzebuje być zastąpiona nową; — w niektórych wypadkach brak miejsca może być także przyczyną budowy instalacji czołowej.

prężna instalacja jako część ekonomiczniej pracująca przejmuje zwykle obciążenie podstawowe, a średnioprężne turbiny kondensacyjne opanowują wahania obciążenia, wobec czego mechanizm

ich regulacyjny powinien być stale czynny. Przy pracy tego rodzaju najczęściej stosowanej para wylotowa z turbiny czołowej płynie do rurociągu, do którego dopływa para z kotłów średnioprężnych, a z którego są zasilane średnioprężne turbiny kondensacyjne; — w tym wypadku para wylotowa z turbiny czołowej posiada stałe ciśnienie, a przegrzewa się powtórnie w wyżej wspomnianej rurze.

Na kontynencie europejskim pierwszą instalację czołową ustawiła firma *Brown-Boveri* w Langerbrugge (patrz *Technika Ciepła* r. 1927, str. 31 do 35). Ciśnienie kotłowe wynosi 56 *atn*, natomiast ciśnienie pary dolotowej przy turbinie czołowej 50 *atn*, a temperatura 440° C. Turbina czołowa o mocy 1800 *kW* (rys. 68 i 69) składa się z czterech wirników akcyjnych, umieszczonych po dwa w dwóch kadłubach, a osadzonych na końcach wałów, dzięki czemu unika się dławnicy

Typ tego rodzaju zbudowała w r. 1925 fabryka *Escher-Wyss* dla ciśnienia dolotowego 100 *atn* i 400° C i dla przeciwcisnienia 14 *atn* (rys. 70). Jest to turbina akcyjna o 9 stopniach ciśnienia, której wał, wykonany z jednego kawałka z wirnikami, biegnie z liczbą obrotów 10000 na minutę i napędza zapomocą przekładni zębatej generator elektryczny o mocy 1000 *kW* przy $n = 3000 \text{ obr/min}$. Wysokoprężna część kadłuba turbiny wykonana jest jako niedzielony cylinder ze stali zlewnej, w który wsuwa się wirnik z nałożonymi kierownicami dwudzielnymi (rys. 71). Ostatnie posiadają, ze względu na promieniowe wydłużanie się ich, podcięcia sprężynujące na obwodzie, lecz uwzględnienie nierównego osiowego wydłużania się kierownic i cylindra nie jest na rysunku widoczne. Prowadzenie pary w kanałkach kierowniczych odpowiada hiperboloidowi obrotowemu. Turbina powyższa za-



Rys. 72. Turbina Brown-Boveri,ego o mocy 7000 *kW*; $n = 3000 \text{ obr/min}$, $p_1 = 100 \text{ ata}$, $p_1 = 430^\circ \text{ C}$, $p_2 = 19,5 \text{ ata}$.

wysokoprężnej. Para, doprowadzana i odprowadzana szeregiem sprężystych rurek, odpływa z pierwszego kadłuba z ciśnieniem 35 *atn*, a z drugiego z ciśnieniem około 20 *atn*. Zawory regulacyjne są ustawione obok turbiny, a całkowicie zasilane wirniki posiadają średnią średnicę 372 *mm*. Liczba obrotów wałów wirnikowych ze względu na stosunek $u : c_1$ wynosi 8000 *obrotów/min*, a przekładnia zębata zmniejsza ją do liczby obrotów generatora elektrycznego, wynoszącej 1500 *obrotów/min*. Turbogenerator ten, zbudowany w r. 1925, pracuje w praktyce ku zupełnemu zadowoleniu, lecz nie znalazł rozpowszechnienia, ponieważ nie gorsze wyniki pod względem niezawodności ruchu, a lepsze pod względem kosztów budowy i zużycia pary można obecnie już uzyskać w typach zbliżonych konstrukcyjnie do normalnych turbin osiowych, których wał spoczywa w dwóch łożach, a których budowa jest prostsza.

dowolnita podobno w zupełności pod względem niezawodności ruchu, lecz osiągnięte wyniki sprawności tego silnika nie zostały dotychczas opublikowane.

Cechą charakterystyczną obecnie budowanych turbin czołowych fabryki *Brown-Boveri* jest używanie tej samej liczby obrotów, mianowicie 3000 na minutę, tak dla turbiny jak i dla generatora. Na rys. 72 widzimy turbinę czołową o mocy 7000 *kW* przy $n = 3000 \text{ obr/min}$ dla $p_1 = 100 \text{ ata}$, $t_1 = 430^\circ \text{ C}$, $p_2 = 19,5 \text{ ata}$, budowaną dla centrali w Mannheim. Silnik ten składa się z koła Curtis'a i z wielostopniowej turbiny reakcyjnej, której łopatkki umieszczone są na wirnikach z rozszerzonymi wieńcami. Kadłub stalowy jest dwudzielny, a z powodu zastosowania tłoka odciażającego działa na dławnice para o ciśnieniu wylotowym. Ponieważ w danym wypadku długość łopatek reakcyjnych jest nie-

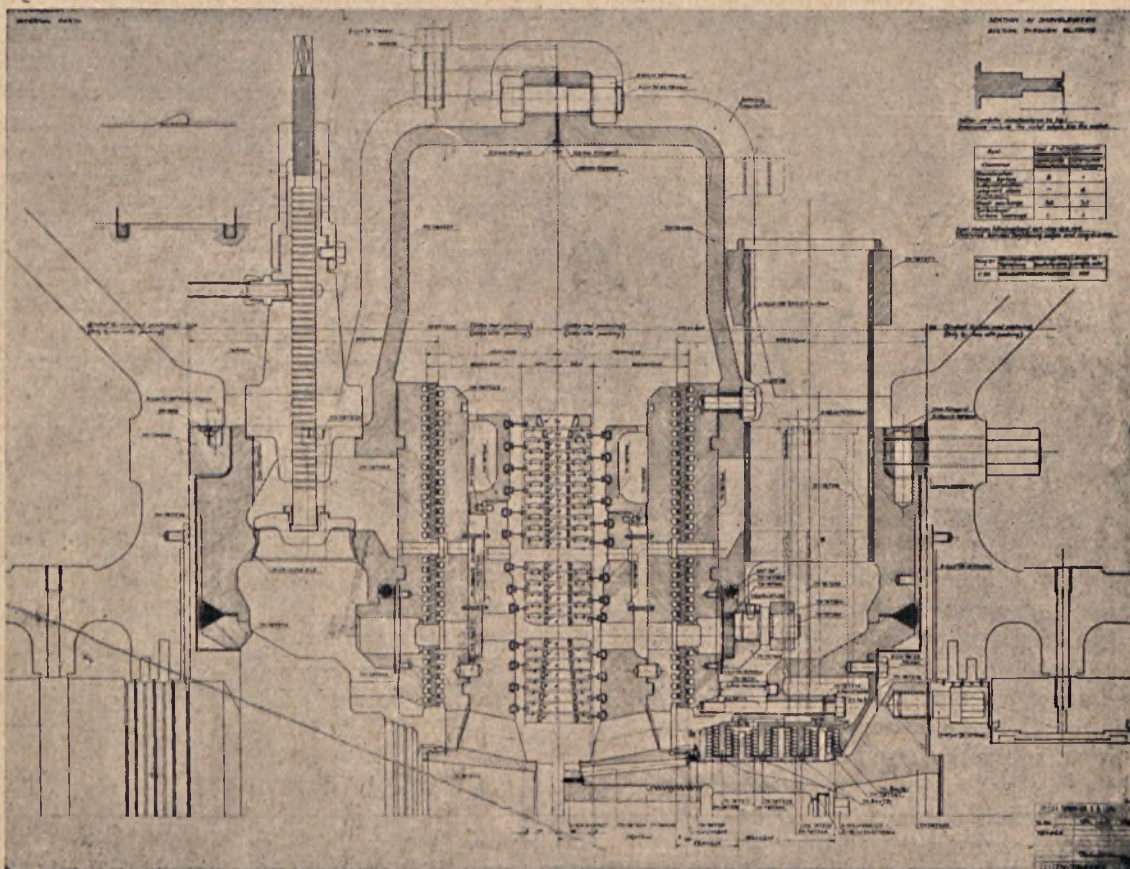
duża, przeto bardzo interesujące będą wyniki osiągnięte z temi turbinami czołowemi tak pod względem niezawodności ruchu jak i sprawności.

Inne wytwórnie, n. p. A. E. G., Pierwsza Brneńska Fabryka i Skoda budują turbiny czołowe składające się z koła Curtis'a i wielostopniowej turbiny akcyjnej, który to system nie potrzebuje rozwiązywać zagadnienia strat z powodu małych szczelin międzystopniowych.

III. Turbiny przeciwpężne.

Turbiny przeciwpężne stosowane są w tych wypadkach, w których zapotrzebowanie pary do

Ostatnia uwaga dotyczy w szczególności także *turbiny przeciwpężnej Ljungstroem'a* (rys. 73). W porównaniu z turbiną kondensacyjną przedstawioną na rysunku 18 uproszczenie polega na tem, że rury doprowadzające parę świeżą i zawór przeciążający nie przechodzą przez przestrzeń napełnioną parą wylotową; — zmiana ta jest możliwa z powodu mniejszej objętości pary wylotowej. Również korzystne jest tutaj, że tarcze uszczelniające, wirująca inieruchoma, potrzebują opanować tylko mniejszy spadek ciśnienia. Natomiast przeciwpężna turbina Ljungstroem'a posiada tę słabą stronę, że jako reakcyjna musi być wyposażona w regulację jakościową, która



Rys. 73. Turbina przeciwpężna Ljungstroema.

celów fabrykacyjnych względnie grzejnych jest większe niż do celów wytwarzania mocy. Jeśli zapotrzebowanie pary do dwóch wyżej wymienionych celów nie nakrywa się w czasie, to trzeba parę wylotową z turbiny gromadzić w okresach małego zapotrzebowania pary fabrykacyjnej w t. zw. cieplarni, aby móc z niej czerpać w okresach małego obciążenia turbiny. Jako turbiny przeciwpężne można wykonać wszystkie rodzaje turbin kondensacyjnych; — ponieważ jednak turbiny przeciwpężne opanowują przeważnie znacznie mniejszy spadek ciepła niż kondensacyjne, przeto budowa ich jest przeważnie prostsza.

powoduje większe przegrzanie pary wylotowej przy zmniejszeniu obciążenia turbiny z powodu dławienia pary dolotowej; — w wielu wypadkach nie można bowiem używać pary przegrzanej do celów fabrykacyjnych. Z tej przyczyny w turbinach przeciwpężnych używa się przeważnie regulacji możliwie zbliżonej do ilościowej, co z łatwością uskutecznić można w turbinach osiowych, posiadających jako pierwszy stopień ciśnienia koło Curtis'a.

Dla mniejszych mocy buduje się przeważnie turbiny przeciwpężne jako turbiny Curtis'a o jednym lub dwóch stopniach ciśnienia. Główną zaletą tych silników, nie odznaczających się

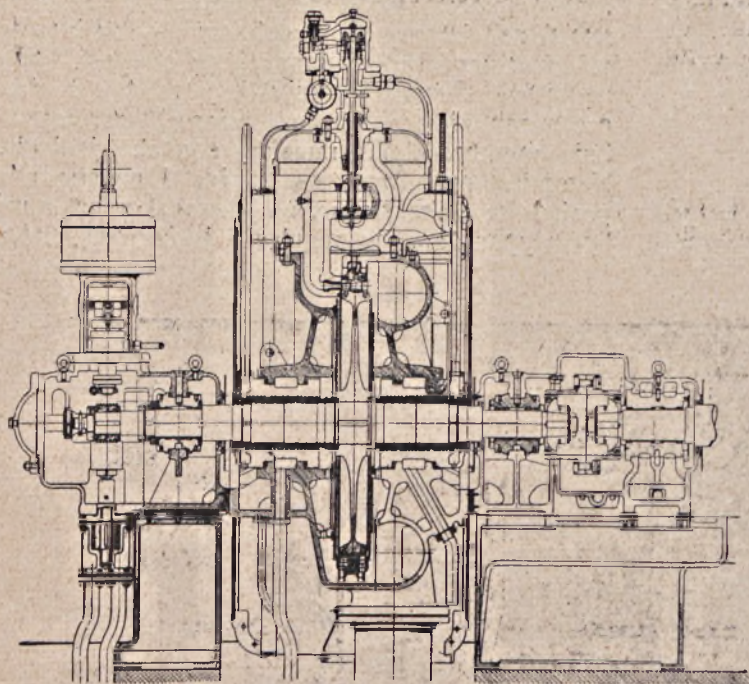
wprawdzie wysoką sprawnością, są małe ich koszty zakładowe i duża niezawodność biegu. Turbinę Curtis'a o jednym stopniu ciśnienia z dwoma stopniami prędkości w wykonaniu fabryki

wnioskować, że turbina ta pracuje jako czysto akcyjna; — pierwszy wirnik zasilany jest częściowo, a drugi na całym obwodzie. Między stopniowe uszczelnienie jest rodzaju grzebiennego, a łożyska posiadają wyłącznie pierścienie węglowe, których nie jest zwolennikiem przy wysokich temperaturach pary.

Turbiny Curtis'a o jednym lub dwóch stopniach ciśnienia są w wielu wypadkach z powodu zalet poprzednio przedstawionych silnikami bardzo odpowiedniami, lecz trzeba liczyć się z tem, że niewielka ich sprawność, wynosząca $\eta_e = 60$ do 65% , z biegiem czasu będzie się dość szybko zmniejszała z powodu nadmiernego zdzierania się łopatek, wywołanego bardzo dużą prędkością pary przy przepływie przez wieńce łopatkowe. Mniejsza sprawność turbiny jest w wyniku przyczyną wyższej temperatury pary wylotowej, która w wielu wypadkach jest niedopuszczalna ze względu na towar wyrabiany przy pomocy tej pary.

W celu wyzyskania większej sprawności silnika, co dość często jest bardzo pożądane (np. także jeśli silnik przeciwpięny oddaje zbyt dużą moc na sieć), trzeba stosować wielostopniowe turbiny przeciwpężne, budowane przeważnie jako turbiny akcyjno-reakcyjne lub czysto akcyjne.

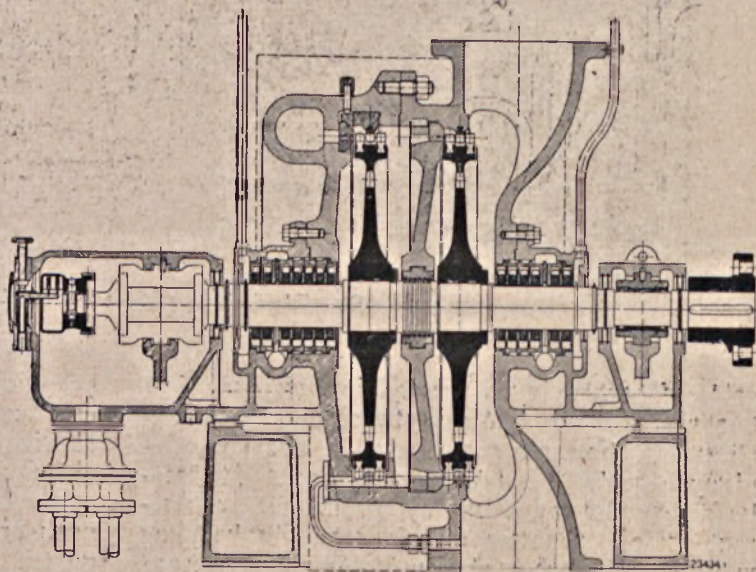
Fabryka *Brown-Boveri* buduje turbiny przeciwpężne o dużej sprawności jako system, składający się z jednego wirnika akcyjnego, który



Rys. 74. Turbina Curtis'a fabryki Skody o mocy 1000 kW.

Skody dla mocy 1000 kW widzimy na rys. 74. W celu osiągnięcia możliwie wysokiej sprawności silnika, łopatki pierwszego wieńca wirnikowego, wykonywującego znacznie większą część pracy od drugiego wieńca, a zwłaszcza łopatki kierownicze posiadają bardzo dużą szerokość. Z tej samej przyczyny turbina pracuje z pewnym nieznacznym stopniem reakcyjności, którego uszczelnienie dokonane jest na obwodzie wirnika. Również ze względu na podniesienie sprawności ograniczono bocznymi blachami przestrzeń, w której wiruje wirnik. Z przyczyn poprzednio podanych turbina posiada regulację ilościowo-jakościową (patrz rys. 49 i 50) zapomocą kilku zaworów regulacyjnych, z których jeden widoczny jest na rys. 74.

Przeciwpężną turbinę Curtis'a o jednym stopniu ciśnienia używa się tylko przy mniejszych spadkach ciepła, natomiast przy większych spadkach ciepła, które otrzymuje się przeważnie przy wysokim ciśnieniu pary dolotowej, stosuje się dla mniejszej mocy turbinę Curtis'a o dwóch stopniach ciśnienia, z których każdy posiada po dwa stopnie prędkości. Jako przykład tego rodzaju silnika może posłużyć turbina *Brown-Boveri*'ego przedstawiona na rys. 75. Z otworów umieszczonych w wirnikach można

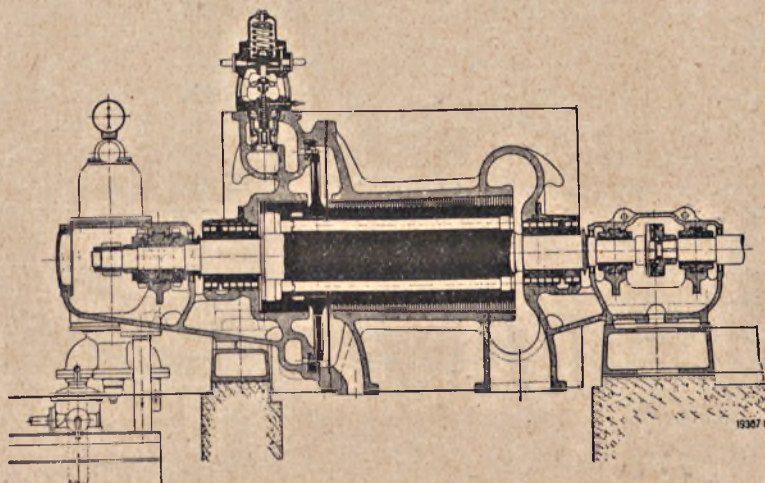


Rys. 75. Dwustopniowa turbina Curtis'a fabryki Brown-Boveri.

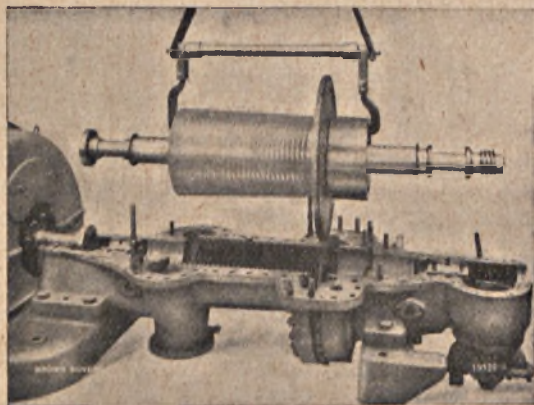
przy dużym spadku ciepła zastępuje jednym kołem Curtis'a o dwóch stopniach prędkości, oraz z wielostopniowej reakcyjnej części. Jako przykład takiego silnika może posłużyć turbina

przeciwprężna o mocy 380 kW, przedstawiona na rys. 76 (patrz B. B. C. Mitteilungen № XII, 1927). Turbina ta, zbudowana dla ciśnienia dołotowego 32 atn, 375°C i dla przeciwprężności 8 atn, ma przy obciążeniu 380 kW zużywać 8000 kg pary, czyli zużycie pary na 1 kWh ma wynosić 21,05 kg, a sprawność efektywna turbiny łącznie z przekładnią zębatą, (liczba obrotów turbiny 5000 na minutę, a generatora elektrycznego 1500), czyli sprawność odnośnie do mocy na sprzęgle generatora, posiadającego sprawność 88%, wynosiłaby około $\eta_e \approx 61\%$. Turbina powyższa posiada regulację jakościowo-ilościową zapomocą trzech samoczynnych zaworów regulacyjnych i może pracować równolegle na sieć elektryczną; — wymaganą przeciwprężność nastawia się ręcznie zapomocą zaworu. Bęben tworzy jedną całość z wałem, natomiast wirnik akcyjny i tłok odciążający są nasadzone na bęben; — przez stosowne otwory w bębnie doprowadza się parę przeciwprężną na drugą stronę tłoka odciążającego. Kadłub turbiny, wykonany

strukcji rys. 32 i 33. O typie powyżej opisanym można to samo powiedzieć, co zaznaczono o budowie podług rys. 32 i 33, t. j. że przy dosta-



Rys. 76. Turbina przeciwprężna fabryki Brown-Boveri o mocy 380 kW.



Rys. 77. Turbina przeciwprężna fabryki Brown-Boveri o mocy 380 kW.

ze staliwa, jest dzielony w osi poziomej, jak to wynika z rys. 77; — podstawy łożysk tworzą jedną całość z kadłubem. W turbinach przeciwpręż-

tecnie długich łopatkach reakcyjnych może dać dobre wyniki pod względem niezawodności ruchu i sprawności, natomiast że przy zbyt małej długości łopatek może budzić poważne wątpliwości z powodu zbyt małych szczelin pomiędzy częściami wirującymi i nieruchomymi.

Z powyższej przyczyny większość fabryk, stosuje w turbinach przeciwprężnych system akcyjny, zwłaszcza przy wysokich ciśnieniach pary dołotowej, z którymi zwykle połączone są wysokie temperatury pary. Nie ulega wątpliwości, że przy niewielkiej przeciwprężności i większej mocy silnika zastosowanie systemu półreakcyjnego w ostatnich stopniach ciśnienia przynosi poważne korzyści, rozważone przy turbinach kondensacyjnych.

Fabryka *Escher-Wyss* buduje turbiny przeciwprężne o małej liczbie stopni ciśnienia przy stosowaniu dość dużej średnicy wirników, czyli pracuje z dużą prędkością pary, wobec czego można mieć pewne wątpliwości co do nadmiernego zdzierania się łopatek. Natomiast inne fabryki, n. p. *A. E. G.* w Berlinie, *Pierwsza Brneńska Fabryka i Tow. Akc. Skoda* stosują w turbinach przeciwprężnych jeden wirnik akcyjny o większej średnicy ze względów regulacyjnych, który zastępują kołem U przy większych spadkach ciep-



Rys. 78. Turbina przeciwprężna o mocy 1400 kW. Pierwszej Brneńskiej Fabryki.

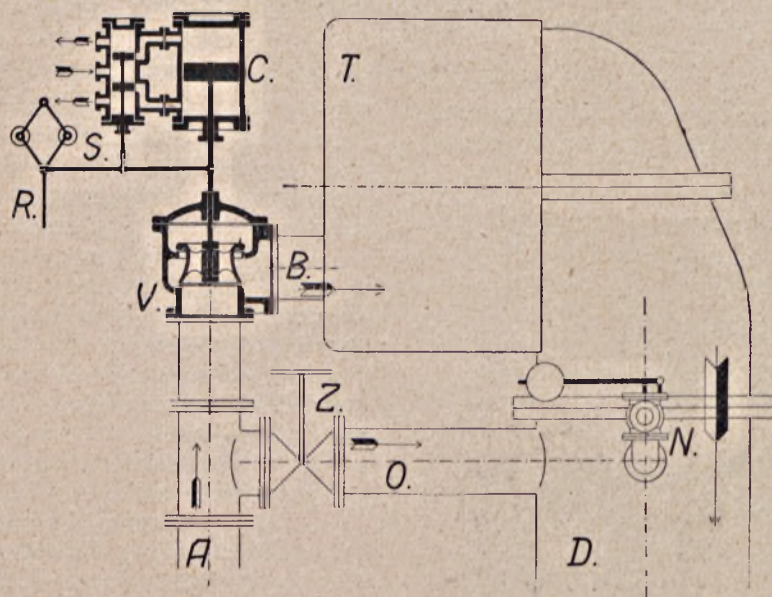
nych o większej mocy, posiadających sprawność efektywną powyżej 70%, *Brown-Boveri* buduje poszczególne części w sposób podobny do kon-

lika, oraz kilka lub kilkanaście kół akcyjnych, zależnie od wielkości spadku adyabatycznego i mocy turbiny.

Na rys. 77 widzimy turbinę przeciwpnęzną *Pierwszej Brneńskiej Fabryki* o mocy 1400 kW przy $n = 3000 \text{ obr/min}$; — $p_1 = 14,5 \text{ atn}$, 350° C , $p_2 = 3 \text{ atn}$. (Wyniki osiągnięte z tą turbiną patrz, *Technika Ciepłna* Nr. 6, r. 1928). Dla większego spadku ciepła ta sama fabryka stosuje większą liczbę stopni ciśnienia, n. p. dla $p_1 = 32 \text{ atn}$, 400° C i $p_2 = 8 \text{ atn}$ — koło U i 16 stopni akcyjnych przy mocy 2000 kW i $n = 3000 \text{ obr/min}$, a dla $p_1 = 23 \text{ atn}$, 350° C i $p_2 = 2,5 \text{ atn}$ — koło U i 17 stopni akcyjnych przy mocy 1200 kW i $n = 3000 \text{ obr/min}$. Ta duża liczba stopni ciśnienia jest przy małej mocy silnika konieczna, aby otrzymać dostatecznie długie łopatki przy całkowitem zasilaniu wirników, a zatem dobrą sprawność turbiny; — przy dużej mocy można naogół zmniejszyć trochę liczbę stopni ciśnienia.

z powodu małego obciążenia turbiny poniżej wymaganego do celów fabrykacyjnych, to trzeba zapomocą zaworu Z , umieszczonego pomiędzy rurą dolotową A i rurą wylotową D , dopuszczać także odpowiednio zdławioną parę świeżą bezpośrednio do rury D . Gdyby natomiast ilość pary wylotowej z turbiny była większa od chwilowego jej zapotrzebowania do celów fabrykacyjnych, co może zachodzić przy dużym obciążeniu turbiny, to wówczas nadmiar pary uchodzi przez zawór bezpieczeństwa N nazewnątrz lub też można zaprojektować odpowiedni odpływ do ciepłarki. W powyżej opisanym wypadku ilość pary wylotowej zależy wyłącznie od obciążenia silnika, a niedogodną stroną tej regulacji jest konieczność ręcznego dławienia zapomocą zaworu Z dostawanej pary świeżej.

Chcąc tę słabą stronę usunąć, można ręczne



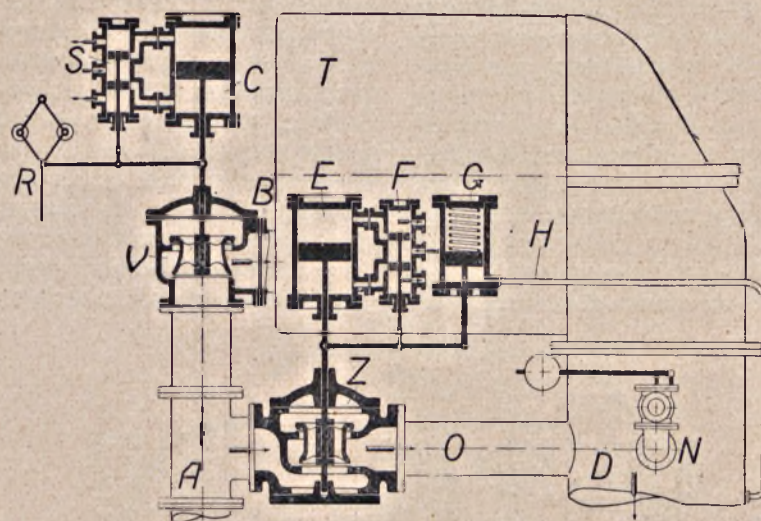
Rys. 79.

W przeciwstawieniu do turbin kondensacyjnych, które posiadają regulację liczby obrotów działającą w zależności od obciążenia silnika, turbiny przeciwpnęzne muszą być wyposażone w regulację odpowiadającą warunkom pracy silnika, do których regulacja powinna być dostosowana. Najprostszą regulację turbiny przeciwpnęznej, nie skuteczną jednak w wszystkich czynności samoczynnie, widzimy na rys. 79. Regulator odśrodkowy R działa przy pomocy serwomotoru olejowego C , — wyposażonego w suwak S , do którego skrzynki olej pod ciśnieniem dopływa i odpływa jak wskazują strzałki, — na zawór V , regulujący ilość pary świeżej, dopływającej rurą B do turbiny T . Wysokość przeciwpnężności ustawia się ręcznie zapomocą zaworu umieszczonego w rurze wylotowej D . W razie gdyby ciśnienie w rurze wylotowej D spadło

otwieranie zaworu Z zastąpić odpowiednim serwomotorem olejowym. Tego rodzaju urządzenie przedstawia rys. 80, na którym turbina T posiada taką samą regulację zapomocą serwomotoru C jak na rys. 79. Natomiast redukcję pary świeżej na wymaganą przeciwpnężność skutecznie w budowie według rys. 80, zawór Z pod wpływem serwomotoru olejowego, składającego się z cylindra wraz z tłokiem E , z suwaka regulacyjnego F i z cylindra parowego G . W ostatnim na jedną stronę tłoka działa ciśnienie pary wylotowej, doprowadzanej rurką H , a na drugą sprężyna. Każdej zmianie położenia tłoka w cylindrze parowym G odpowiada zmiana położenia tłoka w cylindrze olejowym E , a zatem i zmiana położenia zaworu redukcyjnego Z . Jeśli ciśnienie w rurze wylotowej spadnie poniżej ciśnienia, określonego siłą sprężyny umieszczonej w cy-

lindrze *G*, to tłok parowy postępuje w dół, skutkiem czego olej dopływa na dolną, a odpływa z górnej części tłoka *E*, przez co otwiera się zawór *Z*. Wielkość otwarcia ostatniego ustala się pod wpływem każdorazowego położenia tłoka *G*

tromotorkiem, musiałyby dostarczać olej do skrzynki *F*. W powyższy sposób można osiągnąć stałe ciśnienie pary potrzebnej do celów fabrykacyjnych w sposób samoczynny pomimo zmiennego obciążenia turbiny przeciwpężnej, która

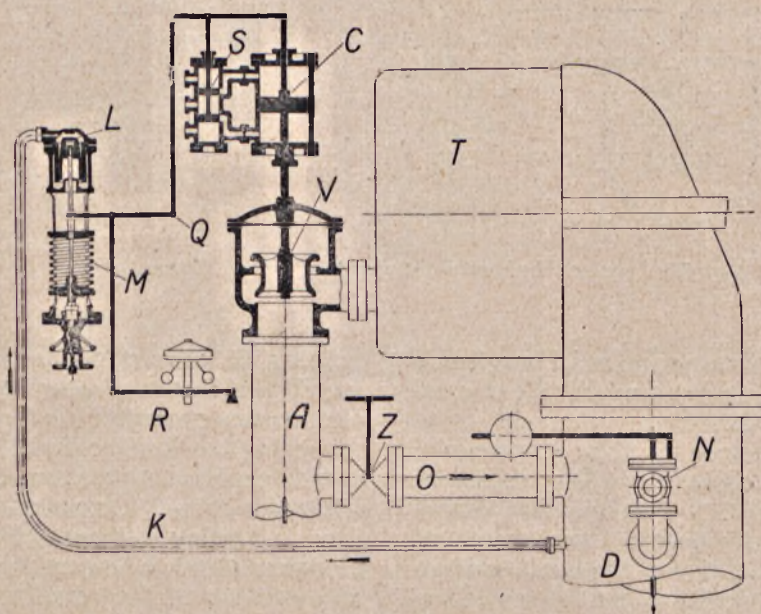


Rys. 80.

w połączeniu z t. zw. odwodzeniem, czyli doprowadzaniem suwaka *F* do środkowego położenia, które uzyskuje się przez połączenie części *E*, *F* i *G* jedną dźwignią. Do skrzynki su-

oczywiście powinna zawsze mniej dostarczać pary niż wynosi zapotrzebowanie jej do fabrykacji.

W przykładach, przedstawionych na rys. 79 i 80, a w praktyce najczęściej zachodzących, ilość



Rys. 81.

waka *F* dostarcza olej pod ciśnieniem ta sama, turbiną napędzana pompka, która dopompowuje olej do serwowatora *C*; — jedynie, gdyby serwowator *E* miał działać także przy postoju turbiny, to osobna pompka wirowa, napędzana elek-

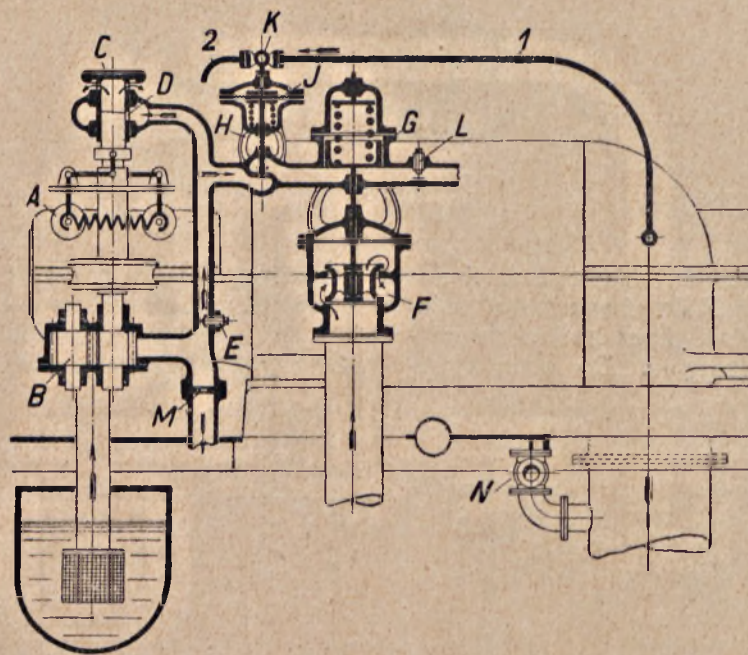
pary wylotowej z turbiny zależy od jej obciążenia. Czasem zachodzą jednak wypadki, że obciążenie turbiny, pracującej na sieć elektryczną, ma być uzależnione od ilości pary wylotowej o pewnym ciśnieniu, której zapotrzebowanie jest

zmienne. Turbina otrzymuje wtedy regulację przedstawioną na rys. 81. Tłok serwowatoru olejowego *C* połączony jest trzonem z zaworem względnie zaworami regulacyjnymi *V*. Zmiana położenia zaworu *V*, a zatem zmiana ilości pary świeżej doprowadzanej do turbiny *T* jest skuteczniana normalnie przez tłok *L*, na którego jedną stronę działa ciśnienie pary wylotowej, doprowadzanej rurką *K*, a na drugą sprężyna, której siła ustalona jest w zależności od wymaganej przeciwpężności. W razie n. p. zmniejszenia się odbioru pary wylotowej wzrasta przeciwpężność, skutkiem czego tłok *L* postępuje w dół, a czop *Q* w górę, zmniejszając przy pomocy serwowatoru *C* dopływ pary świeżej do turbiny, przyczem regulator *R* nie zmienia swego położenia. W celu umożliwienia dokładnego na-

według rys. 79 lub też zapomocą serwowatoru według rys. 80.

Samoczynna regulacja turbiny przeciwpężnej przy pomocy cylindra parowego, na którego tłok działa każdorazowe ciśnienie pary wylotowej, jak i samoczynna redukcja pary świeżej do ciśnienia pary przeciwpężnej uzyskana przy pomocy takiego cylindra parowego, były w praktyce dość często stosowane. Jako słabą stronę tych urządzeń trzeba uznać niedostateczną ich czułość, spowodowaną tarcieniem tłoka w cylindrze parowym. Z tej przyczyny obecnie zastępuje się zwykle w tych urządzeniach cylinder parowy membraną, której słabą stroną jest mały skok przedmiotu przez nią uruchamianego.

Regulację turbiny przeciwpężnej w zależności od wysokości przeciwpężności, więc ana-



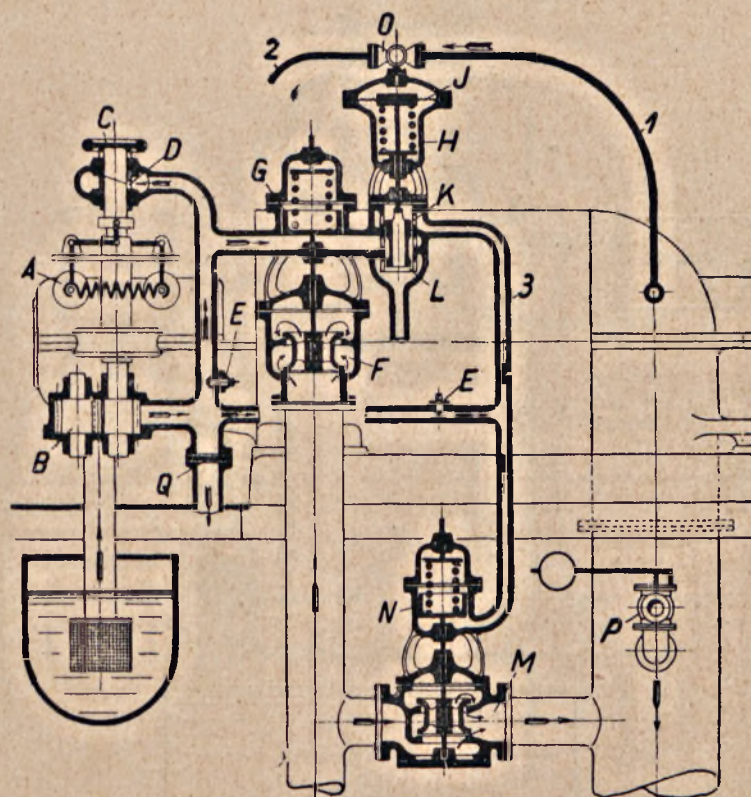
Rys. 82. Regulacja turbiny przeciwpężnej fabryki Brown-Boveri.

stawienia wymaganej przeciwpężności, względnie w celu nieznacznej jej zmiany znajduje się w urządzeniu tem sprężyna *M*, której napięcie nastawia się ręcznie. Niezależnie od tłoka parowego *L* może także regulator odśrodkowy *R* oddziaływać na zawór regulacyjny *V*, a działanie jego rozpoczyna jej z chwilą, gdy liczba obrotów turbiny wzrośnie ponad normalną z powodu za małego obciążenia jej (t. j. jeśli całkowite obciążenie sieci jest mniejsze od wytwarzanej przez turbinę mocy); wówczas tłok *L* nie zmienia swego położenia, a czop *Q* idzie w górę pod wpływem regulatora *R*. Mechanizm odwodzący pomiędzy częściami *C*, *S* i *L* względnie *R* jest widoczny na rysunku. Chcąc w przypadku działania regulatora *R* zachować wymagane ciśnienie w rurze odlotowej, trzeba do niej doprowadzać zredukowaną zaworem *Z* parę świeżą; — zawór ten może być obsługiwany ręcznie

logiczną do przedstawionej na rys. 81, wykonywa fabryka *Brown-Boveri* według rys. 82. Olej, pompowany pompką *B*, napędzaną przez turbinę, płynie częściowo otworem *M* do smarowania łożysk, a częściowo przez zawór regulacyjny *E* do regulacji turbiny. Organem regulującym dopływ pary do turbiny jest zawór *F*, połączony trzonem z tłokiem *G* serwowatoru olejowego; — ponieważ tłok obciążony jest z jednej strony sprężyną, przeto można go z łatwością zastąpić kilkoma tłokami połączonymi z zaworami, a obciążonymi sprężynami o różnej sile, dzięki czemu otrzymuje się regulację ilościowo-jakościową. Wysokość wymaganej przeciwpężności oddziałuje na regulację turbiny przy pomocy membrany *J*, umieszczonej w regulatorze ciśnienia *H*; — parę wylotową doprowadza się bowiem rurką *1* przez kurek *K* (rurka *2* służy do odpowietrzenia) na jedną stronę

membrany *J*, obciążonej z drugiej strony sprężyną i połączonej trzonem z zaworkiem, regulującym ilość dopływającego pod tłok *G* oleju;—zawór *L* reguluje odpływającą ilość oleju. Niezależnie od membrany *J* działa regulator obrotów *A*, mianowicie przy zwiększeniu liczby obrotów turbiny pochwa regulatora postępuje w dół, wypuszczając szczeliną *D*, znajdującą się w tulei regulacyjnej *C*, większą ilość oleju, skutkiem czego tłok *G* opada, powodując zmniejszenie ilości pary dopływającej do turbiny. Kurek *K* służy do wyłączenia regulacji ciśnienia. W celu połączenia regulacji turbiny przeciwprężnej, uzależnionej od wysokości przeciwprężności, z samoczynną redukcją pary dolotowej do

stępuje w dół, zwiększając odpływ oleju z pod tłoka *G*, skutkiem czego zawór regulacyjny *F* opada; — natomiast przy zmniejszeniu się przeciwprężności poniżej wymaganej wysokości suwak *L* postępuje w górę, zmniejszając nie tylko ilość odpływającego z pod *G* oleju, lecz także ilość oleju odpływającego szczelinami *K*, skutkiem czego ciśnienie oleju pod tłokiem *N* wzrasta, przez co samoczynnie otwiera się zawór redukcyjny *M*. Niezależnie od powyższej regulacji w zależności od przeciwcisnienia regulator *A* może działać na zawór regulacyjny *F* w podobny sposób jak na rys. 82 (regulacja analogiczna do przedstawionej na rys. 81).



Rys. 83. Regulacja turbiny przeciwprężnej w połączeniu z samoczynnym zaworem redukcyjnym fabryki Brown-Boveri.

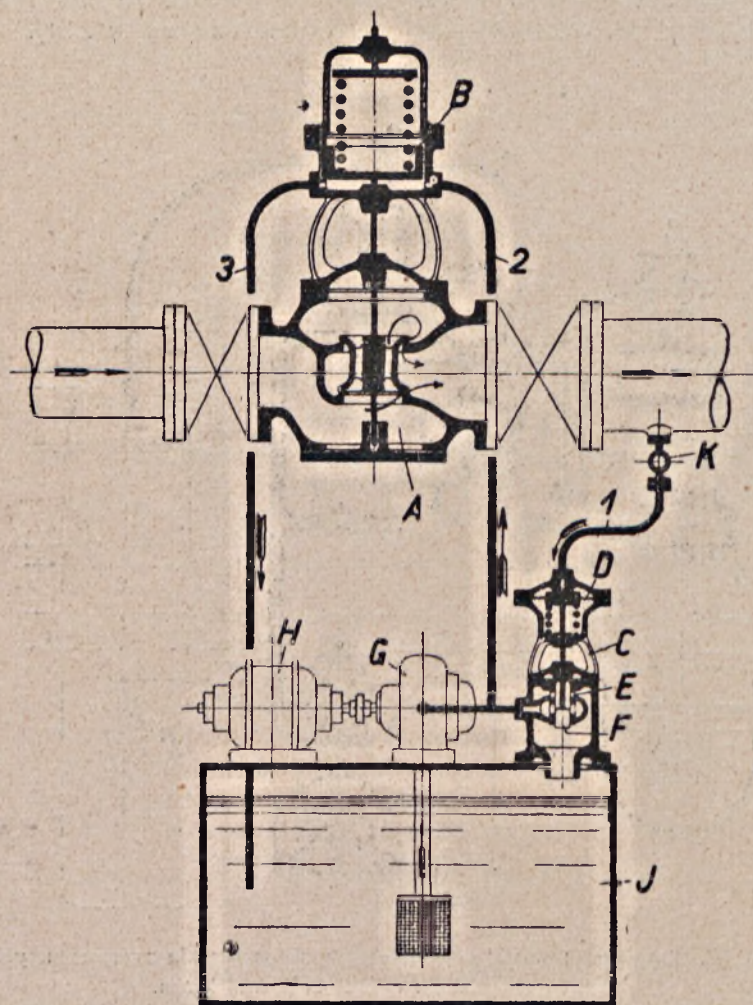
ciśnienia pary wylotowej, *Brown-Boveri* stosuje urządzenie, przedstawione na rys. 83. Regulację turbiny uskutecznia tutaj zawór *F*, połączony z tłokiem serwowatoru olejowego *G*, w zależności od położenia membrany *J* lub w zależności od położenia regulatora *A*, natomiast redukcję pary świeżej do ciśnienia wylotowego uskutecznia zawór *M* połączony z tłokiem *N* serwowatoru olejowego. Różnica względem budowy przedstawionej na rys. 82 polega w tem, że suwak regulacyjny *L* połączony z membraną *J*, na której jedną stronę działa ciśnienie pary wylotowej, znajduje się po stronie odpływu oleju z pod tłoka *G*. Przy zwiększeniu się przeciwprężności suwak *L* po-

stępuje w dół, zwiększając odpływ oleju z pod tłoka *G*, skutkiem czego zawór regulacyjny *F* opada; — natomiast przy zmniejszeniu się przeciwprężności poniżej wymaganej wysokości suwak *L* postępuje w górę, zmniejszając nie tylko ilość odpływającego z pod *G* oleju, lecz także ilość oleju odpływającego szczelinami *K*, skutkiem czego ciśnienie oleju pod tłokiem *N* wzrasta, przez co samoczynnie otwiera się zawór redukcyjny *M*. Niezależnie od powyższej regulacji w zależności od przeciwcisnienia regulator *A* może działać na zawór regulacyjny *F* w podobny sposób jak na rys. 82 (regulacja analogiczna do przedstawionej na rys. 81).

Tow. *A. E. G.* w Berlinie zastępuje również tłok *G* w cylindrze parowym rys. 80, względnie tłok *L* w cylindrze parowym rys. 81 membraną,

posiadającą kilka stopni. Ostatnia przestawia przy pomocy przekładni, zwiększającej skok membrany, suwak regulacyjny serwowatoru olejowego. Samoczynnie działający zawór redukcyjny, pracujący z odwodzeniem (odpowiadający serwowatorowi *E, F* i *G* rys. 80), według wykonania *Tow. A. E. G.*, widzimy na rys. 85. Para przeciwpężna dopływa do wewnątrz membrany wielostopniowej *a* rurką *g*; — skok membrany zostaje zwiększony przez mechanizm *b*, który jest połączony z suwakiem regulacyjnym *f*

plywa z pod tłoka *e* przez górne szczeliny tulei suwakowej do otworu *d*. Kółko ręczne *h* służy do nastawiania sprężyny, przeciwdziałającej membranie, a wskazówka *i* wskazuje wysokość przeciwpężności w zależności od napięcia sprężyny. Litera *k* i *l* oznaczają położenia dźwigni wyłączającej. Zapomocą urządzenia membranowego, przedstawionego na rys. 85 dla samoczynnie regulującego zaworu redukcyjnego, można także przeprowadzić regulację turbiny przeciwpężnej w zależności od przeciwpężności, zastępując tłok *L*



Rys. 84. Regulacja samoczynnego zaworu dla dodatkowej pary świeżej fabryki Brown-Broveri.

i z tłokiem serwowatoru *e*, dzięki czemu zapewnione jest odwodzenie mechanizmu, a zatem i samoczynne ustawienie zaworu redukcyjnego w zależności od wysokości przeciwpężności. Przy zmniejszeniu się ciśnienia w rurce *g* suwak *f* postępuje w górę i wpuszcza olej pod ciśnieniem, dopływający otworem *c*, na dolną część tłoka *e*, otwierając przez to zawór parowy; — skutkiem przesunięcia się tłoka *e* w górę zostaje suwak *f* doprowadzony do swego środkowego położenia. Przy zwiększeniu się przeciwpężności działanie serwowatoru jest odwrotne, a olej od-

rys. 81 membraną i wprowadzając pewną przekładnię w mechanizm pomiędzy membraną i suwakiem.

Również w samoczynnie regulujących zaworach redukcyjnych (t. zw. regulatorach ciśnienia) systemu *Arca* i *Ava* używa się membran, na które działa para przeciwpężna, a i te urządzenia mogą być zastosowane do regulacji turbin przeciwpężnych według rys. 81. Natomiast pewną odmianę tworzy t. zw. regulator ciśnienia *Tow. Askania* w Berlinie (rys. 86), które używa do regulacji t. zw. rurki strumieniowej *H*. Ciś-

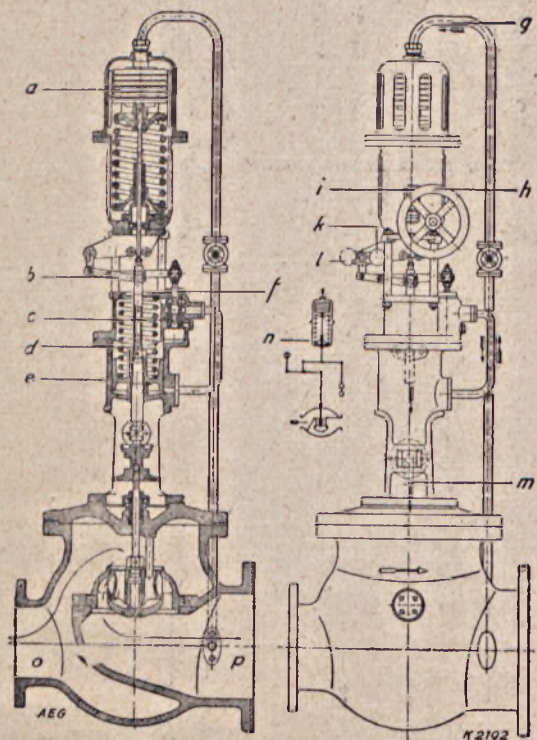
nienie pary, którego wysokość ma być zachowana, działa na rurkę sprężynującą F i przenosi się zapomocą trzpienia G na rurkę strumieniową H . Ze strony przeciwnej działa na ostatnią sprężyna J , której napięcie nastawia się zapomocą kółka K . Rurka strumieniowa, wyważona przeciwwagą C , może wykonywać wahania wokoło czopa, do którego dopływa olej pod ciśnieniem kilku atmosfer.

Naprzeciwko rurki strumieniowej, której koniec tworzy dyszę, znajdują się dwa otwory o wewnętrznej średnicy rurki strumieniowej, które są połączone z dwiema stronami cylindra M ; — w ostatnim znajduje się tłok, uruchamiający zawór parowy B . Przy środkowym położeniu

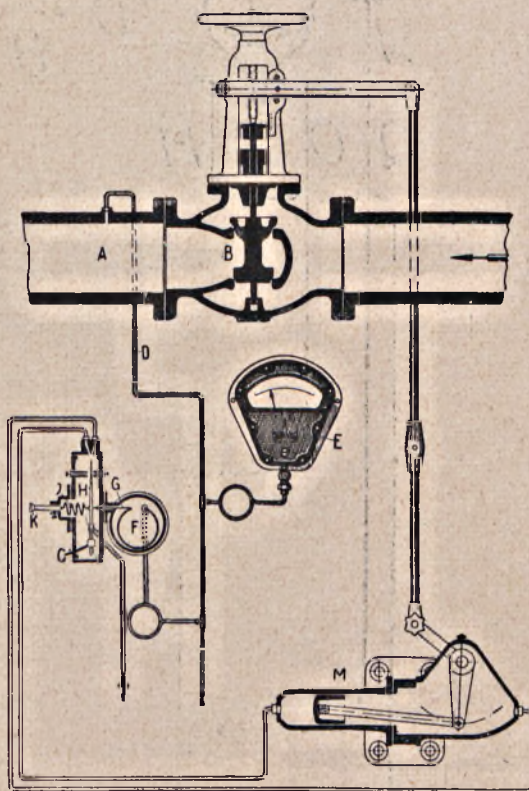
czalnego, to wówczas rurka strumieniowa wychyla się w prawo, tłok M przesuwa się w lewo i otwiera więcej zawór B .

Pierwsza Brzeńska Fabryka stosuje rurkę strumieniową syst. Askania do regulacji przeciwpężnych turbin parowych. Regulację tego rodzaju, odpowiadającą warunkom przedstawionym na rys. 81, uwidocznia rys. 87. Para świeża dopływa rurą M do głównego zaworu regulacyjnego V , uruchamiającego dodatkowe zawory W . Ze skrzynek zaworów regulacyjnych para płynie rurami O i Q do turbiny T .

Zawór V jest połączony trzonem z tłokiem cylindra serwowatora olejowego C, do którego olej pod ciśnieniem dopływa rurkami G i H



Rys. 85. Regulator ciśnienia Tow. A. E. G.



Rys. 86. Regulator ciśnienia Tow. Askania.

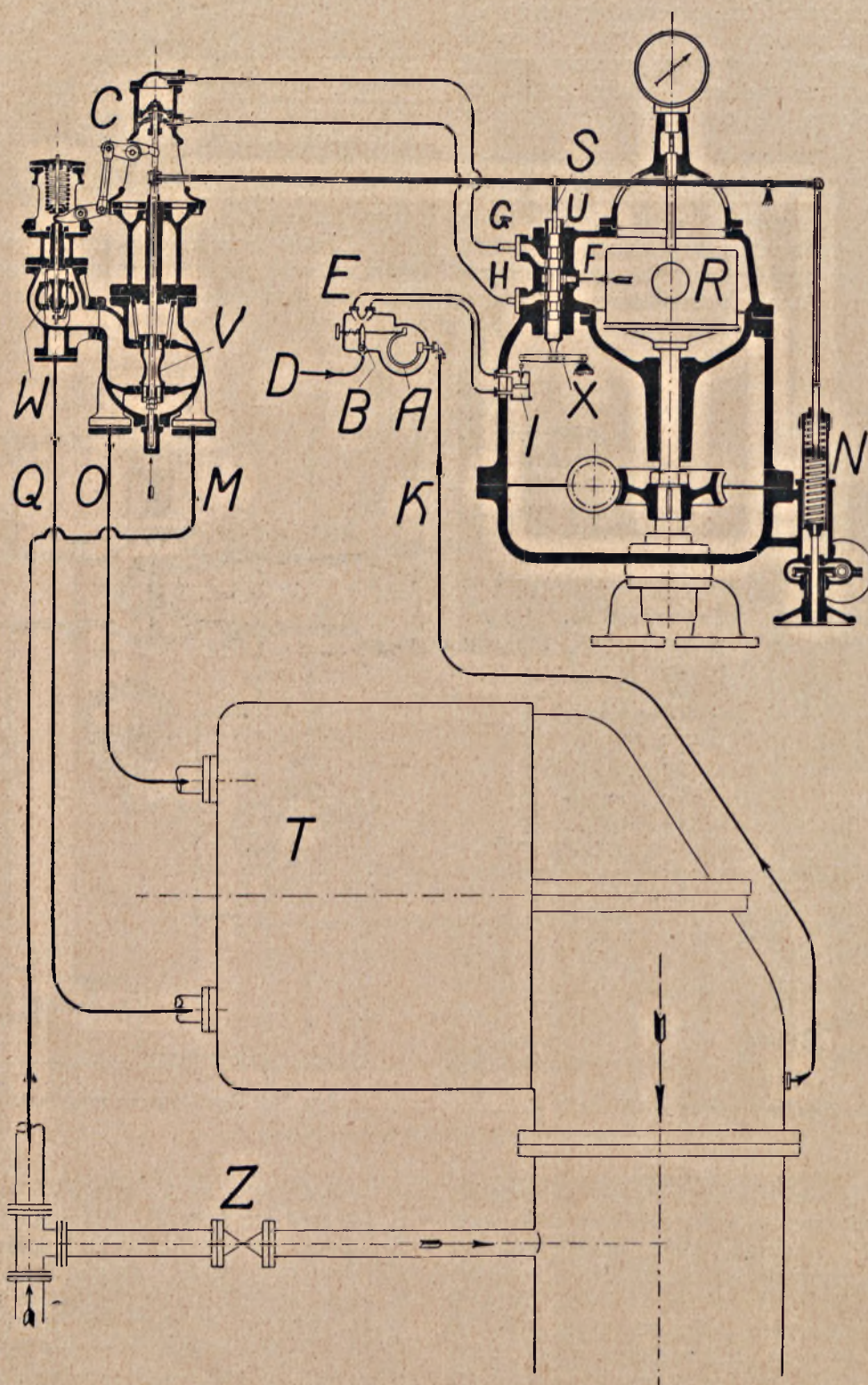
rurki strumieniowej H , które uzyskuje się przy równowadze siły sprężyny J i ciśnienia rurki sprężynującej F , ciśnienie oleju przepływającego przez dyszę zamienia się na szybkość, skutkiem czego panuje po obydwóch stronach tłoka M jednakowe ciśnienie. Jeśli natomiast rurka H wychyli się w jedną lub w drugą stronę, przy czem olej trafia w jeden ze wspomnianych otworków, to szybkość jego uzyskana w dyszy zamienia się znów na ciśnienie, czyli po jednej stronie tłoka wzrasta ciśnienie oleju, powodując przesunięcie tłoka M w jednym kierunku, a olej z drugiej strony tłoka odpływa drugim otworkiem naprzeciwko rurki H . N. p. gdyby ciśnienie pary w rurze A zmniejszyło się poniżej dopusz-

ze skrzynki suwaka S ;—dopływ oleju do skrzynki znajduje się przy F . Trzon tłoka C , suwaka S i regulatora odśrodkowego R połączone są jedną dźwignią, dzięki czemu zapewnione jest w znany sposób t. zw. odwodzenie; — dodatkowa sprężyna N służy do podregulowywania liczby obrotów w sposób ręczny lub elektryczny. Powyżej opisane urządzenie regulacyjne utrzymuje stałą liczbę obrotów turbogeneratora niezależnie od jego obciążenia.

W danym wypadku turbogenerator ma jednak normalnie taką moc wytwarzać, jaką zdolna jest wytworzyć ilość zapotrzebowanej do celów fabrykacyjnych pary przeciwprężnej. W tym celu ciśnienie pary wylotowej z turbiny doprowadza-

my rurką *K* do rurki sprężynującej *A*, natomiast olej pod ciśnieniem dopływa rurką *D* do rurki

lub drugą stronę tłoka *J*. Ostatni połączony jest z dźwignią *X*, do której przytwierdzona jest ru-



Rys. 87. Regulacja turbiny przeciwnprężnej Pierwszej Brneńskiej Fabryki.

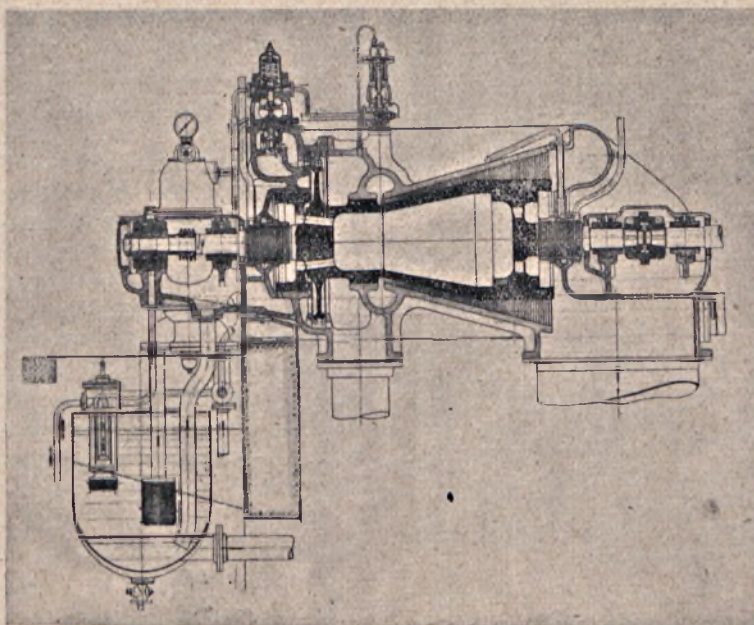
strumieniowej *B* syst. *Askania*. Naprzeciwko ostatniej znajdują się znane z rys. 86 dwa otwor-ki *E*, przez które olej może dopłynąć na jedną

choma tuleja suwakowa *U*. Jeśli ciśnienie pary w rurce *K* wzrośnie, to olej wypływający z rurki strumieniowej *B* powoduje wzrost ciśnienia po

górnej stronie tłoka *J*, a z dolnej jego strony olej odpływa. Skutkiem tego tłok *J* postępuje w dół, powodując taki sam ruch ruchomej tulei *U*;—w wyniku tego przesunięcia olej dopływający do skrzynki suwakowej przy *F* dostaje się na górną stronę tłoka *C*, a z dolnej jego strony olej odpływa, przez co powstaje zmniejszenie dopływającej do turbiny ilości pary. Przy zmniejszeniu się ciśnienia pary w rurce *K* regulacja działa w odwrotnym kierunku.

Z powyższego opisu wynika, że działanie regulacji w zależności od przeciwności jest zupełnie niezależne od działania regulacji obrotów. Zawór ręczny *Z* może być zastąpiony regulatorem ciśnienia według rys. 86.

pracuje z kondensacją, — turbinę przeciwnością i kondensacyjną, — a jeśli pracuje z przeciwnością, to zastępuje dwa turbogeneratory przeciwności o ciśnieniu wylotowym różnej wysokości. Turbiny pracujące z pobieraniem pary o wyższym ciśnieniu powinny być zasilane parą dołotową o znacznie wyższym ciśnieniu niż turbiny kondensacyjne, aby otrzymać najkorzystniejsze wyniki rentowności siłowni. Nie posiadają one jednak tak wysokiej sprawności jak turbiny kondensacyjne dla jednakowych warunków pracy, ponieważ część wysokoprężna musi być zbudowana dla przepływu największej ilości pobieranej pary i wytworzenia normalnej mocy silnika, a część niskoprężna — dla wytworzenia



Rys. 88. Turbina kondensacyjna z pobieraniem pary fabryki Brown-Boveri.

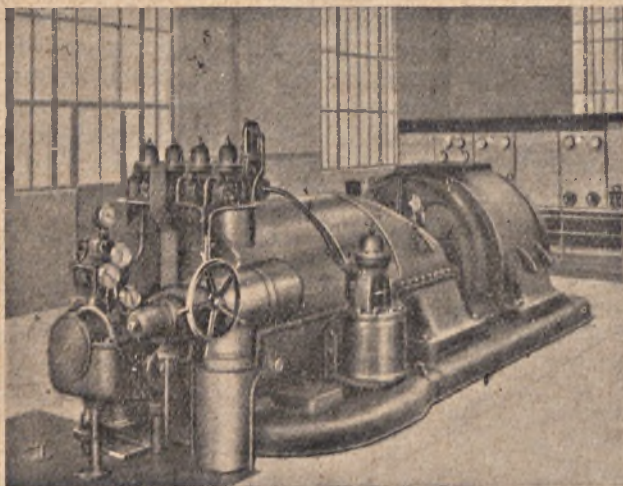
IV. Turbiny pracujące z pobieraniem pary.

Turbiny powyższego rodzaju stosuje się w tych wypadkach, w których para wylotowa nie może być całkowicie wyzyskana do celów fabrykacyjnych, lub też w których zapotrzebowana ilość pary wylotowej jest zmienna i nie pokrywa się w czasie z obciążeniem silnika; — miejsce pobierania pary z turbiny zależy od wysokości ciśnienia pary dołotowej i pary pobieranej. Turbiny z pobieraniem pary pracują przeważnie z kondensacją, choć w niektórych wypadkach także z przeciwnością, jeśli do celów fabrykacyjnych potrzebna jest para o dwóch różnych ciśnieniach, a para wytwarzająca moc może być całkowicie zużyta do fabrykacji.

Turbiny z pobieraniem pary stosuje się ze względu na zmniejszenie kosztów inwestycyjnych; — każdy turbogenerator tego rodzaju zastępuje bowiem dwa agregaty, mianowicie jeśli

normalnej mocy silnika przy najmniejszej ilości pobieranej pary; oprócz tego zachodzą straty w organach regulacyjnych części niskoprężnej. Im mniejsze są różnice ilości pobieranej pary, tym wyższa może być sprawność turbiny. Z tej przyczyny zamawiający turbinę pracującą z pobieraniem pary powinien starannie zbadać przewidywane warunki pracy, a nie stawiać lekko myślnie warunku, że pobieranie pary wynosi o do x kg/h. O ile możności należy pobieranie o kg wykluczyć, aby umożliwić konstruktorowi budowę turbiny o wyższej sprawności i aby zmniejszyć koszty budowy i napędu urządzenia kondensacyjnego. Naogół turbina zbudowana dla pobierania pary zużywa, pracując wyłącznie na kondensację, około 5% do 8% więcej pary od normalnej turbiny kondensacyjnej. Budowa turbin pracujących z pobieraniem pary jest bardzo różnorodna. Są one wykonywane wyłącznie jako turbiny osiowe, jedno — i kilkokadłubowe, bo

turbin promieniowych Ljungstroema nie można do tego celu odpowiednio zmienić. Chcąc przy pobieraniu pary zastosować system *Ljungstroema*, trzeba ustawić dwa agregaty, jeden przeciwpiętny (por. rys. 73), zaopatrzony w regulację według zasad rys. 81, a drugi kondensacyjny (rys. 21).



Rys. 89. Turbina z pobieraniem pary fabryki Brown-Boveri.

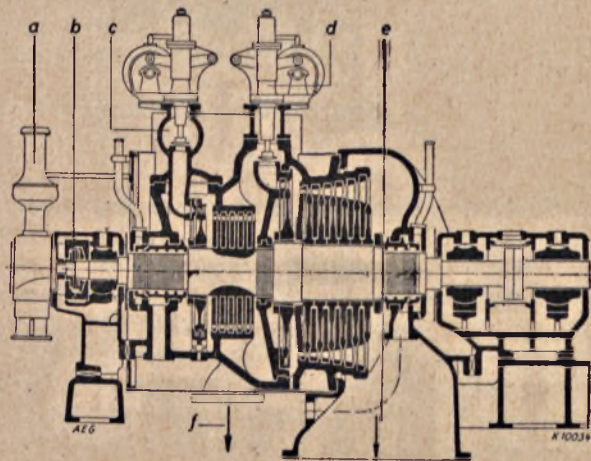
Wykonanie takie, posiadające zamiast jednego generatora elektrycznego o dużej sprawności cztery generatory małe, jest oczywiście o około 35% kosztowniejsze, a pewne oszczędności, które uzyskuje się na paliwie, nie są jednak decydujące. W niektórych wypadkach układ tego rodzaju może być wskazany, mianowicie jeśli chodzi o zapewnienie mocy zapasowej.

Osiowe turbiny jednokadłubowe z pobieraniem pary buduje się przeważnie dla ciśnień do 22 *atn*, 375° C i średnich mocy, natomiast dla wyższych ciśnień i temperatur oraz większych mocy buduje się dwukadłubowe turbiny; — silniki trójkadłubowe są bardzo rzadko wykonywane (tylko przy bardzo wysokim ciśnieniu pary dołotowej), ponieważ turbiny z pobieraniem pary naogół nie znajdują zastosowania jako silniki o wielkiej mocy.

Najprostsza turbina z pobieraniem pary składa się z dwóch wirników Curtis'a; — pobieranie pary odbywa się za pierwszym kołem. Silnik taki nie posiada wysokiej sprawności, — zużycie pary jest duże, również duże jest zdzieranie się łopatek, lecz małe są koszty jego budowy. Chcąc osiągnąć wyższą sprawność, trzeba budować turbiny wielostopniowe. Wytwórnia *Brown-Boveri* buduje jednokadłubowe turbiny kondensacyjne z pobieraniem pary według rys. 88. Pobieranie pary odbywa się za kołem Curtis'a, a niskopiętna część kondensacyjna jest wielostopniową reakcyjną. Ze względu na niską sprawność koła Curtis'a powyższy ustrój jest odpowiedni tylko dla ciśnienia dołotowego poniżej 20 *atn* i dość wysokiego ciśnienia pobieranej

pary, zwłaszcza że część niskopiętna jest kosztowna, a zatem rentuje się tylko wówczas, gdy duży procent pary w niej pracuje. Część wysokopiętna jest wyposażona w regulację ilościowo-jakościową zapomocą czterech zaworów regulacyjnych, jak to także widoczne z rys. 89, natomiast część niskopiętna posiada regulację jakościową przez dławienie pary w zależności od regulatora ciśnienia, ustawionego na kadłubie turbiny w środku jego długości. Jeden lub przeważnie dwa zawory regulacyjne części niskopiętny są ustawione obok kadłuba turbiny, której sprawność przy zmiennym obciążeniu i zmiennej ilości pobieranej pary mogłaby być powiększona przez dodanie na początku części niskopiętny jednego koła akcyjnego, umożliwiającego zastosowanie regulacji ilościowo-jakościowej.

Wytwórnie *Tow. A. E. G., Pierwsza Brneńska Fabryka, Skoda, Escher - Wyss* stosują w swych jednokadłubowych turbinach z pobieraniem pary system akcyjny, jedynie w wypadkach, w których część niskopiętna ma posiadać dużą sprawność, pierwsze dwie fabryki budują ją jako koło akcyjne o jednym lub dwóch stopniach prędkości w połączeniu z reakcyjną częścią. Rys. 90 przedstawia jednokadłubową kondensacyjną turbinę z pobieraniem pary *Tow. A. E. G.* Na rysunku tym oznacza *c* regulację ilościowo-jakościową części wysokopiętny w zależności od regulatora obrotów *a*, *d* oznacza regulację ilościowo-jakościową części niskopiętny w zależności od regulatora ciśnienia i regulatora obrotów, — *f* — odpływ pary pobieranej, — *e* — odpływ pary do kondensatora, — *b* — klockowe łożo sto-

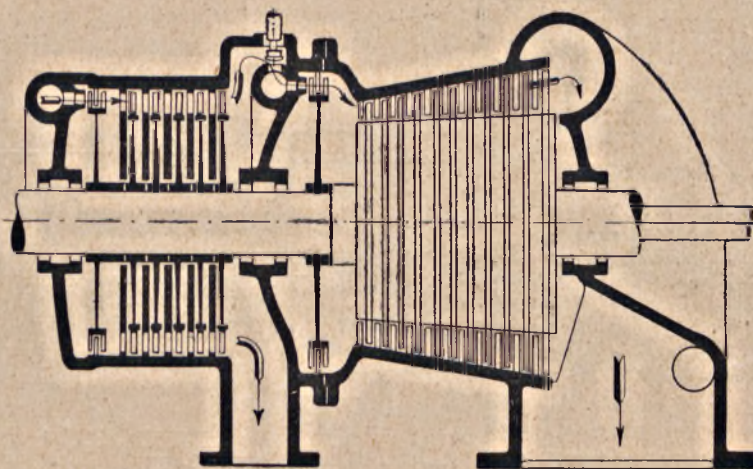


Rys. 90. Turbina kondensacyjna z pobieraniem pary A.E.G.

powe. Część wysokopiętna turbiny tworzy jedno koło Curtis'a i kilka całkowicie zasilanych kół akcyjnych, część niskopiętna natomiast jedno częściowo zasilane koło akcyjne i kilka całkowicie zasilanych kół akcyjnych. Turbina powyższego rodzaju odznacza się nawet przy ciśnieniu dołotowym około 22 *atn* i 375° C dużą niez-

wodnością biegu i posiada dość wysoką sprawność części wysokoprężnej, a sprawność części niskoprężnej może być powiększona przez zastąpienie wirników akcyjnych systemem reakcyjnym (rys. 91). Ostatnia zmiana jest wtedy pożądana, gdy praca części niskoprężnej ma być przeważnie większą od pracy części wysokoprężnej, którą

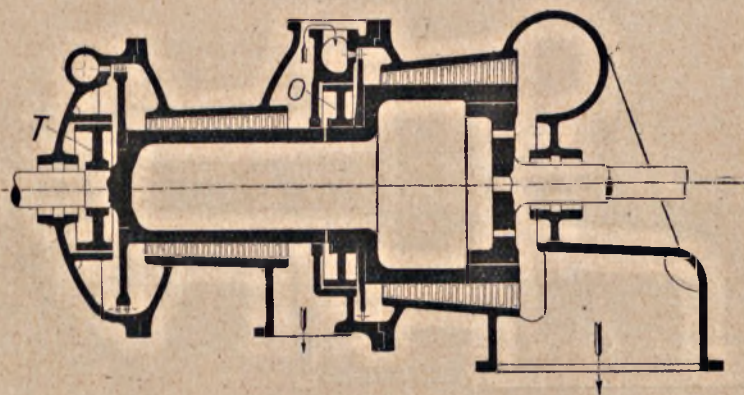
nawet dla mniejszych mocy około 2000 kW turbin dwukadłubowych. Poszczególne wytwórnie wykonywują przeważnie typy podobne do budowanych przez nie turbin kondensacyjnych, względnie przeciwpężnych, starając się umieszczać pobieranie pary pomiędzy kadłubem wysoko—i niskoprężnym.



Rys. 91.

wykonywa się czasem słusznie o kształcie stożkowym. Natomiast pewne zastrzeżenia można wyrazić w stosunku do budowy turbiny według rys. 92, mianowicie w stosunku do zbyt krótkich łopatek reakcyjnych części wysokoprężnej, jeśli moc turbiny nie jest duża. Część wysokoprężna składa się tutaj bowiem z koła Curtis'a i z wielo-

Normalna dwukadłubowa turbina kondensacyjna z pobieraniem pary fabryki *Brown-Boveri* jest budowana według rys. 51-go z tą różnicą, że tak wirnik wysoko—jak i niskoprężny otrzymują ze względu na duże wahania ciśnień w silniku po jednym tłoku odciążającym, co wpływa oczywiście ujemnie na sprawność turbiny. Pobieranie



Rys. 92.

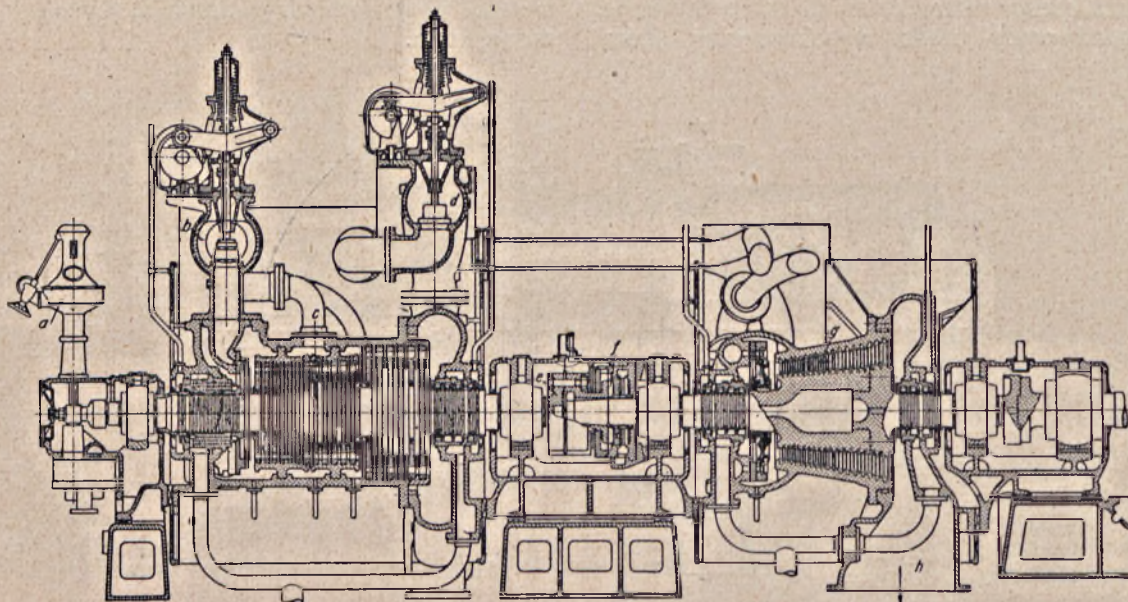
stopniowej turbiny reakcyjnej, a część niskoprężna z jednego koła akcyjnego i z wielostopniowej turbiny reakcyjnej. Ujemnie na sprawność tego systemu wpływają straty spowodowane tłokami odciążającymi T i O .

Ze względu na stosowanie w turbinach pracujących z pobieraniem pary wyższych ciśnień i temperatur pary dolotowej, używa się w nich

pary odbywa się pomiędzy cylindrem wysoko—i niskoprężnym. Ponieważ jednak w turbinach z pobieraniem pary przepływa przez część wysokoprężną większa ilość pary, niż w kondensacyjnych, przeto otrzymuje się w nich przeważnie już przy mocy mniejszej powyżej około 4000 kW , taką długość łopatek, która pozwala na zastosowanie dostatecznie dużej szczeliny pomię-

dzy częściami wirującymi i nieruchomymi. Dwukadłubowe turbiny kondensacyjne z pobieraniem pary za cylindrem wysokoprężnym buduje fabryka *Skody* jako czysto akcyjne według

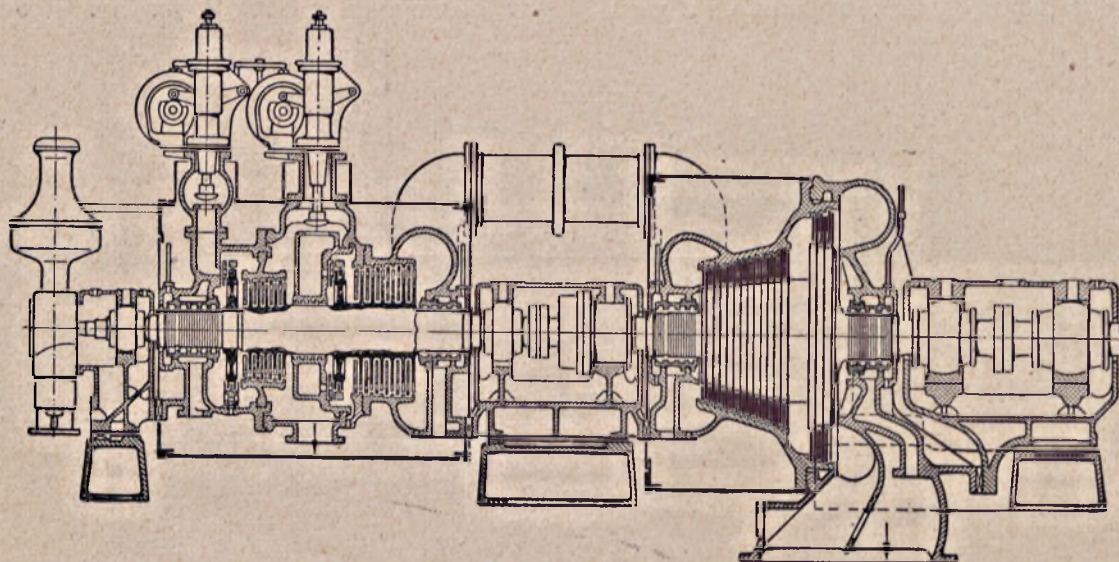
rys. 93 widzimy taką turbinę o mocy 10000 *kW* przy $n = 3000 \text{ obr/min}$ dla ciśnienia dołotowego 32,5 *atn* i 400° C, dla ciśnienia pobieranej pary za cylindrem wysokoprężnym 4 *ata*



Rys. 93. Dwukadłubowa turbina z pobieraniem pary A.E.G. (10000 *kW*).

rys. 47-go, natomiast *Pierwsza Brneńska Fabryka* wyposaża cylinder wysokoprężny w koło *U* i w kilkanaście stopni akcyjnych, czasem o średnicach stożkowo wzrastających, a cylin-

i dla przeciwnienia za cylindrem niskoprężnym 0,45 *ata*; para wylotowa zostaje bowiem w ilości aż do 65000 *kg/h* zużyta do podgrzewania wody zasilającej kotły. Część wysokoprężna *c* jest tutaj



Rys. 94. Dwukadłubowa turbina z pobieraniem pary A.E.G. (10000 *kW*).

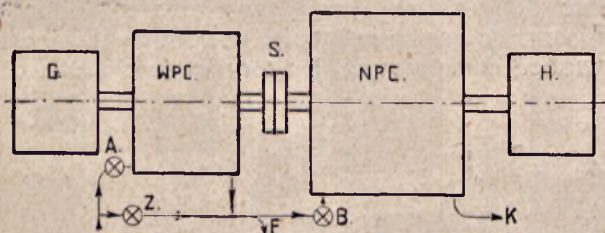
der niskoprężny w koło *U* i kilkanaście stopni reakcyjnych (patrz rys. 52). Bardzo podobną do ostatniego rodzaju jest budowa turbiny z pobieraniem pary w wykonaniu *Tow. A. E. G.* Na

akcyjną, a część niskoprężna *g* składa się z koła *Curtis'a* i z wielostopniowej turbiny reakcyjnej;— *b* oznacza regulację cylindra wysokoprężnego, natomiast *d*—niskoprężnego. Silnik posiada tylko

jedno klockowe łożo stopowe f i stałe sprzęgło e , a napęd generatora elektrycznego znajduje się po stronie niskoprężnej.

Przy pobieraniu pary o wyższym ciśnieniu Tow. A. E. G. zmienia trochę powyższą budowę, jak to wynika z rys. 94, przedstawiającego turbinę o mocy 10000 kW przy $n = 3000 \text{ obr/min}$. Ciśnienie pary dołotowej wynosi tutaj 25 atn, 375° C, pary pobieranej w ilości do 20 t/h—10 atn, a silnik pracuje z kondensacją. Pobieranie pary odbywa się mniej więcej w środku długości zajmowanej przez wirniki wysokoprężne wyłącznie akcyjne z pierwszymi stopniami regulacyjnymi Curtis'a; —kadłub niskoprężny posiada łopatki reakcyjne, umieszczone na bębnie.

Każda z ostatnio rozważanych turbin napędzała tylko jedną prądnicę. W niektórych wypadkach jest jednakże wskazane wykonać dwukadłubową turbinę z pobieraniem pary z dwoma generatorami elektrycznymi i z taką regulacją, aby turbogenerator wysokoprężny i niskoprężny mogły oddzielnie pracować. Wprawdzie instalacja tego rodzaju jest trochę kosztow-



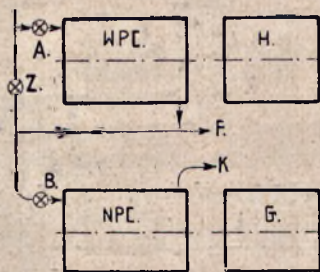
Rys. 95.

niejsza, lecz zaoszczędza się wydatków na silniki zapasowe, jeśli część mocy zapasowej można uzyskać z istniejących silników.

Zagadnienie to można rozwiązać zapomocą układu tandem (rys. 95) lub układu compound (rys. 96). Wykonanie pierwszego rodzaju jest tańsze, posiada korzystniejszy przepływ pary z cylindra wysoko- do niskoprężnego, lecz drugostronnie wymaga przy pracy jednego silnika rozłączenia sprzęgła S i nie zawsze jest wskazane ze względów na budynek. W obydwóch rysunkach zastosowano następujące oznaczenia: W. P. C. — wysokoprężny cylinder, N. P. C. — niskoprężny cylinder, G i H — generatory elektryczne, A i B — regulacje, które powinny być uzależnione nie tylko od oddzielnych regulatorów obrotów, lecz także od ciśnienia pobieranej przy F pary, — Z — samoczynny zawór redukcyjny, t. zw. regulator ciśnienia, — K — odpływ pary do kondensatora.

Powyżej zaznaczone względy były też przyczyną zastosowania układu compound turbogeneratorskiego w siłowni Fabryki Celulozy we Włocławku Sp. Akc. R. Saenger (rys. 97). Silnik pracuje z ciśnieniem dołotowym 32 atn i 400° C; za cylindrem wysokoprężnym W.P.C., który napędza prądnicę G, pobiera się parę w ilości do 12 t/h

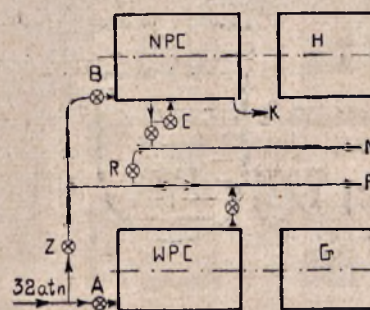
o ciśnieniu około 7 atn, która przy F płynie do werników. Z cylindra niskoprężnego, który napędza drugą prądnicę H, pobiera się przy C parę w ilości do 12,5 t/h o ciśnieniu około 3,5 atn, która przy M płynie do ogrzewania maszyn papierniczych. Reszta pary odpływa przy K do



Rys. 96.

kondensatora, który może skroplić do 7 t/h pary. W razie gdyby silniki dostarczały za mało pary do celów fabrykacyjnych, to samoczynny regulator ciśnienia Z redukuje ciśnienie pary z 32 atn do 7 atn, a samoczynny regulator ciśnienia R ciśnienie pary z 7 atn do 3,5 atn,

A oznacza regulację cylindra wysokoprężnego o czterech zaworach, B — cylindra niskoprężnego również o czterech zaworach, a C — regulację pobierania pary o ciśnieniu 3,5 atn. Moc obydwóch turbogeneratorów ma wynosić 3000 kW przy $n=3000 \text{ obr/min}$, moc oddzielnie pracującego turbogeneratorskiego wysokoprężnego — 2200 kW, a moc oddzielnie pracującego turbogeneratorskiego niskoprężnego 1000 kW. W razie unieruchomienia turbogeneratorskiego wysokoprężnego, turbogenerator niskoprężny łącznie z istniejącym



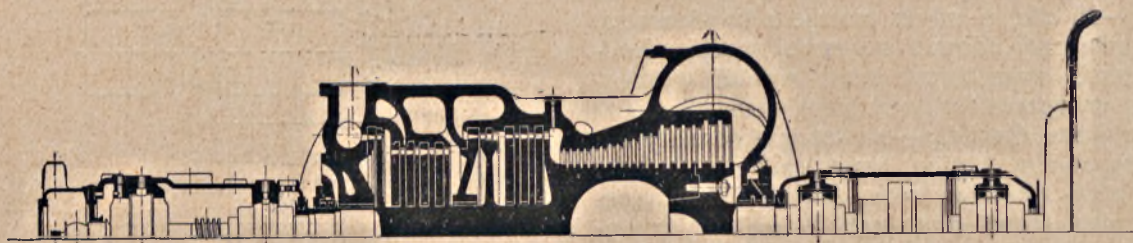
Rys. 97.

starym silnikiem może uruchamiać fabrykę przy czym oczywiście działa regulator Z. Kadłub wysokoprężny jest wyposażony w koło Curtis'a i 17 kół akcyjnych, a budowę kadłuba niskoprężnego przedstawia rys. 98, mianowicie mamy tutaj aż do ciśnienia 3,5 atn pięć kół akcyjnych, a następnie koło Curtis'a, trzy koła akcyjne

i wielostopniową część reakcyjną. Powyższą instalację wykonała *Pierwsza Brneńska Fabryka*.

Regulacja turbin pracujących z pobieraniem pary jest różnorodna, a zależy od tego, czy pobiera się parę w jednym lub dwóch miejscach i czy silnik pracuje z kondensacją lub z przeciwnością. Firma *Brown-Boveri*, która w re-

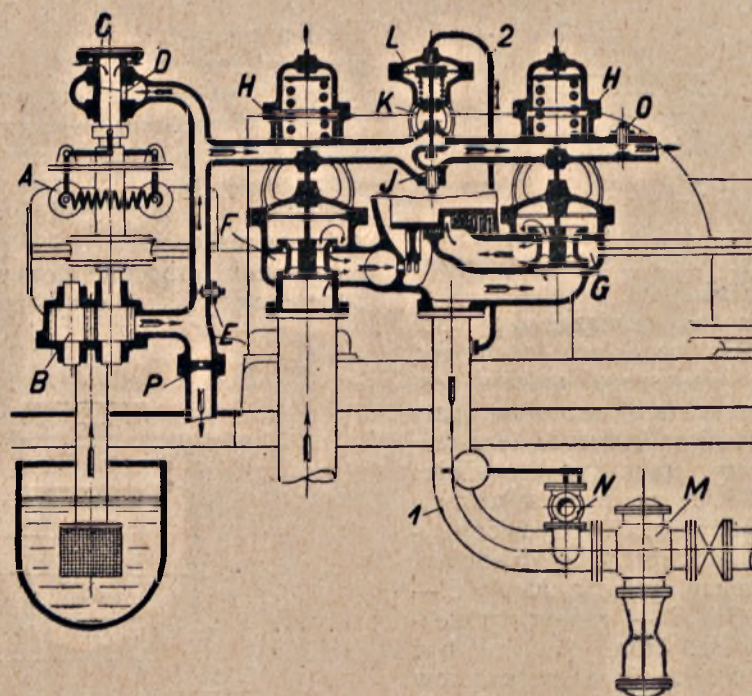
brana *L*, otwiera się więcej, skutkiem czego zawory regulacyjne *G* wpuszczają większą ilość pary do części niskoprężnej, a zawory regulacyjne *F* wpuszczają mniejszą ilość pary do części wysokoprężnej;—przy zmniejszeniu się ciśnienia pary pobieranej w rurze 1, regulacja działa odwrotnie. Natomiast przy zwiększeniu się obciąże-



Rys. 98. Niskoprężny cylinder turbiny z pobieraniem pary Pierwszej Brneńskiej Fabryki.

gulacjach turbin zajmuje przodujące stanowisko, stosuje w turbinach kondensacyjnych regulację pobierania pary, której zasady podaje rys. 99. *B* oznacza tutaj pompkę olejową, *P* — odpływ oleju do smarowania łożysk, *D*—szczelinę sterowaną regulatorem obrotów *A*, *H* i *F*—regulację

nia turbiny pochwa regulatora obrotów *A* postępuje w górę, skutkiem czego zmniejsza się ilość dopływającego szczeliną *D* oleju, a zwiększa się ilość dopływającej przez wysokoprężne zawory *F* pary, co w następstwie powoduje chwilowy zwrot ciśnienia w rurze 1, który wyregulowuje się



Rys. 99. Regulacja turbiny z pobieraniem pary budowy Brown-Boveri.

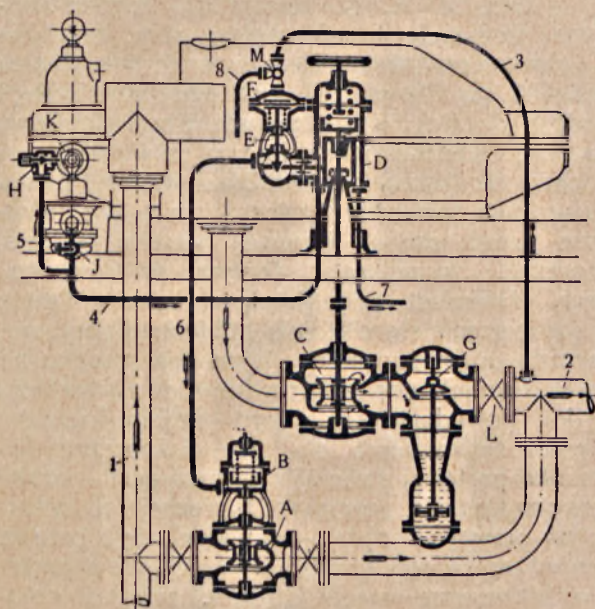
pary świeżej, *H* i *G*—regulację pary pobieranej, *L* — membranę, na której jedną stronę działa ciśnienie pary pobieranej, doprowadzanej rurką 2; *M*—jest zaworem zwrotnym, a zawór *J* służy do wyłączania regulacji pobierania pary.

Przy zwiększaniu się ciśnienia pary pobieranej w rurze 1, zaworek, na który działa mem-

w sposób poprzednio podany. Chcąc zapewnić sobie nawet przy małym obciążeniu silnika dostateczną ilość pary pobieranej, trzeba umieścić pomiędzy rurą dla pary świeżej i dla pary pobieranej samoczynnie działający regulator ciśnienia według rys. 84.

Przy małych ilościach pary pobieranej *Brown-Boveri* unika strat przy przepływie przez nisko-

prężne zawory regulacyjne stosując budowę według rys. 100. Turbina posiada taką samą regulację obrotów jak każda inna turbina kondensacyjna, a parę fabrykacyjną pobiera się z kadłuba w miejscu, w którym ciśnienie jej przy około 50% obciążenia jest wyższe od ciśnienia pary fabrykacyjnej. Olej pod ciśnieniem dopływa do regulatora ciśnienia *E* rurką 4, a odpływa rurką 7, natomiast rurką 6 płynie do serwowalora *B*. Przy wyższym ciśnieniu pary pobieranej z turbiny, zawór *C*, regulowany serwowalorem *D* w zależności od membrany *F*, dławia parę na ciśnienie, jakie ma panować w rurze 2, natomiast przy niższym ciśnieniu pary pobieranej z turbiny, które otrzymuje się przy małym obciążeniu silnika, zawór *A*, regulowany serwowalorem *B* w zależności od membrany *F*, wpuszcza do rury 2 odpowiednio zdławioną parę świeżą.

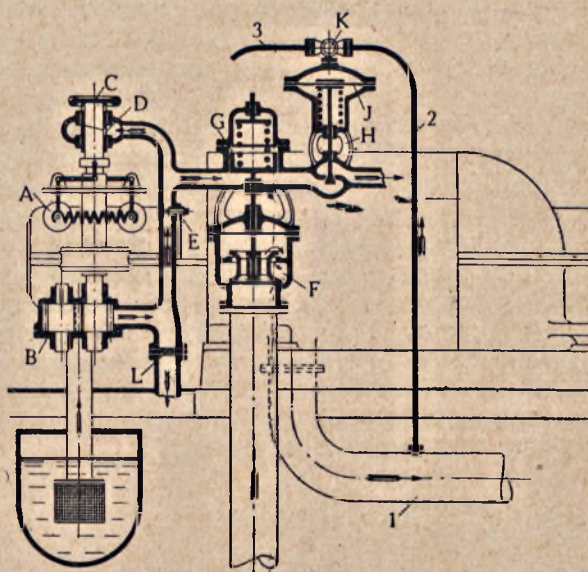


Rys. 100. Regulacja fabryki Brown-Boveri przy małej ilości pary pobieranej.

W ostatnim wypadku zawór *C* jest całkowicie otwarty, a zawór zwrotny *G* zamknięty. Gdyby ostatni zawiódł, to turbogenerator nie rozbiega się, gdyż regulator bezpieczeństwa *K*, zamyka nie tylko zawory regulacyjne dla pary świeżej, lecz równocześnie otwiera zawór *H*, przez który odpływa olej służący do regulacji, skutkiem czego sprężyna w serwowalorze *D* zamyka zawór *C*.

Jeśli wytwarzana przez turbinę moc ma być uzależniona od ilości pobieranej pary, to *Brown-Boveri* stosuje regulację według rys. 101. Regulator ciśnienia *H* utrzymuje tutaj stałe ciśnienie pary pobieranej rurą 1 przez zmianę ilości pary świeżej, dopływającej do turbiny przez zawory regulacyjne. Ilość pary przepływającej przez część niskopiętną turbiny pozostaje bez zmiany, natomiast ilość pary przepływająca przez część wyso-

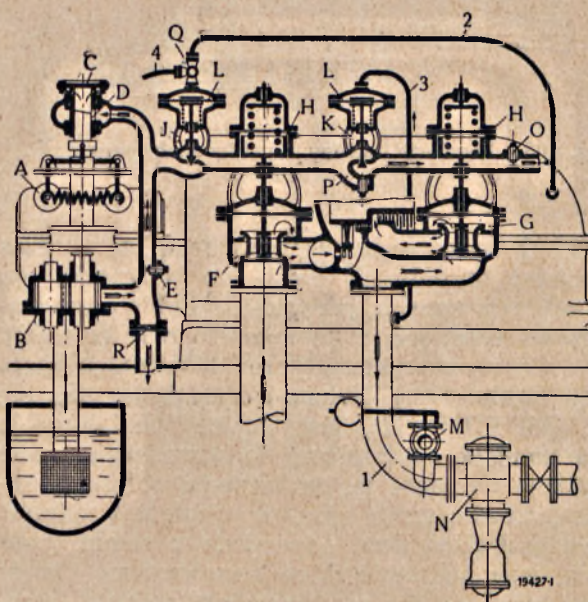
kopiętną zależy od ilości pary pobieranej. Ponieważ turbogenerator tego rodzaju wytwarza moc zmienną, przeto może on tylko pracować na sieć elektryczną, w której wahania wyrównują inne



Rys. 101. Regulacja pobierania pary przez zmianę mocy fabryki Brown-Boveri.

silniki, a zastosowanie tej regulacji nie jest zbyt szerokie.

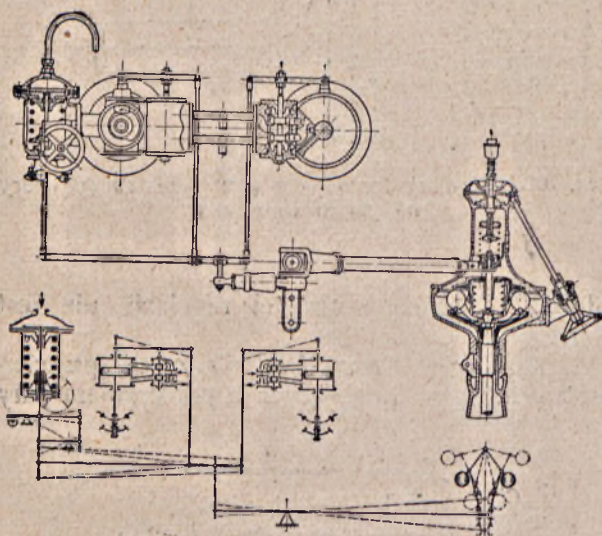
Regulacja *Brown-Boveri*'ego dla przeciwpiętnych turbin pracujących z pobieraniem pary



Rys. 102. Regulacja turbiny przeciwpiętniej z pobieraniem pary fabryki Brown-Boveri.

(rys. 102) zbudowana jest na tych samych zasadach, co regulacja tychże silników kondensacyjnych (patrz rys. 99). Regulacja pobierania pary odbywa się według rys. 102 również przy po-

mocy regulatora ciśnienia K , oddziaływującego na regulacyjne zawory niskoprężne G i wysokoprężne F . Natomiast przeciwcisnienie pary wylotowej doprowadza się rurką 2 na jedną stronę membrany L , która działa na regulator ciśnienia J w ten sposób, że przy wzroście przeciwpoprężności dopuszcza on mniejszą ilość oleju pod tłoki serwowmotorów H , wywołując przez to przemykanie się zaworów F i G , — przy zmniejszeniu się przeciwpoprężności działanie regulacji jest odwrotne. Regulacja stałej przeciwpoprężności w zależności od ilości odbieranej pary wylotowej działa w okresie, w którym turbogenerator pracuje na sieć elektryczną, której wahania obciążenia wyrównywiają inne silniki; — regulator obrotów jest wówczas wyłączony zapomocą kółka ręcznego C . Jeśli natomiast turbogenerator powyższego rodzaju pracuje oddzielnie, to trzeba zapomocą



Rys. 103. Regulacja turbiny z pobieraniem pary A. E.

kurka Q wyłączyć regulację ciśnienia, a wówczas regulator obrotów A działa po włączeniu go w taki sam sposób, jak w każdej turbinie kondensacyjnej pracującej z pobieraniem pary (rys. 99).

Cechą charakterystyczną wszystkich regulacji turbin firmy *Brown-Boveri* (rys. 82, 83, 99, 100, 101 i 102), jest to, że nie posiadają one żadnego mechanizmu do odwodzenia, które uzyskuje się przez to, że każdemu położeniu suwaka, regulującego dopływ względnie odpływ oleju pod ciśnieniem, odpowiada w stanie ustalenia inne położenie tłoka serwowmotoru. Dzięki temu uzyskuje się nadzwyczajną prostotę urządzenia regulacyjnego, nawet przy użyciu kilku parowych zaworów regulacyjnych, bo nad poszczególnymi tłokami serwowmotorów umieszcza się sprężyny o różnej sile, które ustalają chwilę otwarcia względnie zamknięcia każdego zaworu. Ponieważ zamykanie zaworu skutecznia sprężyna, przeto nasuwa się tutaj jednak wątpliwość, czy sprężyna zdoła to skutecznie, jeśli

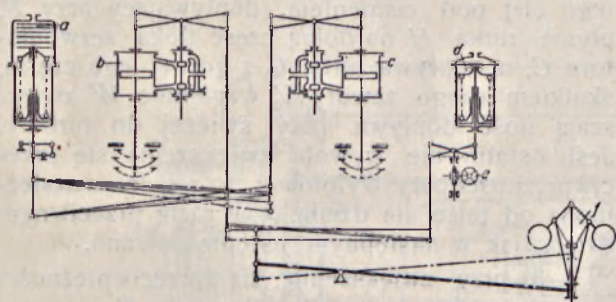
otwarty został zawór, który zardzewiał z powodu nieczystości, n. p. jeśli silnik z regulacją ilościowo-jakościową przez dłuższy okres czasu był mało obciążony, a następnie tak obciążony, że następny zawór regulacyjny musi działać. Regulację *Brown-Boveri*'ego można jednak wykonać także z zamykaniem zaworów olejem pod ciśnieniem, jak wynika z rys. 42. Olej pod ciśnieniem płynie tutaj rurkami 6 pod mały, sprężyną obciążony tłoczek, który steruje dopływ oleju pod ciśnieniem, doprowadzonego rurkami 7, na jedną lub drugą stronę tłoka serwowmotoru połączonego z zaworem; — sprężyny znajdujące się nad tłokami serwowmotorów dla zaworów M i L ustalają jedynie kolejność otwierania i zamykania się zaworów. Nie ulega wątpliwości, że powyższe urządzenie, wprowadzie kosztowniejsze od normalnego, zwiększa niezawodność działania regulacji firmy *Brown-Boveri*.

Tow. A. E. G. stosuje w kondensacyjnych turbinach z pobieraniem pary, regulację z obrotowymi tłokami serwowmotorów według rys. 103, na którym schemat działania regulacji podano dla tłoków posuwistych. Przy odciążeniu turbiny, a niezmiennym ciśnieniu pary pobieranej, pochwa regulatora obrotów idzie w górę, powodując ruch suwaków regulacyjnych w dół, skutkiem czego zawory parowe, wysoko — i niskoprężne, zmniejszają dopływ pary do turbiny. Natomiast przy stałym obciążeniu silnika, a zmniejszeniu się ciśnienia pobieranej pary, mechanizm uruchamiany membraną (na rysunku po lewej stronie) postępuje z powodu przekładni w dół, powodując ruch tego samego kierunku suwaka serwowmotoru dla pary niskoprężnej (na rysunku po lewej stronie) i ruch w górę suwaka serwowmotoru dla pary wysokoprężnej (na rysunku po prawej stronie); — skutkiem tego parowe zawory niskoprężne zostają więcej domknięte, a wysokoprężne więcej otwarte, przez co osiąga się zwiększenie ciśnienia pary pobieranej. Przy zwiększeniu obciążenia silnika względnie ciśnienia pary pobieranej, regulacja działa odwrotnie, jak powyżej opisano.

W zupełnie podobny sposób działa regulacja *Tow. A. E. G.*, stosowana dla przeciwpoprężnych turbin pracujących z pobieraniem pary (rys. 104). Na rysunku tym znajdują się następujące oznaczenia: a — regulator ciśnienia wraz z przekładnią, b — regulacja pobierania pary (niskoprężna), c — regulacja wysokoprężna, d — regulator przeciwpoprężności, e — wyłącznik regulacji przeciwpoprężności, f — regulator obrotów. Jak ze schematu regulacji wynika, przy zmianach obciążenia silnika regulator obrotów działa na obydwa serwowmotory b i c ; — również przy zmianach przeciwpoprężności regulator ciśnienia d działa na obydwa serwowmotory. Natomiast przy zmianie ciśnienia pobieranej pary, regulator ciśnienia a działa tylko na regulację wysokoprężną c , więc odmiennie jak na rys. 103.

Pierwsza Brneńska Fabryka stosuje obecnie w turbinach, pracujących z pobieraniem pary

regulację z *regulatorem strumieniowym Askanji*, którego działanie omówiono na podstawie rys. 86.

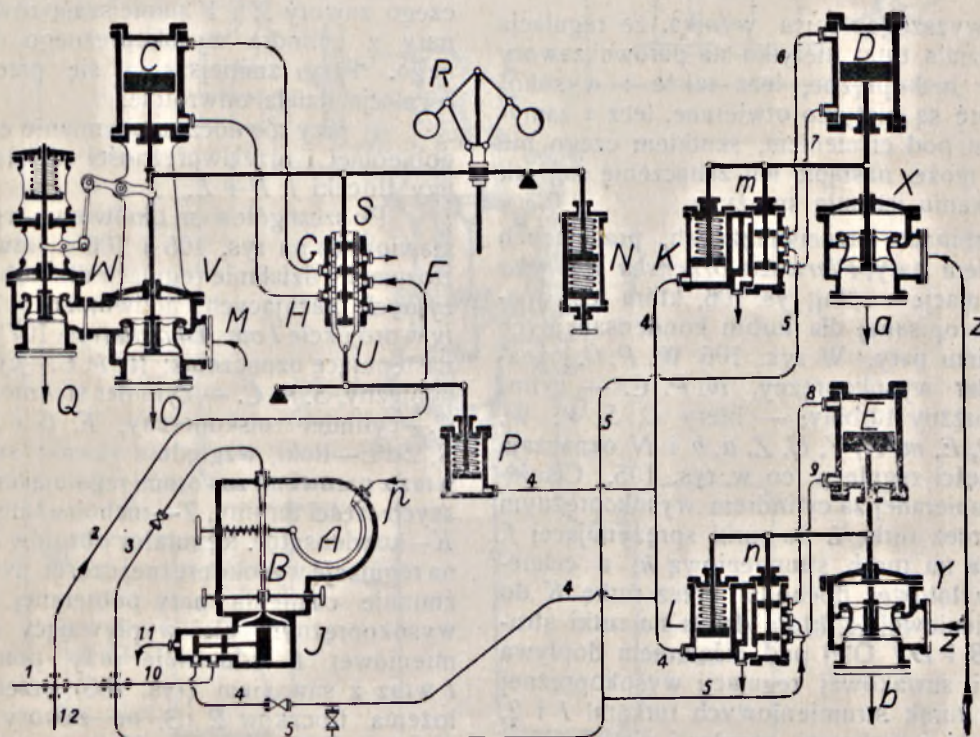


Rys. 104. Regulacja turbiny przeciwpieprężnej z pobieraniem pary fabryki A. E. G.

Wykonanie regulacji tego rodzaju dla turbin kondensacyjnych uwidocznia rys. 105, w którym zastosowano dla głównych części następujące oznaczenia: *C* i *S* — tłoki i suwak serwowymotoru dla części wysokoprężnej, *V* i *W* — pa-

ływem pary z części wysokoprężnej przy *Z*, a odpływem jej do części niskoprężnej turbiny przy *a* i *b*; — *P* — regulator ciśnienia dla części wysokoprężnej, *K* i *L* — regulatory ciśnienia dla części niskoprężnej turbiny. Oczywiście można zastosować większą liczbą zaworów regulacyjnych, bo tłoki regulatorów ciśnienia obciążone są sprężynami o różnej sile, tak że parowe zawory regulacyjne działają kolejno. Ciśnienie pary pobieranej *p* działa na sprężynującą rurkę *A*, która ustala położenie rurki strumieniowej *B*. Regulacja działa zapomocą oleju pod ciśnieniem, który dopompowuje pompka, napędzana turbiną parową, rurką *1*, lub też przed uruchomieniem silnika pompka pomocnicza rurką *12*. Olej płynie rurką *2* do skrzynki suwakowej regulacji wysokoprężnej, rurką *5* do skrzynek suwakowych regulacji niskoprężnej, rurką *3* do rurki strumieniowej *B*, a rurką *10* do skrzynki suwakowej suwaka, którego położenie ustala tłok *J* w zależności od działania rurki strumieniowej *B*.

Działanie regulacji jest następujące. Jeśli turbina zostaje więcej obciążona, to regulator obrotów *R* opada, skutkiem czego suwak *S* wpuszcza olej rurką *H* na dolną stronę tłoka *C*, a wy-



Rys. 105. Regulacja pobierania pary w turbinie kondensacyjnej w wykonaniu Pierwszej Brneńskiej Fabryki.

rowe zawory regulacyjne części wysokoprężnej wraz z dopływem pary świeżej przy *M* i odpływami jej do turbiny przy *O* i *Q*; — *R* — regulator obrotów, *D* i *E* — tłoki, a *m* i *n* — suwaki serwowymotorów dla części niskoprężnej, *X* i *Y* — parowe zawory regulacyjne wraz z do-

puszcza go z górnej strony; — z tego powodu tłok *C* postępuje w górę, zwiększając dopływ pary do części wysokoprężnej turbiny. Ostatni przyczynia się narazie do wzrostu ciśnienia *p* w miejscu pobierania pary, skutkiem czego rurka strumieniowa *B* wychyla się w lewo, wywołując

przez to ruch w prawo tłoka J wraz z połączonym z nim suwakiem. W wyniku ostatniego przesunięcia olej pod ciśnieniem odpływa z pod tłoczków K , L i P rurką 4 do rurki 11, odprowadzającej olej. Z powodu obniżenia się ciśnienia oleju pod tłoczkami K i L zwiększają parowe zawory regulacyjne X względnie Y dopływ pary do części niskoprężnej turbiny, a obniżenie ciśnienia oleju pod tłoczkiem P powoduje przesunięcie ruchomej tulei suwakowej U w dół, skutkiem czego zawory wysokoprężne zmniejszają dopływ pary do turbiny. Po szeregu wahań ustala się stan równowagi w regulacji.

Przy zmniejszeniu się ciśnienia p pary pobieranej rurką strumieniową B wychyla się w prawo, wywołując ruch w lewo tłoka J . Skutkiem tego dopływający rurką 10 olej pod ciśnieniem płynie przez skrzynkę suwakową do rurki 4 i wywołuje zwiększenie się ciśnienia pod tłoczkami K , L i P . Z tej przyczyny parowe zawory regulacyjne X względnie Y zmniejszają ilość dopływu pary do części niskoprężnej turbiny, a tłoczek P przesuwając się w górę ruchomą tuleję U , przez co zawory V względnie W zwiększają dopływ pary świeżej do turbiny. Sprężyna N służy do podregulowywania liczby obrotów turbogeneratora.

Z powyższego opisu wynika, że regulacja ciśnienia działa tutaj nie tylko na parowe zawory regulacyjne niskoprężne, lecz także i wysokoprężne, które są nie tylko otwierane, lecz i zamykane olejem pod ciśnieniem, skutkiem czego nie tak łatwo może nastąpić ich zahaczenie się, jak przy zamykaniu ich siłą sprężyny.

W turbinach przeciwpężnych, pracujących z pobieraniem pary, *Pierwsza Brneńska Fabryka* stosuje regulację według rys. 106, która jest analogiczną do opisanej dla turbin kondensacyjnych z pobieraniem pary. W rys. 106 $W. P. C.$ oznacza cylinder wysokoprężny, $N. P. C.$ — cylinder niskoprężny turbiny; — litery C , S , V , W , M , O , Q , R , E , m , X , Y , U , Z , a , b i N oznaczają te same części regulacji, co w rys. 105. Ciśnienie pary pobieranej za cylindrem wysokoprężnym dochodzi przez rurkę 1 do rurki sprężynującej f , która działa na rurkę strumieniową h , a ciśnienie pary wylotowej dochodzi przez rurkę K do rurki strumieniowej A , która działa na rurki strumieniowe B i D . Olej pod ciśnieniem dopływa do skrzynki suwakowej regulacji wysokoprężnej przy F , do rurek strumieniowych rurkami 1 i 2, a do skrzynki suwakowej regulacji niskoprężnej przy 6.

Regulacja przedstawiona na rys. 106 posiada następujące cechy charakterystyczne:

1) regulator obrotów R działa zapomocą suwaka S tak samo na regulację wysokoprężnej części turbiny jak w regulacji przedstawionej na rys. 105.

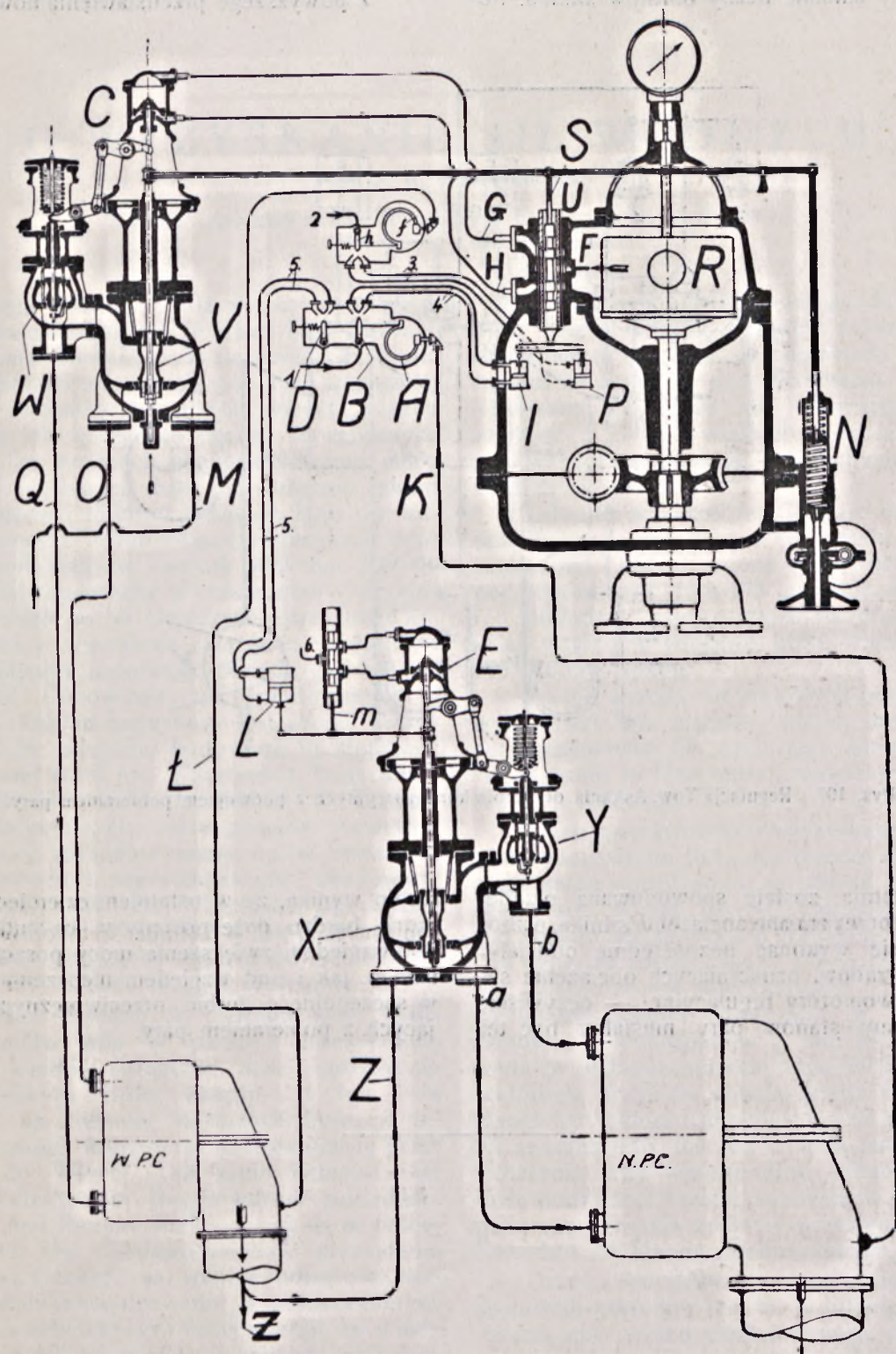
2) przy zmianie ciśnienia pary pobieranej przy Z działa tylko regulacja dla części wysokoprężnej turbiny, bo n. p. zmniejszenie się tegoż

ciśnienia powoduje wychylenie rurki strumieniowej h w prawo, skutkiem czego olej pod ciśnieniem dopływa rurką 3 na dolną część tłoczka P , a odpływa z górnej jego części przesuwając go i rurkową tuleję suwakową U w górę. W wyniku tego olej pod ciśnieniem, dopływający przy F , płynie rurką H na dolną część tłoka serwowatoru C , a odpływa rurką G z górnej jego części, skutkiem czego zawory V względnie W zwiększają ilość dopływu pary świeżej do turbiny. Jeśli ostatni nie wywoła zwiększenia się przeciwpężności pary wylotowej, to regulacja uzależniona od tejże nie działa, a w razie przeciwnym działa, jak w następnym ustępie opisano.

3) przy zwiększeniu się przeciwpężności pary wylotowej rurki strumieniowej B i D wychylają się w lewo. Skutkiem tego olej płynie rurką 4 na górną część tłoczka L , a odpływa z dolnej jego części, wywołując ruch w dół tegoż tłoczka i ruchomej tulei U , przez co zmniejsza się dopływ pary świeżej do turbiny przez zawory V i W ; jednocześnie olej płynie rurką 5 na dolną stronę tłoczka L , a odpływa z górnej jego części, skutkiem czego suwak m postępuje w górę, wpuszczając olej dopływający przez 6 na górną stronę tłoka serwowatoru E , a wypuszczając olej z dolnej jego części, w wyniku czego zawory X i Y zmniejszają również dopływ pary z cylindra wysokoprężnego do niskoprężnego. Przy zmniejszeniu się przeciwpężności regulacja działa odwrotnie.

4) przy równoczesnej zmianie ciśnienia pary pobieranej i przeciwpężności działają wszystkie trzy tłoczki L , P i L .

Po szczegółowym omówieniu regulacji przedstawionych na rys. 105 i 106 z łatwością będzie zrozumiałe działanie regulacji dla turbin kondensacyjnych pracujących z podwójnym pobieraniem pary w projekcie *Iow. Askania* (rys. 107). Tutaj mamy następujące oznaczenia: $W. P. C.$ — cylinder wysokoprężny, $S. P. C.$ — cylinder średnioprężny, $N. P. C.$ — cylinder niskoprężny, F , G i H względnie S , D i E — tłoki, względnie suwaki serwowatorów wraz z parowymi zaworami regulującymi dla powyższych części turbiny, T — ruchoma tuleja suwakowa, K — kondensator. Regulator obrotów R działa tylko na regulację wysokoprężnej części. Natomiast przy zmianie ciśnienia pary pobieranej za cylindrem wysokoprężnym olej wypływający z rurki strumieniowej L oddziałuje przy pomocy tłoczka 1 wraz z suwakiem (rys. 105) przez zmianę położenia tłoczków 2 i 3 na zawory regulacyjne A i B , a przy zmianie ciśnienia pary pobieranej za cylindrem średnioprężnym olej wypływający z rurki strumieniowej M oddziałuje przy pomocy tłoczka 1 wraz z suwakiem (rys. 105) przez zmianę położenia tłoczków 1 i 4 na zawory regulacyjne A i C . Dzięki takiemu podwójnemu oddziaływaniu na regulację części wysokoprężnej można uzyskać bardzo wielką dokładność regulacji turbiny, co oczywiście wpływa na coraz większe rozpowszechnianie się regulacji zapomocą rurek strumieniowych *Tow. Askania*.

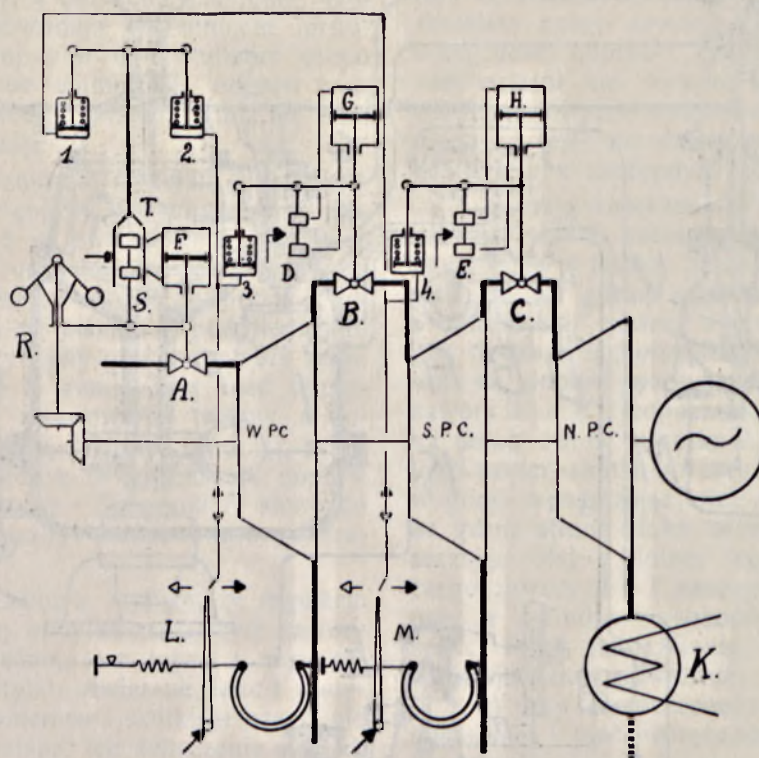


Rys. 106. Regulacja turbiny przeciwpięrznej z pobieraniem pary Pierwszej Brzeńskiej Fabryki.

W ostatnim czasie uwydatniają się coraz dobitniej dążenia do zwiększenia czułości regulacji turbogeneratorów przez usunięcie mechanicznych regulatorów obrotów, które zaczynają dopiero działać przy zmianie liczby obrotów silnika. Po-

uwzględniony przy tego rodzaju regulacji, która narazie nie została jeszcze urzeczywistniona, może z powodu jej znacznie wyższych kosztów od normalnego regulatora obrotów.

Z powyższego przedstawienia nowoczesnych



Rys. 107. Regulacja Tow. Askania dla turbin kondensacyjnych z podwójnem pobieraniem pary.

nieważ ostatnia zostaje spowodowana przede wszystkim przez zmianę obciążenia silnika, przeto projektuje się wykonać bezpośrednie oddziaływanie przyrządów, oznaczających obciążenie silnika, na serwomotory regulacyjne; — oczywiście wpływ zmiany stanów pary musiałby być też

turbin wynika, że w ostatnim czteroleciu poczyniono bardzo duże postępy w ich budowie, tak pod względem zwiększenia mocy poszczególnego silnika, jak i pod względem ulepszenia regulacji, w szczególności turbin przeciwpężnych i pracujących z pobieraniem pary.

O WYZYSKANIU SIŁ WODNYCH.

Prof. dr. K. Pomianowski.

(Odczyt, wygłoszony w Kole Warsz. Stow. Elektr. Pol. dn. 28.II 1928 r.).

Nowożytnie zakłady o sile wodnej posiadają dziś inny charakter, aniżeli te, które były budowane przed wojną. Charakter ich się zmienił zupełnie. Przedewszystkiem zmienił się pod tym względem, że wielkość zakładów niezmiernie wzrosła, i jeżeli przed wojną lub w czasach jeszcze dawniejszych zakład o kilku tysiącach koni instalowanej mocy był uważany za bardzo duży, to obecnie zakład o kilkudziesięciu i kilkuset tysiącach koni jest zakładem typowym. Jeżeli bezpośrednio przed wojną zakład wykonany w Keokuk miał moc 200 000 HP, to zakład zbudowany w czasie wojny, względnie bezpośrednio po jej ukończeniu, przez rząd kanadyjski, który wyzyskuje całą moc wodospadu Niagary pomiędzy jeziorami, posiada już 550 000 KM. Zakład Conowingo ma instalowanych — 560 000 HP. Zakład Saguanay jest projektowany na 800 000 KM; zakłady, budowane na stopniach skanalizowanej rzeki św. Wawrzyńca, będą miały powyżej 1 000 000 HP. Oczywiście w Europie w braku wielkich rzek, jakie posiada Ameryka, tak olbrzymich zakładów niema, np. w Szwajcarii zakład Schwörstadt, zaprojektowany i zbudowany przez naszego rodaka Dyr. Brodowskiego, będzie miał instalowanych 120 000 HP w czterech jednostkach i będzie corocznie wytwarzał 660 000 000 kWh. Cyfry te są bądź co bądź olbrzymie.

Oczywiście dążność do budowy coraz większych zakładów szła w parze z przesyłaniem energii na wielkie odległości oraz możliwością zbytu ogromnych ilości energii. I tak, siła uzyskiwana na Renie w Niemczech, bywa w pewnych warunkach tranzyt przez Szwajcarię przesyłana aż do Włoch. Tak samo istnieje stała współpraca elektrowni Bayernwerk z zakładami, położonemi nad Renem, znajdującemi się w odległości kilkuset km. Dopiero możność przesyłania wielkich ilości energii na wielkie odległości wywoła potrzebę koncentrowania w poszczególnych punktach jak największych ilości energii, bo wtedy oczywiście koszt jej produkcji wypada najtaniej. Zakład na Renie w Schwörstadt ma kosztować 60 mil. frs. fr. przy rocznej produkcji 660 000 tys. kWh. Koszt obciążający jedną kWh wyniesie 9 ct. a zatem bardzo mało.

Dla wyzyskania bardzo wielkich ilości energii trzeba albo przepuszczać przez turbinę wielkie ilości wody, albo też koncentrować wielkie spad.

I w obu kierunkach dochodzi się do cyfr ogromnych. Tak w Keokuk normalne zużycie wody wynosi 2 000 m³ na sek, co odpowiada najwyższemu stanom wody Wisły pod Krakowem. Zakład, projektowany na rzece św. Wawrzyńca, weźmie 6 000 m³, t. j. ilość wielkiej wody, jaką ma Wisła pod Warszawą. Zakład w Schwörstadt ujmie 1 200 m³/sk. i t. d.

Taksamo wysokość spadu staje się coraz większa. W Szwajcarii zakład na jeziorze Fully wyzyskuje spad 1 650 m, wobec czego rurociąg pracuje pod ciśnieniem u dołu 170 atmosfer. Jest cały szereg zakładów szwajcarskich na granicy francuskiej, względnie włoskiej, które wyzyskują 800 — 900 i 1000 m spad.

Postęp wyrobu rur stalowych pozwolił dopiero wyzyskiwać tak znaczne spad, przy zupełnym bezpieczeństwie dla tych rur, mimo to, że przy regulowaniu turbiny muszą powstawać silne uderzenia w rurociągu.

Jeżeli spojrzymy na niewyzyskane zasoby energii wodnej świata, to są one jeszcze olbrzymie. Nie ulega zatem wątpliwości, że obecne granice wyzyskania siły wodnej tak pod względem ilości wody jak i spadu nie są jeszcze granicami ostatecznymi, i że napewno zostaną one w przyszłości przekroczone. Wedle źródeł amerykańskich, na południowo-zachodniej granicy Paragwaju w miejscowości, zwanej „7 wodospadów”, ma być skoncentrowana w jednym punkcie moc 20 000 KM. Niewątpliwie przyjdzie chwila, kiedy ta energia zostanie wyzyskana i przeniesiona do miejsca zbytu, na znaczną odległość od miejsca jej wytworzenia. Olbrzymie siły wodospadów północnej Kanady będą mogły być również wyzyskane, jeżeli wyprodukowana energia zostanie przesłana na południe Kanady i do Stanów Zjednoczonych.

Drugim charakterystycznym rysem obecnie budowanych zakładów jest to, że buduje się je w taki sposób, aby zakład mógł pokrywać zmienne zapotrzebowania energii. Do tego celu służą zbiorniki wyrównawcze, budowane przy zakładzie tak, że wszystkie dzienne wahania w rozbiórce energii mogą być pokrywane przez zakład wodny. Zbiornik przenosi dzienny lub nocny nadmiar energii na godziny wieczorowe. Buduje się te zbiorniki wyrównawcze tak przy wysokich spadach, jak i niskich. O ile jest rzeczą bardzo łatwą wykonać zbiornik

przy wysokich spadach, gdyż ilość wody roboczej jest mała, to przy niskich spadach muszą być budowane zbiorniki duże. Możliwe to jest nawet przy bardzo niskich spadach przez dopuszczenie do pewnych wahań w poziomie spiętrzenia, przez co uzyskuje się pewien zapas wody w samym piętrzeniu i nawet w tych wypadkach można zupełnie czy też w pewnych granicach dostosować pracę turbiny do zapotrzebowania energii. Oczywiście, że starano się te zbiorniki dawać jak największe, dążąc do wyrównania dziennego, tygodniowego, a nawet i sezonowego. Jeżeli istnieją takie zakłady, dla których nie da się uzyskać wyrównania zbiornikiem, to łączy się je z zakładem wyrównanym. Tak z początkiem wojny uruchomiony, a przez p. Brodowskiego zbudowany zakład w Wöntschi na jeziorze Klöntalersee, przez sztuczne podniesienie wody w przerobionym na zbiornik jeziorze, pozwolił prawie w 100% wyzyskać energię związaną z nim zakładów Eglisau i Betznau, i w początkach wojny, kiedy w Szwajcarii zabrakło węgla, ten stosunkowo niewielki zakład oddał ogromne usługi państwowej gospodarce energetycznej kraju. Przez zbudowanie zbiornika wyrównawczego przeciętne obciążenie zakładu wodnego, które z reguły nie mogło przy normalnym zbyciu energii przekraczać 30%, podnosi się w korzystnym wypadku aż do 100%.

Idąc dalej, jeżeli zbiornik będzie dostatecznie wielki, można gromadzić w nim wodę w znacznych ilościach, aby dostarczyć potrzebną ilość energii na okres zimowy. A zatem można wykonywać zbiorniki sezonowe, które przechowywać będą energię zbyteczną letnią na okres zimowy. Dla utrzymania ruchu na kolejach szwajcarskich koleje związkowe wybudowały kilka zakładów wodnych, z tych jeden na rzece Reuss, w Amsteg. Ponieważ potok zasilany jest wodą, płynącą z lodowców, zakład jest w stanie pokryć tylko letnie zapotrzebowanie energii. W zimie jego produkcja spada do niezmiernie małej wartości i na czas zimy zapotrzebowanie energii pokrywa zakład na jeziorze Ritom oraz wybudowany duży zbiornik niedaleko Montblanc na rzece Barberine. Ten ostatni zbiornik ma trzydzieści kilka milionów metr. sześć. pojemności. Zbiorniki Barberine i Ritom pracują tylko w zimie, zaś w lecie gromadzą wodę na okres zimowy.

Tą samą drogą, co koleje związkowe, poszły także prywatne przedsiębiorstwa, względnie koncerny. Niedawno ukończono zakład na jeziorze Tremorgio, który wyzyskuje 800 m spad i którego normalna produkcja wynosi zaledwie 7—8 milionów kWh rocznie. Ponieważ jednak cała ta energia może być przerzucona na porę zimową, staje się niezwykle cenną. Zakład ten, połączony z kilkoma innymi zakładami, które nie mają rocznego wyrównania, jest w stanie całkowicie pokrywać zmienne zapotrzebowanie energii w ciągu całego roku. Stąd wynika potrzeba instalowania b. wielkich mocy na zakładach zbiornikowych. I tak zakład w Vernayaz, którego przeciętna produkcja jest 7200 tys. kWh, ma instalację turbin i generatorów o mocy 100 000 kVA. Oczywiście, że czas wyzyskania tej mocy w ciągu roku jest bardzo krótki.

W tym samym kierunku poszły w Szwajcarii

N. O. K. (Nord-Ost-Schweizerische Kraftwerke), utworzywszy związek z miastem Zurychem. Wspólnym kosztem wybudowano duży zbiornik we Wäggitale o pojemności 130 000 000 metr. sześć., który rocznie może dać 118 000 000 kWh. Energja, uzyskana w tym zbiorniku, służy do pokrycia braku zimowego i jest oddawana do wspólnej sieci N. O. K. i Zurichu.

Idąc dalej, ponieważ w pewnych porach roku istnieje nadmiar energii, w innych porach jest jej brak, więc bliską jest myśl, aby nadmiar energii przenosić na okres braku przy pomocy zbiorników. Nie zawsze istnieje nadmiar energii w tym punkcie, w którym zbiornik stoi. I tak zbiornik Wäggitale o pojemności 130 000 000 metr. sześć. jest za wielki w stosunku do swego dorzecza, z dopływu w samym dorzeczu nie da się on napełnić, wyzyskuje się więc istniejący na sieci nadmiar energii w ten sposób, że na górnym stopniu zakładu Wäggitale przepompowuje się dolną wodę z bocznego dopływu do zbiornika, a zatem w kierunku przeciwnym. Zakłady w Wäggitale mają 2 stopnie, wyższy o 241 m spad i niższy o 194 m. Na tym pierwszym stopniu oprócz wody zbiornikowej, przechodzącej przez turbiny, jest jeszcze woda z bocznego dopływu. Tę wodę dopływu przepompowuje się pod ciśnieniem do zbiornika, i w zimie spada ona z łącznej wysokości 455 m. Gdy trzeba ją podnieść na wysokość mniejszą, bo tylko na 241 m, powstaje pewien zysk na energii i nawet przy 50% sprawności przetłaczania wody wyzyskuje się netto 130% włożonej energii. Energię tę czerpie się z sieci, z innych zakładów. W Trenurgio pompuje się również na wysokość 800 m pewną ilość wody w lecie, przy stracie łącznej 50 % energii; ponieważ pompuje się energję nadzwyczaj tanio, a odzyskuje bardzo wartościową na pokrycie szczytów zimowych, cały ten proceder doskonale się opłaca.

Niemcy budują dwa zakłady zbiornikowe, jeden niedaleko Drezna, drugi na zachodniej granicy Luksemburga. W zakładach tych jest pompowana woda energją cieplikową. Pozwoli to zakładom cieplikowym odciążyć bardzo równomiernie; nadmiar energii zostaje zużyty na podniesienie wody do zbiornika, a następnie służy w turbinach, poruszających wodą zbiornikową, do pokrycia szczytów wieczornych.

Mamy więc drugi rys charakterystyczny dla nowoczesnych zakładów wodnych, mianowicie ten, że starają się one dostosować dokładnie swoją produkcję do zapotrzebowania energii i co więcej, że zakład wodny, oparty na zbiorniku, jest w stanie polepszyć warunki pracy zakładu cieplikowego, gdyż ten ostatni może pracować pod jednostajnym obciążeniem, zatem w najkorzystniejszych dla siebie warunkach. Przy takiej współpracy zakładów, wszelkie wahania w odbiorze energii przyjmuje na siebie zakład wodny, gdyż tam przy nierównomiernym obciążeniu nie ma strat na energii; spółczynnik sprawności turbiny jest bardzo wysoki i przy odpowiednim podziale na szeregi jednostek turbinowych przeciętna sprawność turbin może być utrzymana na bardzo wysokim poziomie.

Następnym rysem charakterystycznym — trzecim — obecnie budowanych zakładów wodnych jest to, że buduje się je w dużej liczbie wypadków nie

jako samoistne zakłady, służące jedynie i wyłącznie dla produkcji energii, ale że zakłady te służą jednocześnie i do innych celów. A zatem zbiorniki służą jednocześnie do regulacji rzek, zmniejszają fale powodziowe, służą do zasilania kanałów wodnych, do nawadniania, zasilania wodociągów i t. d. Jazy zakładów wodnych służą do polepszenia żeglugi, do odprowadzenia wody dla nawadniania i t. d. Jeżeli postępować racjonalnie, trzeba stworzyć sobie plan wyzyskania całego biegu rzeki takiego, któryby pozwolił wyzyskać całą rzekę w najrozmaitszych kierunkach (plan d'aménagement de la rivière). Istnieją takie plany wyzyskania Rodanu, Loiry, gdzie są projektowane jazy i zbiorniki. Budowle te służyć będą równocześnie do uchwycenia fali powodziowej, do podniesienia stanu wody, i w ten sposób przedłużania okresu żeglugi, dostarczania wody dla nawodnienia i t. d. Zbiorniki, pobudowane w Los Angeles i w San Francisco na zachodnim wybrzeżu Ameryki, służą z jednej strony do zasilania wodociągów, a z drugiej do wyzyskania bardzo wielkiej ilości energii, częściowo także dla nawadniania. Zbiornik w Sardynji pozwala wyzyskać siłę wodną, która ma być przeniesiona do kopalń, a zarazem pozwoli nawodnić grunta, które dotychczas były zupełnie pozbawione wody.

Włochy w swych zbiornikach są w stanie zmagazynować 700 000 kWh. Energia ta da się prze-

nieść na okres większego jej zapotrzebowania, przedewszystkiem na okres zimowy.

Przechodzę teraz do naszych stosunków. Można stwierdzić, że w Karpatach, ze względu na ogromne powodzie, które rok rocznie stale nawiedzają nadbrzeżne okolice, muszą być pobudowane zbiorniki na rzekach; zbiorniki te będą służyć tak dla ochrony przed powodzią, jak i dla wyzyskania siły wodnej i wkońcu dla współpracy zakładów wodnych z zakładami ciepłowni, a tem samem dla poprawienia warunków pracy zakładów ciepłownych.

A zatem w górskim biegu naszych rzek w Karpatach, ze względów na ogólną gospodarkę państwową wodną, muszą być zbudowane zbiorniki. Jeżeli chodzi o biegi rzek nizinnych, to tam zakłady o sile wodnej będą budowane na jazach, polepszających warunki żeglugi, gdyż podnoszących niskie stany wody. Tu przykładem mogą być dla nas Czechy, gdzie przed wojną jeszcze zostały skanalizowane Wełtawa i Łaba. Obecnie łączy się stanowiska, podnosi poziomy piętrzeń i na tych jazach kanalizacyjnych będzie wyzyskiwana siła wodna.

Podobnie systematycznie kanalizują jazami górny Ren między Bazyleją a jeziorem Bodeńskim. Jazy te służą na razie tylko do wyzyskania siły wodnej, w przyszłości będą zarazem jazami kanalizacyjnymi.

POSTĘPY W BUDOWIE I ZASTOSOWANIU TURBIN WODNYCH.

Prof. St. Zwierzchowski

Odczyt, wygłoszony w Kole Warsz. Stowarzyszenia Elektr. Polskich.

W tym krótkim czasie, jaki mam do dyspozycji, nie mogę niestety omówić tych wszystkich spraw, któreby Panom jako konstruktor turbin wodnych przedstawić pragnął. Ograniczyć się muszę do najważniejszych tylko rzeczy.

W ostatnich dwudziestu latach zrobiono w budowie i zastosowaniu turbin wodnych ogromne postępy. Najważniejszymi zdobyczami z punktu widzenia konstrukcji są:

- 1) powiększenie mocy poszczególnych jednostek,
- 2) powiększenie szybkości,
- 3) powiększenie sprawności.

Z punktu widzenia zaś zastosowania najważniejszym postęпом lat ostatnich jest zrozumienie, iż każda turbina wodna, a raczej każdy wirnik turbiny wodnej ma, że się tak wyrażę, swoją indywidualność, którą brać trzeba pod uwagę skrupulatnie, jeżeli się chce osiągnąć jaknajlepsze wykorzystanie danej siły wodnej we wszystkich warunkach pracy. Do czterech spraw chcę ograniczyć odczyt dzisiejszy.

1. POWIĘKSZENIE MOCY POSZCZEGÓLNYCH JEDNOSTEK.

Kiedy w roku 1906 w firmie Allis Chalmers Co w Milwaukee budowano turbinę Francisa o osi pionowej na 1300 K M przy spadku 380 stóp (116 m), a jednocześnie drugą turbinę Francisa o osi poziomej na 9 700 K M przy spadku 550 stóp (168 m), konstruktorzy na obu półkulach śledzili te prace z wielkim zaciekawieniem, graniczącym z nieufnością, i czekali na wyniki. Imponowała wówczas wszystkim moc turbiny pierwszej a wysokość spadku (jak na turbiny Francisa) drugiej.

Obie turbiny zbudowano w roku 1907. Są one do dnia dzisiejszego w ruchu — próba zatem się udała. Rys. 1 do 6 przedstawiają te dwie turbiny. Od tego czasu ani wysokość spadku ani wielkość mocy na jednym kole nie przerażały już konstruktorów turbin wodnych, tak że ta sama firma już w roku tym samym chciała się podjąć budowy turbiny wodnej na 30 000 K M, — lecz zawiedli wówczas elektrotechnicy, którzy nie chcieli podjąć się zbudowania prądnicy dla tej turbiny.

W latach następnych budowano turbiny coraz to większe nie tylko na spadki wysokie i średnie, ale także na spadki niskie. Niedawno instalowano turbinę, napędzaną wodą Niagary, na moc 75 000 K M (patrz rys. 7, 8 i 9), a obecnie

mówi się o zbudowaniu dla Rosji turbin po 100 000 K M. Stwierdzić więc możemy, że w obecnej chwili, o ile warunki hydrauliczne na to pozwolą, konstruktorzy turbin wodnych podejmą się zbudować turbinę na największą moc, na jakąby elektrotechnicy podjęli się zbudować prądnice.

Że wymiary tych turbin olbrzymich zależą od wysokości uzyskanego spadku, rozumie się samo przez się. Przy niskich spadkach dochodziło się niejednokrotnie do tak wielkich wymiarów, że nawet wirniki trzeba było ze względu na transport kolejowy podzielić na części (rys. 10).

Co do ogólnej konstrukcji tych turbin olbrzymich, to stosuje się obecnie tylko układ o osi pionowej z doprowadzeniem wody przez spiralę betonową lub zabetonowaną a odprowadzeniem wody rurą ssącą, zazwyczaj betonową zwykłej konstrukcji z zagięciem w stronę kanału odprowadzającego lub też bez tego zagięcia, przyczem jednak powiększa się efektywną długość rury przez dodanie szerokiego dna prostego lub stożkowato wypukłego.

Przy spadkach bardzo wysokich stosuje się, jak dawniej, koła Peltona, które także dochodzą do wymiarów bardzo wielkich, jak to widać z rys. 11, 12 i 13, przedstawiających najsilniejsze w świecie koła Peltona.

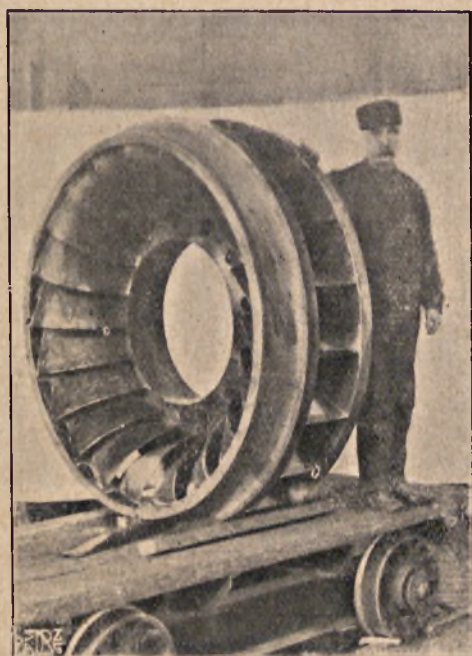
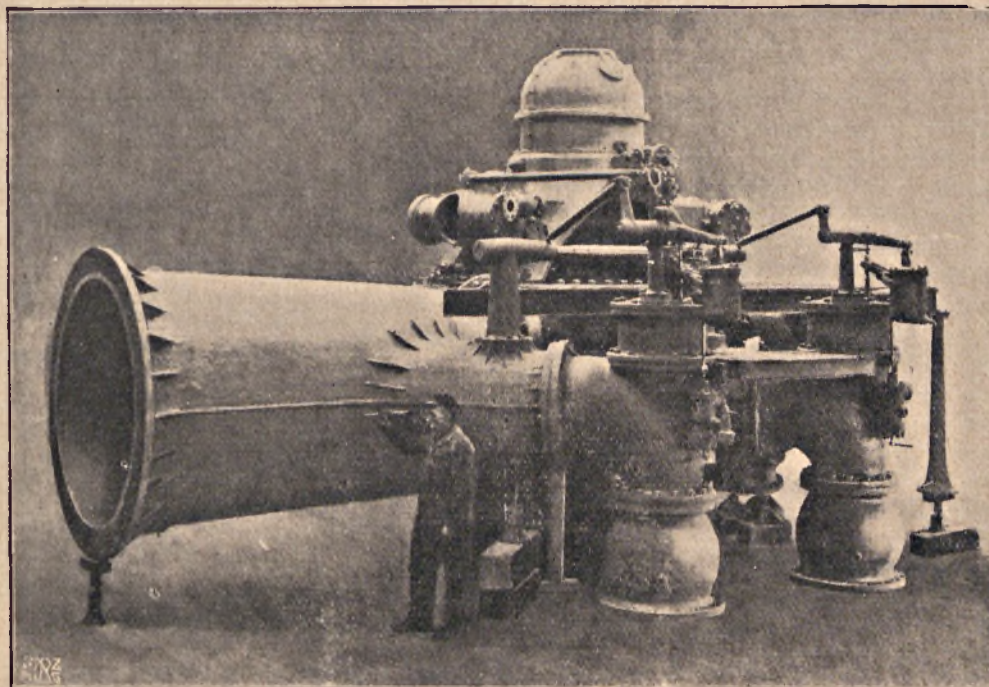
2. POWIĘKSZENIE SZYBKOBIEŻNOŚCI

Przechodząc teraz do kwestji drugiej, musimy nasamprzód wyjaśnić, co się rozumie pod „szybkobieżnością” turbin wodnych. Otóż jasne jest, że tak moc jak i ilość obrotów wirnika zależą przy danym spadku przedewszystkiem od wymiarów, a zatem w pierwszej linii od średnicy wirnika, a mianowicie: przez powiększenie średnicy otrzymuje się powiększenie mocy a zmniejszenie ilości obrotów.

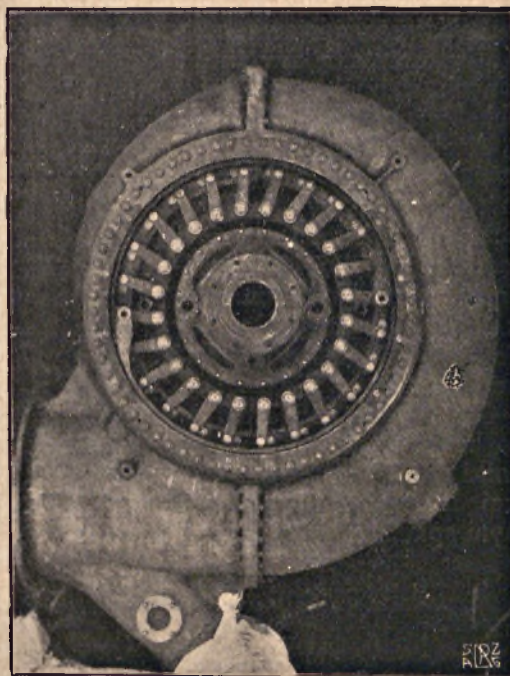
Oczywista, że konstruktor ma możność zmieniania tak mocy jak prędkości wirnika o danej już średnicy, lecz czynić to może tylko w pewnych granicach. Dla tego *równoczesne* powiększanie mocy i prędkości przy danym spadku, — a takie właśnie zadanie miał konstruktor turbin wodnych do rozwiązania dzięki ogólnemu rozwojowi techniki, wymagającemu coraz to silniejszych i coraz to szybszych silników, — przedstawiało bardzo wielkie trudności. I właściwie rozwiązywanie tego zadania było bodajże najważniejszym rysem historycznym rozwoju konstrukcji turbin wodnych w ostatnich dwudziestu latach.

Z wyżej wymienionej zależności między mocą i ilością obrotów wirnika a jego średnicą (przy danym spadku) wyprowadzić można pewien wyraz, który jest miarą postępu, zrobionego w kierunku

Z wzoru powyższego widzimy, że, jeżeli spadkowi damy wartość = 1 m a mocy wartość = 1 KM, to n_s będzie identyczne z ilością obrotów n . A zatem wyraz ten daje, lub symbol n_s jest „tą



Rys. 1. 2. 3.
Turbina na 1300 KM,
spadek 380 stóp. ilość
obrotów 375. Zbudo-
wana w styczniu 1907 r.
przez Allis Chalmer Co
w Milwaukee.



równoczesnego powiększania obu. Wyraz ten, znany dość ogólnie, brzmi:

$$n_s = \frac{n \sqrt{HP}}{H \sqrt{H}} = n_1 \sqrt{HP_1}$$

gdzie n jest ilością obrotów danego wirnika, HP jest mocą, a H spadkiem, pod którym pracuje, lub gdzie

$n_1 = \frac{n}{\sqrt{H}}$ jest ilością obrotów, zredukowaną do

spadku $H = 1m$, a $HP_1 = \frac{HP}{H \sqrt{H}}$ jest zredukowaną tak samo mocą.

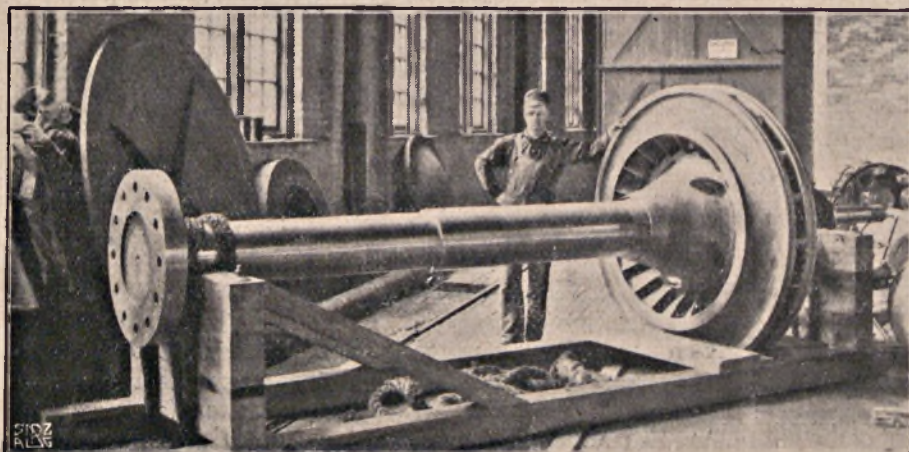
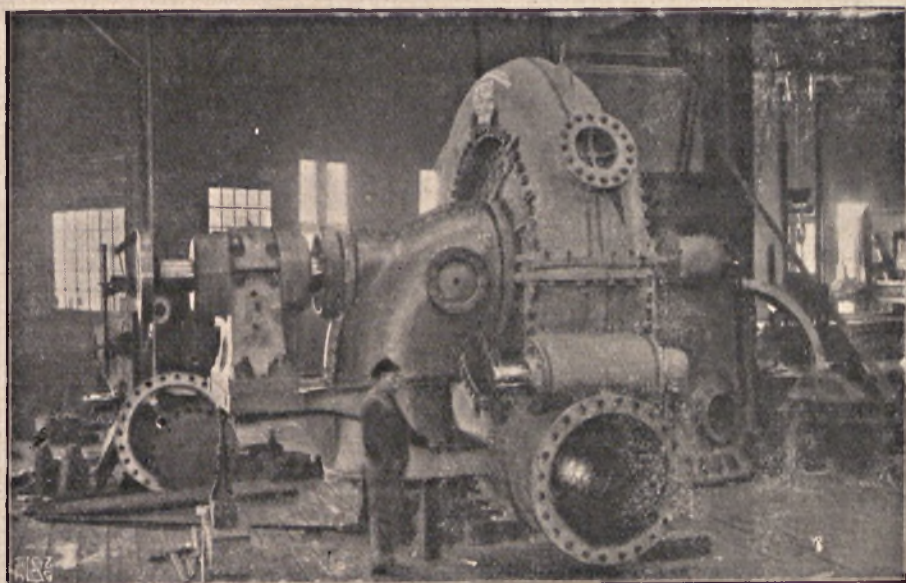
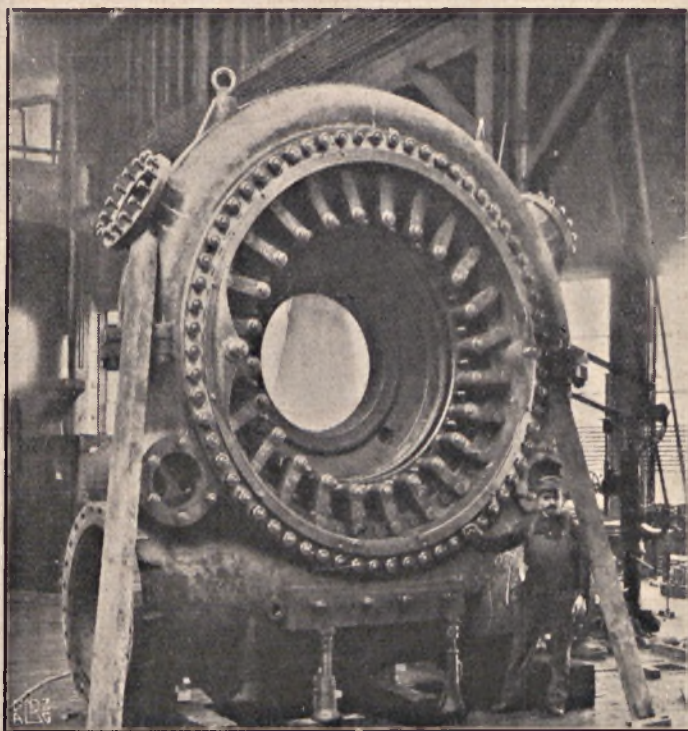
ilością obrotów, jaką dany silnik będzie miał przy spadku 1 m, jeżeli wymiary jego (zachowując oczywiście wszystkie jego proporcje bez zmiany) zmienimy do takich, że moc jego będzie przy spadku = 1 m równą jednemu KM".

Z definicji tej wynika, że n_s jest istotnie miarą „szybkobieżności” wirników turbin wodnych — powiększanie więc szybkobieżności jest powiększaniem wartości n_s . Jak już wspomniałem, przy powiększaniu szybkobieżności dochodzimy wkrótce do takich warunków, a więc do takich wartości n_s , że zadanie konstruktora staje się bardzo trudne.

a w końcu wogóle niemożliwe do rozwiązania. Wskutek pewnych ogólnie przyjętych, a jak się okazało, zupełnie fałszywych i konstruktorów niepotrzebnie krępujących założeń ustalono swego czasu, że maksimum dla n_s , jakie osiągnąć można bez zbyt wielkich strat na sprawności, wynosi około 350, i przez cały szereg lat wartości tej wogóle nie starano się przekraczać. Dawano nawet teoretyczne dowody na to, że sprawność turbiny wodnej musi być mniejsza, kiedy n_s jest większe, a przy wartościach około 350 dochodzi już do tak niskich wartości, że dalsze jej obniżanie byłoby niedopuszczalne. Taki stan rzeczy i takie ogólne przekonanie istniało w kołach specjalistów aż do roku 1909, kiedy to w Ameryce te zapatrywania obalono i rozpoczął się nowy okres w budowie turbin wodnych szybkoobrotowych. Okres ten swego czasu dokładnie opisałem w odczycie, wygłoszonym w tej samej sali przed Kołem Mechaników. Dość że w roku tym podniesiono n_s do 390, a w roku 1913 do 460 w wirnikach, które jeszcze można uważać za wirniki typu Francis'a (rys. 14). Następnie przechodząc coraz to więcej do silników osiowych — przy zachowaniu jednak zasilania dośrodkowego, jak w turbinach Francis'a — doszło się do $n_s = 800$, a nawet wyjątkowo do $n_s = 1000$.

Rys. 15 przedstawia ewolucję budowy silników turbin wodnych z punktu widzenia szybkoobrotowości.

Ażeby sobie lepiej uświadomić, co postęp zrobiony w tym kierunku w praktyce znaczy, wystarczy powiedzieć, że do roku 1909 uważano, iż naprzykład na spadek 4 m nie można było przy ilości obrotów 200 zbudować wirnika na moc większą, niż 120 KM. W roku 1913 można było budować bardzo dobre wirniki na 210 KM, — przy tej samej ilości obrotów i tym samym spadku, a obecnie mo-



Rys. 4, 5, 6.

Turbina na 9 700 KM, spadek 550 stóp, ilość obrotów 400. Zbudowana w styczniu 1907 r. przez Allis Chalmer Co w Milwaukee.

zna je budować na 650 KM, — a nawet niemal że na 1000 KM.

3. POWIEKSZENIE SPRAWNOŚCI.

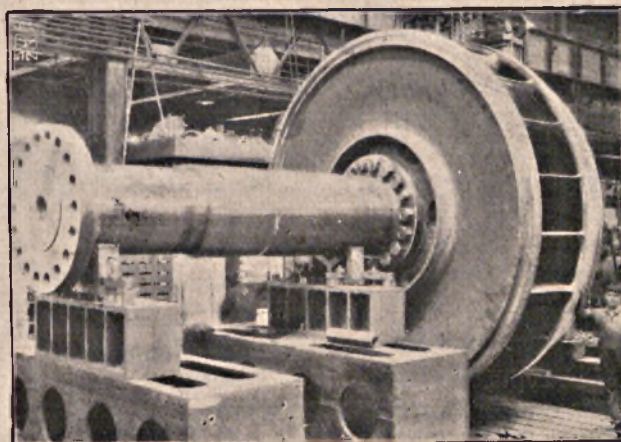
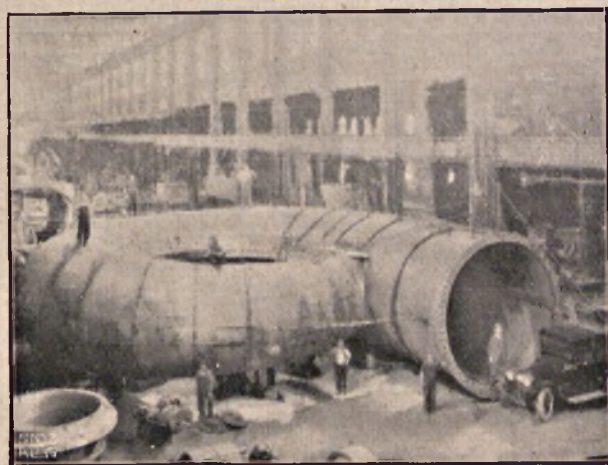
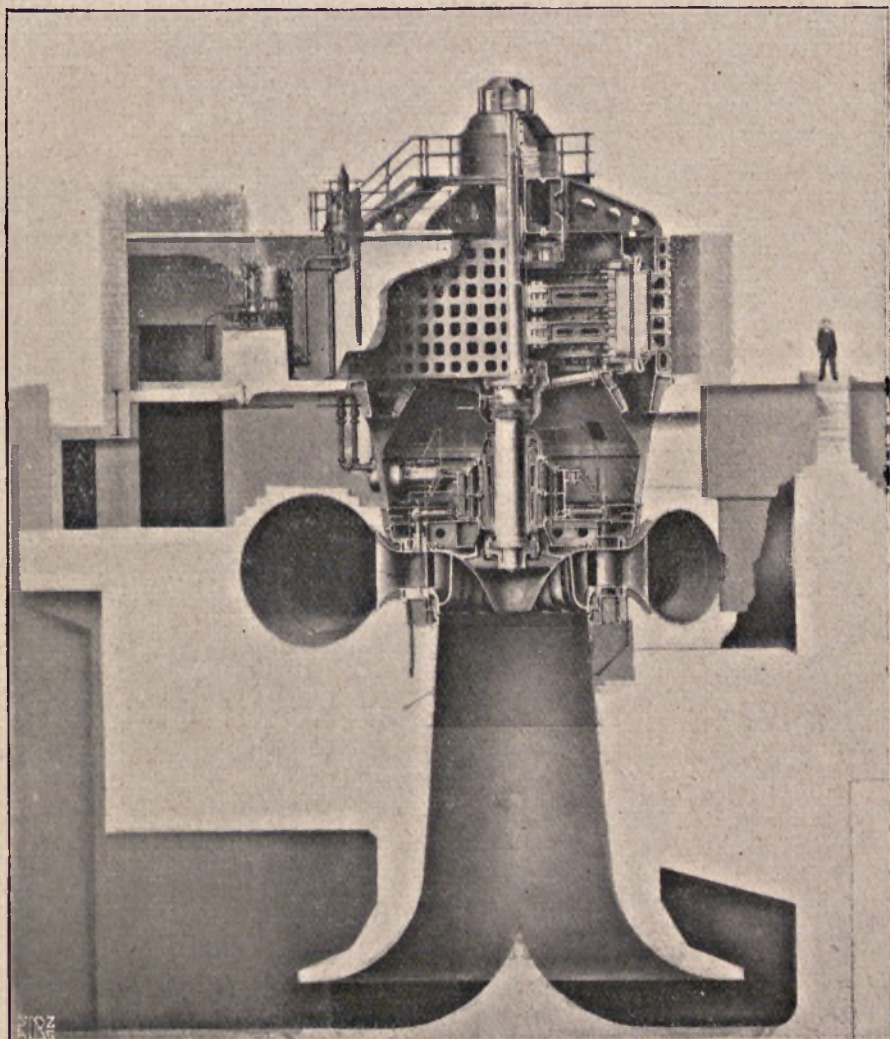
Przechodząc teraz do punktu trzeciego, zaznaczyć muszę na samym początku, że postępy, osiągnę

wie wirników na coraz to większe n_s , otrzymywano coraz to lepsze sprawności. Dawniej sprawność 80 — 82%, a najwyższej 84% była uważana za bardzo dobrą i zupełnie zadawalną, — tymczasem w roku 1909 budowano w Ameryce wirniki o średniej wielkości na 80% sprawności przy $n_s = 390$ a w roku 1913 na 91% przy $n_s = 460$. Turbiny o większych wymiarach dochodziły i dziś dochodzą do 94% sprawności.

Pierwsze wiadomości o tych wielkich sprawnościach powitano w Europie, a szczególnie w Niemczech z niewiarą — i znowu dowodzone „teoretycznie”, że są one zupełnie niemożliwe. Lecz dowody te wciąż jeszcze opierały się na owych błędnych i krępujących założeniach i wskazaniach starych, które tak długo powstrzymywały postęp w kierunku n_s . Obecnie i Europa buduje turbiny wodne o tak wysokich sprawnościach i nikt ich nie kwestionuje.

4. RACJONALNE ZASTOSOWANIE

Jak wiadomo, każda maszyna reaguje w sposób dla niej charakterystyczny na warunki, w jakich ma pracować. Szczególnie jaskrawo reagują na nie maszyny wirnikowe. Każda pompa odśrodkowa n. p. ma tak wybitną indywidualność, że niejednokrotnie, kiedy pracować ma w innych, niż normalne, warunkach, sprawia takie niespodzianki,



Rys. 7, 8 i 9. Turbiny dla Niagary. HP = 70 000, $n = 167$, H = 213 stóp. Waga wirujących części przeszło 32 tony.

nięte co do sprawności, szły w parze z postęпами co do szybkobieżności. Okazało się bowiem, że te same teorie a raczej mniemania, które ustalały dla n_s maksymalną wartość około 350, były błędne także odnośnie do sprawności, bo właśnie przy budo-

iz wielu inżynierów do dziś unika instalowania pomp odśrodkowych mimo ich ogólnych zalet.

Wprawdzie turbiny wodne takich niespodzianek jak pompy odśrodkowe, które niejednokrotnie wprost przestają pompować, nie sprawiają, bo zaw-

sze się przy tych zmiennych warunkach, jakie w praktyce zachodzą, obracać będą i pewną moc dadzą. Mimo to jednak każdy wirnik turbiny wodnej ma swą wybitną indywidualność, którą wziąć trzeba pod uwagę, jeżeli się chce, aby dana siła wodna była jaknajlepiej wykorzystana w całości t. j., aby średnia sprawność zakładu była jaknajlepsza. Rys. 16 jest przykładem jednego z wirników, budowanych w Ameryce. Jest to topograficzny rysunek pagórków sprawności, pozwalający określić sprawność danego wirnika przy dowolnym spadku. W tem bowiem, że krzywe sprawności narysowane są w zależności od zredukowa-

nej ilości obrotów $n_1 = \frac{n}{\sqrt{H}}$ i od zredukowa-

nej mocy $HP_1 = \frac{HP}{H\sqrt{H}}$, kryje się i zależność od spadku.

Weźmy dla przykładu wirnik 16. Niech spadek, pod którym pracuje normalnie, będzie 9 m, a ilość obrotów 300; zredukowana

ilość obrotów będzie $\frac{300}{\sqrt{9}} = 100$. Gdybyśmy

na linii $n_1 = 100$ przecięli pagórek sprawności, otrzymalibyśmy krzywą sprawności w zależności od zredukowanej mocy przy stałym spadku normalnym 9 m. Widzimy, n. p., że najlepsza sprawność 90% zachodziłaby przy $HP_1 = 20.6$ lub przy rzeczywistej mocy $HP = 20.6 \times 9 \sqrt{9} = 556 \text{ K M}$, a maksymalna moc wynosiłaby:

$$HP = 21.8 \times 9 \sqrt{9} = 588.$$

Widzimy również, że przy mocy

$HP = 14 \times 9 \sqrt{9} = 378$, czyli przy obciążeniu 64% otrzymalibyśmy jeszcze 80% sprawności.

Wystawmy sobie teraz, że wirnik ma pracować także pod spadkiem 6.5 m (w sezonie wód wysokich), — naturalnie przy tej samej ilości obrotów. Znaczyłoby to, że zredukowa-

na ilość obrotów wynosiłaby teraz $\frac{300}{\sqrt{6.5}} = 117.7$ i że musielibyśmy na tej linii przeciąć pagórek sprawności, aby odczytać sprawność dla każdego obciążenia zredukowanego, a mnożąc je przez $6.5 \sqrt{6.5}$, dla każdego obciążenia rzeczywistego, widzimy n. p., że obecnie najlepsza sprawność wynosiłaby 84% i to przy obciążeniu $HP = 21.25 \times 6.5 \sqrt{6.5} = 356 \text{ K M}$, a największa moc, jakabyśmy z wirnika tego wydobyli, wynosiłaby $22 \times 6.5 \sqrt{6.5} = 365 \text{ K M}$.

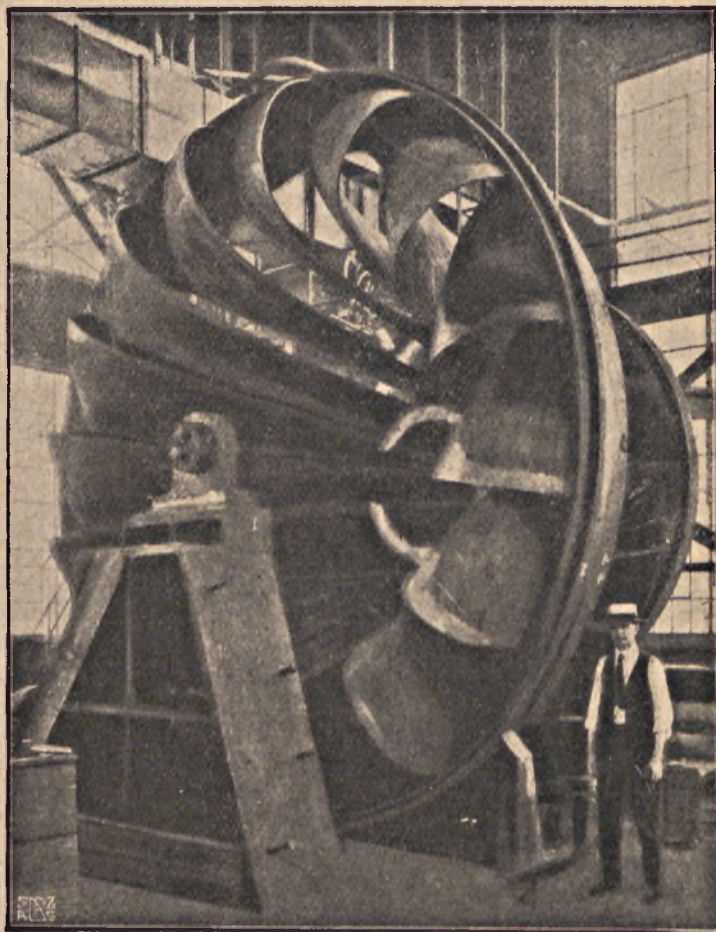
Przypuśćmy dalej, że idzie w tym wypadku o stację, która ma przez cały rok, a zatem i w sezonie wysokich wód mieć co najmniej 2000 K M. Znaczyłoby to, że musielibyśmy instalować co najmniej 6 silników i mieć je wszystkie w ruchu w sezonie wód wysokich.

Gdybyśmy jednak powiększyli średnicę wirnika z 690 mm (taką bowiem średnicę ma wirnik dotąd rozpatrywany) na 730 mm, okazałoby się, że 5 silników wystarczyłoby, — naturalnie kosztem sprawności.

Wirnik 730 mm powinien bowiem mieć zredukowaną ilość obrotów $\frac{690}{730} \times 100 = 94.6$, jeżeliby

miał tak, jak poprzedni, dać najlepszą sprawność przy normalnym spadku $H = 9 \text{ m}$. Tymczasem, jeżeli ma on mieć tę samą ilość obrotów, co poprzedni, znaczy to, że musimy go przyspieszyć w sto-

sunku $\frac{730}{690} = 1.058$, a zatem przy $H = 9 \text{ m}$ warunki



Rys. 10. Wirnik turbiny — podzielný. Moc 10 800 K M, spadek 30 stóp, ilość obrotów 556. Zbudowany przez I. P. Morris w Philadelphji.

pracy wirnika 730 mm odpowiadałyby tym, którebyśmy w wirniku 690 mm otrzymali, przecinając pagórek sprawności na linii 105.8. Mielibyśmy więc sprawność najlepszą nieco poniżej 90% (poprzednio mieliśmy 90.7%). Przy $H = 6.5 \text{ m}$ zaś warunki odpowiadałyby tym, które otrzymalibyśmy, prze-

cinając pagórek sprawności na linii $117.7 \times \frac{730}{690} = 124.5$.

Najlepsza sprawność w tym wypadku wynosiłaby nieco ponad 80% (poprzednio mieliśmy 84%), a maksymalna moc wirnika wynosiłaby, ponieważ moc zmienia się z średnicą jak średnica, wzięta do kwa-

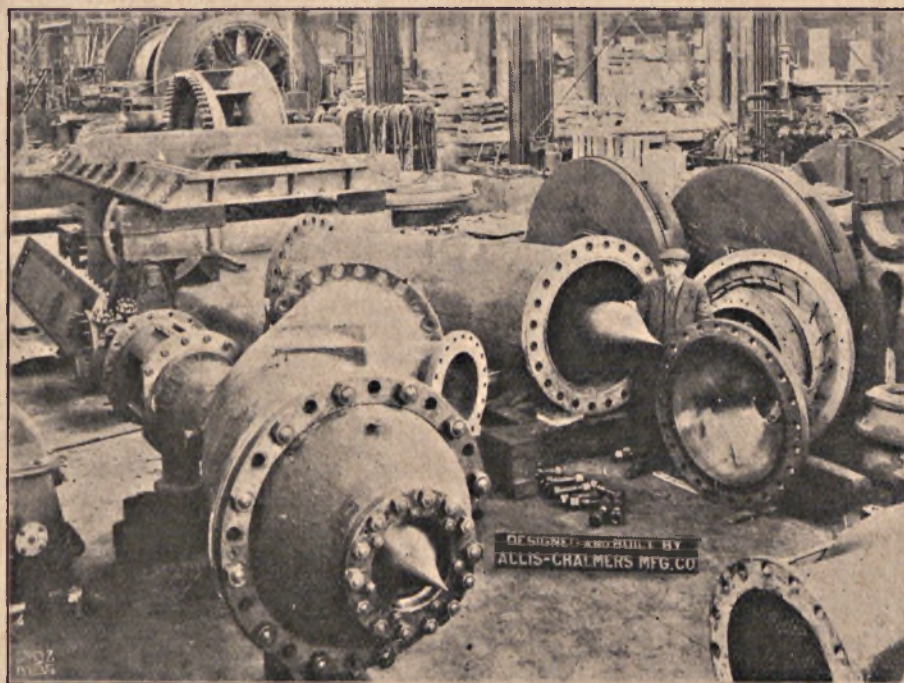
dratu, $HP_{\max} = 22 \times \left(\frac{730}{690}\right)^2 \times 6.5 \sqrt{6.5} = 408$.

A zatem, jak zaznaczaliśmy, pięć wirników wystarczyłoby zamiast sześciu.

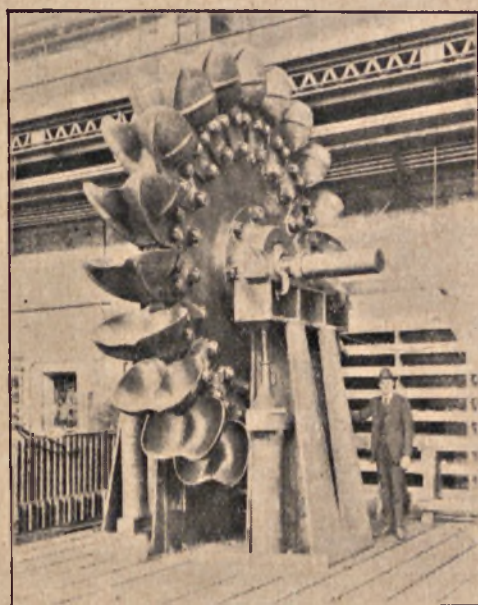
Ten jeden przykład niech wystarczy, aby wykazać, jak istotnie ważnem jest przy instalowaniu turbin wodnych kierować się nie tylko tem, że ten lub ów wirnik ma taką a taką sprawność najlepszą lub może kosztuje tyle a tyle, ale także tem, jaką posiada ogólną charakterystykę, wyrażającą się w kształcie pagórka sprawności. Nie wszystkie wir-

ka sprawności bardzo często będzie wskazane „pospekulować”, że się tak wyrażę, nieco na średnicy wirnika, t. j. instalować celowo wirnik albo większy albo mniejszy od tego, jakiby odpowiadał normalnemu spadkowi.

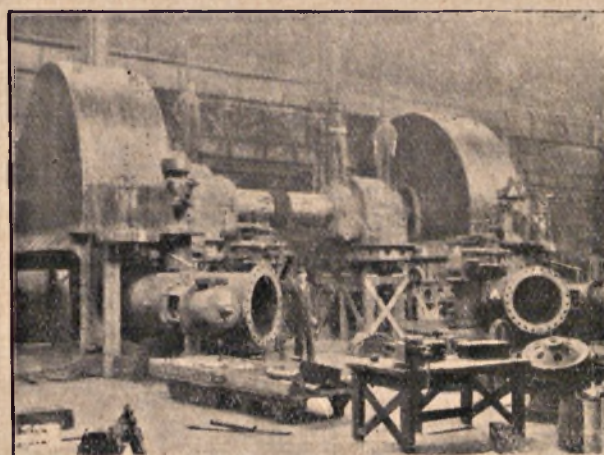
I za wielki postęp w praktyce lat ostatnich uważać musimy właśnie to, że obecnie bierze się te



Rys. 11.



Rys. 12.

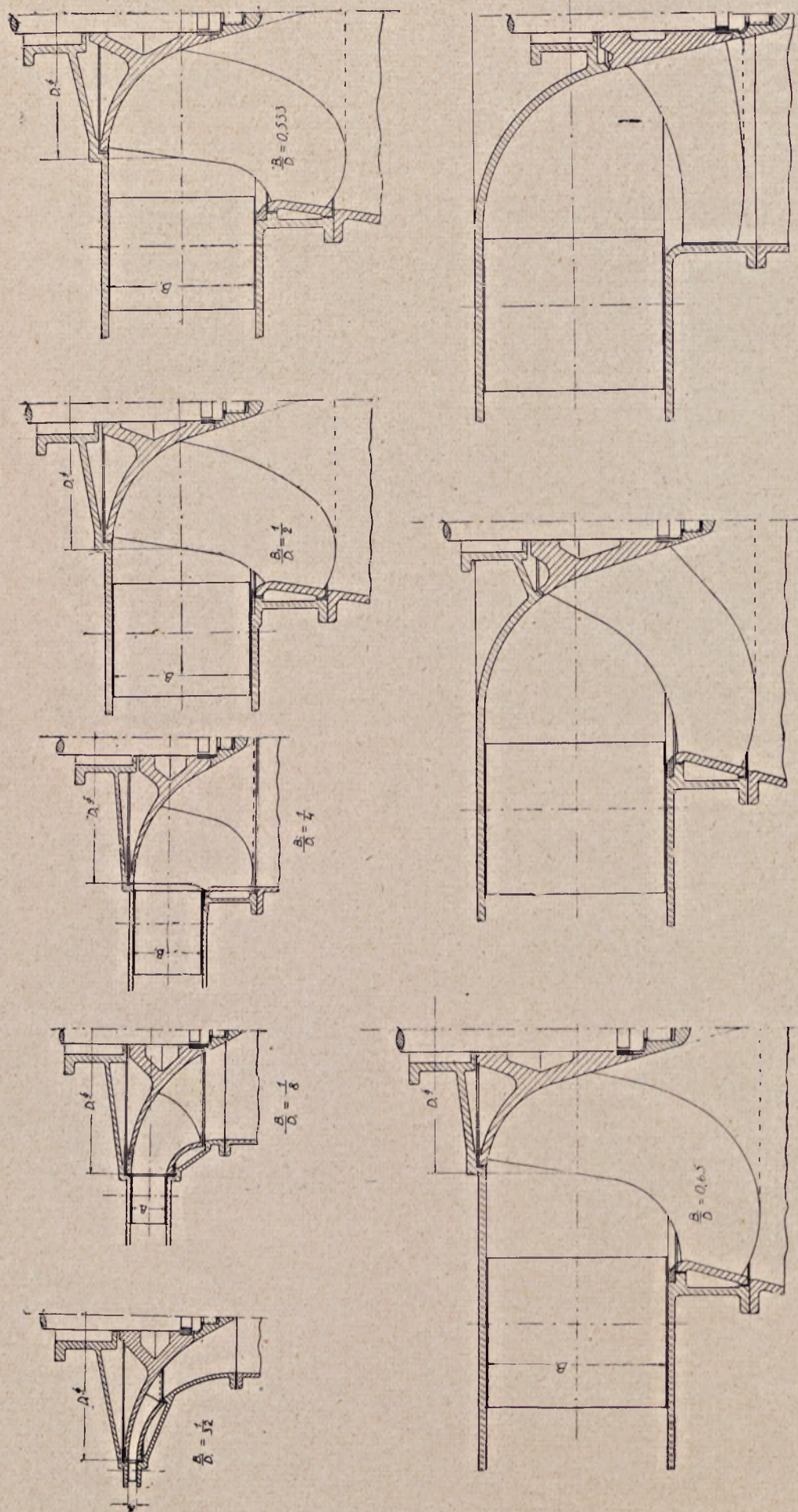


Rys. 13

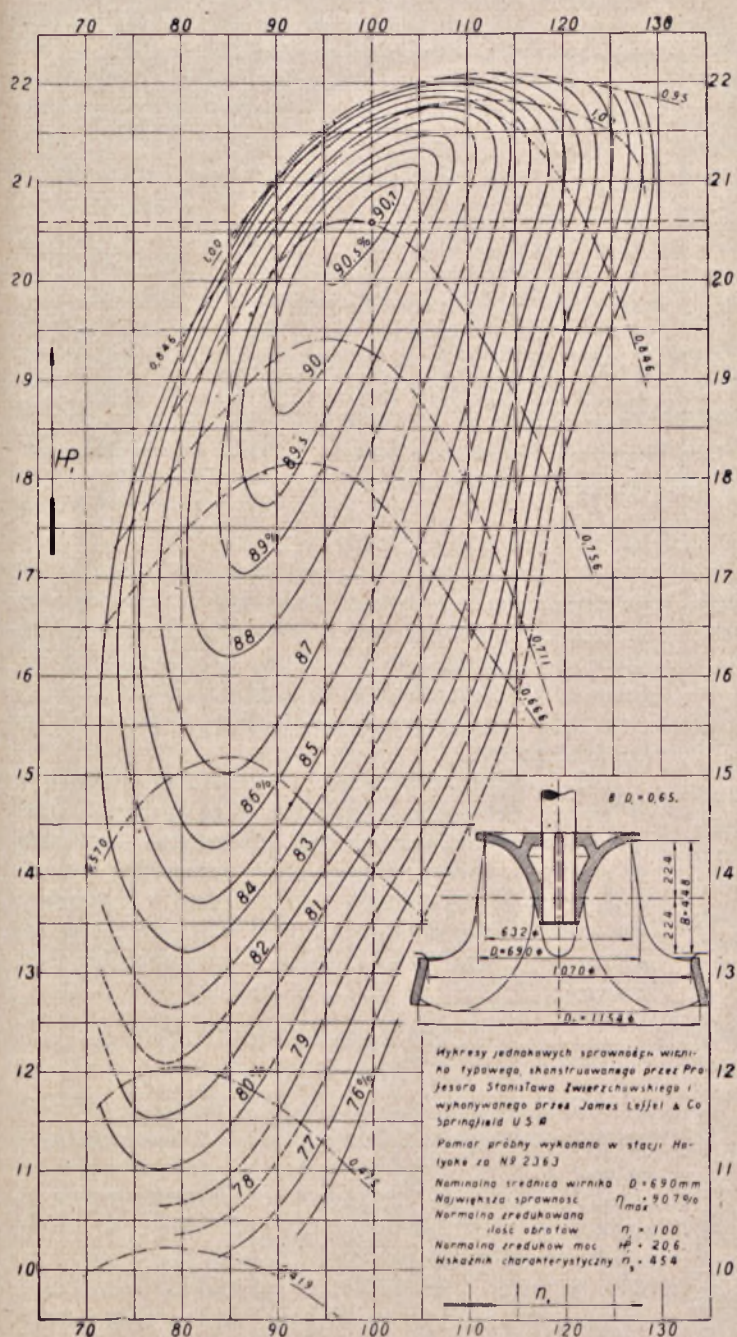
Rys. 11, 12, 13. Turbina z dwoma kołami Peltona. Moc 30 000 HP, spadek 1008 stóp, ilość obrotów 171. Najsilniejsze koło Peltona.

niki dadzą równie dobre rezultaty, choćby miały tę samą sprawność, moc i ilości obrotów przy spadku normalnym. Z przytoczonego przykładu wynika, że nie zawsze będzie wskazane instalować turbinę, dającą najlepszą sprawność przy normalnym spadku i normalnem obciążeniu. Zależnie od danych hydraulicznych, siły wodnej i kształtu pagór-

sprawy skrupulatnie pod uwagę. Dlatego też, aczkolwiek powiedzieć można, że turbiny na średnie i wielkie moce buduje się zawsze ad hoc, to jednak co do wirników praktykuje się, że używa się tylko typów znormalizowanych i wypróbowanych, bo teoretycznie określić charakterystyk wirników nikt nie jest w stanie.



Rys. 15. Ewolucja typów wirników z punktu widzenia szybkości.



Rys 16.

Szczególnie w dobie obecnej, kiedy dochodzi się do tak ekonomicznego wyzyskania energii cieplnej w silnikach parowych, wiele sił wodnych okazuje się rentownymi dopiero po dokładnym doborze wirnika i co do typu i co do średnicy — a niejednokrotnie dopiero po bardzo dokładnym opracowaniu planu pracy elektrowni wodnej i na wszystkie możliwe kombinacje obciążenia i spadku, jakie zachodzić mogą.

To też, kiedy idzie o elektrownie wodne na bardzo wielkie moce, odbiorca coraz częściej nie zadawania się tem, że firma projektująca turbiny ma już wypróbowane typy wirników i na zasadzie znanych dla nich krzywych charakterystycznych daje ściśle gwarancje, lecz zamawia osobną turbinę próbną, w zupełności podobną do tej, jaką się ma instalować w rzeczywistości, i każe ją poddać ścisłym badaniom w laboratorium, przy ewentualnem zastosowaniu różnych modyfikacji w budowie wirnika, ewentualnie także rury ssącej i spirali doprowadzającej, aby się upewnić co do charakterystyk turbin, jakie mają być instalowane. Po ich zainstalowaniu zaś robi się na miejscu jaknajdokładniejsze pomiary, aby na zasadzie aktualnych charakterystyk opracować ostateczny plan pracy stacji na wszelkie kombinacje mocy, spadku i ilości wody, jakie zachodzić mogą.

Ma to szczególne znaczenie we wszystkich wypadkach, gdzie siła wodna jest bardzo zmienna co do wysokości spadku i ilości wody, a zakład wodny jest tylko jedną z siłowni, — obok siłowni cieplikowych, — zasilających większą sieć okręgową w prąd.

ELEKTROWNIA CIEPLNA JAKO CAŁOŚĆ.

Stanisław Konczykowski, Inżynier-elektryk.

(Odczyt, wygłoszony w dniu 13-m marca 1928 r. w Kole Warszawskim i w dniu 24-m maja 1928 r. w Kole Łódzkim Stowarzyszenia Elektrotechników Polskich).

TREŚĆ. Krótka charakterystyka nowoczesnych prądów w budowie elektrowni ciepłych oraz opis projektu elektrowni okręgowej w Poznaniu, wykonanego przez S. A. „Siła i Światło”.

Racjonalna elektryfikacja opierać się powinna na planowym i głęboko przemyślanym programie elektryfikacyjnym z uwzględnieniem wszelkich technicznych i gospodarczych warunków Państwa i poszczególnych obszarów. Celem programu elektryfikacyjnego jest organizacja zakładów elektrycznych; organizacja ta zmierzać powinna do ujęcia zakładów elektrycznych w pewne formy z punktu widzenia techniczno - gospodarczego najbardziej racjonalne.

Pod względem organizacji zakłady elektryczne użyteczności publicznej podzielić można na szereg kategorii, zależnie od charakteru zakładu, obszaru zasilania i t. p. Najniższą formę stanowią zakłady o charakterze miejscowym, których obszar zasilania obejmuje jedną tylko miejscowość: miasto, osadę, wieś i t. p. Wyższą formę organizacyjną stanowią zakłady okręgowe, działające na większych obszarach, wytwarzające energję elektryczną w większych ilościach i dostarczające ją bądź zakładom miejscowym dla dalszego rozdziału, bądź bezpośrednio odbiorcom. Na obszarach o znacznem zapotrzebowaniu energii elektrycznej produkcja energii elektrycznej może być z korzyścią ześrodkowana bezpośrednio przy naturalnych źródłach energii, jak na przykład, na kopalniach węgla, na siłach wodnych i t. p. W ten sposób powstają zakłady krajowe, które zapomocą wielkich krajowych sieci przesyłowych zaopatrują w energję elektryczną zakłady okręgowe i miejscowe lub dostarczają energję bezpośrednio odbiorcom. Wreszcie zakłady elektryczne o charakterze okręgowym lub krajowym mogą być łączone między sobą zapomocą sieci ogólnopństwowej, zapewniającej tym zakładom wzajemną rezerwę i wyrównanie obciążeń.

Poszczególne formy zakładów elektrycznych kształtują się stopniowo. W miarę rozwoju elektryfikacji wytwórczość energii elektrycznej przejmują zakłady o typie okręgowym lub krajowym, natomiast typ drobnych zakładów wytwórczych o charakterze miejscowym stopniowo

zanika, jako mniej racjonalny pod względem gospodarczym. Dlatego też, jeżeli mówić będziemy o nowoczesnych prądach w dziedzinie budowy elektrycznych zakładów wytwórczych, będziemy mieć na uwadze zakłady o typie okręgowym wzgl. krajowym, t. j. zakłady o średniej lub wielkiej mocy.

W każdym zakładzie wytwórczym ciepłym mamy do czynienia z dwiema zasadniczymi przemianami: przemianą energii chemicznej spalania na energję mechaniczną oraz przemianą energii mechanicznej na energję elektryczną. Zgodnie z tem gospodarkę elektrowni podzielić można w zasadzie na gospodarkę cieplną i gospodarkę elektryczną.

I. GOSPODARKA CIEPLNA.

1. Rodzaj napędu.

W elektrowniach ciepłych średniej i wielkiej mocy niemal niepodzielnie panuje turbina parowa. Silniki parowe tłokowe, rzecz można, zniknęły zupełnie, silniki zaś dyzłowskie stosowane są przeważnie w elektrowniach mniejszych, a w większych spotykamy je o wiele rzadziej, niż turbiny parowe. Zalety turbin parowych do napędu maszyn elektrycznych są aż nadto dobrze znane i nie wymagają uzasadnienia. Znaczne ilości węgla, jakimi rozporządza Polska, specjalnie sprzyjają rozwojowi u nas napędu parowego. Dlatego też, mówiąc o elektrowniach ciepłych średniej i wielkiej mocy, mówić będziemy tylko o elektrowniach z napędem zapomocą turbin parowych

2. Prężność pary i temperatura przegrzania.

Ekonomja zużycia pary w turbinach, jak wiadomo, rośnie ze spadkiem ciepłoty pary w turbinie. Spadek ciepłoty pary w turbinie jest tem większy, im wyższa jest prężność pary wlotowej i im wyższa jest temperatura przegrzania tej pary. Z powyższych względów technika urządzeń parowych zmierza do coraz wyższych prężności pary i możliwie wysokich temperatur przegrzania. Wysoka temperatura przegrzania jest pożądana również w tym celu, aby w niższych stopniach prężności otrzymać w turbinie dostatecznie suchą parę.

Granica temperatur przegrzania zależy od wytrzymałości materiałów turbinowych, kotłowych, rurowych i t. p. Materiały obecnie używane do

budowy urządzeń maszynowych i kotłowych pozwalają na stosowanie temperatur przegrzania do 450°C bez znacznego spadku wytrzymałości tych materiałów. Dla zapewnienia zupełnej niezawodności ruchu nie należy jednak przekraczać temperatury 400°C .

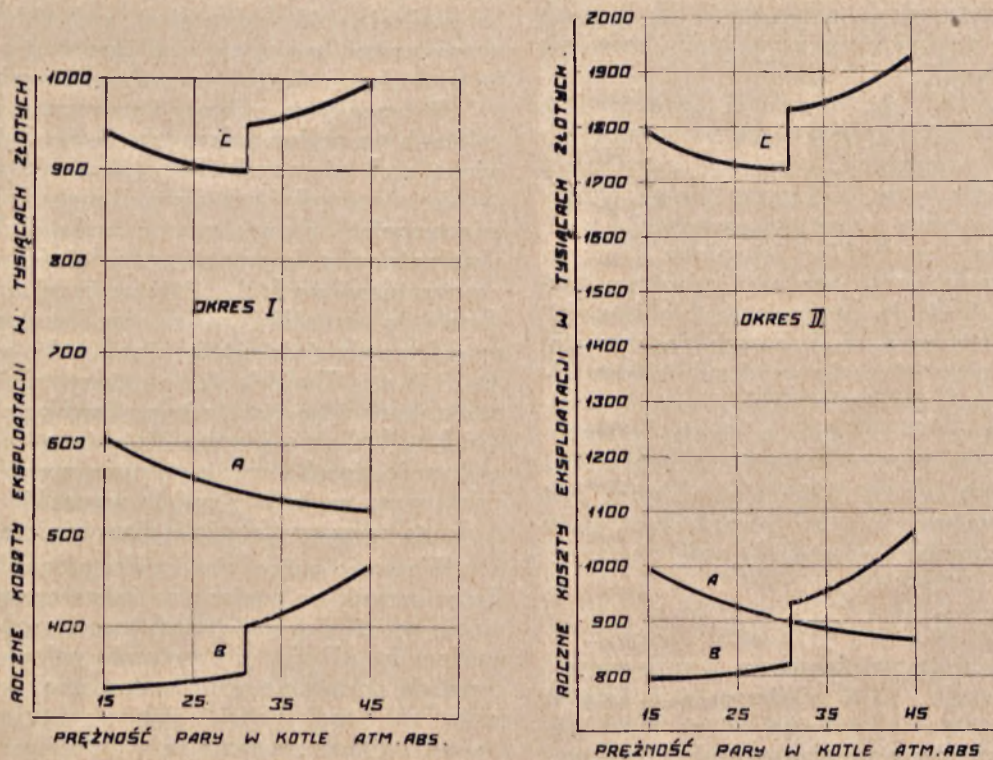
Wszelkie sukcesy termodynamiczne są osiągalne, niestety, tylko przez poważne wydatki inwestycyjne. Dlatego też przy wyborze prężności pary należy zachować bardzo daleko idącą ostrożność, aby przez jednostronne dążenie do uzyskania wyższej sprawności termodynamicznej, a zatem do obniżenia kosztów opałowych, nie pogorszyć ogólnego bilansu eksploatacyjnego przez znaczne powiększenie kosztów pośrednich, będących funkcją kosztów inwestycyjnych. Sprawę wyboru prężności poddać przeto należy w każdym przypadku ścisłej analizie.

Nie należy również zapominać, że właściwości

Jak wynika z powyższego, praca kotłów wysokoprężnych jest bardzo chwiejna, przyczem chwiejność ta jest tem większa, im wyższa jest prężność. Kotły wysokoprężne wymagają zatem niezwykle czulej regulacji, bardzo skrupulatnego dozoru i doświadczonego personelu. Pożądane jest zatem, aby regulacja kotłów wysokoprężnych była zautomatyzowana zapomocą specjalnych przyrządów, dostatecznie czułych i pewnych.

Co się tyczy kosztów inwestycyjnych, to należy zwrócić uwagę, że przy prężnościach pary ponad 30 atm. walczaki nie mogą być już nitowane i muszą być bądź spawane, bądź wykonane z jednej sztuki. Koszt wykonania walczaków z jednej sztuki jest bardzo wysoki, przyczem walczaki te są wyrabiane zaledwie przez kilka fabryk zagranicznych.

Wysokie prężności pary pożądane są przede wszystkim w wypadkach pobierania z turbiny pa-



Rys. 1. Wykresy zależności rocznych kosztów eksploatacyjnych od prężności pary.

kotłów, w miarę zwiększania prężności, zasadniczo się zmieniają. Jeżeli rozpatrywać kotły wysokoprężne, przedewszystkiem rzuca się w oczy ich mała pojemność wodna, która maleje w miarę stosowania wyższych prężności. Jest rzeczą zrozumiałą, że w razie wahań w odbiorze pary — z tem zjawiskiem mamy do czynienia w większości elektrowni — prężność pary w kotłach o małej pojemności wodnej będzie bardzo zmienna. Z drugiej strony, im prężność jest wyższa, tem dla zwiększenia jej o pewną ilość atmosfer potrzeba stosunkowo mniej ciepłostek, a zatem w kotłach wysokoprężnych przy danym odbiorze pary wystarczy bardzo nieznaczne powiększenie ilości spalanej paliwa, ażeby prężność wzrosła o kilka, a nawet kilkanaście atmosfer. Przy pełnym odbiorze pary i choćby chwilowemu zatrzymaniu dopływu wody, woda w kotle wysokoprężnym zniknąć może w bardzo krótkim czasie.

ry wysokoprężnej albo odlotowej do celów grzewnych, jeżeli przytem z tej pary ma być otrzymana pewna ściśle określona praca. Zwiększenie tej pracy, o ile nie może być zwiększona temperatura przegrzania, może być osiągnięte tylko przez zwiększenie prężności pary wlotowej. W wypadkach t. zw. „czystych” elektrowni, w których cała ilość pary skrapla się w kondensatorach, zwiększenie prężności pary wlotowej, jak wynika z powyższego, ma pewne granice, określone najmniejszymi kosztami eksploatacyjnymi; poza temi granicami dalsze zwiększenie prężności przestaje się opłacać. Właściwy wybór prężności pary powinien być przedmiotem specjalnej kalkulacji, w której uwzględnić należy zarówno koszty opałowe, jako funkcję sprawności termodynamicznej, jak i koszty pośrednie, jako funkcję kosztów inwestycyjnych, oraz koszty prowadzenia ruchu.

Zależność średnich rocznych kosztów eksploa-

tacyjnych od prężności pary, otrzymana na podstawie kalkulacji, wykonanej dla dwóch okresów pracy projektowanej elektrowni okręgowej w Poznaniu (pierwsze 7-lecie i następne), przedstawiona została wykreslinnie na rys. 1-ym.

Przy prężności 31 atm. abs. widoczny jest nagły wzrost kosztów eksploatacyjnych, spowodowany kosztownymi wależakami kotłowymi z jednej sztuki. Przebieg wykresów wskazuje, że dla przewidywanych warunków pracy projektowanej elektrowni najekonomiczniejsza prężność pary leży między prężnością 27 a 31 atm. abs., czyli między prężnością 26 a 30 atm. roboczych w kotle.

Używane prężności pary zazwyczaj nie przekraczają 30 atm. roboczych i w nielicznych tylko urządzeniach osiągają cyfrę 35 — 37 i więcej atmosfer. Bardzo wysokie prężności pary (np. 100 atm.) wymagają kotłów specjalnej konstrukcji i znajdują się, rzecz można, w okresie prób i badań, a zatem dla elektrowni publicznych, w których pewność ruchu odgrywa pierwszorzędną rolę, nie mogą być polecane.

W istniejących elektrowniach, pracujących przy niezbyt wysokich prężnościach pary, możliwe jest osiągnięcie znacznej poprawy sprawności przez zastosowanie t. zw. turbin czołowych. Turbiny te zasilane są parą o wyższej prężności i wyższej temperaturze, niż turbiny istniejące, i pracują bez kondensacji, przyczem para odlotowa turbin czołowych służy do zasilania turbin istniejących. Praca, uzyskana w turbinach czołowych, otrzymuje się przy stosunkowo bardzo niewielkiej nadwyżce zużycia opału w porównaniu z zużyciem pierwotnym, ilość bowiem ciepła, potrzebna do wytworzenia pary o wielkiej prężności, nie jest wiele większa od tej ilości ciepła, która jest potrzebna do wytworzenia tej samej ilości pary o mniejszej prężności, odpowiadającej prężności pierwotnej.

3. Sposób spalania.

O sposobie spalania decyduje przede wszystkim gatunek węgla. Nie będziemy wchodzić w różne sposoby spalania, zależne od rodzaju węgla, wspomnimy tylko o tych metodach, które mogą być najbardziej interesujące dla naszych warunków, a które zyskały sobie powszechne zastosowanie w nowoczesnych elektrowniach, lub które mają widoki szerszego rozwoju.

Najbardziej rozpowszechnionym typem palenisk jest palenisko z rusztem posuwowym z jednoczesnym zastosowaniem podmuchu. Paleniska te przy zastosowaniu odpowiedniego systemu podmuchu dają doskonałe rezultaty. Odpowiednia regulacja podmuchu zapewnia możliwość doprowadzenia do dowolnej części rusztu takiej ilości powietrza, jaka jest niezbędna do zupełnego spalania węgla, leżącego na ruszcie, a zatem zapewnia dobre spalanie węgla, niezależnie od jego gatunku, i możliwość przystosowania intensywności spalania do zmiennego obciążenia kotła. Przy zastosowaniu podmuchu, ruszty mogą być lepiej wyzyskane. Dlatego też paleniska z rusztami posuwowymi i podmuchiem znajdują najszersze zastosowanie.

Ruszty z dolnym podawaniem węgla (stoso-

wane najczęściej w Ameryce), aczkolwiek pod względem teoretycznym pomyślane bardzo dobrze, w praktyce są powodem poważnych trudności w ruchu, skutkiem bardzo wysokich temperatur, które ujemnie wpływają zarówno na ruszt jak i na obmurze palenisk; obmurze palenisk wymaga w tym wypadku sztucznego chłodzenia i częstej wymiany. Paleniska te rozwijają się w Europie słabo.

W Ameryce, a obecnie i w Europie, coraz szerzej zastosowanie znajduje system opalania kotłów pyłem węglowym. Zasadniczą cechą tego sposobu spalania jest wysoka sprawność paleniska, spowodowana małym nadmiarem powietrza, niezbędnego do uzyskania zupełnego spalania węgla. Wielką zaletą tego sposobu spalania jest niezwykła łatwość przystosowania intensywności spalania do zmiennego obciążenia kotła, skutkiem czego praktyczna sprawność kotłów jest wyższa, niż przy wszelkich innych rodzajach spalania. Inne sposoby spalania, nie wyłączając palenisk z rusztami posuwowymi, posiadają pod tym względem o wiele większą, że się tak wyrazimy, bezwładność.

Paleniska na pył węglowy przy powyższych zaletach termodynamicznych nie są jednak pozbawione cech ujemnych. Przygotowanie pyłu wymaga kosztownych urządzeń i odpowiedniego pomieszczenia; przygotowanie pyłu obciąża koszty eksploatacyjne kosztami pośrednimi, związanymi z poważnymi wydatkami inwestycyjnymi na urządzenia do przeróbki węgla, oraz kosztami ruchu na napęd urządzeń do wytwarzania pyłu, suszenia węgla i t. p. Wysokie temperatury, wytwarzane w paleniskach tego typu, niszczą szybko obmurze palenisk. Nieliczna jeszcze statystyka tych palenisk wykazuje, że obmurze wytrzymuje około 4 000 godzin pracy; są jednak częste wypadki, że obmurze wymaga wymiany o wiele wcześniejszej.

Wreszcie pośrednim typem palenisk są paleniska mieszane, polegające na jednoczesnym zastosowaniu rusztów posuwowych oraz opalania pyłem węglowym. Przy tym systemie palenisk ruch odbywa się normalnie przy zastosowaniu rusztów posuwowych, opalanie zaś pyłem węglowym stosuje się w chwilach uruchamiania i zmiennego obciążenia kotła. Aczkolwiek powyższy typ palenisk jest specjalnie przystosowany do warunków ruchu elektrowni, to jednak można mieć poważne wątpliwości, czy ten system opalania kotłów okaże się praktyczny, choćby ze względu na wysokie temperatury, wytwarzane w palenisku podczas opalania pyłem węglowym; okoliczność ta, rzecz prosta, nie może wróżyć rusztom dostatecznej trwałości.

W celu właściwego wyboru systemu spalania należy w wątpliwych wypadkach przeprowadzić odpowiednią kalkulację. W zasadzie paleniska na pył węglowy opłacać się mogą przy drogim węglu lub znacznym wyzyskaniu elektrowni.

Wynik kalkulacji porównawczej, przeprowadzonej dla palenisk z rusztami posuwowymi i podmuchiem i dla palenisk na pył węglowy dla dwóch okresów pracy projektowanej elektrowni okręgowej w Poznaniu (pierwsze 4-0 lecie i następne 7-0 lecie) wykazał, że ostatni typ palenisk mógłby opłacać się tylko w tym wypadku, gdyby oszczędność w kosztach opałow, uzyskana przy opala-

niu kotłów. pyłem węglowym, przekroczyła przy najmniej 12% kosztów węgla, obliczonych przy zastosowaniu rusztów posuwowych z podmuchem. Aczkolwiek firmy, reklamujące paleniska na pył węglowy, wskazują nawet na większą oszczędność węgla, niż granica otrzymana ze wspomnianej wyżej kalkulacji, to jednak doświadczenie tak wysokiej oszczędności węgla jeszcze nie potwierdziło.

4. Ciąg.

Zarówno ciąg naturalny, jak sztuczny, cieszą się jednakowem powodzeniem, zależnie od warunków ruchu i warunków terenowych. Zwrócić należy jednak uwagę, że niezależnie od systemu ciągu przy paleniskach rusztowych, powszechnie bywa stosowany podmuch, którego zalety poprzednio były wykazane.

Urządzenia ciągu naturalnego, aczkolwiek najprostsze w wykonaniu, nie są jednak w elektrowniach typu oświetleniowego (w których obciążenie elektrowni zmienia się z godziny na godzinę bardzo znacznie) dobrze wyzyskane, muszą być bowiem obliczone na warunki pracy w okresie obciążenia szczytowego i przy niesprzyjających warunkach atmosferycznych. Dla elektrowni typu oświetleniowego nadaje się lepiej ciąg sztuczny, posiadający większą elastyczność i zupełną niezależność od warunków atmosferycznych. Ciąg sztuczny pozwala na lepsze wyzyskanie rusztów, skutkiem czego nałożenie powierzchni rusztów może być większe. Wadą urządzeń ciągu sztucznego są dodatkowe urządzenia mechaniczne, od których ciąg jest zależny, i które zużywają pokaźną ilość energii elektrycznej. Ciąg sztuczny stosuje się prawie wyłącznie jako ciąg bezpośredni, ze względu na mniejsze zużycie energii przy tym systemie.

Aby połączyć zalety czystego ciągu naturalnego z zaletami ciągu sztucznego, stosowany bywa ciąg mieszany, czyli naturalno - sztuczny. Ciąg ten polega na tem, że komin, zazwyczaj wspólny dla 2 kotłów, oblicza się na ciąg naturalny przy pewnym określonym obciążeniu jednego kotła, a wentylator do ciągu sztucznego oblicza się w ten sposób, aby możliwe było wytworzenie dodatkowego ciągu, niezbędnego przy pełnem obciążeniu obu kotłów. Ten system ciągu w pewnych warunkach daje największe korzyści, koszty inwestycyjne bowiem są mniejsze, niż przy czystym ciągu naturalnym, a koszt zużycia energii przez wentylatory, uruchamiane tylko na szczyty, — mniejszy, niż przy czystym ciągu sztucznym.

Dla projektowanej elektrowni okręgowej w Poznaniu wybrano ciąg mieszany z kominami blaszanymi. Najkorzystniejsze wymiary komin, zależne od stopnia obciążenia kotła przy naturalnym ciągu, mogą być ustalone tylko drogą ściślejszej kalkulacji. Dla orientacji ustalono, że wysokość komin, obliczonego na ciąg naturalny przy forsownym ruchu jednego kotła (o powierzchni ogrzewalnej 700 m kw.), wynosiłaby 62 m nad poziomem terenu. W podobnem urządzeniu nowoczesnej elektrowni Berlińskich Zakładów Elektrycznych wysokość ta wynosi 70 m nad poziomem terenu.

Wreszcie należy zauważyć, że poza normalnymi kominami murowanymi i blaszanymi, zaczy-

nają być stosowane kominy żelazo - betonowe z wykładziną szamotową w strefie, przekraczającej 200° C. Kominy te jednak pracują zbyt krótko, aby można było określić ich wartość.

5. Automatyczna regulacja kotłów.

Sprawność urządzeń kotłowych, od których w znacznej mierze zależy bilans cieplny elektrowni, jest przede wszystkim uwarunkowana sposobem prowadzenia ruchu kotłów. Wielka sprawność, jaką w nowoczesnych urządzeniach kotłowych można osiągnąć, okazać się może sprawnością czysto teoretyczną i nigdy nieosiągalną, jeżeli regulacja kotłów nie będzie dostatecznie czuła pod względem dostosowania warunków spalania, ilości doprowadzanego opału i dopływu wody do chwilowego obciążenia. Dlatego też doświadczenie wskazuje na potrzebę zautomatyzowania regulacji ruchu kotłów.

Automatyczna regulacja kotłów polega na samoczynnej regulacji 1) szybkości spalania przez odpowiednią regulację ciągu, 2) ilości doprowadzanego powietrza, 3) dopływu wody do kotła i wreszcie 4) ilości doprowadzanego opału. Dzięki powyższej regulacji możliwe jest utrzymanie stałej równowagi między wydajnością kotła, uwarunkowaną obciążeniem turbin a ilością doprowadzanego paliwa, ilością doprowadzanego powietrza, ciągiem i ilością wody zasilającej.

6. Regeneracja ciepła.

Znaczna ilość ciepła, zawarta w gazach spalinowych, uchodzących z kotła, może być wykorzystana bądź w t. zw. ekonomizerach, przeznaczonych do podgrzewania wody zasilającej, bądź w podgrzewaczach powietrza, doprowadzanego do palenisk, bądź wreszcie w ekonomizerach i podgrzewaczach powietrza jednocześnie.

Do podgrzewania wody zasilającej stosowana bywa również para odlotowa z turbin pomocniczych, przeznaczonych do napędu pomp zasilających. W nowoczesnych urządzeniach o wielkiej sprawności termicznej podgrzewanie wody zasilającej odbywa się przy pomocy pary, pobieranej z turbin głównych.

Zasada podgrzewania wody parą, pobieraną z turbin, polega na tem, że para po wykonaniu pracy w turbinie zawiera jeszcze bardzo znaczną ilość ciepła, które może być odpowiednio wyzyskane. Para, wchodząca do kondensatora w turbinach kondensacyjnych, zawiera około 500 cpł na kilogram, a z tej ilości ciepła zaledwie około 30 cpł powraca do kotłów w postaci ciepła, zawartego w kondensacie. Przez wykorzystanie pary, pobieranej z turbin do podgrzewania wody, odzyskujemy część ciepła, które normalnie w turbinach bez odbioru pary ginie bezpowrotnie. W niektórych elektrowniach stosowane bywają specjalne turbiny grzejne bez kondensacji, z których para odgałęźna i para odlotowa wykorzystana jest do potrzeb grzejnych elektrowni.

Do niedawna stopień podgrzania wody zasilającej do 120° C był uważany za bardzo wysoki, obecnie osiąga się temperatury, bliskie temperatury parowania wody.

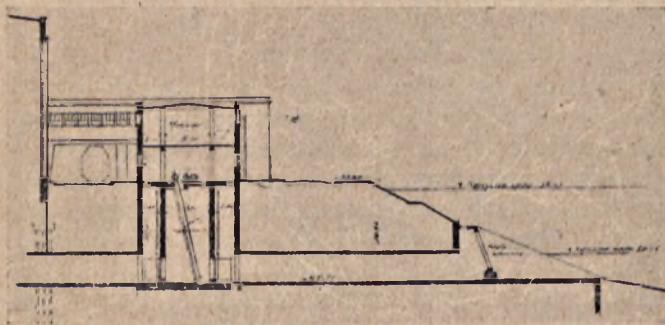
Dążenie do poprawy bilansu cieplnego elektrowni prowadzi do zespolenia przemysłu elektrownianego z innymi rodzajami przemysłu o du-

żem zapotrzebowaniu ciepła, jak np. z zakładami chemicznymi, papierniczymi, przedziałami, łaźniami i t. p. W elektrowniach tego typu stosowane są turbiny przeciwpiężne, pracujące bez kondensacji, z przeciwpiężnością 0,5 do 10 atm., zależnie od charakteru odbiorników ciepła, odległości przesyłania ciepła i t. p. Ponieważ między zapotrzebowaniem mocy z elektrowni a zapotrzebowaniem ciepła przez zakłady przemysłowe mogą zachodzić znaczne chwilowe różnice, przeto w pewnych warunkach mogą być z korzyścią zastosowane odpowiednie akumulatory ciepła.

7. Oczyszczanie wody.

Aczkolwiek kotły zasilane są w zasadzie kondensatem, uzyskiwanym z turbin, to jednak w czasie obiegu wody i pary przez podgrzewacze, kotły, rurociągi, turbiny i t. p. następują straty, które tylko częściowo mogą być odzyskane. Kondensat z turbin musi być zatem uzupełniany dodatkową wodą świeżą.

Chłodzenie kondensatorów odbywa się albo przy zamkniętym obiegu wody, chłodzonej na chłodniach, albo świeżą wodą, o ile w pobliżu znajduje się dostateczna ilość wody. Przy zamkniętym obiegu wody zachodzą straty na parowanie, wskutek czego obieg wody musi być stale uzupełniany.



Rys. 2. Sita ruchome elektrowni Poznańskiej.

Świeża woda, dopływająca do elektrowni, niezależnie od tego, do jakiego celu służy, powinna być dokładnie oczyszczona z zawiesin mechanicznych. W razie większego zanieczyszczenia wody drobnymi zawiesinami, o ile nie wystarczą zwykłe kraty mniej lub więcej gęste oraz osadniki, stosowane są specjalne sita nieruchome lub ruchome, które zapewniają bardzo dokładne oczyszczenie wody. Sita ruchome wykonywane są w postaci taśmy bez końca, nawiniętej na dwa stale obracające się wałki.

Na rys. 2-im przedstawione jest urządzenie sit ruchomych, zaprojektowane dla elektrowni okręgowej w Poznaniu. Urządzenie mieścić się będzie w specjalnym budynku, ustawionym w pobliżu rzeki Warty. Urządzenie jest dwukomorowe. Każda komora może być szczelnie zamknięta do rewizji lub remontu podczas ruchu sąsiedniej komory.

Przy niewielkich ilościach oczyszczanej wody dodatkowej (woda dodatkowa do zasilania kotłów) stosowane są filtry drobno-żwirowe, przezczyszczane od czasu do czasu strumieniem wody pod ciśnieniem.

Mechaniczne oczyszczanie wody, przeznaczonej do zasilania kotłów, nie wystarcza. Zawarte w wodzie związki wapnia, magnezji, krzemu i t. p.

powodują, jak wiadomo, tworzenie się w kotłach, przewodach rurowych i t. p. t. zw. kamienia kotłowego. Znaczne częstokroć zawartości kwasów są powodem t. zw. korozji powyższych urządzeń. Wreszcie gazy, a zwłaszcza tlen i kwas węglowy, zawarte w wodzie zasilającej, są przyczyną rdzewienia materiałów urządzeń kotłowych.

W celu uniknięcia niepożądanych skutków zanieczyszczeń chemicznych wody zasilającej, stosowane są różne metody, zmierzające do odpowiedniego przyrządzenia wody przez oddzielenie tych zawartości, które mogą być przyczyną poprzednio wspomnianych zjawisk.

Do oczyszczania wody ze stałych szkodliwych związków chemicznych stosowana jest metoda chemiczna lub metoda termiczna, wzgl. obie metody równocześnie.

Metoda termiczna, jako dokładniejsza, znajduje coraz to szersze zastosowanie w postaci urządzeń, odparowujących wodę. Istnieje cały szereg typów tych urządzeń, przyczem do odparowywania wody używana jest bądź para świeża z kotłów, bądź para, pobierana z turbin. Ciepło, zawarte w parze, doprowadzanej do tych urządzeń, nie ginie, lecz w dużej mierze zostaje odzyskane w postaci ciepła podgrzanej wody zasilającej.

W celu uniknięcia tworzenia się kamienia kotłowego w urządzeniach, przeznaczonych do odparowywania wody, stosuje się często przy twardej wodzie uprzednie oczyszczanie wody drogą chemiczną przed wprowadzeniem jej do urządzeń odparowujących.

Do odgazowywania wody stosowane są w zasadzie dwie metody. Jedna z tych metod polega na przepuszczaniu wody, podgrzanej do temperatury wrzenia, przez odpowiednie zbiorniki, zaopatrzone w przegrody; przegrody ustawione są w ten sposób, że kierunek i szybkość przepływu wody stale się zmienia, dzięki czemu pęcherzyki gazu, zawarte w wodzie, zostają stracone. Inna metoda polega na tem, że w zamkniętym szczelnie zbiorniku wytwarza się próżnię, wskutek czego zawarte w wodzie gazy zostają wydzielone. Odgazowanie wody wpływa bardzo dodatnio na trwałość urządzeń kotłowych.

8. Rurociągi.

Prostota i przejrzystość urządzeń jest cechą zasadniczą nowoczesnych elektrowni. Dlatego też zauważyć się daje dążność do uproszczenia dawnych skomplikowanych układów rurociągów parowych i wodnych, a nawet do usunięcia ogólnych rurociągów zbiorczych przez łączenie poszczególnych turbin z należącymi do nich kotłami w niezależne zespoły turbinowo - kotłowe.

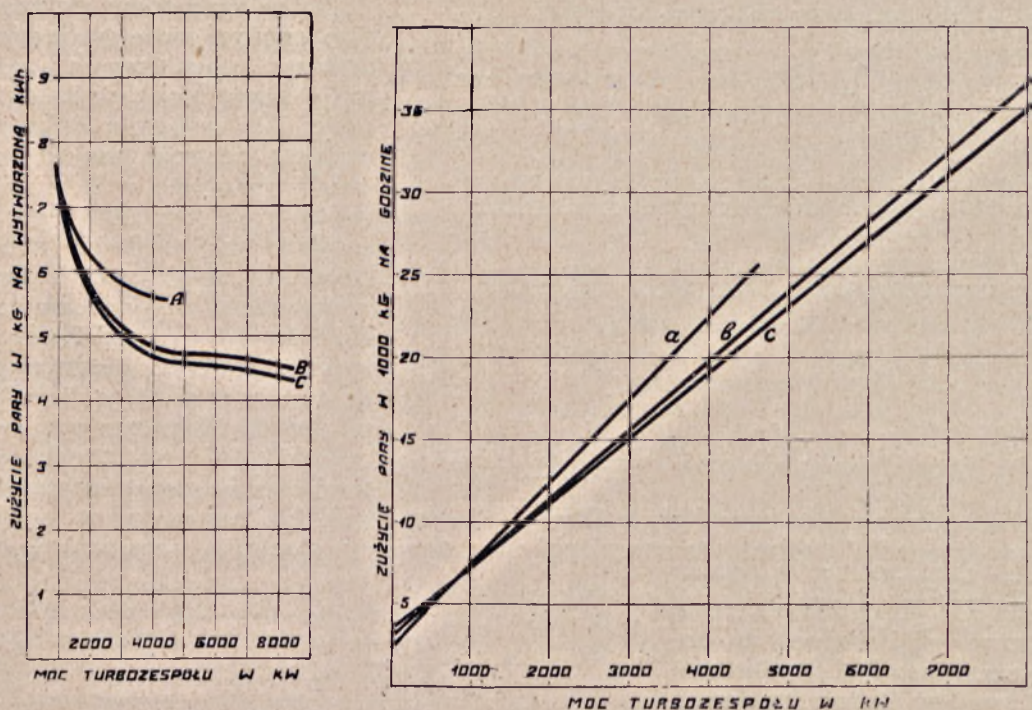
W układach rurociągów zbiorczych rurociągi podwójne biorą wyraźną przewagę nad rurociągami pierścieniowymi, jako bardziej skomplikowanymi i wymagającymi znacznej ilości zaworów. Poza tem rurociągi pierścieniowe, aczkolwiek pozwalają osiągnąć małe straty prężności przez użycie przy normalnej pracy całego pierścienia, to jednak powodują jednocześnie znaczne straty ciepła przez promieniowanie, a, jak wiadomo, przy pracy turbin parowych, straty cieplne rurociągu są więcej dotkliwe, niż straty prężności.

wyobraża moc czynną maszyn (bez uwzględnienia rezerwy) w każdym okresie rozbudowy, przyczem całkowita moc instalowanych maszyn (łącznie z rezerwą) wskazana została pod osią odciętych wykresu. W istniejącej elektrowni miejskiej w Poznaniu ustawione są jednostki maszynowe po 4 000 kW. Dla nowej elektrowni zaprojektowano jednostki większe, o mocy normalnej 8 000 kW, ze stałą przeciążalnością (przy nieco mniejszej sprawności) do 10 000 kW, a dla następnych okresów rozbudowy — o mocy normalnej 16 000 kW, ze stałą przeciążalnością do 20 000 kW.

Ponieważ w początkowym okresie pracy elektrowni projektuje się równoległą pracę elektrowni istniejącej z nową projektowaną elektrownią, przeto należało rozwiązać zagadnienie, czy istniejąca elektrownia ma być traktowana tylko jako rezerwa dla nowej elektrowni, czy też obie elektrownie mają być w ruchu. Jak wynika z wykresów zużycia

wierzchni ogrzewalnej, odpowiadającej wielkości turbiny, czyli innymi słowy do jednego kotła dla każdego zespołu maszynowego. Ze względu jednak na pożądaną elastyczność instalacji kotłowych, jak doświadczenie wskazuje, liczba kotłów, przypadająca na jedną maszynę, nie powinna być mniejsza, niż dwa. W elektrowniach o stosunkowo niewielkiej liczbie zespołów maszynowych, stosunek powyższy liczby kotłów do liczby maszyn zazwyczaj jest większy; przy większej bowiem liczbie kotłów, w razie nagłego wycofania z ruchu jednego kotła, potrzebna produkcja pary będzie chwilowo przejęta przez kotły pozostałe, odpowiednio przeciążone aż do czasu uruchomienia kotła rezerwowego.

Z drugiej strony nie należy zapominać, że wybór jednostek kotłowych wiąże się ściśle z całością kształtem gospodarki cieplnej elektrowni. Wybór kotłów w zasadzie dokonany być powinien równo-



Rys. 6. Wykresy zużycia pary przez turbozespoły 4 000 i 8 000 kW.

pary, wskazanych na rys. 6-m, turbozespół nowoczesny o mocy 8 000 do 10 000 kW (linje B, b — turbina jednokadłubowa, oraz C, c — turbina dwukadłubowa) pracować będzie ekonomiczniej od turbozespołu istniejącej elektrowni o mocy 4 000 kW (linje A, a) przy wszelkich obciążeniach, przekraczających 1 000 kW. Ponieważ wątpliwe jest, aby obciążenie elektrowni poznańskiej spadło poniżej 1 000 kW, przeto sprawę współpracy obu elektrowni zdecydowano w sensie traktowania istniejącej elektrowni tylko jako elektrowni rezerwowej.

Wybór jednostek kotłowych pozostaje w ścisłym związku z wyborem jednostek maszynowych. Z punktu widzenia najmniejszych kosztów zakładowych, a więc najmniejszych kosztów urządzeń kotłowych i ekonomii miejsca, dążyć należy do jednostek możliwie wielkich. Zasada, zmierzająca do ujęcia w wielkich elektrowniach urządzenia kotłowego, turbiny, prądnicy i transformatora w jedną niezależną grupę, prowadzi do kotłów o po-

legle z wyborem gatunku węgla i sposobu jego spalania. Wreszcie wybór sposobu spalania węgla prowadzi jednocześnie do odpowiedniego wyboru metod regeneracji ciepła.

Rusztzy posuwowe, jak wiadomo, zastosowane być mogą tylko do kotłów o pewnej ograniczonej powierzchni ogrzewalnej; wielkość bowiem rusztu, zależna od ilości spalanego paliwa, a zatem od wielkości kotła, ze względów praktycznych jest ograniczona. W Europie rzadko są stosowane przy rusztach posuwowych większe kotły, niż 1 000 — 1 200 m kw. powierzchni ogrzewalnej. W Niemczech, przy rusztach posuwowych, stosuje się niechętnie kotły o powierzchni ogrzewalnej ponad 700 m kw.

Przy zastosowaniu palenisk na pył węglowy, wielkość kotłów w zasadzie nie jest niczem ograniczona i może być dowolnie wielka.

Jak wyżej było zaznaczone, kalkulacja, przeprowadzona dla projektowanej elektrowni okręgo-

wej w Poznaniu, wykazała, że paleniska na pył węglowy będą w ostatecznym bilansie eksploatacyjnym mniej rentowne, niż paleniska z rusztami posuwowymi. Z tego też względu, jak również ze względu na pożądaną elastyczność instalacji kotłowej, wybrane zostały jednostki kotłowe o powierzchni ogrzewalnej około 700 m kw. każda. W początkowym okresie pracy, kiedy ustawione będą jednostki maszynowe o mocy 8 000 do 10 000 kW, na jeden zespół maszynowy przypadną dwa kotły, w następnych zaś okresach na jeden zespół maszynowy o mocy 16 000 do 20 000 kW przypadną cztery kotły. Natężenie powierzchni ogrzewalnej kotłów w powyższych warunkach wyrażać się będzie cyfrą 30 do 38 kg pary na 1 m kw. i godzinę.

Podgrzewanie wody zasilającej zapomocą pary, pobieranej z turbin, podnosi, jak poprzednio było wspomniane, sprawność cieplną elektrowni. O ile do podgrzewania wody zasilającej zasadniczo stosuje się parę, pobieraną z turbin, to pożądanym jest, aby ciepło, zawarte w gazach spalinowych, uchodzących z kotłów, zostało wyzyskane do podgrzewania powietrza, doprowadzanego do palenisk kotłowych. Urządzenia zatem, zmierzające do szerokiej ekonomii ciepła, prowadzą, jak wynika z powyższego, do silnego podgrzewania powietrza, a więc do palenisk na pył węglowy. Ruszty posuwowe nie wytrzymują wysokich temperatur; podgrzewanie zatem powietrza przy tym typie palenisk może być stosowane tylko w ograniczonej mierze, bądź też powinno być zupełnie zaniechane. Odwrotnie, wybór sposobu spalania węgla, a zatem wybór między paleniskami z rusztami posuwowymi, a paleniskami na pył węglowy, poniekąd decyduje o zakresie, w jakim stosowana być może regeneracja ciepła.

Nie trzeba dowodzić, że urządzenia, zmierzające do szerokiej ekonomii ciepła, a więc urządzenia do podgrzewania wody zasilającej zapomocą pary, pobieranej z turbin, podgrzewacze powietrza itp. wymagają specjalnych kosztów inwestycyjnych. Ostateczny zatem wybór metod prowadzenia gospodarki cieplnej powinien być dokonany z wielką rozważą oraz z uwzględnieniem warunków pracy elektrowni, kosztów materiałów opałow i t. p.

Kierując się powyższymi względami natury technicznej i ekonomicznej, zaprojektowano dla elektrowni okręgowej w Poznaniu w zasadzie tylko ekonomizery do podgrzewania wody zasilającej, rezygnując z podgrzewaczy powietrza i pozostawiając sprawę ew. częściowego podgrzewania wody zasilającej parą, pobieraną z turbin, do bliższego zbadania przy ostatecznym wyborze urządzeń.

II. GOSPODARKA ELEKTRYCZNA.

1. Zasadnicze układy połączeń.

Sposób rozwiązania układu połączeń zależy od charakteru i warunków pracy elektrowni.

Szyny zbiorcze w mniejszych elektrowniach spotykamy częstokroć w układzie pojedynczym, natomiast w średnich i większych elektrowniach — tylko w układzie podwójnym. Pierścieniowy układ szyn zbiorczych, podobnie jak i pierścieniowy układ rurociągów, został zupełnie wyrugowany i ustąpił miejsca układowi podwójnemu.

W elektrowniach, pracujących przy kilku napięciach, rozróżniamy dwa zasadnicze układy:

- 1) Prądnice pracują bezpośrednio na wspólne szyny zbiorcze, z których energia elektryczna pobierana jest przez transformatory, przetwarzające prąd z niższego napięcia, wytwarzanego przez maszyny, na wyższe napięcia przesyłowe.
- 2) Każda prądnica pracuje bezpośrednio na swój transformator, z którym stanowi jeden zespół, szyny zaś zbiorcze napięcia maszynowego leżą w odgałęzieniu obwodu głównego prądnica - transformator.

W pierwszym układzie liczba i moc transformatorów jest dowolna i niezależna od liczby prądnic. W drugim układzie między liczbą i mocą transformatorów i prądnic istnieje ścisła zależność; aparatura natomiast jest prostsza i warunki pracy łączników samoczynnych lepsze, unikamy bowiem łączników olejowych na pełnym prądzie roboczym, wytwarzanym przez prądnice.

Pierwszy układ nadaje się do elektrowni, które zasadniczo dostarczają do sieci energię elektryczną przy napięciu, wytwarzanym przez prądnice, a tylko nieznaczną część energii zbywają przy wyższym napięciu (np. elektrownie miejskie z nieznacznie zbyt zamiejskim). Drugi układ nadaje się do elektrowni o typie wybitnie okręgowym.

Urządzenia elektrowni należy projektować w ten sposób, aby wszelkie zaburzenia, powstałe w urządzeniach elektrowni lub sieci, mogły być natychmiast zlokalizowane. Dlatego też w większych elektrowniach, pracujących przy znacznej liczbie prądnic i znacznej liczbie linii odchodzących, pożądanym jest podział szyn zbiorczych na sekcje połączone między sobą zapomocą samoczynnych nadmiarowych łączników sprzęgających, działających momentalnie. Każda sekcja szyn stanowi z odpowiednią częścią prądnic i linii odchodzących jedną odrębną grupę. W razie niebezpiecznego przetężenia w jednej z grup, grupa ta zostaje natychmiast samoczynnie oddzielona od pozostałych urządzeń elektrowni.

Podział elektrowni na grupy zapomocą łączników sprzęgających ma jeszcze tę zaletę, że w razie zwarcia w elektrowni lub w sieci ustalony prąd zwarcia, na który obliczone być powinny wszystkie aparaty elektrowni, ogranicza się do prądu zwarcia, jaki wytworzony być może przez prądnice, należące do jednej grupy.

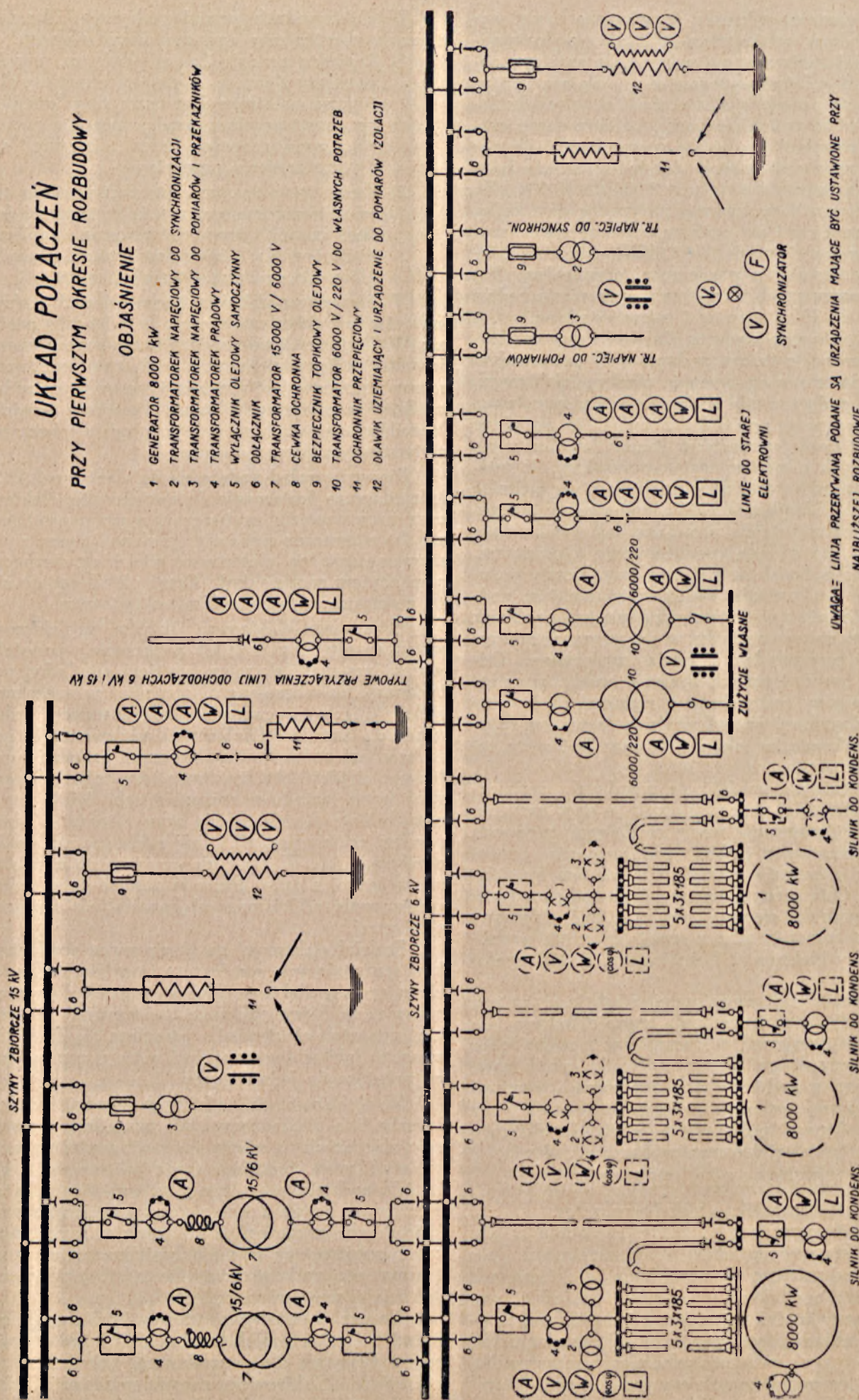
W elektrowniach, w których liczba prądnic i liczba linii odchodzących nie uzasadnia podziału szyn zbiorczych na sekcje w sposób wyżej wskazany, urządzenia elektrowni mogą być również z korzyścią podzielone na dwie grupy, z których każda pracuje na jeden z kompletów podwójnych szyn zbiorczych, przyczem oba komplety szyn zbiorczych połączone są w tym przypadku zapomocą samoczynnego nadmiarowego łącznika sprzęgającego, działającego momentalnie.

Na rys. 7-m przedstawiony jest zasadniczy układ połączeń projektowanej elektrowni okręgowej w Poznaniu dla początkowego okresu pracy elektrowni. Elektrownia narazie pracować będzie zasadniczo na potrzeby miasta, t. j. na sieć o na-

UKŁAD POŁĄCZEŃ PRZY PIERWSZYM OKRESIE ROZBUDOWY

OBJAŚNIENIE

- 1 GENERATOR 8000 kW
- 2 TRANSFORMATOR NAPIĘCIOWY DO SYNCHRONIZACJI
- 3 TRANSFORMATOR NAPIĘCIOWY DO POMIARÓW I PRZEKAŹNIKÓW
- 4 TRANSFORMATOR PRĄDOWY
- 5 WYŁĄCZNIK OLEJOWY SAMOCZYNNY
- 6 ODŁĄCZNIK
- 7 TRANSFORMATOR 15000 V / 6000 V
- 8 CEWKA OCHRONNA
- 9 BEZPIECZNIK TOPIKOWY OLEJOWY
- 10 TRANSFORMATOR 6000 V / 220 V DO WŁASNYCH POTRZEB
- 11 OCHRONNIK PRZEPIECIOWY
- 12 DŁAWIK UZIEMIĄCY I URZĄDZENIE DO POMIARÓW IZOLACJI



UWAGA: LINIA PRZERYWANĄ PODANE SĄ URZĄDZENIA MAJĄCE BYĆ USTAWIONE PRZY
NAJBLIŻSZEJ ROZBUDOWIE

Rys. 7. Układ połączeń elektrowni Poznańskiej.

pięciu, wytwarzaniem przez prądnice, i tylko nieznaczna część energii zbywana będzie w pobliskim okręgu. Dlatego też cała energia, wytwarzana przez prądnice, skierowana jest na szyny zbiorcze napięcia maszynowego (6000 V); pobliski okrąg zasilany będzie przy napięciu 15 000 V za pośrednictwem transformatorów, podwyższających napięcie. W przyszłości projektuje się zasilanie dalszego okręgu siecią o wyższym napięciu (przypuszczalnie 60 000 V).

Ponieważ w początkowym okresie nie przewiduje się pracy elektrowni jednocześnie na dwa komplety szyn, gdyż w ruchu będzie jedna, ewentualnie później dwie prądnice, przeto wyłącznika, sprzęgającego szyny, narazie nie zaprojektowano.

2. Urządzenia zabezpieczające.

Zadaniem urządzeń zabezpieczających jest nie tylko chronić poszczególne urządzenia od uszkodzeń, lecz jednocześnie lokalizować zaburzenia, powstałe w ruchu, przez samoczynne oddzielanie urządzenia, dotkniętego zaburzeniem, od pozostałych urządzeń zakładu elektrycznego.

Najważniejszą i najkosztowniejszą częścią urządzeń elektrycznych elektrowni są niewątpliwie prądnice i dlatego na racjonalne zabezpieczenie tych urządzeń została przedewszystkiem zwrócona uwaga. Do niedawna wyłącznie stosowane zabezpieczenia nadmiarowe okazały się niewystarczające; zabezpieczenia te nie reagowały na zwarcia w samej prądnicie, wzgl. w przewodach, łączących prądnicę z rozdzielnią. W celu uniemożliwienia odwrotnego zasilania jednej z prądnic innymi prądnicami przy pracy równoległej zabezpieczenie nadmiarowe uzupełniono przez zabezpieczenie wsteczne, przez co osiągnięto możliwość lokalizowania zaburzeń, powstałych w obwodzie jednej prądnicy.

Nowoczesna technika wysunęła cały szereg innych metod zabezpieczenia prądnic, ujmujących szerzej zagadnienie zabezpieczenia.

Jedną z tych metod, która zyskała sobie powszechne uznanie i znalazła zastosowanie prawie we wszystkich większych elektrowniach, jest metoda zabezpieczenia różnicowego systemu Merz - Price. Zasada tej metody polega na równości prądów, dopływających do danej fazy prądnicy i odpływających z tej fazy, w czasie normalnej pracy. W razie zwarcia między fazami w obwodzie prądnicy ta symetria prądów upada, skutkiem czego prądnicą zostaje wyłączona, a wzbudzenie prądnicy osłabione w ten sposób, aby prądnicą nie została uszkodzona własnym prądem zwarcia.

Na zwarcia z ziemią w obwodzie prądnicy, a więc i na zwarcia z kadłubem, normalne urządzenie systemu Merz - Price reaguje niezawodnie tylko przy uziemionym punkcie zerowym prądnicy; przy nieuziemionym punkcie zerowym urządzenie to reaguje na zwarcia z ziemią tylko wówczas, gdy pojemność sieci jest dostateczna, aby prąd zwarcia z ziemią osiągnął dostateczną wartość, odpowiadającą czułości przekazników. Przy uziemieniu punktu zerowego zapomocą oporu, prócz normalnych przekazników różnicowych, stosowane są specjalne przekazniki watomierze. Czułe na prądy zwarcia z ziemią.

Należy zwrócić uwagę, że zabezpieczenie różnicowe reaguje tylko na zaburzenia, których źródło leży w obwodzie prądnicy, na zaburzenia natomiast, powstałe poza obrębem prądnicy (np. w szynach zbiorczych, liniach odchodzących itp.), zabezpieczenie to nie reaguje i wymaga przeto odpowiedniego uzupełnienia, czy to w postaci zabezpieczenia nadmiarowego, czy też w postaci regulatora prądu (patrz niżej — punkt 3), czy wreszcie w postaci obu urządzeń jednocześnie.

Podobne urządzenia zabezpieczające, oparte na metodzie różnicowej, stosowane są również z korzyścią do ochrony transformatorów. Jako dalsze zabezpieczenie transformatorów na przypadek uszkodzeń wewnętrznych stosowane są zabezpieczenia watomierzowe oraz zabezpieczenia systemu Buchholza, jako nadmiarowe zaś — zabezpieczenia termiczne.

Do ochrony linii odchodzących, prócz zwykłych zabezpieczeń nadmiarowych dla jednorodnych linii otwartych, stosowane są różne systemy zabezpieczeń selektywnych dla linii wielorodowych i sieci zamkniętych.

Pod względem zabezpieczenia od przepięć technika nowoczesna, zmierzając do ulepszenia dawniej znanych urządzeń ochronnych, wskazuje jednocześnie, jako środek najbardziej niezawodny, odpowiednio wzmocnioną izolację urządzeń elektrycznych.

Przyczyną niebezpiecznych przepięć są najczęściej zwarcia z ziemią. Aby uniknąć skutków tych zwarć, stosowane są specjalne urządzenia do kompensacji prądów zwarcia z ziemią, czy to w postaci cewek rezonansowych Petersena, czy to w postaci cewek pomysłu Brown - Boveri, czy to wreszcie w postaci transformatorów gaśnikowych systemu Baucha.

Sprawa uziemienia punktu zerowego prądnic, wzgl. transformatorów, w dalszym ciągu pozostaje w stanie studjów i dyskusyj. W Ameryce sprawa uziemienia punktu zerowego w urządzeniach elektrycznych wysokiego napięcia została, rzecz można, przesądzona na korzyść uziemienia. W Europie stanowisko to nie jest jednak podzielane i poglądy europejskie skłaniają się raczej ku nieuziemianiu punktu zerowego, wzgl. ku uziemianiu zapomocą specjalnego oporu omowego, wzgl. indukcyjnego (cewka Petersena lub BBC). Należy zwrócić uwagę na zasadniczą różnicę poglądów na powyższą sprawę w Ameryce i w Europie; amerykańskie, uziemiacz punkt zerowy, jednocześnie decydują się na wyłączenie z ruchu urządzenia, dotkniętego zwarcie z ziemią, Europa natomiast dąży do unieszkodliwienia skutków zwarcia z ziemią przy jednoczesnym utrzymaniu urządzeń w ruchu.

3. Regulacja napięcia i współczynnika mocy.

W elektrowniach, w których wymagane jest stałe napięcie na szynach zbiorczych, napięcie to utrzymywane jest przez samoczynne regulatory napięcia.

Przy równoległej pracy prądnic samoczynna regulacja napięcia zastosowana być może bądź przy jednej prądnicie, która utrzymuje stałe napięcie i prowadzi prądnice pozostałe, bądź przy każdej z prądnic.

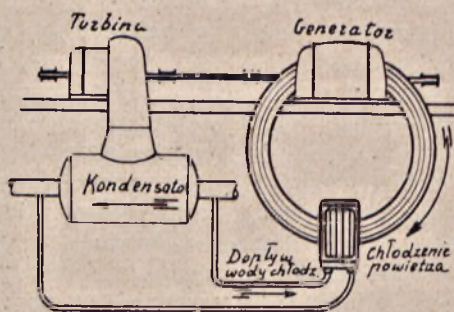
W pierwszym przypadku, dla osiągnięcia równomiernego podziału prądów bezwzględnych między poszczególne prądnice, wzbudzenie prądnic musi być dodatkowo regulowane ręcznie. Często przy zastosowaniu samoczynnej regulacji napięcia przy jednej z prądnic, inne prądnice regulowane są przez odpowiednie regulatory na stały współczynnik mocy, przyczem wahania między współczynnikiem mocy sieci a współczynnikiem, na który regulowane są powyższe prądnice, przejmują te prądnice, która jest regulowana na stałe napięcie.

Samoczynna regulacja napięcia, zastosowana przy każdej z równolegle pracujących prądnic, może dać dobre rezultaty tylko pod warunkiem, że regulatory pracować będą zupełnie jednakowo, t. j., że wzbudzenie regulowane będzie w sposób, zapewniający równomierny podział prądów bezwzględnych między prądnice. O ile regulatory powyższemu warunkowi nie odpowiadają, możliwe jest zastosowanie specjalnych układów poligonowych; układy te są jednak skomplikowane i wymagają znacznej liczby przewodów pomocniczych.

W przypadkach silnych przetężeń, których skutkiem jest znaczny spadek napięcia, samoczynny regulator napięcia działa w kierunku podwyższenia napięcia, a zatem powiększenia prądu, co z punktu widzenia bezpieczeństwa urządzeń jest niepożądane, a więc działanie regulatora napięcia powinno być ograniczone wielkością prądu bezpiecznego dla urządzeń elektrowni. W tym celu prócz regulatorów napięcia stosowane są dodatkowe regulatory prądu, które w przypadkach silnych przetężeń bądź przeciwdziałają tendencji regulatora napięcia, zmierzającej do podwyższenia napięcia, bądź powodują wyłączenie regulatora napięcia, i regulują wzbudzenie prądnic na stały prąd.

4. Chłodzenie prądnic.

W nowoczesnych elektrowniach coraz szersze zastosowanie znajduje sposób chłodzenia prądnic zamkniętym obiegiem powietrza, chłodzonego w specjalnych ochładzaczach. Chłodzenie prądnic zamkniętym obiegiem powietrza pod względem bezpieczeństwa pożarowego ma znaczną przewagę nad chłodzeniem



Rys. 8. Chłodzenie prądnic przy zamkniętym obiegu powietrza.

świeżem powietrzem filtrowanym, a długość kanałów powietrznych jest o wiele mniejsza, gdyż kanały służą tylko do połączenia prądnicy z jej ochładzaczem.

Do chłodzenia powietrza może być zastosowana bądź woda świeża, czerpana np. z rzeki, bądź kondensat, otrzymywany z kondensatorów turbin,

bądź wreszcie i woda świeża i kondensat z turbin jednocześnie.

Zasada chłodzenia prądnic zamkniętym obiegiem powietrza przy zastosowaniu ochładzacza, chłodzonego świeżą wodą, przedstawiona jest schematycznie na rys. 8-m.

Zastosowanie kondensatu do chłodzenia powietrza daje możliwość wyzyskania ciepła, wytwarzającego się w prądnicach, do podgrzewania wody, zasilającej kotły; ciepło zatem, wyprodukowane przez prądnice, nie ginie, lecz zostaje w znacznej mierze wyzyskane. Zastosowanie samego kondensatu do chłodzenia powietrza w pewnych warunkach może nie wystarczać, temperatura bowiem kondensatu niezawsze jest dostatecznie niska. Z powyższych względów ochładzacze, w których ciałem chłodzącym jest kondensat, budowane są zazwyczaj dwustopniowo, przyczem drugi stopień przeznaczony jest do obiegu wody świeżej. Normalnie pracuje jeden stopień, przeznaczony do obiegu kondensatu, — drugi zaś stopień uruchamiany jest w tych okresach, kiedy powietrze prądnic wymaga intensywniejszego chłodzenia, a temperatura kondensatu jest stosunkowo wysoka (w miesiącach letnich).

Inna metoda polega na ochładzaniu kondensatu, przeznaczonego do chłodzenia powietrza, w specjalnych dodatkowych ochładzaczach z obiegiem świeżej wody. System jednak ochładzaczy dwustopniowych należy uważać pod względem termodynamicznym za bardziej celowy.

Aczkolwiek stosowanie kondensatu do chłodzenia powietrza podnosi ogólną sprawność termodynamiczną elektrowni, to jednak ze względu na wysokie koszty tego typu ochładzaczy, w praktyce zazwyczaj używane są ochładzacze prostszej konstrukcji z obiegiem wody świeżej.

III. POKRYWANIE SZCZYTÓW OBCIĄŻENIA.

Zapotrzebowanie energii elektrycznej w większości zakładów elektrycznych, a zwłaszcza w zakładach o typie oświetleniowym, jest bardzo nierównomierne. Wyzyskanie urządzeń elektrowni skutkiem tego jest niekorzystne, część bowiem urządzeń w okresach zmniejszonego zapotrzebowania mocy albo zupełnie nie pracuje, albo pracuje tylko przy obciążeniu częściowym. Sprawność elektrowni, ze względu na częściowe obciążenie kotłów i maszyn, ze względu na straty ciepła na rozpalenie kotłów, uruchamianych na szczyty obciążeń, oraz ze względu na straty, pochodzące z przedwczesnego lub spóźnionego rozpalania kotłów, jest przy nierównomiernym obciążeniu o wiele gorsza, niż przy obciążeniu równym. Koszty produkcji energii elektrycznej zarówno stałe, jak i zmienne, są zatem przy nierównomiernym obciążeniu większe.

Z powyższych względów zakłady elektryczne oddawna dążą do możliwego wyrównania obciążenia elektrowni, stosując przede wszystkim odpowiednią politykę taryfową, której celem jest uregulowanie odbioru energii elektrycznej w ten sposób, aby można było osiągnąć mniej więcej równomierne obciążenie elektrowni w przeciągu całej

dobę, a nawet roku. Obciążenie elektrowni można również częściowo wyrównać przez łączenie drobniejszych zakładów elektrycznych w zakłady większe, czy to przez zastąpienie drobnych zakładów wytwórczych zakładem większym, czy to przez równoległą pracę poszczególnych zakładów wytwórczych.

Jednym, rzec można, z półśrodków, zmierzających do rozwiązania zagadnienia ekonomicznego pokrywania szczytów obciążenia elektrowni, jest skombinowanie napędu parowego elektrowni z napędem zapomocą silników dyzelskich. Urządzenia parowe obliczane są w tym przypadku na obciążenie główne, czyli z pominięciem szczytów obciążenia, natomiast szczyty obciążenia pokrywane są przez dyzle. Przy zastosowaniu tej kombinacji unikamy strat na rozpałkę kotłów, uruchamianych na szczyty obciążenia, oraz strat, pochodzących z przedwczesnego lub spóźnionego rozpalania kotłów, i osiągamy mniej więcej równe obciążenie urządzeń zasadniczych; wreszcie w pewnych warunkach można zmniejszyć koszty zakładowe w porównaniu z czystym napędem parowym.

Zasada pokrywania szczytów obciążenia zapomocą dyzli nie jest zasadą wyrównania produkcji energii, niezależnie od zapotrzebowania mocy, a zatem nie rozwiązuje zagadnienia w sposób właściwy.

Zasadnicze rozwiązanie ekonomicznego pokrywania szczytów obciążenia można osiągnąć tylko przez akumulowanie energii.

Zapomocą akumulatorów elektrycznych, które teoretycznie najlepiej nadawałyby się do tego celu, zagadnienia tego w większym zakresie rozwiązać się nie udało. Z innych metod akumulowania energii wymienić można akumulatory ciepła, czyli akumulatory pary, oraz akumulatory wody.

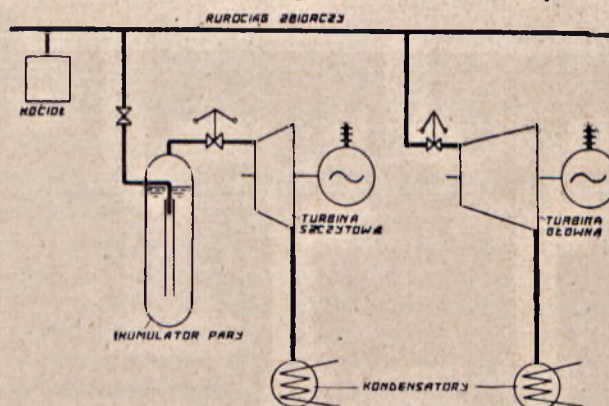
Przy zastosowaniu akumulatorów pary, instalacja kotłowa obliczana jest na średnie zapotrzebowanie pary. Nadmiar produkcji pary w okresach zmniejszonego zapotrzebowania mocy gromadzony jest w specjalnych zbiornikach — akumulatorach. W chwilach zwiększonego zapotrzebowania mocy para, zgromadzona w tych zbiornikach, zasila specjalne turbiny szczytowe. Ponieważ prężność pary, otrzymywana z powyższych zbiorników, nie jest stała i waha się w granicach od kilku do kilkunastu atmosfer, przeto turbiny szczytowe muszą być specjalnej konstrukcji, która umożliwiałaby korzystanie z pary o różnej prężności.

Aczkolwiek zastosowanie akumulatorów zmniejsza straty kotłowe i zapewnia równe obciążenie zasadniczych urządzeń elektrowni, to jednak z drugiej strony przy zastosowaniu specjalnych turbin szczytowych, zasilanych parą o różnej prężności, zapotrzebowanie pary jest większe, niż przy turbinach normalnych. Doświadczenie wskazuje, że ogólny bilans cieplny oraz koszty zakładowe w pewnych warunkach przy zastosowaniu akumulatorów mogą przedstawiać się korzystniej, niż w normalnych elektrowniach z odpowiednią większą instalacją kotłową. Decydującym warunkiem korzyści, które osiągnąć można zapomocą akumulatorów pary, jest czas trwania szczytów obciążenia; im czas trwania tych szczytów jest krótszy, tem korzyści są większe.

Rysunek 9-y przedstawia układ elektrowni z zastosowaniem akumulatorów pary. Rys. 10-y przedstawia podobny układ, lecz z zastosowaniem dwóch prężności do zasilania turbin i z odbiorem pary do celów grzejnych. W układzie drugim dla uzyskania większej sprawności zastosowano przy rozbudowie elektrowni turbinę czołową, zasilaną parą o wyższej prężności, przyczem para po wykonaniu pracy w powyższej turbinie wyzyskana jest częściowo do zasilania turbin o niższej prężności, częściowo zaś do celów grzejnych.

Przy współpracy elektrowni wodnych z elektrowniami cieplnymi, szczyty obciążenia mogą być z korzyścią pokrywane przez elektrownie wodne, o ile elektrownie te posiadają odpowiednie zbiorniki wyrównawcze z naturalnym dopływem wody.

Przy odpowiednich warunkach terenowych mogą być urządzone zbiorniki ze sztucznym dopływem wody. Zasada tych sztucznych akumulatorów wody polega na tem, że w okresach zmniejszonego zapotrzebowania mocy nadmiar energii elektrycznej, wytwarzanej przy pełnym wyzyskaniu urządzeń elektrowni, zostaje użyty do napędu specjalnych pomp wodnych, które pompują wodę do zbiornika akumulatorowego; w chwilach natomiast zwiększonego zapotrzebowania mocy woda,



Rys. 9. Układ elektrowni z akumulatorami pary.

zgromadzona w zbiorniku, służy do napędu turbozespołów wodnych, przeznaczonych do pokrywania szczytów obciążenia. Należy zwrócić uwagę, że sprawność tego rodzaju urządzeń jest bardzo niska; ogólne wykorzystanie urządzeń jest jednak lepsze. W odpowiednich warunkach, gdy zbiorniki wody mogą być wykonane nieznacznym kosztem, ten sposób pokrywania szczytów obciążenia może dać pewne korzyści.

IV. ZASADY ROZPLANOWANIA I BUDOWY ELEKTROWNI.

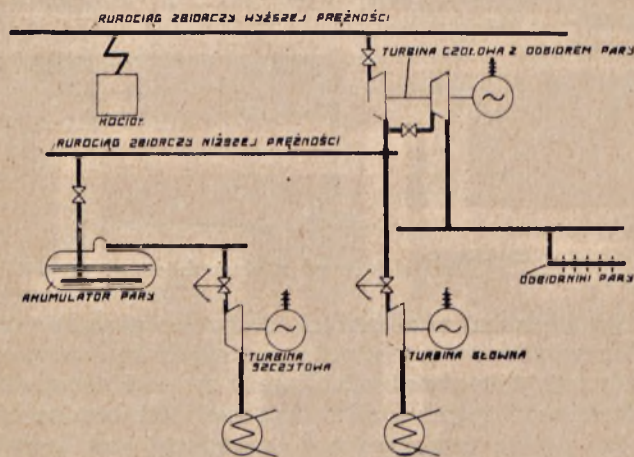
Każda elektrownia parowa składa się z trzech zasadniczych części: kotłowni, maszynowni i rozdzielni. Wzajemny układ poszczególnych części elektrowni zależy od warunków miejscowych, stosunku między ilością i wielkością kotłów i maszyn, systemu ciągu itp.

Jak wiadomo, istnieją dwa zasadnicze układy kotłowni względem maszynowni: układ prostopadły, gdy kotłownia, wzgl. kotłownie, ustawione są prostopadle do maszynowni, i układ równoległy, gdy kotłownia ustawiona jest równolegle do maszynowni.

Do niedawna uważano, że układ równoległy można stosować tylko w małych elektrowniach, w większych zaś stosowano wyłącznie układ prostopadły. Przekonanie to tłumaczyć należy małą stosunkowo powierzchnią ogrzewalną kotłów, budowanych w tym okresie. Nie tak dawno kotły o powierzchni ogrzewalnej 500 — 600 m kw. uważane były za bardzo wielkie; stąd w większych elektrowniach na jedną turbinę przypadała często bardzo znaczna liczba kotłów, i kotłownie w stosunku do maszynowni urastały do bardzo wielkich rozmiarów. Z tego też względu układ prostopadły w większych elektrowniach miał w tych warunkach bezwzględną przewagę nad układem równoległym.

Obecnie, kiedy technika kotłowa posunęła się o tyle naprzód, że buduje się kotły o bardzo wielkiej powierzchni ogrzewalnej, która przy zastosowaniu palenisk na pył węglowy, jest niemal nieograniczona, zniknęła dawniejsza nieproporcjonalność między liczbą i wielkością kotłów, a liczbą i wielkością maszyn. Dlatego też w warunkach obecnych układ równoległy może w zupełności współzawodniczyć z układem prostopadłym, nawet w największych elektrowniach.

Niezależnie od typu kotłowni, kotły ustawione być mogą bądź w dwa szeregi, bądź w jeden szereg, zależnie od liczby kotłów. Układ jednoszeregowy nadaje się do kotłowni o stosunkowo małej liczbie kotłów i w pewnych warunkach może dać najmniej-sze koszty zakładowe.



Rys. 10. Układ elektrowni z akumulatorem pary i z turbiną czołową.

Przy zastosowaniu palenisk na pył węglowy, urządzenia do przeróbki węgla można ustawić bądź oddzielnie, bądź (w razie zastosowania osuszania węgla spalinami, uchodzącymi z kotłów) — przybudować bezpośrednio do kotłowni. W tym ostatnim przypadku nadaje się najlepiej równoległy układ maszynowni względem kotłowni z kotłownią jednoszeregową, przyczem paleniska zwrócone są ku maszynowni, a urządzenia do przeróbki węgla przybudowane są do kotłowni od tylnej strony kotłów.

Zasada rozplanowania elektrowni zależy w dużej mierze od systemu ciągu. Przy ciągu sztucznym sposób rozplanowania elektrowni nie jest niczem skrupowany. Przy ciągu naturalnym i kominach murowanych należy mieć na względzie możliwość do-

godnego i racjonalnego doprowadzenia spalin do kominów. W małych kotłowniach, ustawionych równolegle względem maszynowni, kominy mogą być ustawione na krańcach kotłowni; w większych zaś kotłowniach, w których dwa kominy mogłyby nie wystarczyć, nie pozostaje nic innego, jak odsunąć kotłownię od maszynowni o tyle, aby można było ustawić potrzebną liczbę kominów, albo, zatrzymując zwartą budowę kotłowni i maszynowni, — ustawić kominy w obrębie samej kotłowni. Ostatni sposób ustawienia kominów stosowany jest rzadziej. Przy układzie prostopadłym kotłowni względem maszynowni kominy ustawiane są zazwyczaj między kotłowniami, albo też, o ile jest to możliwe, — na krańcach kotłowni.

Urządzenia pomocnicze, jak pompy, zbiorniki, oczyszczacze wody itp., przy układzie prostopadłym kotłowni względem maszynowni, ustawiane są zazwyczaj między kotłowniami, przy układzie zaś równoległym, — albo między maszynownią i kotłownią, o ile budynki te są rozsunięte, albo w specjalnej dobudówce przy kotłowni, bądź wreszcie w samej kotłowni, lub maszynowni; ostatni sposób stosuje się często w Ameryce.

Rozdzielnia stanowi w zasadzie zupełnie niezależną część elektrowni, ustawioną bądź zupełnie oddzielnie (rozdzielnia wyższego napięcia), bądź związaną z pozostałą częścią elektrowni odpowiednim krytym krużgankiem. Pożądane jest, aby rozdzielnia o napięciu, wytwarzanem przez prądnice, rozwijała się w kierunku rozbudowy elektrowni, koszty bowiem połączeń kablowych między prądnicami i rozdzielnią są w tym przypadku mniejsze, a wzajemny układ budynków, jako całość, lepszy. W elektrowniach, pracujących przy kilku napięciach, każde napięcie posiadać powinno swoją niezależną rozdzielnię, przyczem rozdzielnie, przeznaczone dla linii napowietrznych, należy rozplanować w ten sposób, aby linie te można było łatwo wyprowadzić w odpowiednich kierunkach.

Sala nastawcza, w której mieszczą się pulpity do obsługi maszyn, tablice i urządzenia nastawcze itp., stanowi oddzielną część elektrowni, przybudowaną bezpośrednio do maszynowni bądź przy jej początku, bądź pośrodku maszynowni.

W celu uzyskania łatwej i dogodnej komunikacji między poszczególnymi częściami elektrowni pożądane jest, aby wszelkie urządzenia, wymagające stałej obsługi, rozmieszczone były na jednym wspólnym poziomie; pożądane jest zatem, aby poziom ustawienia kotłów był zgodny z poziomem ustawienia maszyn i poziomem ustawienia pomp, pulpitów, tablic nastawczych itp. Odpowiednie oświetlenie budynków elektrowni światłem dziennym i sztucznym, odpowiednia wentylacja, urządzenia przeciwpożarowe itp. są również warunkami, które w nowoczesnej elektrowni wymagają specjalnego uwzględnienia.

Przy rozplanowaniu elektrowni należy w szerokiej mierze uwzględnić możliwość otrzymania dostatecznej ilości odpowiedniej wody na potrzeby elektrowni, możliwość dogodnej komunikacji kolejowej i dogodnego rozplanowania złożysk węglowych, jak również możliwość dogodnej dostawy

węgla do złóżysk i do kotłowni oraz dostawy urządzeń elektrowni drogą kolejową bezpośrednio do budynków elektrowni, czy też z budynków elektrowni do miejscowych warsztatów.

Zasady wykonania poszczególnych części elektrowni wychodzą poza ramy niniejszego referatu. Zwrócić jednak należy uwagę na nowe prądy w dziedzinie budowy rozdzielni. Zasadą budowy nowoczesnych rozdzielni jest jaknajwiększa przejrzystość urządzeń oraz jaknajwiększe bezpieczeństwo ruchu. W myśl powyższych zasad, rozdzielnie budowane są w postaci hal fabrycznych, w których wszystkie urządzenia widoczne są z każdego miejsca, przyczem urządzenia, które mogą być powodem eksplozji oraz mogą wydzielać gazy, są ściśle oddzielone od pozostałych urządzeń i dostępne tylko z zewnątrz. Rozdzielnie o bardzo wysokim napięciu, a nawet średnim napięciu, często są budowane jako rozdzielnie odkryte, t. j. bezpośrednio pod gołym niebem. Koszt budowy tego rodzaju rozdzielni w pewnych warunkach okazać się może niższym od kosztów budowy rozdzielni w budynkach, przejrzystość zaś tego typu rozdzielni i większe bezpieczeństwo na wypadek eksplozji stanowią poważną ich zaletę.

Sposób rozplanowania i rozwiązania projektowanej elektrowni okręgowej w Poznaniu podają rysunki 11-y do 18-go.

Pod budowę elektrowni Miasto przeznaczyło teren poforteczny o obszarze około 3 ha, położony w południowej części miasta między obecnym i projektowanym korytem rzeki Warty i torem kolei Poznań — Toruń.

Obszar terenu, jak na miarę projektowanej elektrowni poznańskiej po pełnej rozbudowie, jest bardzo szczupły i posiada specjalnie niekorzystne warunki pod względem budowlanym. Teren, w zasadzie nizinny, jest sztucznie nasypany dla ochrony od zalewów, a część zachodnia terenu przecięta jest głęboką fosą forteczną (obecnie zasypaną), która całą tę część terenu czyni niezdatną do celów budowlanych. Z powyższych względów budynki elektrowni mogły być rozplanowane tylko we wschodniej części terenu, czyli od strony projektowanego koryta rzeki Warty; część zaś zachodnia terenu, jako niezdatna pod budowę, musiała być przeznaczona na składy węgla.

Teren elektrowni jest jakgdyby odcięty od obszarów sąsiednich przez dwa koryta rzeki i tor kolei głównej, połączenie zatem kolejowe można było osiągnąć tylko przez przekroczenie jednej z powyższych granic. Bliższe studia nad sposobem wprowadzenia bocznicy wykazały, iż najkorzystniej będzie doprowadzić ją od strony stacji „Poznań — Wschód” po specjalnym moście ponad projektowanym korytem rzeki Warty. Bocznice można było poprowadzić albo łukiem przez teren elektrowni, albo też równolegle do toru kolei głównej na wspólnym nasypie z torami kolei głównej.

Stosownie do dwóch powyższych sposobów rozplanowania bocznicy kolejowej rozpatrzono również dwie zasadnicze alternatywy rozplanowania budynków elektrowni, przedstawione na rys. 11-ym.

Pierwsza alternatywa daje długość bocznicy

stosunkowo większą, jednak w znacznym stopniu zmniejsza użytkową powierzchnię terenu. Promień łuku jest mały, wynosi bowiem ok. 140 m, a zatem przejazd normalnymi parowozami byłby niemożliwy i elektrownia zmuszona byłaby utrzymywać swoje własne parowozy. Druga alternatywa, aczkolwiek daje bocznice krótszą, jest jednak dogodniejsza, tembardziej, że długość bocznicy nie rozstrzyga sprawy, pociągi bowiem z węglem będzie można gromadzić na sąsiednim terenie targowiska miejskiego. Poziom bocznicy kolejowej ma się wznosić nad poziomem terenu o 4,54 m.

Po uregulowaniu nowego koryta rzeki Warty i po przebudowaniu torów kolei głównej dojazd kółowy do elektrowni odbywać się będzie pod wiaduktem projektowanym tuż przy moście kolejowym przez nowe koryto rzeki Warty. Szczegóły, dotyczące sposobu wykonania dojazdu, wskazuje rysunek sytuacji.

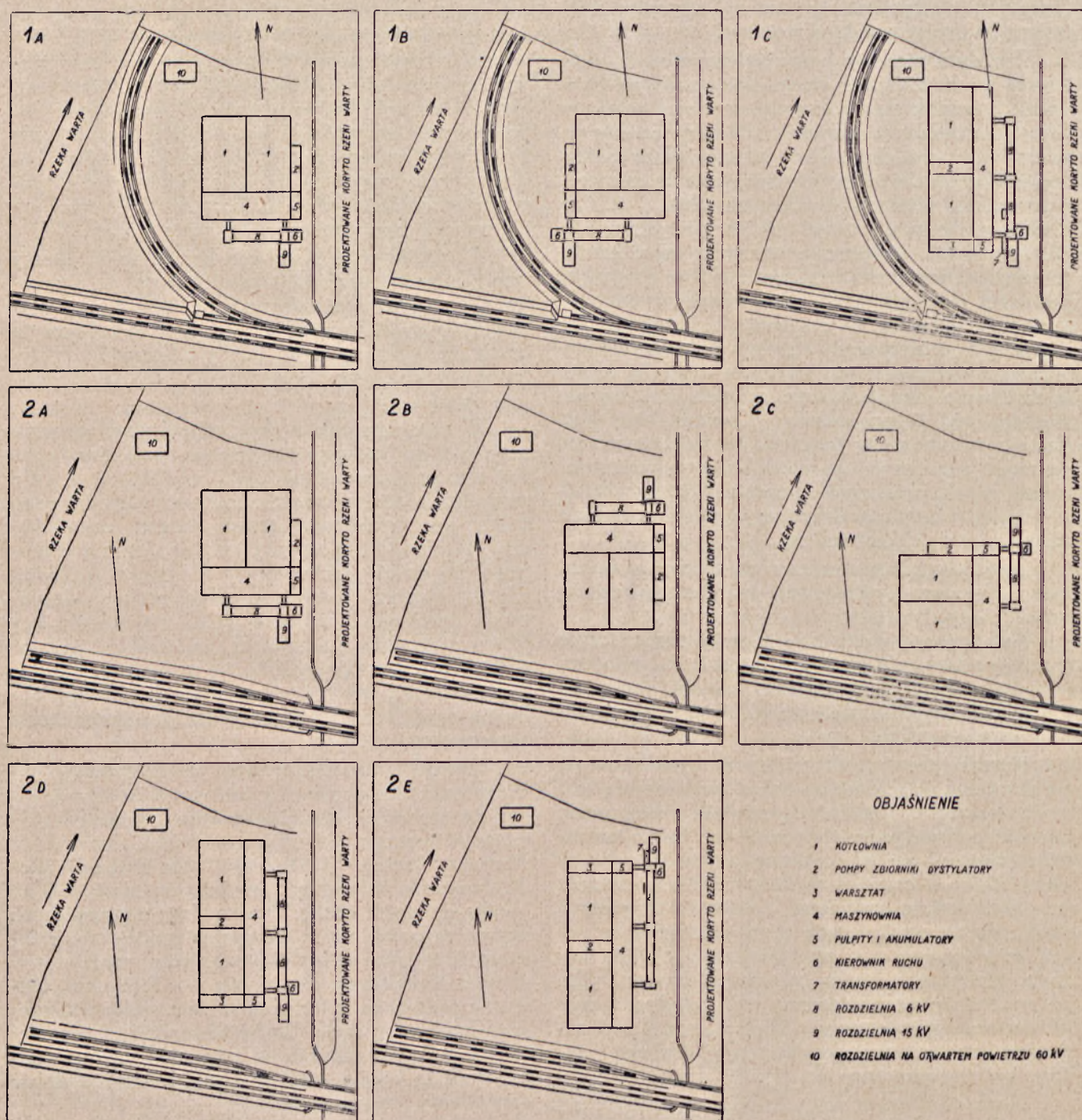
W celu ustalenia najkorzystniejszego wzajemnego układu budynków elektrowni wykonano szereg szkiców, przedstawionych na rys. 11-ym. We wszystkich alternatywach budynki rozplanowano tylko we wschodniej części terenu ze względów, które wymienione były wyżej. Szkice wykonano dla pełnej rozbudowy. Stosunek wielkości i liczby maszyn i kotłów po pełnej rozbudowie pozwala zastosować zarówno układ równoległy kotłowni względem maszynowni, jak i układ prostopadły; w drugim przypadku, ze względu na stosunkowo znaczną długość maszynowni, kotłownię podzielono na dwie części, ustawione względem siebie równolegle.

Warunki zasilania prądem projektowanego obszaru zasilania wymagają zastosowania trzech rodzajów napięć, z których najniższe, odpowiadające napięciu maszyn, przeznaczone będzie dla miasta Poznania, średnie (15 000 V) — dla bliższych okolic i wreszcie najwyższe (przypuszczalnie 60 000 V) — dla dalszych okolic. Dla każdego z powyższych napięć zaprojektowano oddzielne rozdzielnie, przyczem budynek rozdzielni napięcia maszynowego zaprojektowano równolegle do budynku maszyn i połączono z tym budynkiem zapomocą szeregu mostów krytych. Budynek rozdzielni odsunięto od budynku maszyn w tym celu, aby zapewnić większe bezpieczeństwo ruchu i osiągnąć dobre oświetlenie maszynowni.

Budynek rozdzielni 15 000 V rozplanowano w ten sposób, aby można było wyprowadzić linie napowietrzne w kierunku wschodnim i zachodnim, kierunek bowiem południowy, ze względu na wysoki nasyp kolejowy i zabudowania miejskie, do przeprowadzenia linii nie nadaje się, kierunek zaś północny zarezerwowano dla linii najwyższego napięcia. Na rozdzielnię najwyższego napięcia (przypuszczalnie 60 000 V) przeznaczono miejsce w północno - zachodniej części terenu.

Układy budynków głównych i dodatkowych, jak warsztaty, składy, sala pomp i zbiorników, sala urządzeń nastawczych (pulpity, tablice nastawcze i t. p.), biuro kierownictwa ruchu i t. p., w różnych alternatywach podaje rys. 11-ty. Ze wszystkich możliwych układów wybrano układ, objęty alternatywą 2-E (kotłownia równoległa

RÓŻNE ALTERNATYWY ROZPLANOWANIA BUDYNKÓW ELEKTROWNI W POZNANIU



Rys. 11. Różne alternatywy rozplanowania elektrowni Poznańskiej.

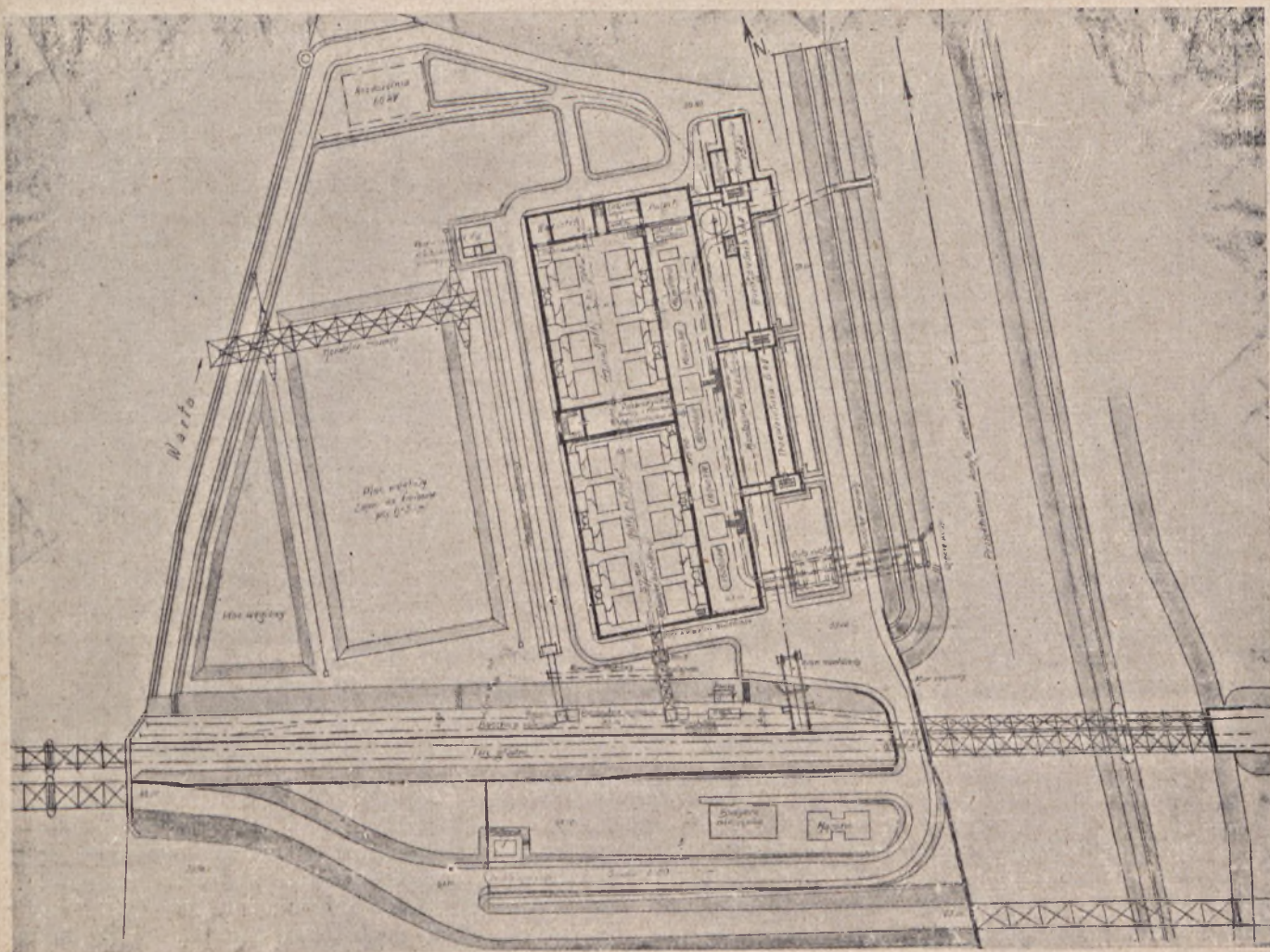
do maszynowni). Układ ten w porównaniu z innymi układami lepiej wykorzystuje miejsce i daje większą równomierność rozbudowy budynków; układ rurociągów jest w tym przypadku prostszy, a całą kotłownię można obsłużyć jednym wspólnym urządzeniem do transportu węgla.

Z dwóch prawie równoznacznych układów 2-D i 2-E wybrano układ ostatni ze względów estetycznych, główny bowiem front elektrowni zwrócony będzie ku północy, skąd elektrownia przeważnie będzie widoczna; front natomiast prowizoryczny (ze względu na rozbudowę budynków) i gospodarkę węglową zaprojektowano od strony południowej terenu, mniej widocznej z powodu przyszłego

projektowanego wysokiego nasypu kolejowego (rys. 12).

Dla uzyskania współmierności między długością maszynowni i kotłowni zaprojektowano ustawienie maszyn w osi budynku; szerokość zatem sali maszyn będzie nieznaczna (15 — 16 m), co ze względu na koszty wykonania budynku i dobre oświetlenie jest bardzo pożądane (rys. 12, 13 i 14).

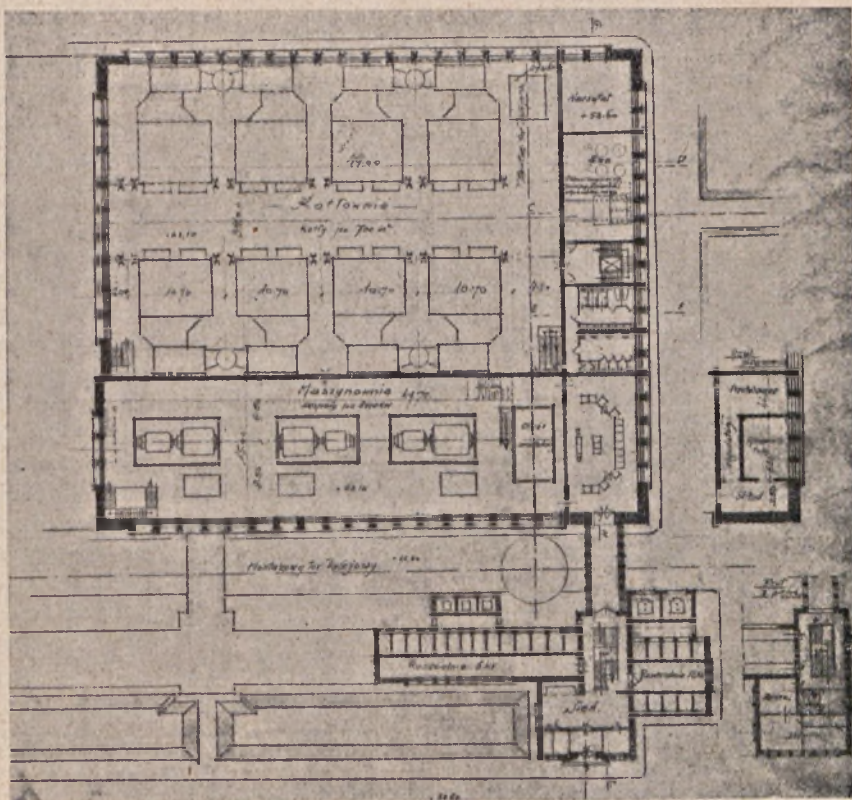
Sala pomp i zbiorników zajmuje centralne miejsce kotłowni; przy tym układzie otrzymuje się najdogodniejsze i najekonomiczniejsze rozplanowanie i przekroje rurociągów, a budynek kotłowni zostaje rozdzielony na dwie, jakby niezależne części, przez co uzyskuje się większe bezpieczeństwo



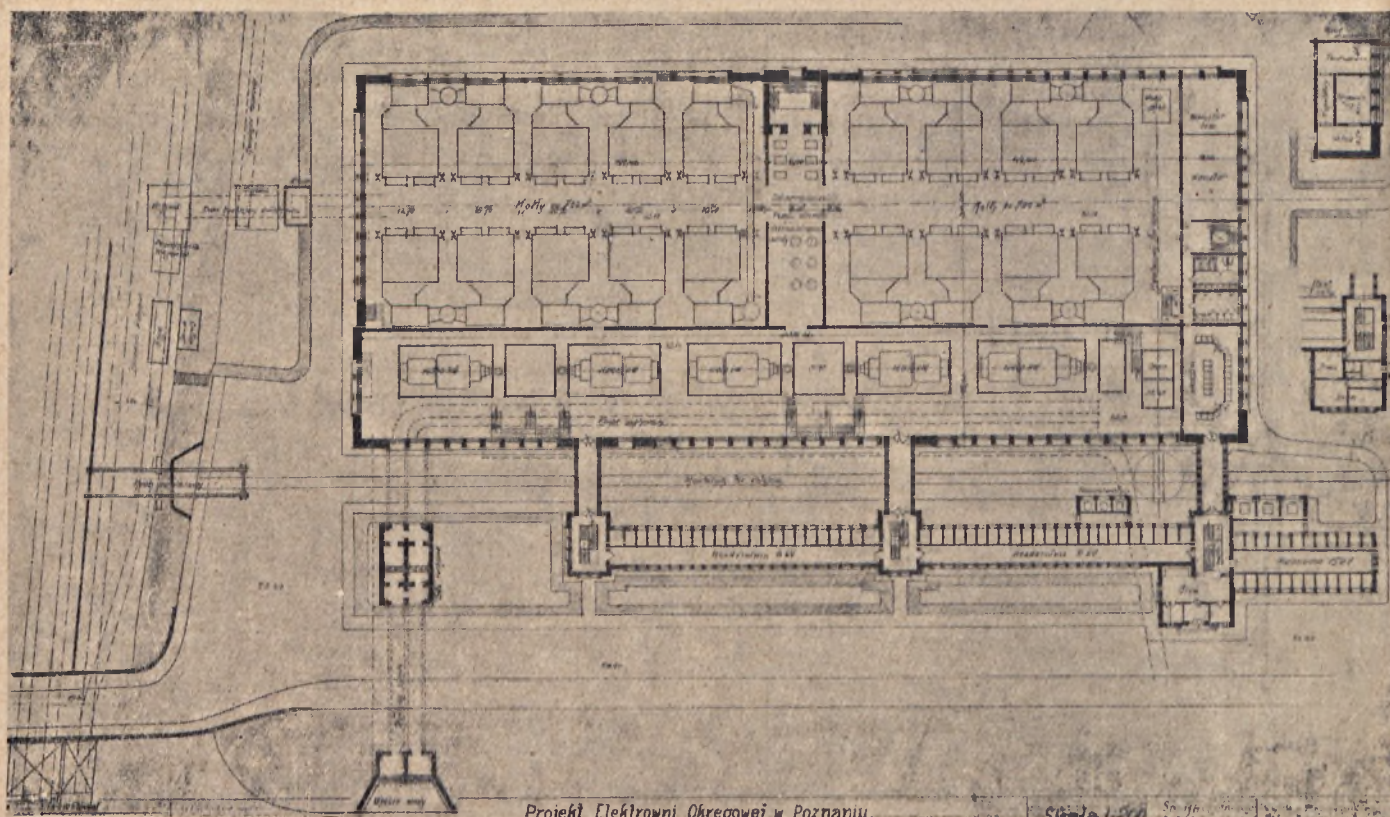
Rys. 12. Ogólna sytuacja.

ruchu. W początkowym okresie pracy elektrowni salę pomp i zbiorników zaprojektowano w przybudówce od strony północnej elektrowni; pomieszczenie to, z chwilą przeniesienia sali pomp do miejsca wyżej wskazanego, przeznaczają się na rozszerzenie warsztatów.

Poziomy poszczególnych kondygnacji budynków elektrowni ustosunkowano względem siebie w ten sposób, aby komunikacja była jaknajprostsza przy możliwie jaknajmniejszym używaniu schodów (rys. 15). Innymi słowy, urządzenia, wymagające stałej obsługi, rozlokowano na jednym wspólnym poziomie. Zasadniczy poziom, na którym ustawione będą kotły, maszyny, urządzenia nastawcze (pulpity, tablice nastawcze i t. p.), pompy zasilające i t. p., zaprojektowano na wysokości 4,5 m nad poziomem terenu. Popielniki kotłowni zaprojektowano na poziomie terenu, a kondensatornię, ze względu na praktycznie osiągalną wysokość ssania pomp do wody chłodzącej, — poniżej poziomu terenu.



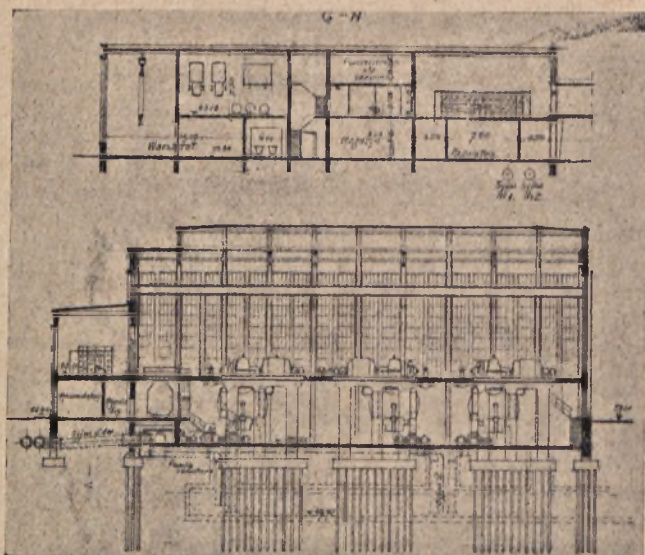
Rys. 13. Rzut poziomy pierwszej rozbudowy elektrowni Poznańskiej.



Rys. 14. Rzut poziomy pełnej rozbudowy elektrowni Poznańskiej.

Zachodnią część terenu, jako niezdatną pod budowę, przeznaczono na składy węgla; obszar tej części terenu pozwoli na magazynowanie około jednomiesięcznego zapasu węgla w okresie pełnej rozbudowy elektrowni (rys. 12).

Budowa elektrowni rozpocznie się od strony północnej i postępować będzie ku południowi.



Rys. 16. Przekrój podłużny przez maszynownię.
I-sza rozbudowa.

W odwrotnym kierunku rozwijać się będzie budynek rozdzielni 15 kV, co wynika z położenia tego budynku w stosunku do pozostałych budynków elektrowni.

Do transportu węgla z wagonów kolejowych do kotłowni zaprojektowano odpowiednie urządze-

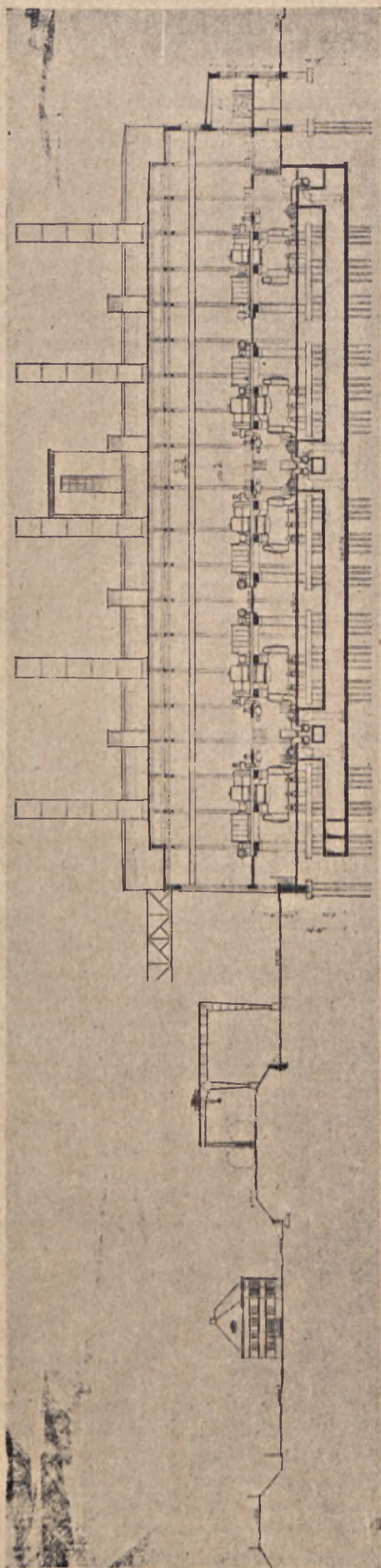
nia mechaniczne w postaci podwójnego konweyora, przyczem węgiel będzie przesypywany z wagonów bądź ręcznie, bądź mechanicznie do specjalnego wysypnika, który zaprojektowano pod torem bocznic kolejowej (rys. 12).

Mechaniczny transport węgla z wagonów na skład oraz ze składu do konweyora kotłowego w pierwszym okresie pracy elektrowni prawdopodobnie nie będzie się opłacał. Z chwilą, gdy zapotrzebowanie węgla wzrośnie, a plac węglowy rozszerzy się o tyle, że zajmować będzie znaczną część obszaru, wskazanego na rys. 12-ym, sposób dostawy węgla na skład i ze składu będzie musiał być zreformowany i zastąpiony urządzeniem mechanicznym. Na rysunkach 12-ym i 15-ym podano jeden ze sposobów rozwiązania urządzeń transportowych, przeznaczonych do powyższego celu.

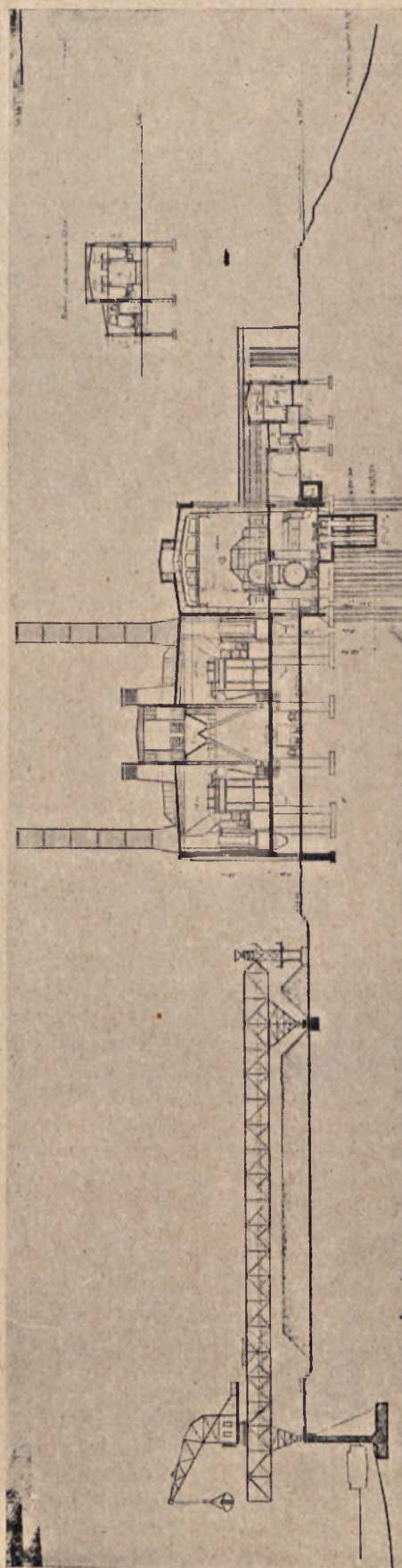
Do transportu maszyn i innych urządzeń elektrowni zaprojektowano montażowy tor kolejowy, który będzie ułożony wzdłuż maszynowni i rozdzielni 6 kV oraz wprowadzony do budynku maszyn i do budynku kotłów (rys. 12). Ponieważ tor montażowy znajdzie się poniżej poziomu toru bocznic kolejowej, przeto do umożliwienia przeładunku transportowanych urządzeń z bocznic kolejowej na tor montażowy, zaprojektowano dźwig żelazobetonowy z przesuwającym wózkiem (rys. 17). Dźwig zaprojektowano w ten sposób, aby mógł obsługiwać oba tory bocznic kolejowej.

Do transportu urządzeń na terenie elektrowni przewidziano specjalny wózek, umożliwiający transport urządzeń znacznej wysokości (np. transformatorów) i wymagający obrotnicy o małej średnicy.

Do przeładunku transportowanych urządzeń



Rys. 17. Przekrój podłużny przez maszynownię; pełna rozbudowa.



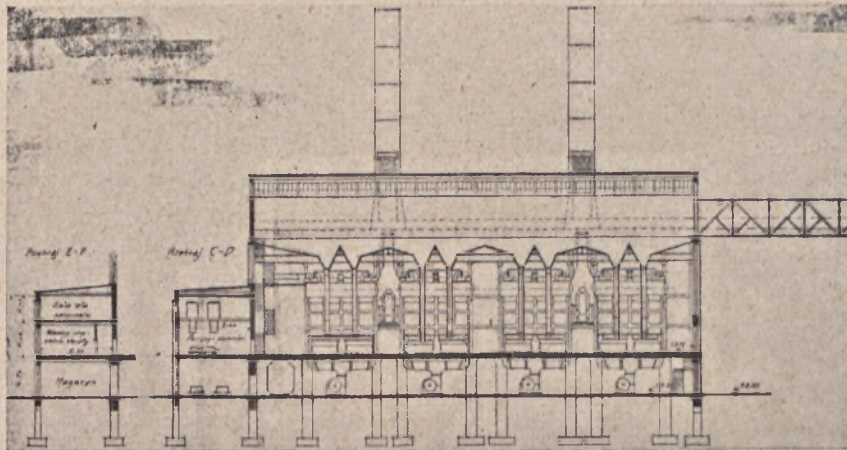
Rys. 15. Przekrój poprzeczny.

z wózka do sali maszyn służyć będzie suwnica maszynowni, przyczem urządzenia wyciągane będą przez odpowiedni otwór w podłodze maszynowni (rys. 13 i 14).

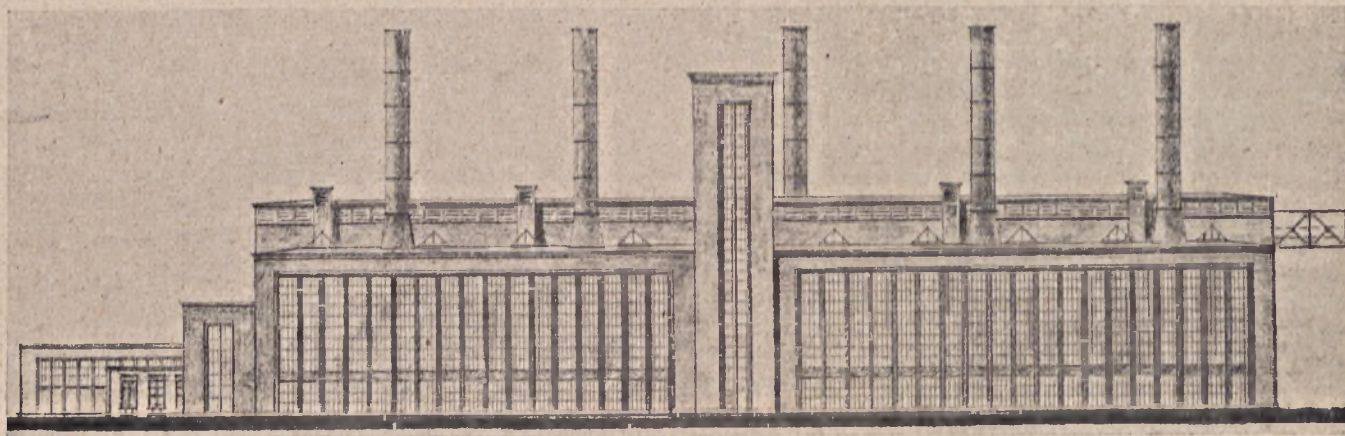
Tor montażowy ma służyć jednocześnie do transportu urządzeń elektrowni, wymagających remontu, do miejscowych warsztatów. Do przeła-

dunku urządzeń z wózka toru montażowego do warsztatów przewidziano specjalny przesuwany dźwig warsztatowy oraz odpowiedni otwór w podłodze kotłowni (rys. 13 i 14).

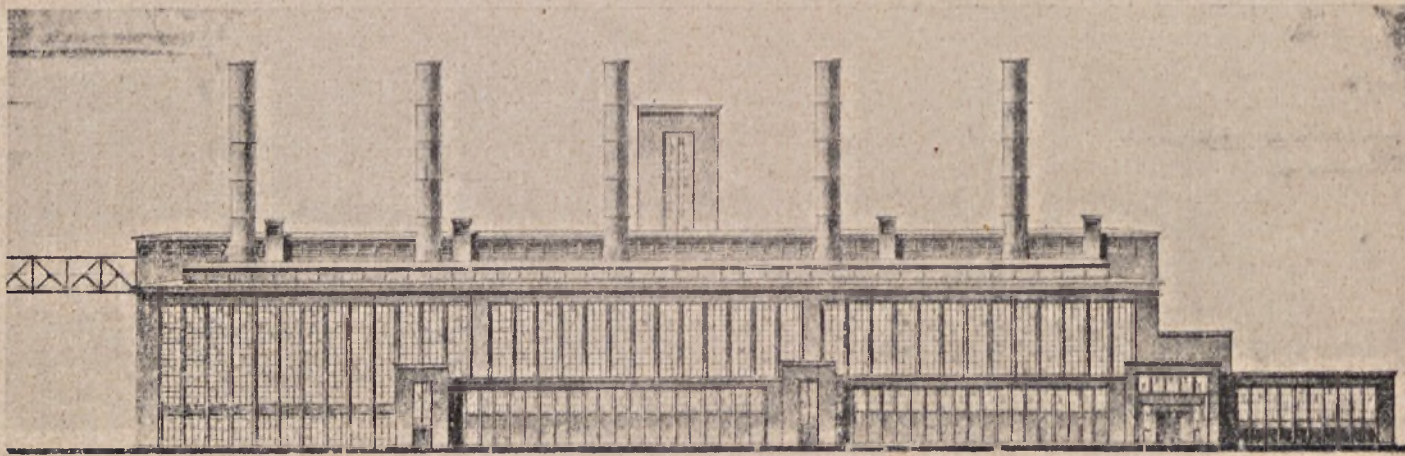
Ze względu na niesprzyjające warunki gruntowe zarówno fundamenty maszyn jak i budynków, będą podparte palami, wpuszczonemi w grunt.



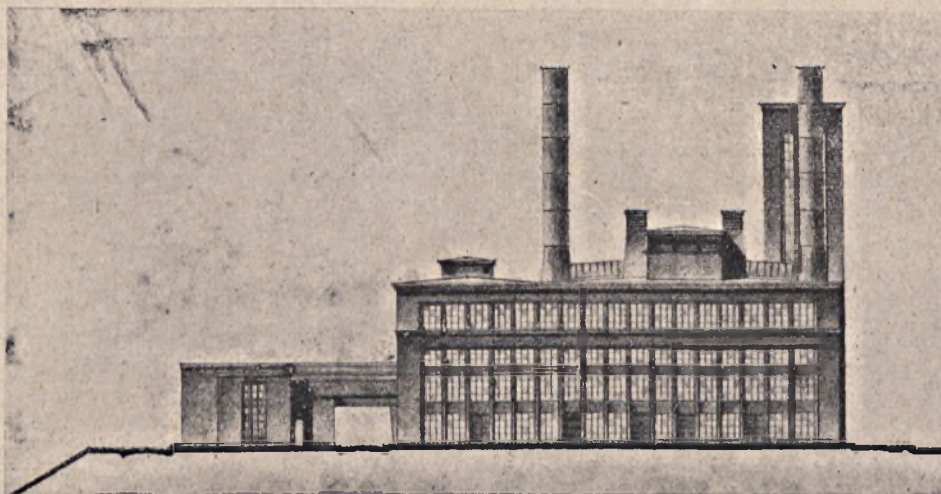
Rys. 18. Przekrój podłużny przez kotłownię. I-sza rozbudowa.



Rys. 19. Fasada boczna od strony kotłowni.



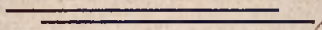
Rys. 20. Fasada boczna od strony rozdzielni 6 i 15 kV.



Rys. 21. Fasada frontowa.

Rozwiązanie architektoniczne budynków elektrowni wykonano zgodnie z nowoczesnymi prądami w architekturze przemysłowej, przyczem rozwią-

zanie to, jak wskazują rysunki 19-ty do 21-go, stwarza prostą w liniach i kształtach oraz harmonijną całość zabudowań elektrowni.



POSTĘPY W BUDOWIE MASZYN ELEKTRYCZNYCH.

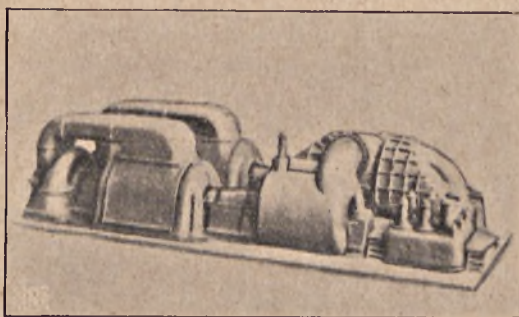
Odczyt, wygłoszony w Kole Warszawskiem Stow. Elektrotechników Polskich.

Inż. St. Kaniewski.

Aby dać obraz postępu w budowie maszyn elektrycznych, podzielimy je na kilka zasadniczych grup.

Do pierwszej grupy zaliczymy prądnice dla bezpośredniego połączenia z turbinami parowymi.

Tu przedewszystkiem uderza nadzwyczajny postęp w kierunku zwiększenia mocy oraz zwiększenia szybkości obrotowych maszyn. Postęp ten jest bezpośrednim wynikiem badań ostatnich lat w dziedzinie metaloznawstwa, bodźcem zaś do



Rys. 1. Turbogenerator Brown-Boveri o mocy 188 000 kVA.

tych badań były głównie zagadnienia, które powstawały przy budowie turbin parowych i prądnic do nich.

Aby uświadomić sobie zakres tego postępu, należy przypomnieć, że w roku 1905 przy 3000 obrotów na min. osiągnięto najwyższą moc generatorów 1000 kVA, a największa moc naogół wynosiła 6000 kVA przy 750 obrotach na min. Obecnie w nowoczesnych turbogeneratorach osiąga się szybkość obwodową do 160 m/sek., co odpowiada szybkości 580 km na godzinę. Gdyby wirnik z taką szybkością toczyć po równiku, potrzeba byłoby tylko 69 godzin dla okrążenia kuli ziemskiej.

Rekordowo osiągnięte moce w tej dziedzinie są następujące:

Zakłady Brown-Boveri w Szwajcarii mają na ukończeniu zespół 188 000 kVA 60 okr./sek. dla elektrowni Hell-Gate w Nowym Jorku.

Turbina jest dwuwirnikowa i połączona z dwoma generatorami, przyczem jeden jest na moc 88 000 kVA — przy 1800 obr. na min., drugi na 100 000 kVA — przy 1200 obr. na min. (p. rys. 1). Aby dać pojęcie o wielkości prądnic, można nadmienić, że wagi poszczególnych części wynoszą:

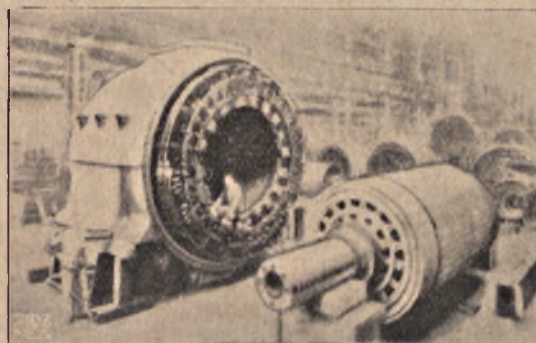
	gen. 88 000 kVA	gen. 100 000 kVA
stojan	130 t	150 t
wirnik	60 „	100 „

W budowie są jeszcze inne maszyny zbliżonych wielkości. A więc np. General Electric Company buduje trójwirnikową turbinę na 1800 obr. o mocy poszczególnych generatorów 86 000 kVA

74 500 „
74 500 „

razem 235 000 kVA

Ta sama fabryka ma w wykonaniu dwuwirnikową turbinę na 1500 obr. z dwoma prądnicami $2 \times 80\,000 = 160\,000$ kVA. Wreszcie buduje ona także jednowirnikową turbinę o mocy 100 000 kVA przy 1500 obr. Zakłady Siemens-Schuckerta budują obecnie prądnice na 50 000 kVA przy 3 000 obr. a zakłady Brown-Boveri na 40 000 kVA. Prądnica na 60 000 kVA przy 1000 obr., dostarczona przed kilku zaledwie laty przez zakłady Siemens-Schuckerta (rys. 2), wydaje się już obecnie przestarzałą z punktu widzenia konstrukcyjnego; ta sama firma, budując nowy generator tej mocy starałaby się dać mu 3000 obrotów. Prof. Niethammer na podstawie analizy założeń, jakie konstruktorzy przyjmują obecnie przy budowie nowoczesnych turbogeneratorów z uwzględnieniem najlepszego



Rys. 2. Turbogenerator Siemens-Schuckera 60 000 kVA 1 000 obr.

wyzyskania materiałów, stwierdza możność otrzymania bez trudności następujących największych mocy przy różnych ilościach obrotów.

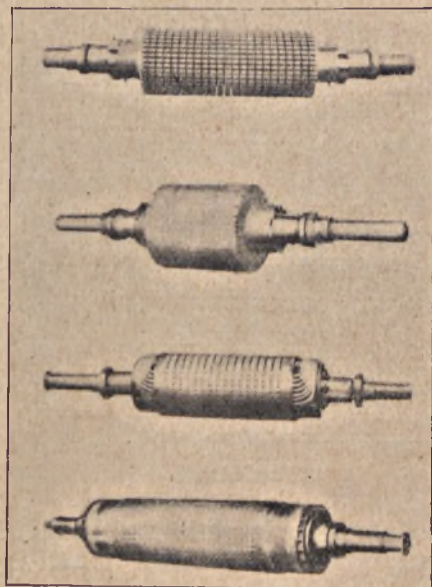
Obroty na min.	3 600	3 000	1 800	1 500	1 200
kVA	55 000	65 000	110 000	130 000	165 000

Niema więc zasadniczej trudności — przy stosowaniu kilku wirników — otrzymania w jednej turbinie mocy 300 000—500 000 kVA.

Postęp w budowie turbogeneratorów uzależniony jest przedewszystkiem od wysokiego wyzyska-

nia materiałów pod względem mechanicznym, gdyż postępy w udoskonaleniu materiałów pod względem elektrycznym i magnetycznym są znacznie mniejsze.

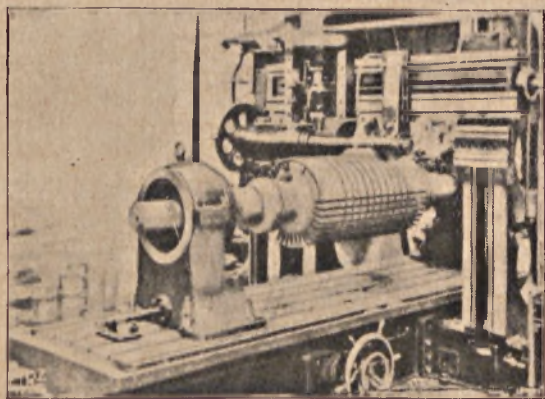
A więc indukcje przy 50 okresach rzadko przekraczają wielkość $B = 10\,000$ w szczelinie powietrznej i $20\,000$ w zębach. Ilość amperozwojów na 1 cm . obwodu nie przekracza 700 .



Rys. 3. Wirniki turbogeneratorów w różnych okresach wykonania.

Generatory nadal budują się przeważnie ze wzbudnicami, umieszczonemi na tym samym wale.

Napięcia w dużych maszynach przeważnie są dość wysokie, rzadko jednak konstruktorzy idą powyżej $15\,000$ woltów. Zwojenie prądnic na wyższe napięcia nie przyjęło się i rekordy, osiągnięte pod tym względem przed laty przez niektóre firmy, jak np. zakłady Ganz, które budowały prądnice do $35\,000$ woltów, nie znalazły naśladowictwa.



Rys. 4. Wykonywanie żłobków wirnika generatora na frezarce.

W konstrukcji mechanicznej zasadniczych innowacji niema.

Wirnik z uzwojeniem wzbudzenia jest wykonywany nadal gładki z frezowanymi żłobkami dla umieszczenia uzwojenia. Na rysunku 3-im widoczne są konstrukcje różnych wirników w różnych okresach wykonania, a na rys. 4-ym — wykonanie żłob-

ków na frezarce. Sam wirnik przeważnie bywa wykuty wraz z wałem z jednego kawałka. Wobec jednak bardzo dużej średnicy wirnika wykonywa się on wewnątrz pusty, jak np. wirnik turbozespołu dla Hell-Gate $100\,000\text{ kVA}$ przy $1\,200$ obrotach na nim (wykonanie Brown-Boveri, rys. 5); średnica w tym wypadku wynosi $2,2\text{ m}$. Bandaże dla umocowania czołowych połączeń wykonywane są z odlewu metalowego, — brązu o bardzo wysokich własnościach mechanicznych.

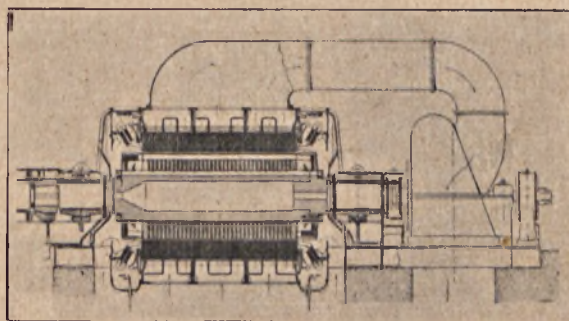
Co się tyczy uzwojeń stojana, to kilka typowych przykładów podają rysunki 6 i 7.

Szczególną uwagę zwraca się na mechaniczne umocowanie czołowych połączeń, gdyż przy znacznych mocach maszyn siły deformujące wskutek znacznych prądów w uzwojeniach osiągają bardzo poważne wielkości.

Otrzymanie jaknajwiększej mocy z maszyny danej wielkości połączone jest z osiągnięciem krańcowej dopuszczalnej temperatury nagrzewania, co się wiąże z bardzo dużą wielkością reakcji.

Wskutek tego nowoczesne turbogeneratory mają bardzo znaczny spadek napięcia i dla utrzymania stałego napięcia bezwarunkowo jest potrzebna regulacja samoczynna.

Ta okoliczność częściowo stanowi zabezpiecze-



Rys. 5. Przekrój podłużny generatora o mocy $100\,000\text{ kVA}$ i 200 obr.

nie maszyny od uszkodzeń, gdyż prądy zwarcia są znacznie mniejsze, niż w konstrukcjach dawniejszych, przy których liczone się z możliwością otrzymania względnie mniejszych wahań napięcia przy zmianach obciążenia.

Wobec tego, że przy dużych przekrojach przewodników i niejednakowych warunkach pola magnetycznego w żłobku następowałoby nierównomierne rozłożenie gęstości prądu w różnych miejscach przekroju przewodnika, stosowane są przewodniki, składające się z drutów o mniejszym przekroju, zmieniających stopniowo swoje położenie w żłobku a więc przewodnik, położony na dnie żłobka, stopniowo przechodzi do górnej jego części.

Jest to właściwie stosowanie wielożyłowych przewodników, odpowiednio skręconych, jednak sprawa komplikuje się tu wskutek swoistej formy żłobka i wyboru prostokątnego przekroju drutu i obecnie jest kilka patentowanych sposobów wykonania przewodów do uzwojenia dużych generatorów prądu zmiennego.

Pod względem mechanicznego wykonania szczególny nacisk kłaść należy na wyważenie wirników statyczne i dynamiczne. Niezbędne jest to

w szczególności z tego względu, że przy stosowanych obecnie wymiarach bardzo często krytyczna ilość obrotów leży poniżej obrotów normalnych, a więc przy uruchomieniu generatora należy przejść przez szybkość krytyczną.

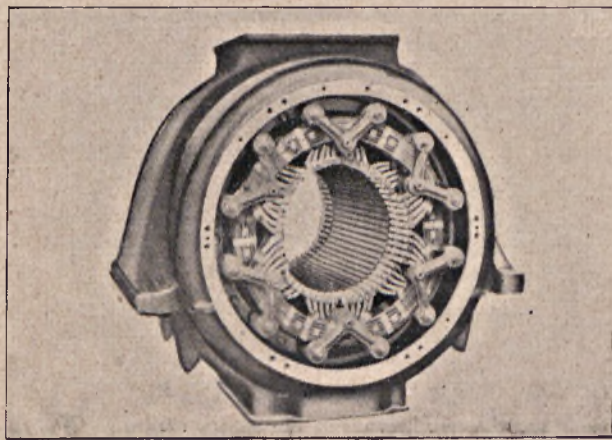
Pozatem stosuje się próbowanie wirników przy ilościach obrotów, przewyższających normalne, aby możliwe braki materiału pod względem mechanicznym były ujawnione zawczasu.

Wypróbowanie wirników odbywa się w specjalnych bardzo mocnych kamerach, które mogą wytrzymać nawet rozsądzenie wirnika pod wpływem siły odśrodkowej.

Dla stworzenia należytych warunków chłodzenia należy liczyć się z przewietrzaniem, przy którym wchodzi w rachubę bardzo znaczne ilości powietrza.

Turbogenerator na 188 000 kVA, budowany przez zakłady Brown-Boveri, będzie wymagał ok. 75 m³/sek. powietrza na każdą prądnicę, a więc razem ok. 150 m³/sek. Na rysunku 8 widoczny jest zawiły przebieg powietrza w wirniku 88 000 kVA przy 1 000 obr./min.

Mając do czynienia ze znacznymi ilościami powietrza, potrzeba je koniecznie oczyszczać od ku-



Rys. 6. Typowe uzwojenia stojanów generatorów prądu zmiennego.

rze zapomocą filtrów powietrznych, co się zresztą stosuje oddawna. Inowacją w tej dziedzinie, gdy chodzi o bardzo duże jednostki, jest stosowanie cyrkulacji obiegowej, co w szczególności jest ważne wtedy, gdy mamy do czynienia z bardzo znacznym zanieczyszczeniem powietrza.

Przy takiej cyrkulacji obiegowej to samo powietrze, należycie oczyszczone zapomocą filtrów, po odjęciu ciepła od maszyny przechodzi przez system rur, które je chłodzą, ponieważ w rurach tych przepływa woda chłodząca.

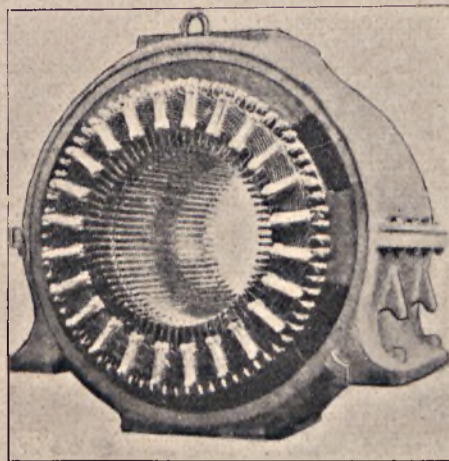
Na rysunku 9 widoczne jest wykonanie takiego urządzenia dla chłodzenia powietrza w dolnym pomieszczeniu pod turbiną, gdzie znajdują się urządzenia kondensacyjne.

Należy nadmienić o próbach chłodzenia prądnic nie za pomocą zwykłego powietrza, lecz gazu obojętnego, np. azotu. Ten system został zastosowany w niektórych prądnicach, ustawionych w elektrowni Génnevillier pod Paryżem.

Dla całości obrazu należy nadmienić o wielkich prądnicach prądu stałego, które mają zastosowanie w elektrowniach, przeznaczonych dla celów trakcji.

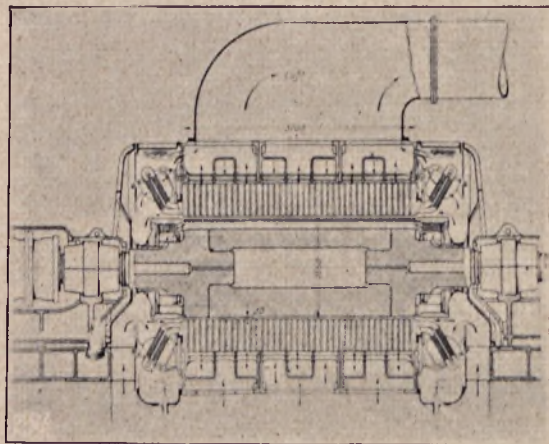
Na rys. 10 wskazany jest przekrój turbogeneratora prądu stałego ze szczególnym zaznaczeniem dróg obiegowych chłodzącego powietrza.

Rys. 11 przedstawia wirnik z charakterystycznym wykonaniem komutatora, którego konstrukcja — z zastosowaniem pierścieni ściskających — jest



Rys. 7. Typowe uzwojenia stojanów generatorów prądu zmiennego.

zupełnie odmienna od zwykłego wykonania. Komutator, bardzo odpowiedzialna część maszyny, przysparza konstruktorom najwięcej trudności w turboprądnicach prądu stałego, przeto ciekawe jest inne rozwiązanie tego zagadnienia. Turbina parowa łączy się z generatorem nie bezpośrednio, a zapomocą przekładni zębatej. W ten sposób turbina ma wysokie ilości obrotów, które można wybrać najdogodniejsze pod kątem wymagań termodynamicznych, prądnica zaś może być wybrana konstrukcji niezbyt szybkoobrotowej, przy której unika się specjalnych trudności wykonania



Rys. 8. Przekrój generatora o mocy 88 000 kVA 1 800 obr. o mocy 60 000 kVA 1 000 obr.

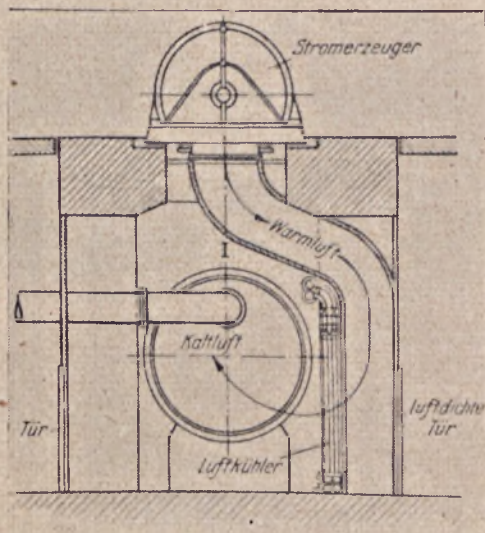
części tak odpowiedzialnej, jak komutator. Na rys. 13 podana jest turbina do jednoczesnego napędu 2-ch prądnic po 2 000 kW, przyczem redukcja obrotów wynosi 3 300/500 obr. na min.

Rys. 14 przedstawia przykład napędu turbogeneratora 2 500 kW przy 3 000/380 obr. na min.

Przy bardzo znacznych i gwałtownych przeciążeniach, jakie są wymagane np. od prądnic trakcyj-

nych, są stosowane uzwojenia kompensacyjne (p. rys. 12).

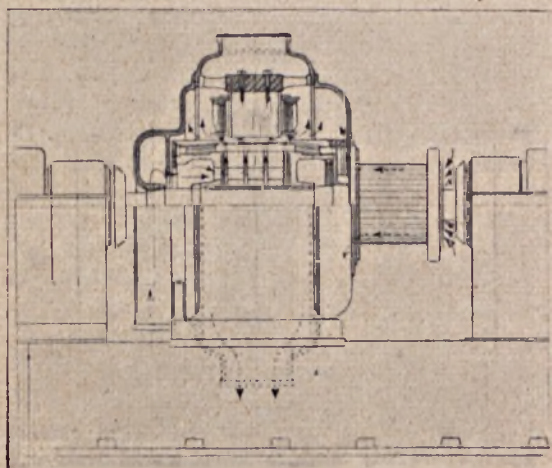
Odrębne cechy konstrukcyjne posiadają prądnice, napędzane od turbin wodnych. Maszyny te cechują przede wszystkim wielkie wymiary, jeżeli chodzi o turbiny względnie wolnobieżne.



Rys. 9. Chłodzenie powietrzne generatora za pomocą wody.

Wszystkie te prądnice można podzielić na dwa charakterystyczne typy:

- 1) prądnice o wale pionowym,
- 2) prądnice o wale poziomym.



Rys. 10. Przekrój turbogeneratora prądu stałego.

Ze względu na wielkie zasoby sił wodnych w dziedzinie budowy prądnic dla turbin wodnych przoduje Ameryka.

Rys. 15 przedstawia największy obecnie generator na 65 000 kVA przy 107 obr. przy średnicy zewnętrznej żelaza stojana przeszło 9 000 mm i szybkości obwodowej wirnika $V = 39$ m/sek.

Z większych zbudowanych obecnie prądnic o osi pionowej można wyszczególnić:

54 000 kVA	przy 187 obr./min.
50 000 "	" 300 " "
40 000 "	" 82 " "

Ostatnia maszyna jest obecnie o największej na świecie zewnętrznej średnicy a mianowicie 11,5 m.

Wyniki, osiągnięte w praktyce angielskiej,

tylko nieznacznie ustępują amerykańskim. Zakłady Brown-Broveri zbudowały pionowe prądnice

- 1) 45 000 kVA przy 300 obr. (rys. 16)
- 2) 35 000 " " 375 "

Ostatnia prądnica wyróżnia się bardzo wysoką szybkością obwodową, a mianowicie 78 m/sek.

Zakłady Siemens-Schuckerta zbudowały generator:

- | | |
|------------|---------------|
| 42 000 kVA | przy 333 obr. |
| 30 000 " | " 150 " |

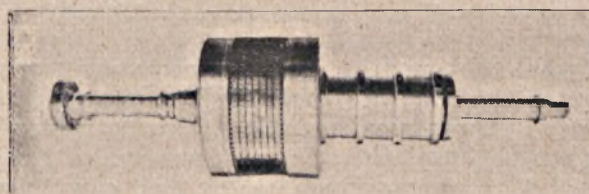
Firma Oerlikon — 28 000 kVA przy 500 obr.

Firma ASEA zbudowała generator na 24 000 kVA przy 125 obr.

Rys. 17 daje pojęcie o wymiarach tego generatora; we wnętrzu stojana zgromadziło się dość liczne grono osób.

Dla całości obrazu można wskazać prądnice prądu stałego o osi pionowej 4 300 kVA 500 obr. 12 000 A, wybudowaną przez zakłady Brown-Broveri (rys. 18).

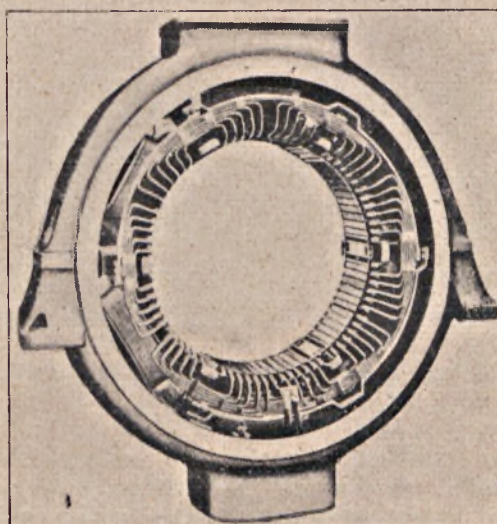
Gdy mowa jest o generatorach z wałem pionowym,



Rys. 11. Twornik turbogeneratora prądu stałego.

wym, należy wspomnieć o konstrukcji łożysk oporowych.

Łożyska t. zw. grzebieniowe zostały zupełnie zaniechane. Zarówno w Ameryce jak i Europie używały prawo obywatelstwa tak zwane łożyska oporowe klockowe systemu Kigsburv, rys. 19. W łoży-



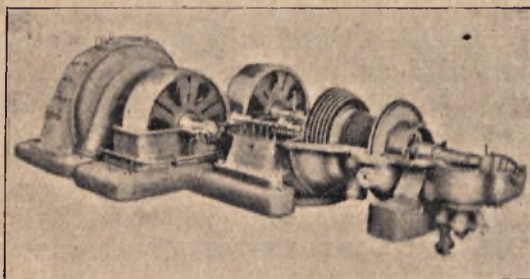
Rys. 12. Uzwojenie kompensacyjne turbogeneratora prądu stałego.

skach tych z jedną płaszczyzną oporową górny pierścień przylega do dolnego nieruchomego, który składa się z oddzielnych kawałków, mających możliwość ruchu na swojej podstawie. Pod wpływem ruchu obrotowego górnego pierścienia, połączonego z wałem, dzięki przechylaniu się poszczególnych

klocków dolnego pierścienia tworzą się kliny smaru.

Łożyska te cechuje nadzwyczajnie niski współczynnik tarcia, który przeciętnie bywa 0,002 — 0,005, a w wyjątkowych wypadkach — 0,0008.

Rys. 20 daje pojęcie o przewodzie łożysk Kingsbury nad łożyskami grzebieniowymi, albowiem, jak widać z rysunku, łożysko oporowe grzebieniowe na 3 000 kg ogólnego ciśnienia wypada większe od łożyska Kingsbury na 25 000 kg.

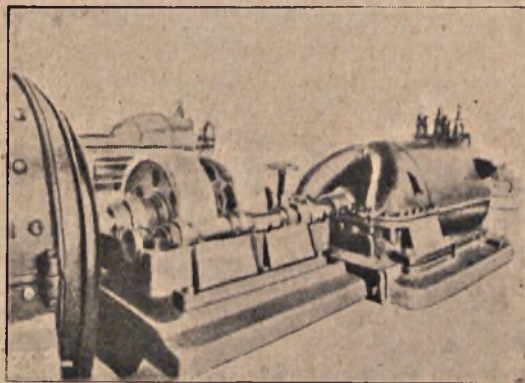


Rys. 13. Napęd zapomocą przekładni zębatej 2 generatorów po 2 000 kW przy stosunku obrotów 3 300/500.

Łożyska te powstały jako wynik teorii, opracowanej w roku 1888 przez prof. Osborna Reynolds'a; jednak zrealizowanie pomysłu nastąpiło dopiero po 20 latach od czasu powstania teorii.

Rys. 21 przedstawia widok hali elektrowni z turbogeneratorami wodnymi pionowymi.

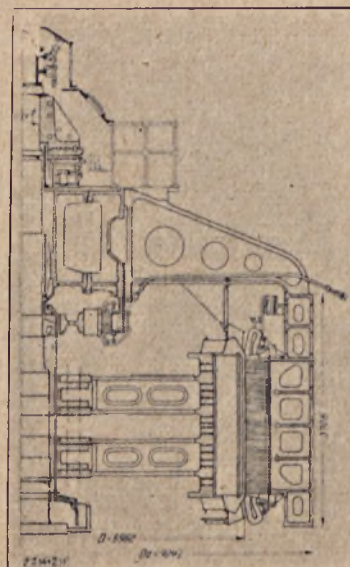
Przy większych spadkach, gdy są stosowane turbiny typu kół Peltona, rozpowszechnione są prądnice o wale pionowym. Prądnice te pod względem konstrukcyjnym zajmują miejsce pośrednie pomiędzy maszynami dla turbin parowych a generatorami normalnej konstrukcji. Ze względu na



Rys. 14. Przekładnia zębata dla 2 500 kW przy stosunku 3 000/380 obr/min.

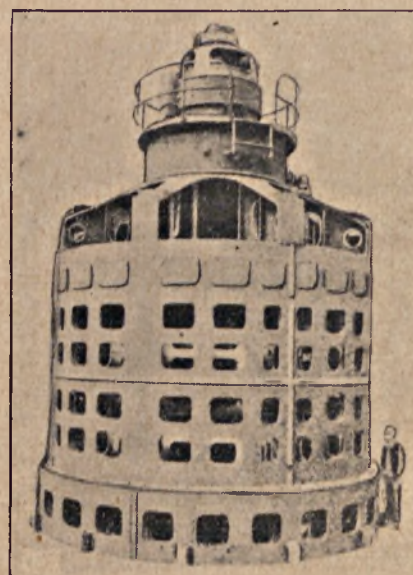
znaczne szybkości obwodowe odlew stalowy w wirniku zastąpiony jest przez kute tarcze stalowe, które, zebrane na wale, tworzą aktywną część obwodu magnetycznego. Rys. 22 przedstawia generator na 30 000 kVA przy 500 obr/nomin. z szybkością obwodową wirnika 78 m/sek — w wykonaniu zakładów Brown-Boveri w Medjolanie. Ze względu na długi wirnik zastosowany został układ zdwojonego systemu biegunów, co zostało przyjęte ze względu na mechaniczne wykonanie gdyż pojedyncze zbyt wydłużone cewki biegunów mogłyby pod wpływem siły odśrodkowej łatwiej ulegać deformacji.

Z większych generatorów tego typu należy wymienić generator na 29 000 kVA 3 000 obr., wykonany przez zakłady AEG-Union w Wiedniu. Ze względu na bardzo wielkie wymiary biegunów i ich konstrukcję zasługują na uwagę generatory na $16\frac{2}{3}$ okresów, jakie są stosowane do trak



Rys. 15. Generator pionowy o mocy 65 000 kVA przy 107 obr. min.

cji elektrycznej przy prądzie zmiennym jednofazowym. Rys. 23 i 24 przedstawiają generator tak



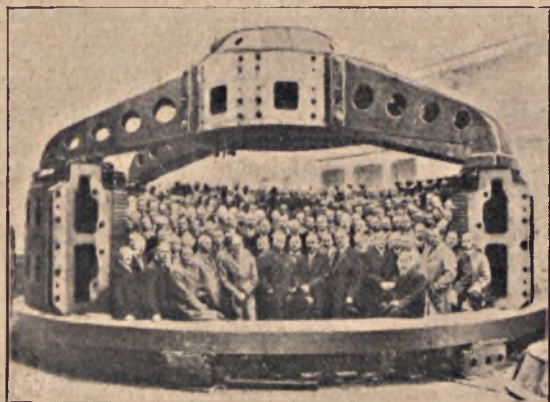
Rys. 16. Generator pionowy Brown-Boveri o mocy 45 800 kVA 300 obr.

o mocy 11 000 kVA — $333\frac{1}{3}$ obr. dla elektrowni Vernoyaz w Szwajcarii z szybkością obwodową 61 m/sek, wykonany przez zakłady „Brown-Boveri”. Do tej elektrowni został również dostarczony podobny generator na 16 000 kVA — 250 obr.

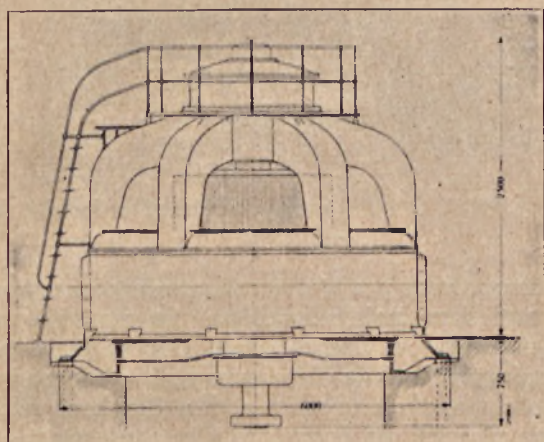
Rys. 25 przedstawia widok ogólny hali maszynowej z turbinami o wale poziomym, połączonymi z odpowiednimi prądnicami.

Prof. Niethammer poddał również analizie założenia, stosowane w obecnej praktyce przy budo-

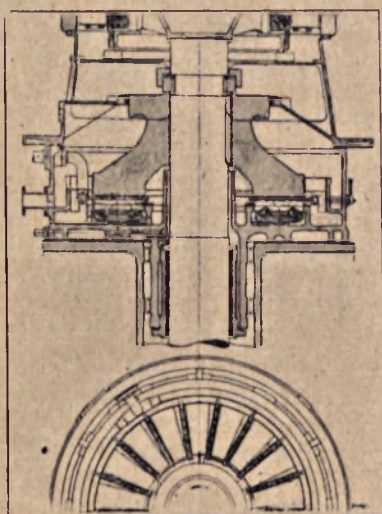
wie generatorów, nadających się dla połączenia z turbinami wodnemi, i przyszedł do wniosku, że są



Rys. 17. Generator pionowy zakładów ASEA 24 000 kVA
125 obrotów.



Rys. 18. Prądnica pionowa na prąd stały Brown-Boveri 4 200
kW, 170—350 woltów, 12 300 A, 500 obr/min.



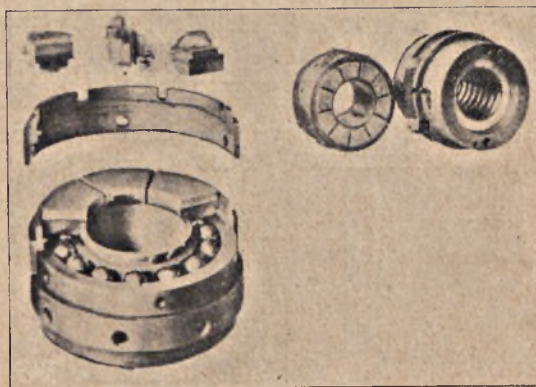
Rys. 19. Typowe łożysko oporowe dla generatorów pionowych.

praktycznie osiągalne następujące najwyższe moce przy różnych ilościach obrotów:

Obroty	1000	750	600	500	375	300	100
KVA	30 000	40 000	50 000	60 000	80 000	150 000	300 000

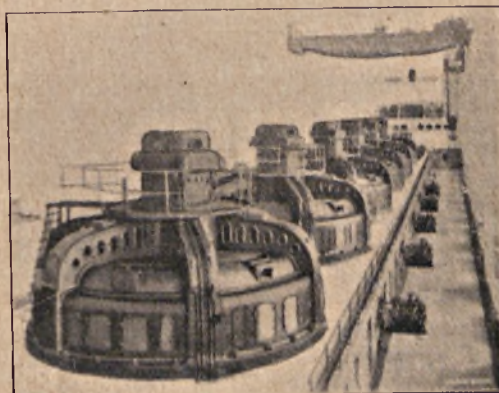
Szybkości na obwodzie wirników prądnic tego typu dochodzą do 80 m/sek. Co się tyczy wyzyskania elektrycznego, to ilość amperozwojów na 1 cm obwodu rzadko przekracza 500.

Odrębną wreszcie grupę stanowią prądnice, połączone bezpośrednio z silnikami spalinowemi. Konstrukcja ich nie przedstawia jakichś specjalnych trudności i nie wymagają one zastosowania specjalnych surowców. Cechuje te maszyny zwiększony moment zamachowy, gdyż łącząc je z silnikami spalinowemi konstruktorzy starają się uniknąć tą drogą osobnego koła zamachowego.



Rys. 20. Szczegóły oporowych łożysk dla generatorów pionowych (z prawej strony rysunku — klockowe łożysko na 25 000 kg i grzebieniowe na 3 000 kg. ciśnienia ogólnego).

W ostatnich czasach można stwierdzić kilka rekordowych wyników co do wielkości budowanych maszyn. Największy dotychczas generator dla połączenia z silnikiem dyzłowskim zbudowany został



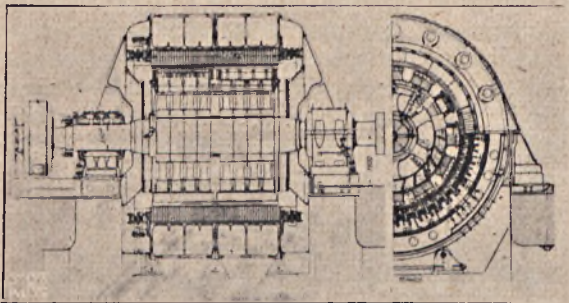
Rys. 21. Widok hali elektrowni wodnej z turbinami wodnemi.

przez zakłady Siemens-Schuckerta, a mianowicie o mocy 13 000 kVA przy 94 obr.

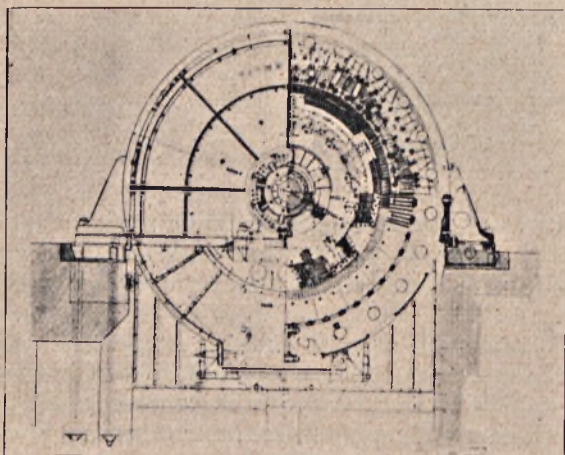
Firma Schorchwerke zbudowała prądnice o mocy 10 000 kVA przy 94 obr. dla połączenia z silnikiem gazowym; prądnica ta odznacza się bardzo dużą średnicą, która przekracza 10 m.

Typową konstrukcję prądnic tego rodzaju stanowi maszyna, zbudowana przez zakłady Skody dla bezpośredniego połączenia z silnikiem dyzłowskim o mocy 6 600 kVA przy 115 obr. (rys. 26), wynosi 76 t. Szybkość obwodowa — 38 m/sek. Waga samego wirnika przy $GD^2 = 1 800 \text{ t m}^2$

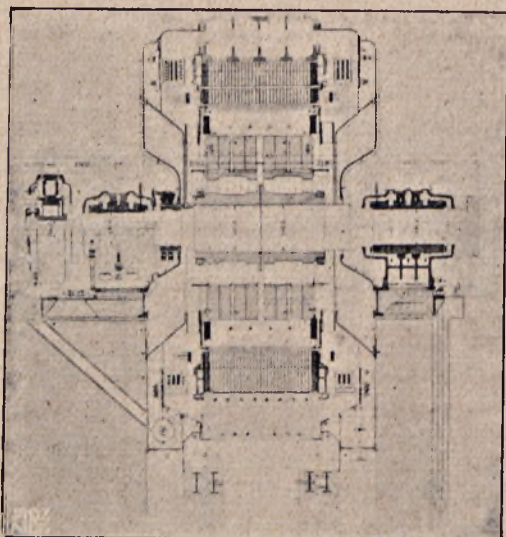
Gdy chodzi o otrzymanie wyjątkowo dużego momentu zamachowego przy danych wymiarach maszyny, stosowany bywa układ, w którym wirujący twornik znajduje się zewnątrz, stojan zaś umieszczony jest wewnątrz.



Rys. 22. Generator Brown-Boveri dla połączenia z turbiną wodną 30 000 kVA 420/500 obr./min.



Rys. 23.

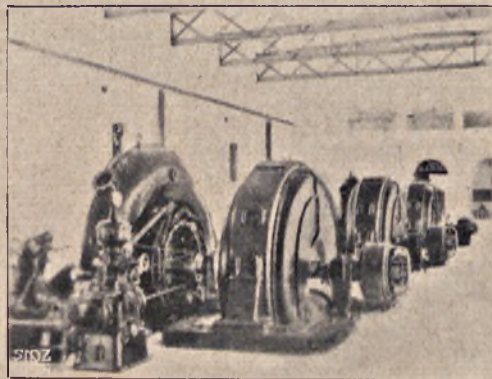


Rys. 23, 24. Przekroje generatora jednofazowego Brown-Boveri 11 000 kVA $333\frac{1}{3}$ obr/min $16\frac{2}{3}$ okr./sek. 15 000 woltów dla elektrowni Vernoyaz.

O rodzaju konstrukcji daje pojęcie rys. 27, który przedstawia prądnice zakładów Skody o mocy 1 250 kVA przy 125 obr. 50 okr. przy $GD^2 = 500$ t m² i przy wadze wirnika 26 t.

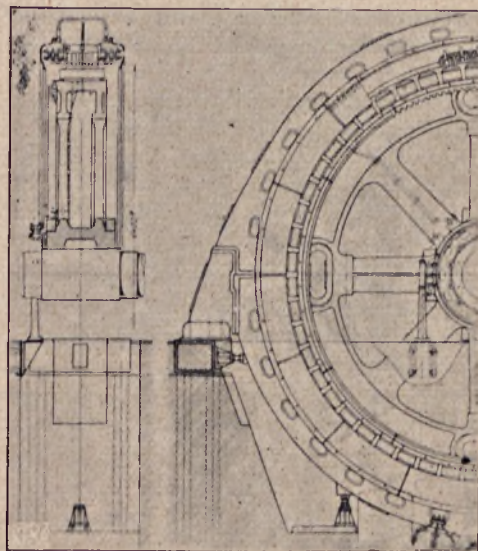
Po rozpatrzeniu wyników, jakie zostały osiągnięte w dziedzinie budowy maszyn w Europie i Ameryce, wzbudza zainteresowanie kwestja, jak przedstawia się sprawa budowy prądnic elektrycznych w kraju.

Turbogeneratory narazie nie są budowane. Jeżeli pominąć kwestję handlowej kalkulacji, czy przy naszym popycie na turbogeneratory opłaciłoby się zapoczątkować budowę takich maszyn, to powstaje pytanie, czy przy obecnym stanie naszego przemysłu metalowego jest możliwe rozpoczęcie takiej produkcji. Otóż należy stwierdzić, że



Rys. 25. Widok hali elektrowni z turbinami wodnymi o wale poziomym.

dotychczasowego przygotowania naszego przemysłu pod względem metaloznawstwa nie można uznać za wystarczające. Szereg mniej odpowiedzialnych mechanizmów buduje się z surowca o nieznanych właściwościach, nieznanych nie tylko dla konstruktora, lecz również dla wytwórców tego surowca; tru-



Rys. 26. Generator zakładów Skody 6 600 kVA — 115 obr dla połączenia z silnikiem dyzlowskim.

dno w takich warunkach przystępować do budowy turbogeneratorów; budowy ich może podjąć się przemysł, stojący na najwyższym szczeblu przygotowania technicznego. Być może jednak, że już najbliższe lata wprowadzą pod tym względem radykalną zmianę.

Mniej byłoby przeszkód dla budowy generatorów do połączenia z turbinami wodnymi. Jeżeli

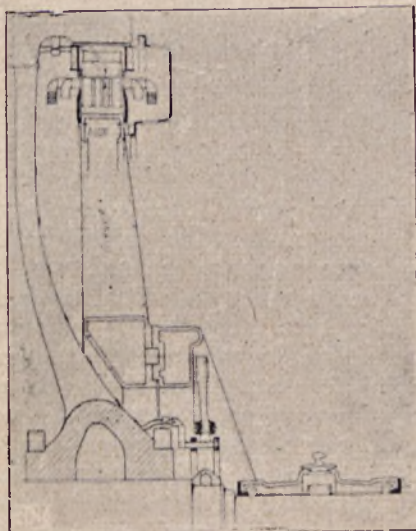
pod tym względem obserwujemy również zastój, to przyczyna tkwi raczej w tem, że naogół nie są budowane elektrownie wodne; strona bowiem techniczna mogłaby być opanowana całkowicie.

Najlepiej sprawa przedstawia się z prądnicami wolnobieżnymi dla bezpośredniego połączenia z silnikami dyzlowskimi i maszynami parowymi.

Początek budowy takich maszyn datuje się od roku 1924. Zakłady Brown-Boveri w Polsce prze-

stę budowy w kraju silników dyzlowskich można uważać za rozwiązana, spodziewać się należy, że kwestja budowy coraz większej ilości takich maszyn jest sprawą krótkiego czasu.

Prądnice mniejszej mocy dla napędu parowego są budowane w Polsce już od kilku lat i dziesiątk



Rys. 27. Generator zakładów Skody z zewnętrznym rozmieszczeniem biegunów 1250 kVA — 125 obr.

budowały dla jednej z krajowych cukrowni dużą prądnice, poszerzając jej czynną część i dając nowe uzwojenia i bieguny, a wszystko w celu zwiększenia mocy prądnicy, która była napędzana przez maszynę parową, mogącą dać moc znacznie większą, niż to było pierwotnie przewidywane.

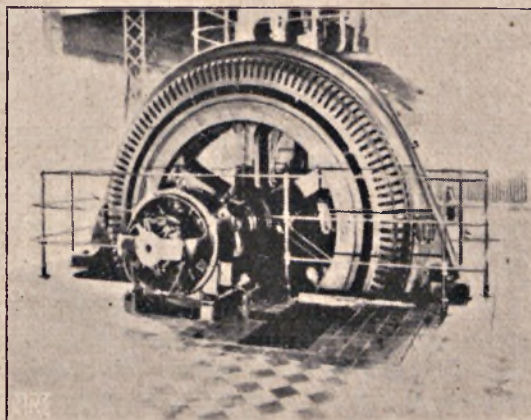
Obecnie te same zakłady urządziły się odpowiednio pod względem technicznym i już pewne maszyny tej kategorii są uruchomione, inne zaś znajdują się w budowie.

Rys. 28 i 29 przedstawia generator dla jednej z krajowych elektrowni o mocy 780 kVA przy 187 obr. Waga generatora wynosi 23 t.

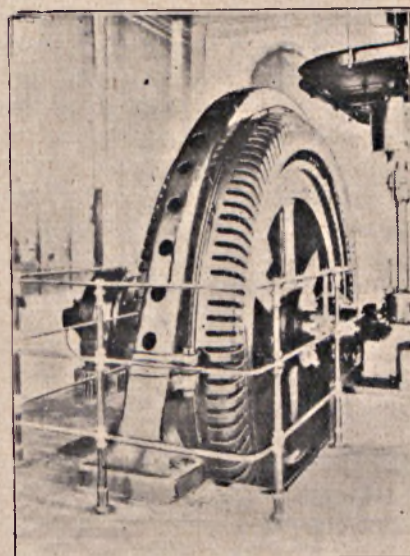
Pozatem wykończony został inny generator o mocy 420 kVA 187 obr. o wadze 13 t i po wykończeniu ma być uruchomiony. Ukończona również jest prądnica na 600 kVA 125 obrotów o wadze 28 t.

W wykonaniu są prądnice na 130 i 156 kVA przy 214 obrotach.

Przy szybkim tempie elektryfikacji niewielkich naszych miast, przyjmując pod uwagę, że kwe-



Rys. 28.



Rys. 28, 29. Generator 780 kVA — 187 obr w wykonaniu Polsk. Zakł. Elektr. Brown-Boveri.

ich są obecnie w ruchu w małych elektrowniach i zakładach przemysłowych.

Te dobre początki, zrobione w nadzwyczaj trudnych warunkach gospodarczych, pozwalają patrzeć z otuchą na rozwój krajowego przemysłu budowy maszyn elektrycznych.

TRANSFORMATORY.

Inż. Z. Gogolewski.

(Odczyt, wygłoszony w Kole Warszawskiem Stowarzyszenia Elektrotechników Polskich).

Od czasu swego powstania (1885), t. j. od czterdziestu paru lat, transformator elektryczny pozostał w swej zasadniczej istocie fizycznej tem samem, czem był na początku — maszyną w gruncie rzeczy jedną z najprostszych, jakie zna elektrotechnika. Z chwilą kiedy transformator od prób laboratoryjnych przeszedł do praktycznego zastosowania w przemyśle elektrownianym, ujawniło się wyraźnie, że dla postępu w tej dziedzinie nie wystarcza mniej lub więcej gruntowna teoretyczna znajomość jego działania, lecz koniecznem jest baczne zwrócenie uwagi na cały szereg zjawisk pobocznych, towarzyszących pracy transformatora w praktyce. W miarę rozwoju elektryfikacji przemysł elektrowniany żądał transformatorów coraz wyższych napięć i coraz większych mocy. Konstruktorzy z powodzeniem zadawali coraz większe wymagania elektrowni dzięki drobiazgowym studjom wszystkich szczegółów, które w większości wypadków decydują o praktycznej wartości transformatora. Postęp, jaki został osiągnięty, jest bardzo duży; odbywał się on szczególnie szybko w ciągu dwudziestu lat ostatnich. Jeszcze przed 16 laty największy zbudowany transformator miał moc 8000 kVA, dzisiaj graniczna ta moc została kilkunastokrotnie przekroczona. Pomiędzy r. 1922 — 1924 Siemens zbudował transformator 3-fazowy na 60 000 kVA i 100 kV, zaś w roku ubiegłym Westinghouse buduje kolos 1-fazowy na 30 000 kVA o wadze 220 ton (rys. 1), zaś Brown Boveri (Baden) buduje największy w świecie transformator 1-fazowy o wadze 300-tu ton, odpowiadający swemi wymiarami mocy 100 000 kVA przy prądzie trójfazowym (rys. 2). Taki więc jeden „transformator-olbrzym” wystarczyłby zupełnie do zasilania pięciu elektrowni miejskich: Warszawy, Łodzi, Krakowa, Lwowa i Poznania razem wziętych.

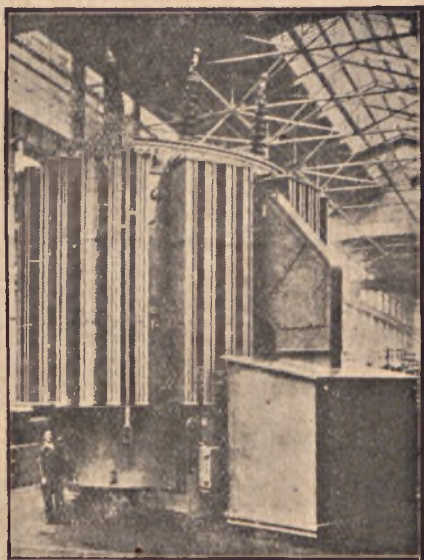
* * *

Rzecz prosta, że przy budowie wciąż wzrastających w moc jednostek piętrzyły się rozmaite trudności i zdarzały się wypadki, wprawdzie nie tak liczne, jak w innych dziedzinach, — przebudowywania nowych konstrukcji. Ciekawy jest jeden z kłopotów konstrukcyjnych, połączonych z takimi kolosami, polegający na tym, że gabaryt kolejowy nie mieści w sobie projektowanego olbrzyma; buduje się wtedy specjalne niskie platformy kolejowe, które pozwalają zwiększyć wysokość uży-

teczną przy transporcie. Jeżeli to nie wystarcza, to zostają dwie drogi: albo rozbierać transformator na fabryce i składać na miejscu przeznaczenia, co wymaga specjalnej konstrukcji uzwojeń, albo poddać krytyce zasadniczy schemat konstrukcji i nagiąć ją do warunków transportu. Ta ostatnia droga prowadzi do koncepcji transformatorów pięciordzeniowych, mających, jak wiadomo, mniejszą wysokość od transformatorów zwykłych. Poza tem najpoważniejszą trudnością w dziedzinie wielkich transformatorów jest sprawa chłodzenia. Musi ona być tak rozwiązana, aby 1) nie było w transformatorach takich części uzwojenia, które nagrzewałyby się nadmiernie ze szkodą dla izolacji; 2) w rdzeniach żelaznych nie może być takich miejsc, w których nadmierna temperatura niszczyłaby izolację pomiędzy blachami; wreszcie 3) temperatura oleju nie może nigdzie przekroczyć granicy, powyżej której rozkład oleju odbywa się w tempie przyspieszonym. Z tych względów uzwojenie musi być odmienne, niż przy transformatorach małych. Rdzenie i jarzma otrzymują specjalne szczeliny, w których cyrkuluje olej. BBC przy dużych jednostkach postępuje w sposób oryginalny, wprowadzając w szczeliny górnego jarzma, jako najgorętszego, osobne rurami świeży chłodny olej (rys. 3). Chłodzenie olejowe naturalne w zwykłych kadziach falistych wystarcza do mocy 3—8 tysięcy kVA; powyżej tych mocy zamiast kadzi falistych wypada stosować radiatory na wzór amerykański. Ponad 10—15 tys. kVA stosuje się już chłodzenie sztuczne, które może być powietrzne, wodne-wewnętrzne lub wodne-zewnętrzne (rys. 4, 5, 6). Chłodzenie oleju powietrzne odbywa się w specjalnych skrzyniach (na zewnątrz transformatorów), z węzownicami, w których krąży olej. Skrzynie te posiadają przewietrzniki elektryczne, wprowadzające chłodne powietrze w zetknięcie z rurami. Ciekawa jest jedna konstrukcja amerykańska, w której transformator zaopatrzony jest w szereg radiatorów, każdy zaś z nich jest uzbrojony we własny niewielki przewietrznik elektryczny (rys. 6). Co do chłodzenia wodnego, to widać ze statystyki firm Brown Boveri, Siemens i AEG, że chłodzenie zewnętrzne stało się najpopularniejsze. Olej z kadzi transformatorowej, zupełnie gładkiej, jest pędzony pompą do osobno stojącego zbiornika, z systemem rur chłodzonych wodą. Ponieważ nadciśnienie posiada tu olej w rurach, nie zaś woda, znajdująca się nazewnątrz, więc w razie nieszczel-

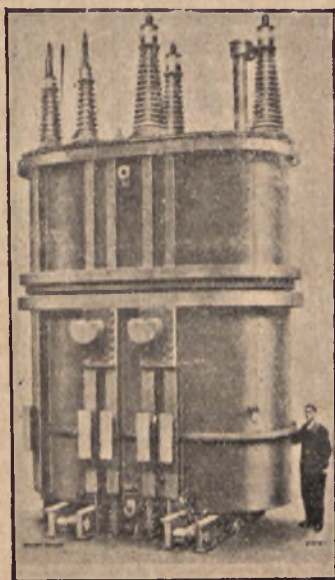
ności, olej przedostaje się do wody, nie zaś woda do oleju, to bowiem mogłoby być oczywiście zabójcze dla transformatora.

Poza sprawą chłodzenia dużo trudności przy dużych jednostkach nastrocza budowa uzwojeń,



Rys. 1. Transformator 30 000 kVA Westinghouse'a. Waga 220 t.

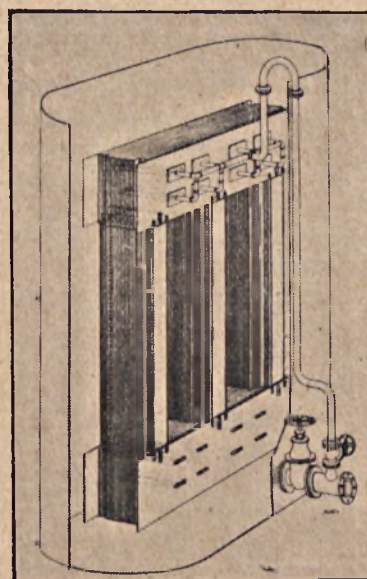
odpornych na zwarcia. Siły, jakim podlegają poszczególne cewki uzwojeń wielkich transformatorów, są rzędu dziesiątków i setek ton. Zrozumiałe więc jest, jak starannie w takich warunkach musi być przemyślana konstrukcja uzwojenia; cewki przewiduje się o ile możności okrągłe, a pozatem



Rys. 2. Transformator jednofazowy Brown-Boveri. Waga 300 t.

montuje się je w różnych firmach w sposób rozmaity, nieraz patentowany. Nie była też łatwa sprawa z przepięciami. Ostatnio firma Brown Boveri zbudowała transformator na 250 kV z zerem izolowanem w stosunku do ziemi. Łatwo więc jest sobie wystawić, jakich przepięć można tam się

spodziewać. Konieczne jest w związku z tem badanie pól elektrycznych w transformatorze i odpowiednie kształtowanie ich, tak aby w niepożądanych miejscach nie występowały zbyt duże natężenia elektrostatyczne. Pierwsze i ostatnie zwoje otrzymują wzmocnioną izolację, niekiedy zaś osłonę elektrostatyczną, spłaszczającą strome czoło fali. Transformatory wielkich mocy muszą odznaczać się dużą trwałością; wymiana takich transformatorów jest niełatwa i nieprędka. Amerykański zwyczaj stawiania w sieciach trójfazowych trzech transformatorów jednofazowych w celu m. in. ułatwienia wymiany i naprawy, w Europie się nie przyjął, tem baczniejsza więc musi być zwrócona uwaga na olej, aby transformator konserwował się jaknajlepiej. W tym celu trzeba ochronić olej od utlenienia a zatem od zetknięcia się z powietrzem. Każdą transformatora robi się więc szczelną na gaz, a przy chłodzeniu naturalnem daje t. zw. konserwatory, redukujące w znacznym stopniu powierzchnię zetknięcia się oleju z powietrzem. Przy transformatorach pod gołym

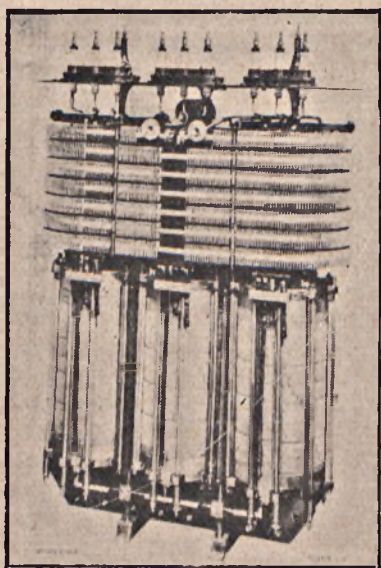


Rys. 3. Chłodzenie olejowe transformatora BBC za pomocą wtłaczania oleju do szpar w żelazie.

niebem konserwatory buduje się w sposób specjalny, aby uniknąć kondensacji wody wewnątrz, a nawet daje się specjalne filtry, osuszające powietrze. Niektóre firmy próbowały stosować atmosferę gazów obojętnych nad zwierciadłem oleju w celu uniknięcia jego rozkładu. Przy dużych jednostkach i zewnętrznym chłodzeniu wodą w szereg z pompą oliwną stawia się czasem nieustannie działające filtry do oleju. W próbach znajdują się filtry z zastawianiem chemicznych reakcji, odświeżających stary olej.

Dla zapewnienia bezpieczeństwa ruchu dużych transformatorów w instalacji musi być przewidziana dość znaczna ilość urządzeń i przyrządów kontrolujących i sygnalizujących. W ostatnich paru latach liczba rodzajów takich przyrządów wzrosła dość pokaź-

nie i trudno by mi było w krótkim sprawozdaniu wnikać w ich szczegóły budowy, muszę poprzestać tylko na wyliczeniu. Przedewszystkiem należą tu termometry, urządzone do odczytywania z odległości, t. j. z tablicy rozdzielczej. Wadą ich jest to, że nie zwracają one uwagi obsługi w wypadku groźnego dla transformatora wzrostu temperatury. Do tego celu służą rozmaite przełączniki cieplikowe, które przy przekroczeniu określonej temperatury oleju lub uzwojenia sygnalizują o tem drogą optyczną lub akustyczną. Systemów tych przełączników jest kilka. Przy transformatorach z chłodzeniem sztucznem niezbędny jest przyrząd, sygnalizujący przerwę w obiegu oleju i wody, jak również przyrząd, sygnalizujący temperaturę wody dopływowej i odpływowej. Wszelkim zaburzeniom, jakie się zdarzają w transformatorze wewnątrz jego kadzi, a więc chwilowym wyłączeniem, przeskokom, wytopieniu się części uzwojenia lub konstrukcji, towarzyszy zawsze miejscowy wzrost temperatury, który powoduje wywiązywanie się gazów z oleju. Jest to pierwszy zwiastun

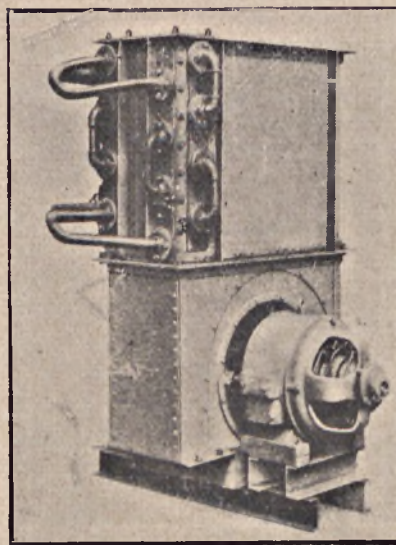


Rys. 4. Chłodzenie wewnętrzne oleju za pomocą wody z zastosowaniem rur żeberkowych.

zbliżającej się awarii. Skorzystano z tego zjawiska w niemieckim systemie ochronnym Buchholza. Urządzenie polega na tem, że pęcherzyki gazów wędrujące z kadzi rurą do konserwatora, trafiają po drodze na zbiorniczek, w którym się zbierają, a gdy przekroczą tam pewną objętość, przewracają rodzaj pływaką, który uruchamia przyrządy sygnalizujące. Urządzenie jest nadzwyczaj proste i wydaje się być bardzo celowe, tak że zaczynają stosować je nawet do transformatorów średnich mocy.

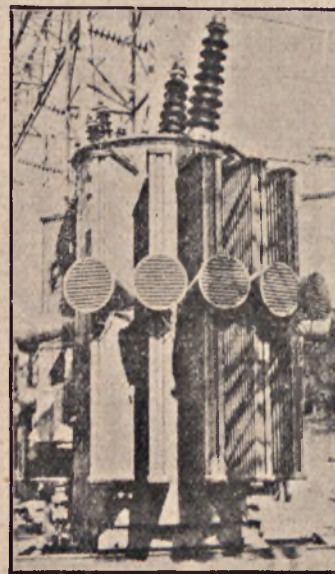
Z pośród rozmaitych zastosowań transformatorów w sieciach wysokiego napięcia zwrócę uwagę tutaj na dwa, a mianowicie: stosowanie transformatorów na 3 napięcia oraz transformatory z regulacją skokami. Zachodzą wypadki, że w jednym i tym samym punkcie pracują dwie sieci wysokonapięciowe o dwóch różnych napięciach i jedna sieć o napięciu średnim. O ile w takich razach

chodzi o duże moce, to bywa celowe stosowanie jednego transformatora, który może pracować raz z jednej, raz z drugiej sieci wysokiego napięcia. Transformatory takie buduje Brown Boveri (Baden) w układzie przez siebie wynalezionym. Co do regulacji napięcia w określonych punktach sie-



Rys. 6. Urządzenie do chłodzenia powietrznego oleju.

ci, to bezwątpienia sposób regulatorów indukcyjnych jest bardzo dobry, lecz drogi, gdy więc jest możliwość zrezygnowania z regulacji ciągłej i ograniczenia do regulacji skokami, wówczas da się



Rys. 5. Chłodzenie powietrzne za pomocą odrębnych wentylatorów na radiatorach.

z łatwością zastosować transformatory. Od niedawna zaczęto budować takie transformatory z przełącznikami napięcia, którymi można manipulować nawet pod obciążeniem. Rozwiązanie tego zadania polega na tem, że albo transformator otrzymuje 2 uzwojenia wtórne, równoległe, albo też 2 przełączniki.

Na zakończenie chcę podać kilka danych, dotyczących budowy transformatorów w kraju; dane te zebrałem bezpośrednio drogą ankiety. Przedstawiają się one jak następuje. Transformatory w kraju budują 4 firmy: Brown Boveri w Żychlinie, P. T. E. w Katowicach, Elektrobudowa w Łodzi, Brygiewicz i Zucker w Warszawie. Wszystkie te firmy posiadają własne biura konstrukcyjne, własne konstrukcje i własne metody fabrykacji. Program fabrykacji tych firm przedstawia się jak następuje: BBC Żychlin buduje od 75 woltamperów do 1000 kVA i dla napięć do 37 kV; P. T. E. w Katowicach od 2—1250 kVA, Elektrobudowa — do

200 kVA, Brygiewicz i Zucker — do 10 kVA. Ogólna roczna zdolność wytwórcza tych 4 fabryk w/g danych ankiety wynosi około 50 000 kVA, nie licząc programowego rozszerzenia na rok bieżący. O ile można się zorientować z ankiety, przeciętne wyzyskanie fabryk krajowych w roku ubiegłym nie przekroczyło w dziale transformatorów 50%. Dowodziłoby to, że aczkolwiek przemysł krajowy nie jest jeszcze w stanie opanować całej rozpiętości stosowanych w przemyśle elektrownianym mocy i rodzajów transformatorów, to jednak nie spóźnia się on w swym rozwoju w stosunku do postępów elektryfikacji kraju.

NAPOWIETRZNE SIECI WYSOKIEGO NAPIĘCIA. BUDOWA I EKSPLOATACJA.

Inż. Alfons Hoffmann.

(Odczyt, wygłoszony dnia 24. 4. 28 w Warszawie w Kole Stowarzyszenia Elektrotechników).

Treścią odczytu będzie nie teoretyczna, lecz tylko praktyczna strona budowy i eksploatacji sieci wysokiego napięcia.

Na ten temat literatura posiada mało podręczników, gdyż osoby, znające tę dziedzinę, niechętnie ten temat poruszają, i to z kilku powodów: doświadczenie, zdobyte przy budowie sieci, jest zwykle tajemnicą firmy, która jej z wiadomych powodów nie chce zdradzić firmom konkurencyjnym, a prócz tego fachowcy, zatrudnieni przy budowie, nie zawsze mają dość czasu jak również łatwości w ujmowaniu przedmiotu w formę literacką.

Poniżej podane są poszczególne punkty tematu:

1. Projektowanie sieci.
2. Trasowanie w terenie.
3. Skrzyżowania.
4. Materiały dla budowy (słupy, izolatory, przewodniki, uzbrojenie). Laboratorja do badań materiałów.
5. Montaż sieci.
6. Przeszkody w linjach, ochrona przeciwprzepięciowa.
7. Konserwacja i eksploatacja.

Projektowanie sieci wysokiego napięcia.

Zależnie od przeznaczenia i ważności każda sieć należy traktować odrębnie.

Najważniejszym rodzajem sieci jest sieć przesyłowa. Ten typ sieci wymaga nadzwyczaj pewnego, więc drogiego wykonania, ponieważ przerwy, spowodowane niedomaganiem takiej sieci, powodują ogromne szkody materialne oraz stratę zaufania wielkich odbiorców, a nawet i zatarگی z powodu niedotrzymania obowiązku „stałej i nieprzerwanej” dostawy energii.

Drugorzędne znaczenie mają już sieci rozdzielcze, najwięcej u nas znane i rozpowszechnione. Samo Pomorze posiada przeszło 1 400 km sieci rozdzielczych (przeważnie o napięciu 15 kV), a w innych częściach kraju rozpoczyna się także ożywiony rozwój w tej dziedzinie.

Trzeci rodzaj co do ważności stanowią oddziaływania sieci rozdzielczych, wykonywane w największej ilości dla zasilania wiosek i gospo-

darstw rolnych i często nazywane sieciami „rolniczymi”.

Nietylko sam projekt, ale nawet przepisy na budowę sieci wysokich napięć powinny bezwarunkowo traktować odrębnie każdy rodzaj sieci co do jakości wykonania. Tak np. przepisy szwedzkie odróżniają aż 5 stopni sieci. Odbija się to naturalnie na kosztach budowy i na szybkości powstawania nowych sieci. Polska jest za uboga, ażeby mogła sobie pozwolić na zbytek budowy trzeciorzędnych sieci tak samo kosztownie, jak sieci pierwszorzędnych. Jako przykład można wskazać na krzyżowanie torów kolejowych, które na szlakach mniej ważnych wykonywane są sposobem tańszym. Tam, gdzie przepisy nasze (wzorowane częściowo na drogich wzorach szwajcarskich i niesłusznie oparte na ogromnie ciężkich warunkach klimatycznych Szwajcarii) nie liczą się z kosztem, projektujący winien — w granicach dozwolonych — uczynić wszystko, co można, aby wykonanie linii było jak najtańsze.

Na staranne opracowanie projektu należy położyć silny nacisk, ponieważ błędów, popełnionych przy projektowaniu, wykonawca sieci już nie naprawi. Należy to podkreślić, gdyż zazwyczaj projektowanie sieci traktuje się pobieżnie albo za bardzo papierowo. Nie wystarczy narysowanie trasy na mapie; trzeba do trasowania „w terenie” nietylko zawiązać fachowca, posiadającego praktykę budowy, ale również znającego dokładnie teren, warunki lokalne, ludność i jej psychologię.

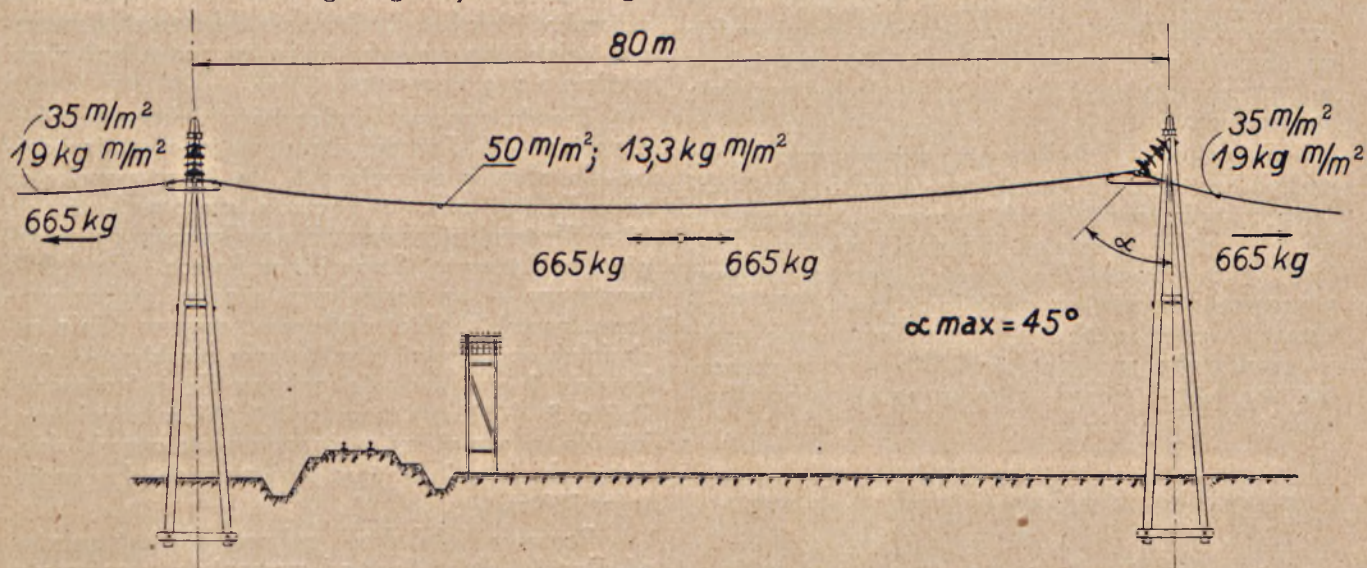
Projekt przedwstępny rozpoczynamy od tego, że punkty, które chcemy zasiląć, i trasy prostolinijne wrysowujemy w mapę warstwicową o bardzo dużej skali, o ile możliwości z podziałką 1:25 000.

Już w tej pracy przedwstępnej trzeba uwzględnić takie punkty, narazie przez projekt nieobjęte, które w przyszłości mogą być punktami oparcia, jak np. istniejące lub projektowane obce zakłady wytwórcze (stopnie rzek, nadające się dla budowy zakładów wodnych), lub ośrodki przemysłowe. Bliskość sieci może w przyszłości być momentem akwizycyjnym.

Drugi etap pracy na mapie polega na przesyłaniu w niej trasy: po pierwsze — w celu uniknięcia długich tras w lasach (od 1 do 3 km wwyż),

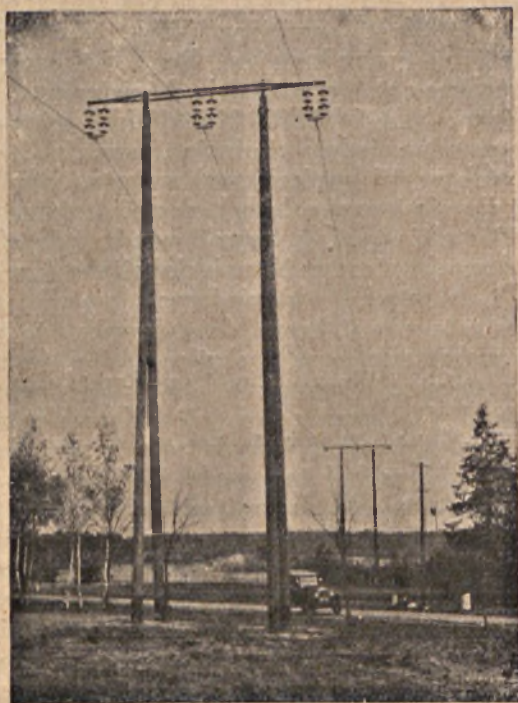
w bagnach, mokradłach i w mocno górzystym terenie. Chodzi więc o krytyczną ocenę 2 poziomów niekorzystnych: nadziemnego (drzewostany) i podziemnego (żyły wodonośne). Dla lepszej orientacji posłużą nam mapy geologiczno-rolnicze, istniejące np. dla wielu terenów Pomorza, a wskazujące dokładnie układ warstw geologicznych do 2 m głą-

Jakkolwiek jest pożądane, by trasa nie była odległa od dróg więcej, niż 1 do 6 km ze względu na koszty dowozu materiału, to niewłaściwe jest ustawianie słupów tuż przy drodze lub w odległości 50 lub 100 m równoległe do drogi na przestrzeniach kilku lub nawet kilkunastu km i to z następujących powodów.



Rys. 1. Skrzyżowanie podług III stopnia.

bokości (wydawnictwo niemieckie w skali 1:25 000). Drzewa dróg i lasów nie przedstawiają właściwie żadnej trudności, ponieważ powinno się je wycinać bezwzględnie. Jedynie ogrody i zagajniki utrud-



Rys. 2. Skrzyżowanie telefonów i szosy linią o napięciu 60 kV. Podwójne łańcuchy wisiorowe, portalowe słupy rozkraczone z drzewa. Linia Toruń — Gródek, 1927.

niają trasowanie, gdyż zazwyczaj powodują znaczne koszty z tytułu odszkodowania. Należy tu zaznaczyć, że trasowanie wzdłuż dróg w odległości nawet do 100 m jest błędem bardzo poważnym, popełnianym stale przez inżynierów początkujących.

a) W okolicach, w których jeszcze sieci nie ma, już samo jej powstanie wywołuje nadzwyczajną ciekawość młodzieży (łobuzerji) oraz kulturalnie zwichniętych „myśliwych”; ciekawość ta kończy się na niepohamowanym pędzie do rzuca-
nia kamieniami lub strzelania do izolatorów. Nie należy się dziwić chłopcom, jeżeli przytoczę fakt strzelania do przewodów pewnego „inteligentnego” kursu ćwiczeń... Tak czy inaczej — prowadzenie linii wysokiego napięcia jaknajdalej od drogi ma duże korzyści.

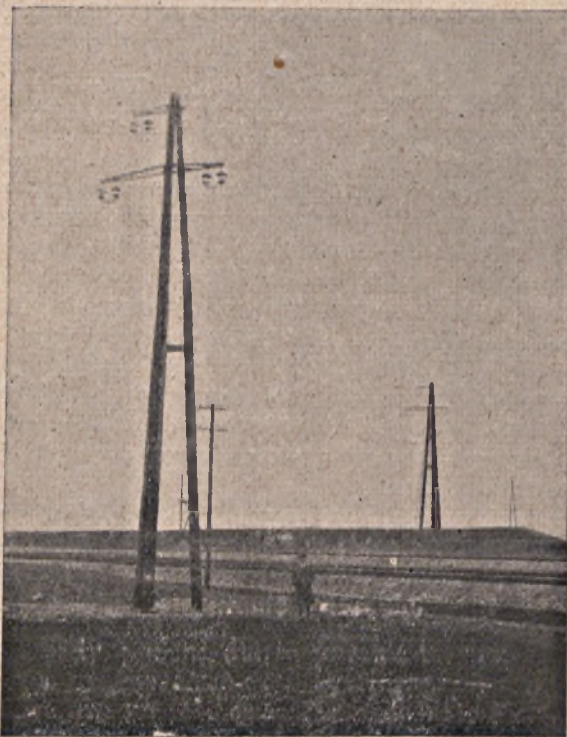
b) Zbliżenia linii wysokiego napięcia, prowadzone równoległe do telefonów na długości kilkunastu km, już wywołują pewien wpływ ujemny na telefony. Minimalny odstęp (zależny od iloczynu: km długości trasy przez m odstęp) powinien wynosić dla napięcia 15 kV ok. 100, a dla 60 do 100 kV ok. 250 do 300 m. Ale nawet wzdłuż szos, nie zajętych narazie przez przewody telefonowe, nie powinno się projektować tras wysokiego napięcia, ponieważ w każdym przypadku jedna strona (czy poczta, czy elektrownia) poniesie wyższe koszty dodatkowe przez przesuwanie linii na większy odstęp, gdy powstanie nowa linia telefonowa wzdłuż szosy.

c) Sumaryczne koszty sieci (inwestycje i utrzymanie) „na zbliżeniu” do dróg będą zwykle większe, niż koszty linii, budowanej wprost przez pola. — Znam przykład odstraszaający, kiedy prowadzono kilkanaście km trasy w odstępie ok. 10 (!) m od szosy i wykonano cały odcinek zbliżenia podług obostrzenia I stopnia. Nie jest zrozumiałe, dlaczego nie prowadzono linii w odległości 50 lub 100 m od szosy, gdyż odszkodowania, płacone właścicielom roli nie mogą być mniejsze dla odległości 10 m od szosy, niż 100 m? A w odległości 100 m od szosy można było wykonać linie bez dodatkowych kosztów, wymaganych przez obostrzenie I stopnia.

d) Ponieważ w bliskości dróg skupiają się osiedla i zabudowania, linja oddalona o 100 do 300 m od drogi, przeciętnie napotka mniej przeszkód i będzie miała mniej z a ł a m a ń, niż linja, prowadzona w małym odstępnie od drogi.

e) Nie ulega wątpliwości, że najidealniejszą linją jest linja b e z załamań (z wyjątkiem koniecznie potrzebnych), co np. przepisy szwajcarskie na skrzyżowania uważają za postulat ważniejszy, niż zawieszenie podwójne, które miało być zupełnie zaniechane.

Przy liniach z izolatorami wisiorowymi zaleca się unikać słupów narożnych i wykonywać załamania tylko w miejscach odporowych, co zwykle nie podwyższa kosztów; kalkulacja wykazuje nawet tańszą budowę. Np. słupy odporowe kratowe wytrzymują wypadkową siłę kąta trasy 120° . Przy słupach drewnianych, normalno-odporowych można zwykle zboczyć trasę o ok. 15° ; większe zboczenia wymagają jednak słupów potrójnych (piramida).



Rys. 3. Skrzyżowanie telefonów i kolei linją 15 kV (zbudowaną dla 60 kV). Wszystkie słupy rozkracne, na skrzyżowaniu potrójne. Pręśło 60 metrowe. Linja Gródek — Grudziądz, 1925.

Reasumując powyższe względy, przemawiające za jak najdalszym przestrzeganiem odsuwania linji od dróg, należy przyjąć za zasadę:

„Linje wysokiego napięcia budować należy naprzęta, jak najdalej od dróg i z minimalną ilością z a ł a m a ń”.

Po ukończeniu trasowania na mapie przystępuje się do obliczeń sieci, co skutecznie można podług bardzo dobrych podręczników prof. Wysockiego, przyczem jednak uwzględnić trzeba, że u nas długość normalnych słupów wynosi 19 m (a nie 16) i że dane co do ustoju słupów mogą być miarodajne dla bardzo mokrych i plastycznych warstw

ziemi, ale nie dla normalnych terenów piaszczystych lub gliniastych. Liczby, podane w podręczniku prof. Wysockiego dla ustoju i obsad podziemnych, są właściwe dla wyjątkowo niekorzystnej gleby, ale dla gleby normalnej powodują bardzo duży zbyteczny koszt przez obniżanie dopuszczalnego „biernego parcia”, co powoduje większe, niż potrzeba, głębokości zakopania lub nawet stosowanie belek odporowych, które w normalnej ziemi nigdzie nie są stosowane.

Zasada stosowania głębokości zakopania, obliczonej na $1/6$ długości słupa, może być miarodajną dla słupów drewnianych do 12 m wysokości, więc dla linii niskiego napięcia, ale dla słupów do 19 m długości, stosowanych z najlepszym powodzeniem w Ameryce, Szwecji i w Polsce („Gródek”), wystarczy — w normalnym piasku gruboziarnistym, nawet bardzo wilgotnym, oraz w glinie suchej lub zmieszanej z wilgotnym piaskiem — całkowicie 2 m głębokości zakupu dla jednotorowej linji o $3 \times 50 \text{ mm}^2$ przekroju i 150 m rozpiętości lub dla tej samej linji o słupach portalowych, składających się z 2 drągów drewnianych, do rozpiętości 280 m.

Ponieważ głębokość zakupu *nie* jest zależna od długości słupa, lecz od momentu wywrotowego, średnicy (lub szerokości) podziemnej części słupa oraz dopuszczalnego parcia, dlatego trzeba dla ustoju słupów w każdym razie obliczyć głębokość zakopania.

Na podstawie danych co do mocy przesyłanej energii oraz odległości i dopuszczalnego spadku napięcia lub dopuszczalnej straty w sieciach (rocznych kosztów tej energii w kWh) obliczamy napięcie i przekroje. Ponieważ napięcia są znormalizowane przepisami Ministerjum Robót Publicznych (3, 6, 15, 30, 60 i 100 kV), więc należy wybrać odpowiednie napięcie „normalne”, równe lub większe od napięcia wyliczonego. Nie radzę brać dla sieci rozdzielczych napięcia niższego, niż 15 000 woltów, gdyż nawet wtedy, gdy obliczenie dozwala stosować napięcie niższe (np. 3 lub 6 kV), to wszelkie doświadczenia nietylko zagraniczne, ale nawet nasze, dają dowody, że wzrost zapotrzebowania oraz rozbudowa sieci wymagają bezwarunkowo stosowania 15 kV. Aczkolwiek koszty linii, przyrządów i transformatorów dla 15 kV są większe, to jednak tylko w wyjątkowych wypadkach względ ten może odstraszyć od wyboru tego napięcia. Im zaś więcej napięcie 15 kV jako napięcie rozdzielcze się rozpowszechni, tem pewniej będzie można osiągnąć potanienia tej serii przyrządów przez masowy ich wyrób. Normalizacja napięć nie tylko spowodowała i powoduje dal-sze potanienie przyrządów, ale ułatwia nawet projektowanie sieci i pozwala wielu zastanawiającym się nad tą sprawą uniknąć kłopotu wyboru napięcia roboczego.

Nawet przy projektach elektryfikacji mniejszych połaci nie powinno się myśleć tylko o przyszłych 5 czy 10 latach, lecz należy przewidzieć rozwój sieci minimalnie na 30 do 50 lat, a wtenczas nawet w tych małych projektach napięcie 3 i 6 kV napewno odpadnie. Plany finansowe należy robić przynajmniej na okres 30-letni; wszak uprawnienia wydaje się na 30 do 60 lat. Wszystko to prze-

mawia za jak największym napięciem rozdzielczym.

Co do wyboru napięcia dla sieci przesyłowych, uważam, że powinna być stale stosowana zasada następująca. Konstrukcja podporowa oraz odstępy międzyprzewodowe powinny być od razu budowane dla napięcia o jeden stopień wyższego, niż wskazuje obliczenie. A więc dla linii, która ma narazie pracować pod napięciem 35 kV, należy wykonać konstrukcje wsporcze dla 60 kV, dla linii 60 kilowoltowej budować ustroje, nadające się dla 100 kV. Jedyną trudność przedstawia skok z 100 na 200 kV, gdyż napięcie 200 kV wymaga bezwzględnie stosowania przewodników o wyjątkowo dużej średnicy, a więc przy zastosowaniu miedzi — przewodników w kształcie giętkiej rury. Wówczas różnica sił i momentów zewnętrznych oraz koszt konstrukcji wsporczych tak poważnie wzrasta, że normalnie nie będzie można pogodzić kosztu obecnego wykonania z korzyściami dalszej przyszłości. Względny zmniejszenia ilości punktów skrzyżowań dróg prawie nie wpływają na zwiększenie kosztów linii, gdyż koszt przęsła, wykonanego podług obostrzenia I stopnia, nie różni się praktycznie od kosztów normalnego przęsła linii. Skrzyżowania telefonów i torów kolejowych trzeba już przy projektowaniu sumiennie uwzględnić, — nie tyle dla obniżenia kosztów, ile raczej ze względu na nieprzychylnie nieraz stanowisko zarządów (dyrekcyj) kolei oraz poczt i telegrafów. Dawniej skrzyżowania kolei lub telefonów były rzeczą kosztowną; dzisiaj są tańsze.

Należy więc już podczas projektowania linii uzyskać zasadniczą zgodę dyrekcji kolejowych i pocztowych.

Mała rozpiętość przęsła jest jeszcze jedną bolączką nie tylko u nas, ale nawet za granicą. Jeszcze dzisiaj budują poważne „światowe” firmy linie 15 kV o rozpiętości 60 (!) m. To jest anachronizm. W

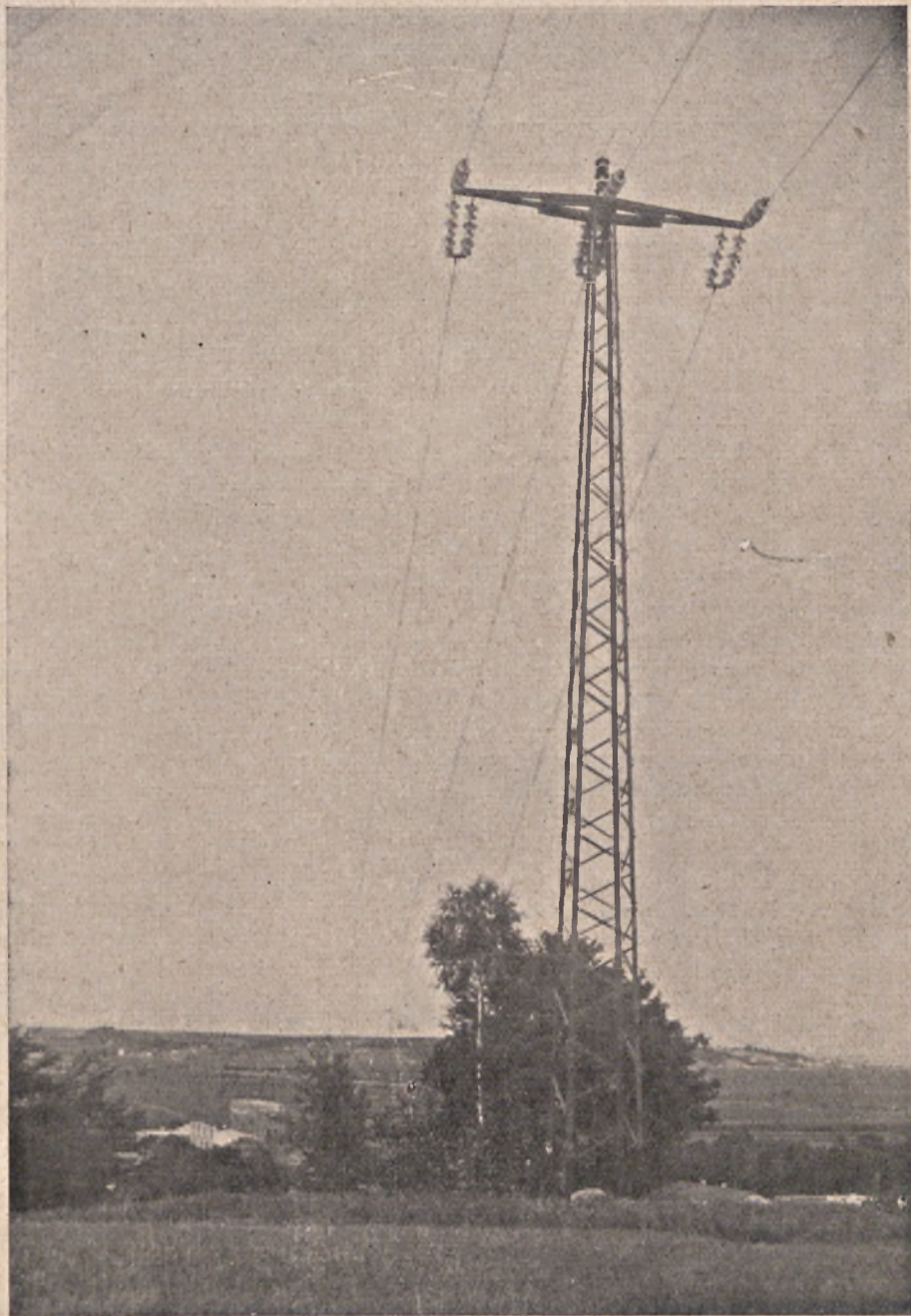
liniach 15-kilowoltowych należy stawiać przęsła o min. 100 m rozpiętości przy przekrojach do 10 mm², a do 150 m przy przekrojach od 25 mm² i to nawet wtedy, gdy takie linie będą nieco droższe od linii o mniejszych przęsłach. Dla czego? Ponieważ korzyści linii o większych rozpiętościach przęsła są ogromne; podam tylko kilka powodów.

a) Głównym źródłem przerw w dostawie pra-

du jest izolator. Im mniej izolatorów mieć będzie każdy kilometr sieci, tem większa będzie pewność ruchu.

b) Odszkodowania, płacone za grunta pod linię, zmniejszą się (a przedewszystkiem w liniach budowlanych „naprzelaj”) znacznie dzięki dużej rozpiętości przęsła.

c) Projektowanie jak największej ilości punktów podporowych na nieużytkach, na miedzach, na



Rys. 4. Skrzyżowanie telefonów i szosy w Gdyni, gotowe dla 100 kV. Wysokość słupów 22 i 30 m nad ziemią. (Na dole stacja transformatorowa Gródka dla zasilania portów). 1928.

krańcach (skrzyżowanych) dróg, na krańcach pól, innymi słowy w punktach „nieopłacanych” jest tem łatwiejsze, im większe są przęsła, t. j. im większą swobodę „przestawiania” słupów mieć będzie kierownik budowy.

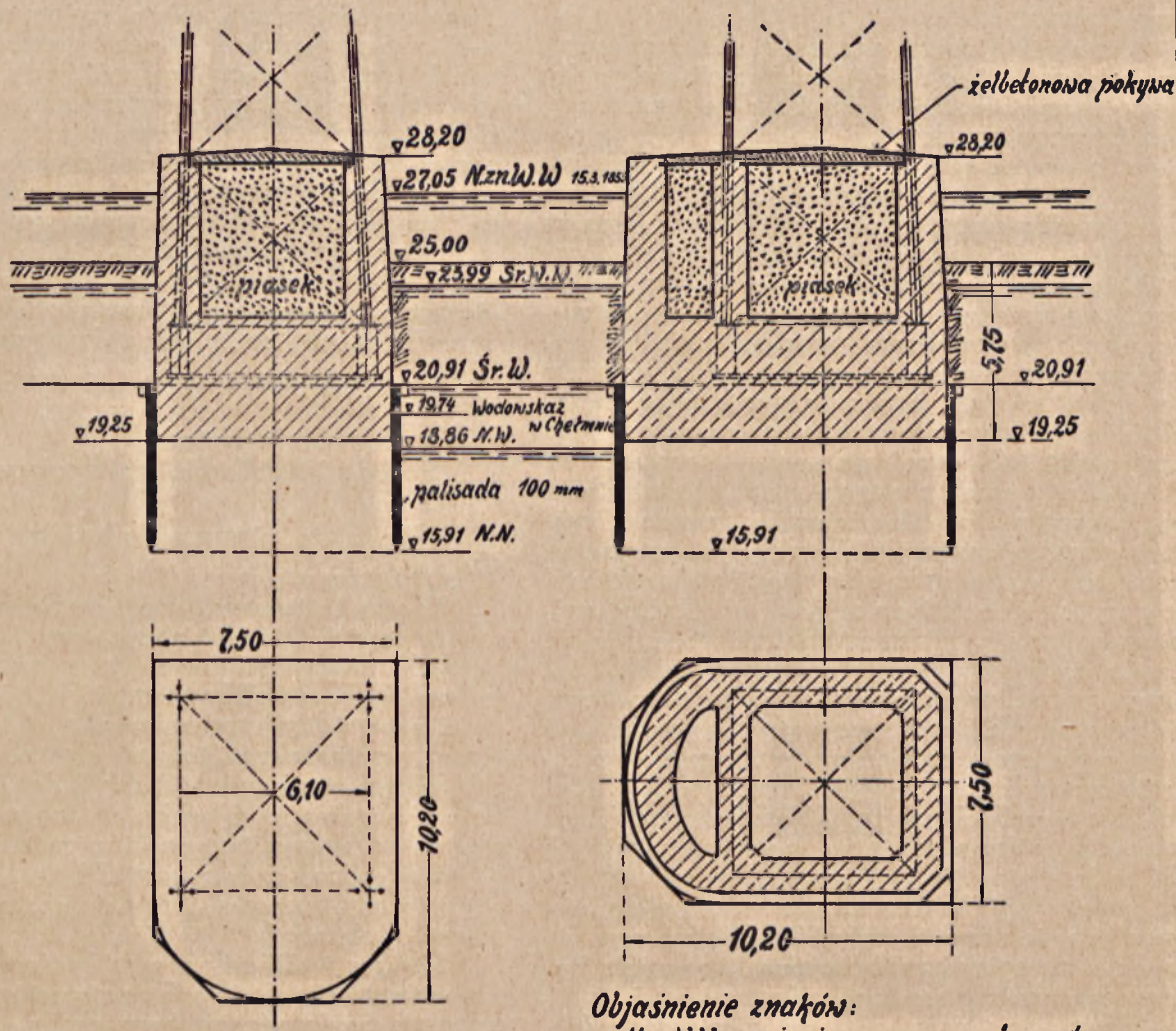
d) Wyzyskanie materiału (słupów, poprzeczek, trzonów i izolatorów) przy dużych przęsłach jest większe, niż przy małych.

Każdy punkt wybrany oznacza się palikiem numerowanym, ale trzeba się z tem liczyć, że duża ilość tych palików zginie, nim rozpocznie swą pracę oddział, stawiający słupy. Dlatego można w miejscach załamania zakopać w ziemi np. butelkę, a z mapy i książki trasy, zawierającej dokładne kąty załamania oraz na 1 — 3% dokładne długości pręseł, drużyna montażowa zwykle odnajdzie punkty wybrane.

ficznym wzgl. obcych sieci wysokiego napięcia, a w terenie górzystym — także rzędne (wysokości) poszczególnych punktów przy ziemi. Dla skrzyżowań wykonywa się dokładne pomiary i szkice, ażeby na tej podstawie wykonać rysunki i obliczenia dla ostatecznych wniosków do władz.

Ale bardzo często nie wystarczy jednorazowe trasowanie w terenie. Zachodzą najrozmaitsze przeszkody: to właściciel gruntu zażąda przesuw-

Fundament wieży w Ostrowie Świeckim



Związek Elektryfikacyjny
Chelmo-Świecie-Toruń
24.7.1924.

Objasnienie znaków:

Nzn.W.W. najwyższa znana wysoka woda
Sr.W.W. średnia wysoka woda
Śr.W. średnia woda
N.W. niska woda
15,91 N.N. wysokość nad poziomem morza

Rys. 6. Skrzyżowanie Wisły powyżej Świecia i Chelma. Waga fundamentu betonow. — 1190 t. Teren za-
lewowy Wisły. 1924.

W terenach górzystych należy wykonać zdjęcia wysokości (tak zwany profil podłużny) zapomocą niwelatora, przyczem należy zaznaczyć, że doliny nieraz umożliwiają wykonanie bardzo długich pręseł, np. o 50% dłuższych, niż normalne.

Podczas trasowania należy zapisywać wszystkie ważne dane: numery słupów, długości pręseł, kąty odchylenia linii, bardzo dokładnie imię, nazwisko i adres (urząd pocztowy) właściciela, granice gmin i powiatów, numery słupów telegra-

ficznia linii, to dyrekcja kolei lub poczty nie zgodzi się na miejsce, wybrane przez elektrownię, to warstwy podziemne po dokładniejszym zbadaniu okazały się nieodpowiednie. Można nawet powiedzieć, iż przed rozpoczęciem montażu trasować trzeba co najmniej 2 razy.

A gdy się rozpocznie kopanie dołów pod słup, wtedy zwykle następują nowe niespodzianki, tak iż kierownik montażowy z konieczności niejednokrotnie jeszcze raz przesuwca całe odcinki.

Taki obraz przedstawia się nam podczas trawienia; widać z niego, jak ogromne trudności muszą być pokonane, nim rozpoczniemy montaż linii.

Skrzyżowania.

Miejsca, w których linia wysokiego napięcia przecina drogi lądowe lub wodne, tory kolejowe, obce linie bądź to telefoniczne bądź to wysokiego lub też niskiego napięcia, nazywamy w skrócie „skrzyżowaniem”. Dzisiejsze przepisy zagraniczne znacznie obniżyły obostrzenia, dawniej stosowane, ponieważ okazało się, że solidnie wykonana sieć daje wystarczającą pewność również i w miejscu skrzyżowania.

Przewodnią myślą przepisów dla skrzyżowań jest osiągnięcie tak dużego bezpieczeństwa, ażeby życie i zdrowie ludzi i zwierząt nie było zagrożone, oraz żeby ruch na drogach i kolejach mógł się odbywać z tym samym stopniem bezpieczeństwa, jak gdyby linii wysokiego napięcia nie było. Z biegiem czasu udoskonalono jakość materiałów. Oprócz tego ustalili się zwyczaj, że żadna poważna fabryka izolatorów nie wypuści ani jednej sztuki na rynek, nie zbadawszy jej skrupulatnie co do wytrzymałości elektrycznej i mechanicznej. Poważne firmy, wykonywujące budowę sieci, zebrały wiele doświadczeń i doskonale wyszkoliły personel montażowy. Przez długoletnie obserwacje ruchu i uszkodzeń linii wysokiego napięcia zebrano we wszystkich krajach obszerny materiał statystyczny i naukowy. Wszystkie te momenty spowodowały, że obecnie rozpoczęła się ewolucja w przepisach, idąca w kierunku obniżenia dawniejszych ostrych przepisów. Podług najnowszych prac komitetu szwajcarskiego uważa się zasadniczo bardzo solidnie wykonaną linię za tak pewną, że nie wymaga się w polu skrzyżowań nadzwyczajnych „obostrzeń”; główną troską jest obecnie przeprowadzenie linii przez pole skrzyżowania oraz w polach sąsiednich w zupełnie prostej linii, bez wszelkich załamów. Nowelizacja polskich przepisów pójdzie także w kierunku znacznych ulg, co trzeba uważać za rozsądny nawrót od błędów, popełnianego u nas dotychczas, a polegającego na tem, że nowo tworzące się państwo powinno posiadać przepisy „najidealniejsze”, co miało być równoznaczne z przepisami najostrzejszemi.

Nowelizacja nasza wprowadzi prawdopodobnie 3 rozmaite stopnie obostrzenia; pierwsze 2 będą rozwinięciem dawniejszego „I stopnia obostrzenia”, a 3-ci odpowiadać będzie dawniejszemu „II stopniowi obostrzenia”.

Nowe obostrzenia I stopnia, wymagające tylko linki obejściowej, obowiązywać będą na zbliżeniach do prywatnych sieci (niskiego i wysokiego napięcia) oraz na zbliżeniach przy podrzędnych torach kolejowych i na zbliżeniach przy wszystkich drogach wodnych i kołowych.

Nowe obostrzenie II stopnia stosuje izolatory o większej wytrzymałości elektrycznej i linkę obejściową. Stosuje się to do skrzyżowań prywatnych sieci (niskiego i wysokiego napięcia), do zbliżeń państwowych sieci niskiego i wysokiego napięcia, oraz do skrzyżowań normalnych (ważnych) dróg lądowych i wodnych, a w końcu — w osiedlach.

Nowe obostrzenie III stopnia, przewidujące po 2 izolatory lub 1 izolator o większej wytrzymałości elektrycznej wymagane jest dla skrzyżowań państwowych linii wysokiego i niskiego napięcia oraz normalnych (ważnych) torów kolejowych.

Dozwolone będą słupy przelotowe w polu skrzyżowania, co umożliwi powtórzenie 80-metrowego przesła na słupach drewnianych po kilka razy w całym prześle skrzyżowania.

Wobec tego obniżą się cokolwiek koszty budowy, co przyspieszy rozwój sieci.

Ponieważ izolatory wisiorowe są dosyć drogie i dotychczas nie wyrabiane w kraju, dlatego zaleca się konstrukcja pola skrzyżowania o wisiorach pionowych i słupach przelotowych, co jednak sprawia pewną trudność przy naciąganiu linki, gdyż linka w polu skrzyżowania musi mieć większy przekrój i mniejsze naprężenie. Jeżeli monter nie obetnie dokładnie długości linki w polu skrzyżowania, wisiorzy nie będą wisiały pionowo, lecz skośnie. Nowe przepisy powinny takie odchylenie uważać jako rzecz „gustu” i zezwalać na kąt odchylenia do 45°; będzie to bardzo tanie i jednocześnie pewne skrzyżowanie. Słupy przelotowe obliczamy na połowę największego naciągu (w naszym szkicu na $\frac{35 \cdot 10}{2} = 175$ kg) oraz na

maksymalne parcie wiatru.

Wykonanie pokazuje następujący szkic (p. rys. 1).

Materiały, używane do budowy sieci.

a) Słupy.

Nie można twierdzić, że słupy żelazne zawsze są trwalsze, niż słupy drewniane, dobrze nasyczone. Widziałem np. często w miastach słupy żelazne, które nie stały nawet 20 lat, a które przy ziemi zupełnie były przerdzewiałe. Ale nawet na polach, w warunkach niesprzyjających, słup żelazny, niemalowany w odstępach 2 do 3 lat, przerdzewieje w okresie 20-letnim. Jedyną pewną ochronę stanowi blok betonowy, który jednak poważnie podraża budowę i transport. Dla bardzo dużych rozpiętości, tj. powyżej 300 m, trzeba się jednakże uciec do żelaza.

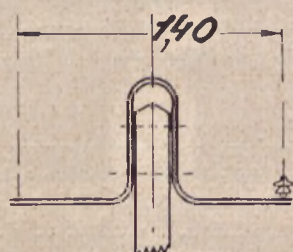
Słupy żelbetowe są bardzo trwałe, ale nie wytrzymują dłuższych transportów, wskutek czego nie bardzo się rozpowszechniły. Jeżeli się uwzględni, że większa część sieci wysokiego napięcia podlega po 30 do 50 latach gruntownym zmianom, to korzyści „wiecznego” słupa żelbetowego maleją, tembardziej, że jest wątpliwe, czy ten słup wytrzyma „ekshumację” i drugi transport na inne miejsce. Inna rzecz ze szczudłami żelbetowymi, które są bardzo ważnym elementem dla przedłużenia życia słupów drewnianych.

Najważniejszą rolę u nas w Polsce odgrywa dla sieci do 100 kV słupy drewniane. Wyborowy materiał — sosna, prosty, niesękaty, nadający się znakomicie do nasycania, pozwala na taną i ekonomiczną budowę sieci.

Najniższe koszty roczne dają drągi, nasycane olejem smołowym (c. g. 1,04 do 1,15 przy 15° C) podług systemu Rüpinga i to ilością 60 kg oleju na 1 m³ drzewa sosnowego (tolerancja $\pm 15\%$), przyczem mechaniczna wytrzymałość drzewa

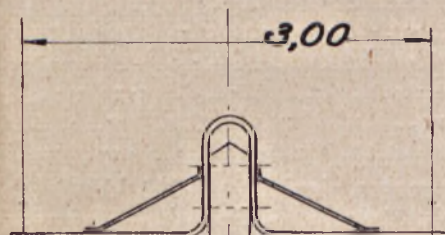
Konstrukcje ramion słupów przelotowych dla poziomego układu przewodów.

1-torowe

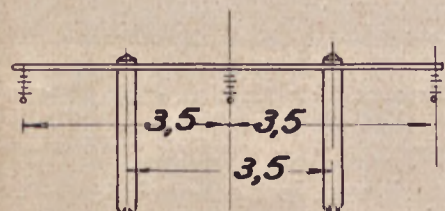


$\alpha = 100m$
(Wyjątek: Δ)

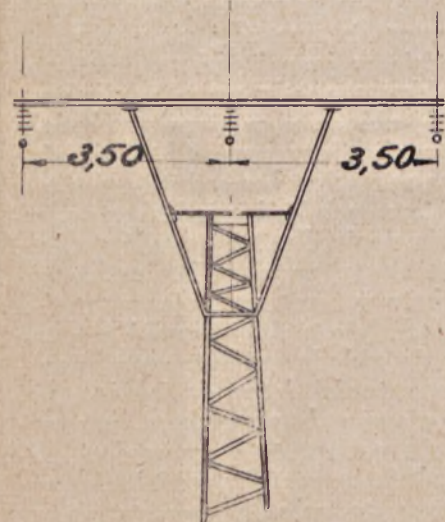
15kV



$\alpha = 150m$
(Wyjątek: Δ)

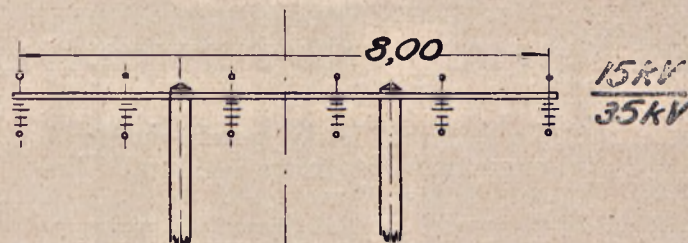


$\alpha = 250m$

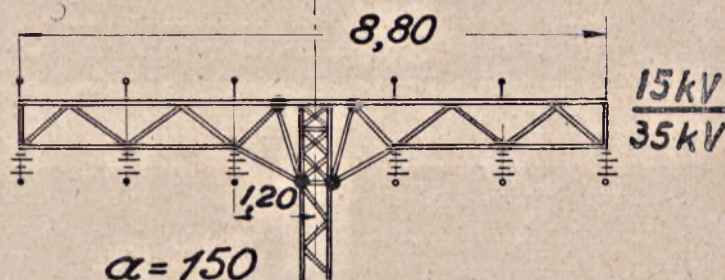


$\alpha = 250m$

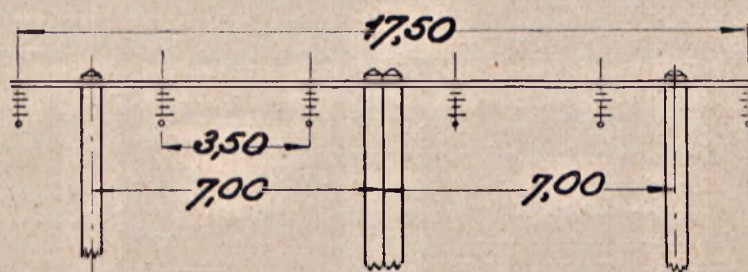
2-torowe



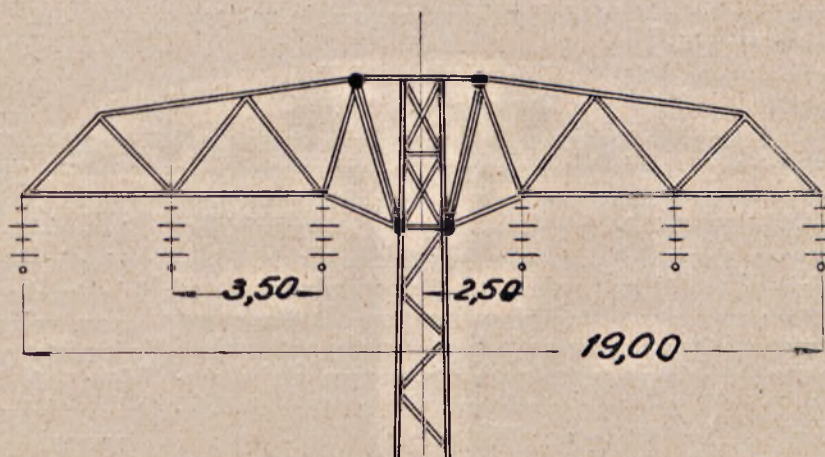
$\alpha = 150m$



$\alpha = 150$



60/100kV. $\alpha = 250m$



$\alpha = 250m$

α - długość przęsła.

wzrasta, a olej nie wywiera żadnego szkodliwego wpływu na uzbrojenia żelazne. Długość drągów wynosi 18,5 m do 19 m (zależnie od długości kotłów impregnacyjnych), a średnica wierzchołka — do 24 cm. Średni wiek wynosi podług długoletnich obserwacji niemieckiego Ministerstwa Kolei 22,3 lata. Nasycalnie (podług systemu Rüpinga) istnieją w Polsce w następujących miejscowościach:

a) „Zakłady Impregnacyjne” S. A. w Katowicach:

1) Solec nad Wisłą, powiat bydgoski, przy torze Bydgoszcz — Toruń. Długość kotłów 20 m

2) Wronki, powiat Szamotuły, przy torze Poznań — Berlin. Długość kotłów 22 m.

3) Wielki Chełm przy Wiśle, powyżej Krakowa, na Górnym Śląsku.

b) Nasycanie solami metalicznymi fluorku i nitrofenolów:

4) Ligota — Katowice „Śląska Impregnacja Drzewa Kopalnianego”, Sp. z ogr. odp.

Wszystkie 4 wyżej wymienione zakłady są własnością firmy „Związek Koksowni” Sp. z o. o. w Katowicach, ul. Powstańców 49.

Same koszty dowiezienia drzewa do kotła, ważenie dwukrotne i nasycanie 1 m³ suchego drzewa w bardzo dużych kawałach (dragi 18-metrowe) wynoszą ok. zł. 50.—, a dla krótszych drągów mniej; dla poprzeczek (1—3 m długości) ok. zł. 21.—. Naładowanie na wagon 1 m³ kosztuje:

dla b. dużych drągów ok. zł. 27.—

dla poprzeczek ok. zł. 13.—

Wyładowanie 1 m³ z wagonu na skład:

dragi wielkie zł. 14.—

poprzeczki zł. 11.—

Te ceny orientacyjne istniały w roku 1928 w zakładach Wielkopolski, tak że dla obecnych warunków przypuszczalnie mogą być już zmałe, gdyż robocizna wzrosła.

Zakłady nazywają drzewo suchem, jeżeli ciężkość właściwa nie przekracza 650 kg/m³, a przy większej ciężkości doliczają za nasycanie następujące stawki:

od 651 do 675 kg/m³ — 12,75%

od 676 do 700 kg/m³ — 15,00%

Drzewa o ciężkości właściwej wyższej, niż 700 kg/m³, zakłady zazwyczaj nie przyjmują do nasycania. Drzewo winno być cięte zimą, okorowane najpóźniej do marca — kwietnia, wyschnąć powinno latem (do czerwca lub sierpnia) na składzie w sposób naturalny, tak że normalnie opuścić może zakład najprędzej w sierpniu. Możliwe jest sztuczne wyparowanie części wody w próżni w kotłach impregnacyjnych w gorącym oleju, czego jednak zakłady niechętnie się podejmują. Jakość drzewa bywa przytem gorsza.

Ponieważ koszty transportu z lasów do zakładu i stąd na miejsce przeznaczenia są poważne, nie w każdej okolicy można stosować słupy w ten sposób nasycane, np. na kresach wschodnich. Ale firmy noszą się z zamiarem wybudowania w terenach lesistych nowych zakładów.

W tych okolicach może dużą przysługę oddać system „Kobra”. Ta metoda polega na wtłaczaniu

zapomocą maszynek, zaopatrzonych w ostre i wąskie igły, chemikaljów, — soli fluorowej i fenolowej Pola zastrzyku łączą się po 2 latach w antyseptyczny pierścień. Co do przeciętnej trwałości drzewa, nasycanego systemem „Kobra”, będzie się można dopiero wypowiedzieć, gdy osiągniemy odpowiedni okres obserwacyjny (system ten istnieje dopiero od r. 1920). Patent eksploatuje u nas „Polska Kobra” Sp. z o. odp. w Warszawie, Marszałkowska 94.

b) Uzbrojenie.

Najtańszem uzbrojeniem są gięte trzony, nie nadające się jednak dla większych rozpiętości (powyżej 100 m), a więc dla większych odstępów międzyprzewodowych. Zagranicą stosowano te haki nawet dla napięć do 60 kV, ale przy obecnej tendencji zwiększania długości pręseł do 150 m (15 kV) i 250 m (60 kV) i t. d., tracą one na znaczeniu.

Kształt uzbrojenia zależy od układu przewodów. Dawniej trójkąt miał monopol, zwłaszcza w Europie. Obecnie przekonano się, że układ w jednej płaszczyźnie poziomej jest najidealniejszy. W Polsce „Pomorska Elektrownia Krajowa Gródek” stosuje ten układ już od roku 1926. Podług niego wykonane są sieci dla 60/100 kV Gródek — Toruń (ok. 80 km) i Gródek — Gdynia (142 km). System poziomy jest bardzo rozpowszechniony w Ameryce i Szwecji; praktyka niemiecka (A E G) uznała dopiero w r. 1927 jego wyższość, polegającą na następujących zaletach:

a) Przepięcia w przewodzie najwyższym przy układzie w trójkąt są większe (do 25%), więc narażają izolatory górne więcej, niż dolne. Wynika stąd słabe wyzyskanie izolatorów, większe niebezpieczeństwo przebiccia.

b) Wysokość konstrukcji wsporczej przy układzie poziomym jest o wysokość trójkąta mniejsza, więc moment wywrotowy i koszt — mniejszy.

c) Niebezpieczeństwo zderzenia się przewodów jest przy równym odstępie poziomym przy układzie w jednej płaszczyźnie poziomej wykluczone, gdy przy tym samym odstępie a układzie w trójkąt będzie możliwe, jeżeli górny przewód niesie ciężar sadzi, a dolny jest bez sadzi.

Ale dla jednorodnych linii o średnim napięciu (do 15 kV) uzbrojenie dla 3 przewodów, znajdujących się na tej samej wysokości, przedstawia duże trudności, tak że w tym przypadku ze względów konstrukcyjnych (nie elektrycznych) uciekać się trzeba często do układu trójkątowego, przy czem należy o ile możności dążyć do takiego poziomego odstępu pionowych płaszczyzn przewodów, jak dla ustroju poziomego 3 przewodów, nawet gdyby konstrukcja wsporcza (ramię) nie wytrzymała jednostronnego pełnego naciągu, który nastąpi przy izolatorach stojących po przerwaniu się przewodu.

Praktyczne systemy uzbrojeń wyglądają więc, jak następuje.

c) Izolatory.

Najważniejszą częścią sieci jest izolator. Dlatego też każdy, kto buduje sieć, specjalnie powinien się zająć sprawą izolatorów. Nie wystarczy

polegać na zachwalaniu przez fabrykę tego lub innego typu i na próbie, wykonanej w laboratorium fabrycznym. Rozwój izolatora nie jest ukończony; jeszcze cały świat pracuje nad ulepszeniem masy porcelanowej i techniki wypalania, nad udoskonaleniem kształtu i umocowania trzonów wzgl. kołpaków, a wreszcie nad obniżeniem ceny.

Niejedna metoda wykazała już zupełną swą niewłaściwość i niejeden kształt — wyższość nad staremi typami.

Przedewszystkiem dziś już można uważać łączenie kilku części izolatora za pomocą cementu za sposób niewłaściwy, ponieważ cement (nawet

Właściwa czynna grubość porcelany w typie „Delta” wynosiła 20 do 25 mm, co nie wystarcza dla zapewnienia stałej wytrzymałości. Dlatego stworzono typy o znacznie grubszej warstwie pomiędzy przewodem a trzonem, wysuwając główkę i wyżłobienie dla przewodu znacznie nad główkę trzonu. Odmianę krańcową stanowi izolator zupełnie masywny, uchwycony z dołu kołpakiem, tak iż droga przebicia wynosi dla napięcia 15 kV ok. 15 do 17 cm.

Zasługuje na uwagę jeszcze inna konstrukcja izolatorów stojących: typ, składający się z kilku części porcelanowych (badanych każda z osobna), a połączonych konopiami, przesyconymi pokostem. Zaletą tego izolatora jest możliwość dokładnego zbadania każdej części oddzielnie i elastyczności ich połączenia. Ażeby nie powstało wewnętrzne pole wysokiego napięcia i niepowodowało jonizacji powietrza i spalania konopi, smaruje się powierzchnie wewnętrzne grafitem i umieszcza wkładkę ze stanjolu. Mechaniczna wytrzymałość takiego dobrze wykonanego połączenia jest znakomita.

Izolatory wisiorowe są o tyle trudniejsze w fabrykacji, że siły zewnętrzne, działające na taki izolator, dochodzą dziś do 12 tonn, wytrzymałość ich więc odpowiadać musi ok. 20 tonnom.

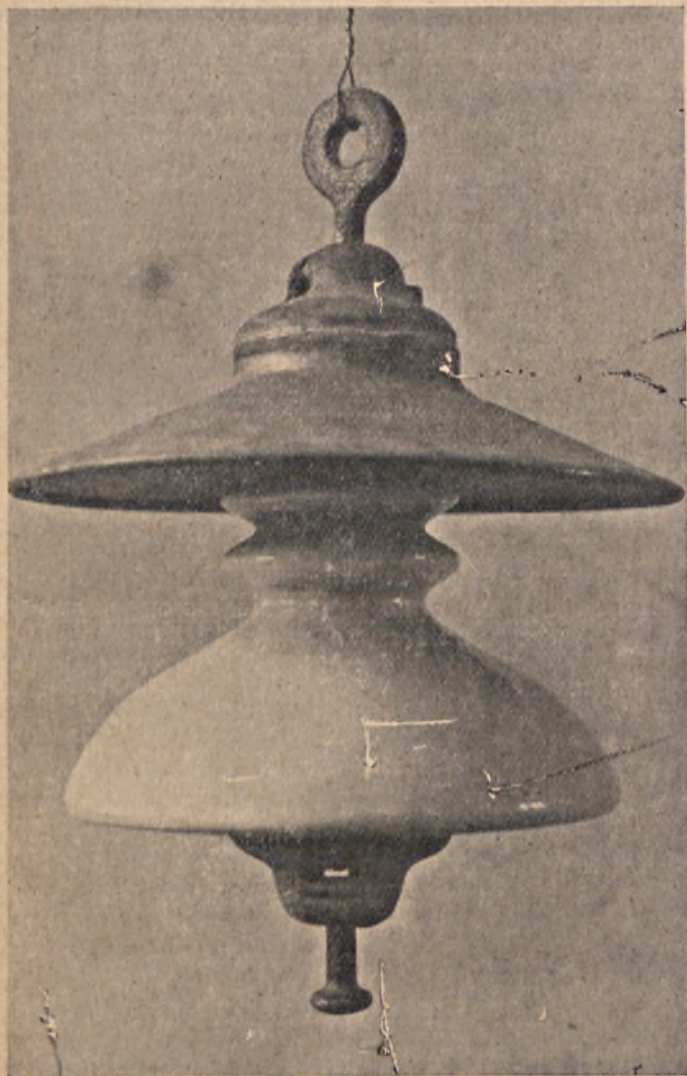
Ideałem tego rodzaju izolatorów jest izolator bez cementu lub spoiwa, w którym trzon umocowano zapomocą rozmaitych środków mechanicznych (kilkaset patentów). Słabą stroną tych izolatorów pozostanie zawsze dosyć cienka warstwa porcelany i niebezpieczeństwo rozsadzania jej przez wewnętrzny trzon.

Opuszczam izolatory „Hewlet”, które w Europie — poza Francją — nie mają szerszego zastosowania.

Drugi, elektrycznie najidealniejszy typ, to izolator masywny, drążkowy, narażony tylko na rozerwanie. Jest to pomysł amerykański, ulepszony przez szwajcarskie towarzystwo „Motor”, a u nas jeszcze więcej ulepszony przez autora (patent nr. 8420 — kl. 21c—15).

Droga, którą musiałoby przepięcie przebyć w porcelanie, wynosi od 22 do 30 cm, wobec czego można ten typ bezwzględnie nazwać „nie do przebicia”. Słabą stroną byłaby jego wytrzymałość na rozerwanie, gdyby ceramicy nie byli w stanie wykonać masy porcelanowej o nadzwyczaj dużej wytrzymałości, dochodzącej do 400 kg/cm² przy przekrojach do 10 cm², a do 250 kg/cm² przy przekrojach do 100 cm².

Dlatego ogromnie ważne są próby mechanicznej wytrzymałości na rozerwanie, połączone jednocześnie z próbami na wytrzymałość elektryczną. Takie izolatory wytrzymują dziś do 20 tonn, a jedno ogniwo wystarczy dla 35 kV, 2 dla 60 kV, 3 dla 100 kV i t. d. napięcia roboczego. Z powodu ich nadzwyczajnej wytrzymałości elektrycznej i dużej pojemności, tworzy się dzisiaj łańcuchy wisiorowe w ten sposób, że górne ogniwa składają się ze zwykłych (tanich) wisiorów o małej wytrzymałości elektrycznej, a ostatnie jedno lub 2 ogniwa są typu „Motor” (dla 100 do 200 kV).



Rys. 8. Masywny izolator wisiorowy typu „Hoffmann” dla napięcia roboczego 35 kV. Przeskok na sucho — 130 kV, na mokro — 95 kV.

o najbardziej udoskonalonej mieszance i ziarnistości) nie traci swej ujemnej zdolności rozszerzania się nawet po kilku latach, powodując pękanie zewnętrznych części porcelanowych albo przynajmniej wywołując wewnętrzne naprężenia, ułatwiające przebicie porcelany przepięciem elektrycznym.

Dalej — co do kształtu — typ izolatorów stojących Delta ustępuje coraz więcej typowi szerokotalerzowemu, w którym talerz o największej średnicy znajduje się u góry, a różnica średnic dolnych talerzy mocno się zmniejsza ku dołowi.

„Gródek” wykonał wszystkie swe 60-kV sieci zapomocą tego typu (250 km), a trzyletnie doświadczenie nie przyniosło ani jednego wypadku pęknięcia, zepsucia się lub innej najdrobniejszej usterki. Wybudowane na końcu 1928 r. przez zakłady „Elektro” w Łaziskach Górnych linie 60 kV do Chorzowa wiszą także na takich izolatorach, gdyż w okolicy fabryki związków azotowych osadza się w krótkim czasie tak gruba warstwa pyłu (wapna, karbidu), że prądy, spływające po powierzchni izolatora do ziemi, rozsadzają nieraz talerze porcelanowe, ale nie uszkadzają rdzenia. Takiej wytrzymałości cieplnej nie posiada żaden inny izolator.

Nawet kraje, nieposiadające kaoliny, główne surowca dla wyrobu porcelany, posiadają poważne i technicznie wysoko postawione fabryki porcelany elektrotechnicznej (Italia — Ginori w Doccia pod Florencją, zarząd w Medjolanie; Szwajcaria — Porzellanfabrik Langenthal A. G.).

Polska posiada co prawda złoża kaoliny na kresach wschodnich, tuż przy granicy rosyjskiej, ale z powodu braku dróg i kolei nie może być na razie mowy o ich eksploatacji. Fabryki porcelany elektrycznej istnieją u nas następujące: Firma Ćmielów (wyrabia w Chodzieży, Wielkopolsce) i firma Giesche (Koncern Hariman'a w Będzicach pod Katowicami).

Następujące kraje posiadają kaolinę: Ameryka, Francja, Anglja, Szwecja, Niemcy (w Saksonji) i Czechosłowacja w okolicy Karlove—Vary (Karlsbad). Warunki sprzyjające pozwoliły na powstanie dużych fabryk izolatorów elektrycznych w tych krajach. W Szwecji istnieje obecnie tylko jedna fabryka „Ifö” (Ivö) w Bromölla w południowej Szwecji, niedaleko Kristianstad i Karlskrona. W Francji istnieje dużo fabryk izolatorów porcelanowych, z których największą jest Compagnie Générale D'Electro - Ceramique, pokrywająca 1/3 zapotrzebowania całego kraju i kolonii. Przedewszystkiem zasługuje na uwagę porcelana czeska, może najlepsza. Czesi eksportują do Niemiec nie tylko bardzo znaczne ilości kaoliny, ale nawet trudne do wyrobu części porcelanowe dla specjalnych transformatorów mierniczych. Z czeską porcelaną zrobiliśmy nadzwyczaj dobre doświadczenia, nie tylko co do jakości technicznej, ale też co do bardzo niskich cen. Nie należy dziwić się temu, gdyż czeskie fabryki posiadają (z małymi wyjątkami) jednocześnie fabryki porcelany i kopalnie kaoliny. Pierwszorzędną fabryką jest „Zettlitzer Kaolinwerke” pod Karlsbadem, posiadająca fabrykę w Merckelsgrün (przedstawiciel na Polskę p. Samojłowicz, Warszawa, Dąbrowiecka 5).

d) Przewodniki.

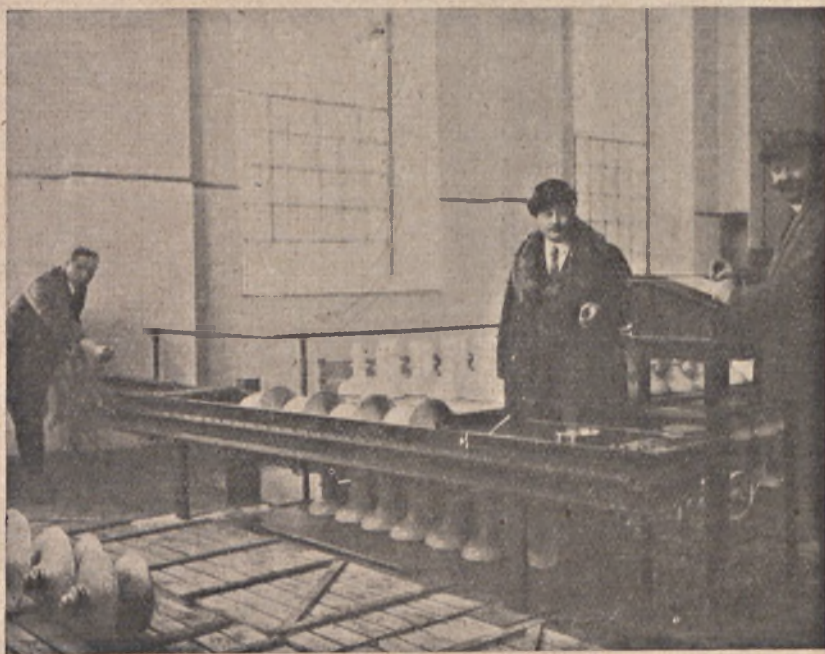
Dopóki nie powstaną u nas huty, wyrabiające glin (aluminium), miedź będzie jedynym praktycznym materiałem dla przewodów. A ponieważ po-

siadamy już dziś 2 poważne walcownie i druciarnie, dlatego liczyć się trzeba z tem, że drut miedziany wiele lat jeszcze będzie zasilał nasze sieci elektryczne.

Przewodniki z glinu wymagają nadzwyczaj sumiennego, inteligentnego i obeznanego z techniką glinu montera. Ale i linka miedziana może ulec w rękach niesumiennego montera poważnym uszkodzeniom i tylko sztab monterów fachowo wykształconych jest w stanie dobrze wykonać sieć napowietrzną. Nie mówię już o tem, że istnieją „fabryki” wzgl. dostawcy w Polsce, którzy nie wahają się sprzedawać linkę miedzianą o tak karzącym wykonaniu, że nie mam dosyć słów oburzenia (sztukowanie żył bez lutowania, tylko przez luźne wplatanie i t. p.). Dlatego należy ostrzec, że przewodniki miedziane można kupować tylko z pierwszorzędnych fabryk. Ale i te wyroby powinny podczas budowy podlegać stałej kontroli w laboratorjach, o których mowa będzie poniżej.

Laboratorja.

Nawet wyroby najlepszych fabryk zawierają błędy i nie odpowiadają nieraz normom lub wymaganiom; tembardziej muszą mieć braki wyroby naszego młodego przemysłu. Pamiętajmy dalej o tem, że nie chodzi o to, czy większa część całej dostawy jest zadawalniająca, lecz o to, czy każdy poszczególny element jest pewny, gdyż przerwa ruchu na linii powstaje już przez to, że jeden jedyny element pęknie lub zawiedzie. Dlatego laboratorja posiadają dzisiaj niezmiernie ważne znaczenie, a laboratorja właściwie tem są ważniejsze, im mniej jest pewny dostawca. Nie wystarczy ba-



Rys. 9. Próbné naciąganie 4 ogniw izolatorów typu „Hoffmann” siłą 4 kg (3 min.) zapomocą dynamometru 20-tonowego.

danie przez fabrykę. Każda sztuka, wydana przez magazyn na linię, musi koniecznie być uprzednio badana.

Do badania materiałów, przeznaczonych dla sieci, są potrzebne 2 laboratorja: mechaniczne i elektryczne; ewentualnie także — chemiczne.

Laboratorium mechaniczne bada

przewodniki, ważne części sprzętu z materiału kuto-lanego, wyjątkowo nawet zlewnego (wieszaki, uszaki, żłobki, zaciski i t. d.) oraz izolatory, bądź to przez rozerwanie kilku % dostawy całkowitej dla ustalenia maksymalnej wytrzymałości, bądź to przez „naciąganie” każdej sztuki do pewnej granicy, leżącej poniżej uszkodzenia struktury materiału. Załączone fotografie objaśniają te operacje lepiej, niż długie wywody. Pomorska Elektrownia Krajowa „Gródek” od początku istnienia

ku 1928 i to jedną dla Ameryki, a drugą dla „Gródka”; dotychczasowy typ specjalnej maszyny dla badania izolatorów wystarczał tylko dla siły 20 tonn. Zaletą tej maszyny jest konstrukcja, polegająca na wywoływaniu naciągu zapomocą sprężonego oleju i pomiaru za pomocą pionu, tak że wszelkie wstrząsy, niszczące z czasem maszynę, są wykluczone, dzięki czemu maszyna zachowuje swą precyzyjność przez dziesiątki lat.

Laboratorium mechaniczne wykonywa oprócz tego wszelkie inne próby: cieplne, pomiary wsiąkliwości porcelany i elastyczności materiału (kulka Bri-nell’a) i t. d.

Laboratorium elektryczne, przeznaczone dla badania oleju i izolatorów, wykonywa pomiary wytrzymałości elektrycznej olejów transformatorowych, wyłącznikowych i porcelany.

„Gródek” posiada do tego celu aparaturę — na razie — 60 kV (50 okr.) oraz dla wytwarzania fal uskoku-nych (prądu stałego) — dla 500 000 woltów.

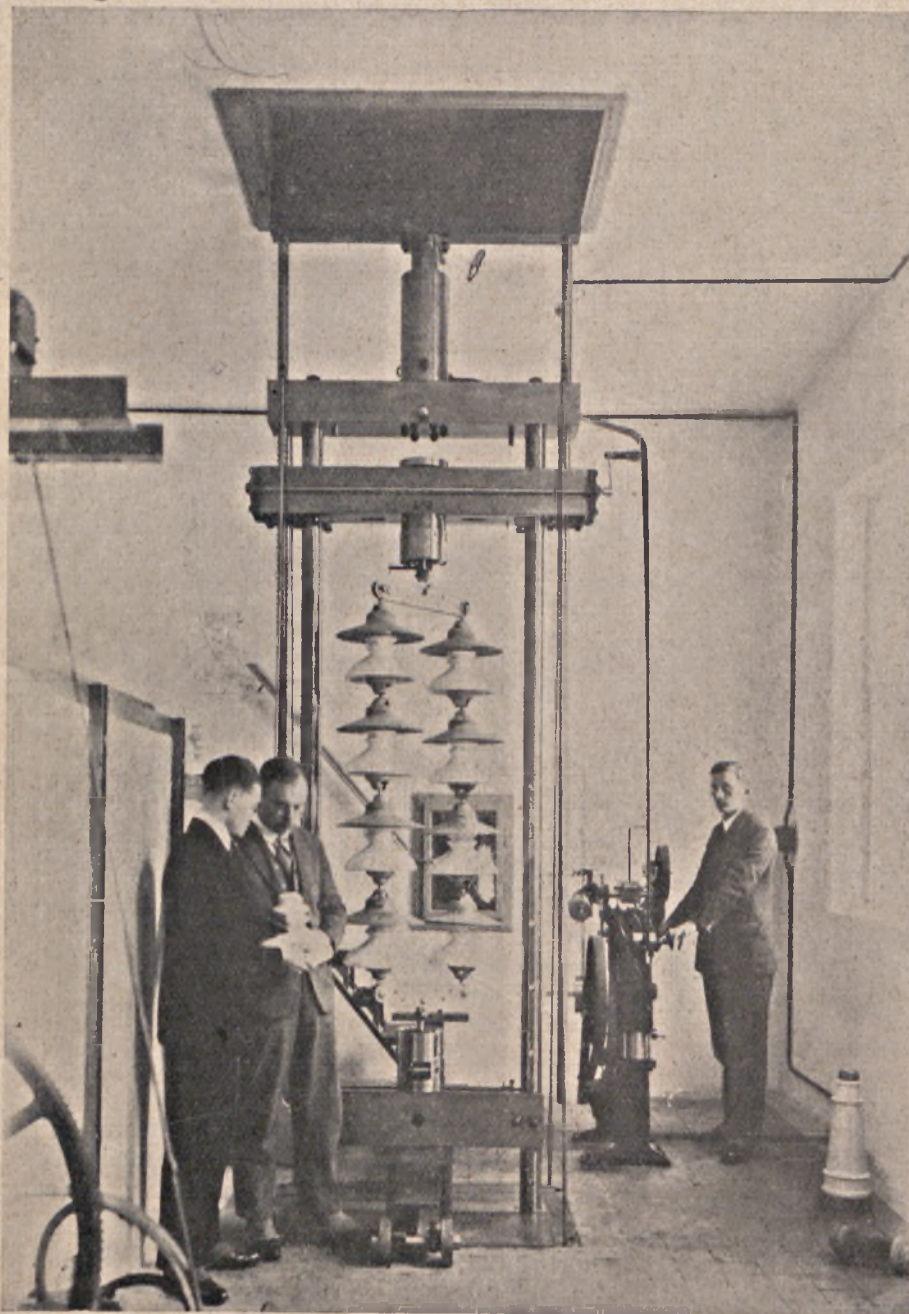
Ponieważ próba na fale uskoku-owe jest najostrzejsza i odpowiada najbardziej niebezpiecznym zjawiskom przebieć na linjach, więc na razie ta aparatura wystarcza, a jeszcze w roku 1929 ustawiony będzie transformator na 300 000 woltów (50 okr.). Aparatura 500 000-woltowa będzie demonstrowana w ruchu na Wystawie Krajowej w Poznaniu.

Gdyby nasze młode fabryki materiałów i aparatów, przeznaczonych dla wysokich napięć, od samego początku miały zrozumienie potrzeby takich laboratoriów, to wyroby ich i zaufanie odbiorców byłoby obecnie inne. Tylko tą drogą fabryki i odbiorcy dojdą do harmonijnej i obie strony zadowalniającej współpracy.

Podaję tylko jeden przykład, jak laboratorium wpływa na polepszenie konstrukcji. Otóż początkowo wykonywano dolny kołpak izolatorów typu

„Motor” razem z łącznikiem grzybkowym z jednej sztuki i to z materiału kuto-lanego. Próby wykazały, iż łączniki w bardzo dużym procencie rozrywały się, zanim nastąpiło rozerwanie porcelany. Wobec tego zmieniono dolny kołpak, dając mu kształt górnego, a łącznik wykonano z żelaza zlewnego.

Niestety, nasze Politechniki nie dysponują



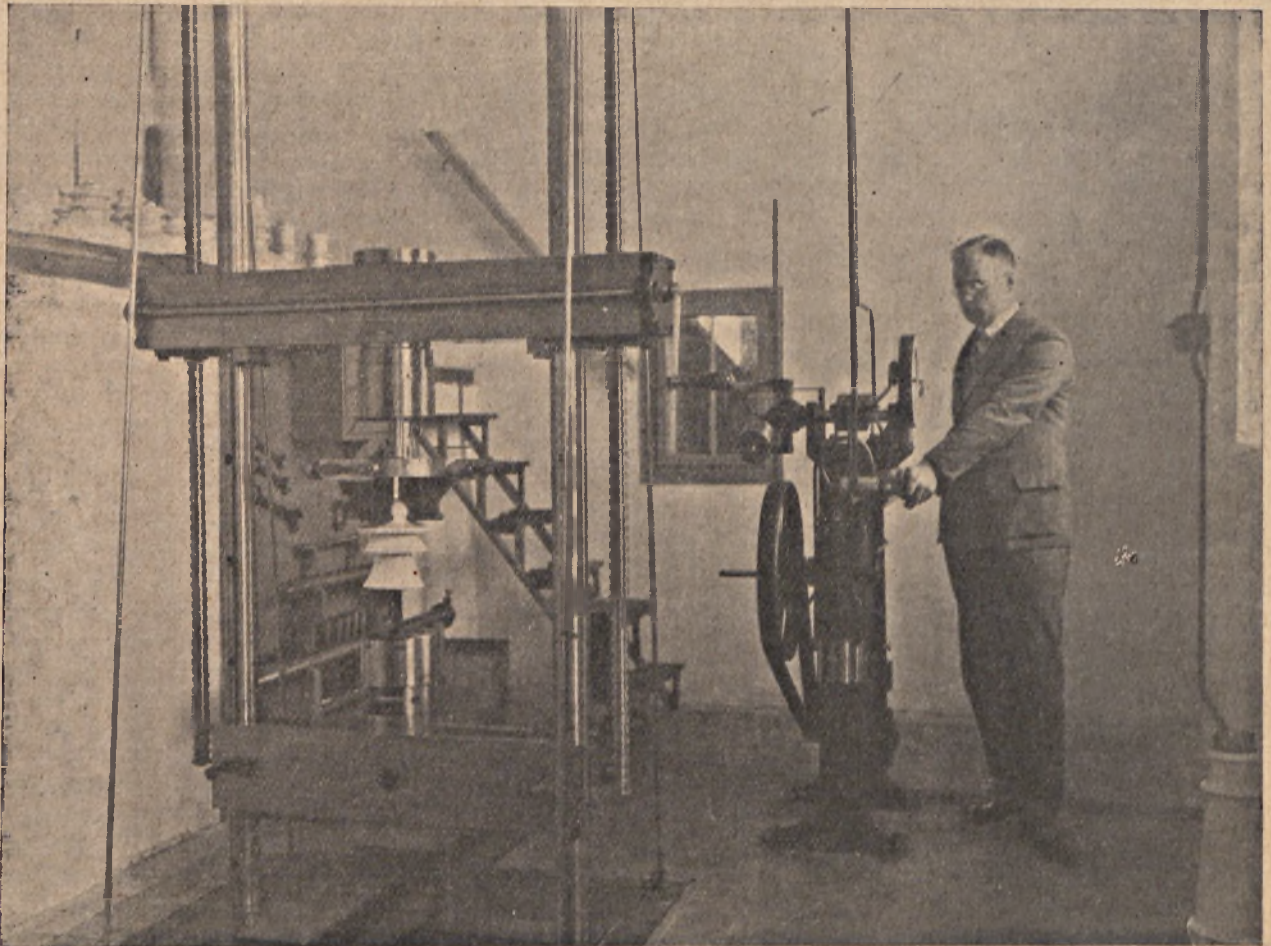
Rys. 10. Rozrywanie 2-szeregowego łańcucha wisiorowego maszyną Amslera maksym. siły 30 t.

stosuje ten system jedynie z tą różnicą, że w pierwszych latach musiała się z braku pieniędzy zadowolnić urządzeniami prymitywnymi, gdy obecnie rozporządza już pracownią pierwszorzędnej jakości. Przytaczam tylko fakt, że najlepszymi maszynami rozrywającymi, jakie istnieją, są maszyny szwajcarskiej firmy Amsler, a pierwsze dwie maszyny dla siły 30 tonn wykonał Amsler w ro-

napięciami wyższymi, niż 120 kV, a nie mamy takich instytucji probierczych, jakie posiadają wszystkie przodujące kraje zagraniczne dla badania materiałów. Szwajcaria posiada „Station d'Essai des Matériaux de l'Association Suisse des Électriciens” (Materialprüfungsamt) w Zurychu (Seefeldstr. 301), a Niemcy — „Reichs - Materialprüfungsamt” oraz inne podobne specjalne instytucje. Rozwój u nas powinien iść w kierunku jak najszybszej rozbudowy laboratoriów politechnicznych i jednocześnie powstawania we wszystkich fabrykach maszyn, aparatów

najmniejsze szkody w polach sprawiają traktory gąsienicowe. W górzystych terenach traktor może stanowić jedyny środek lokomocji, ponieważ na pochyłościach bardzo spadzistych konie zawodzą. W takich terenach traktor ciągnie draż (1 lub 2 naraz) poprostu po ziemi.

Pierwsza kolumna (10 do 20 ludzi) z przodownikiem na czele kopie doły, których wymiary powinny być minimalne, gdyż wtedy ustój będzie najpewniejszy. Zręczny robotnik opuszcza dół 2 do 2,5 m głębokości bez drabinki, która utrudnia szybkie posuwanie się kolumny.



Rys. 11. Rozrywanie izolatora stojącego maszyną Amslera o maks. sile 30 t.

i izolatorów elektrycznych specjalnych laboratoriów, a przy wielkich elektrowniach — laboratoriów dla transformatorów, izolatorów, olejów i materiałów sieciowych. Później dopiero możemy marzyć o centralnej, wielkiej instytucji niezależnej, — na wzór zagranicy.

Montaż.

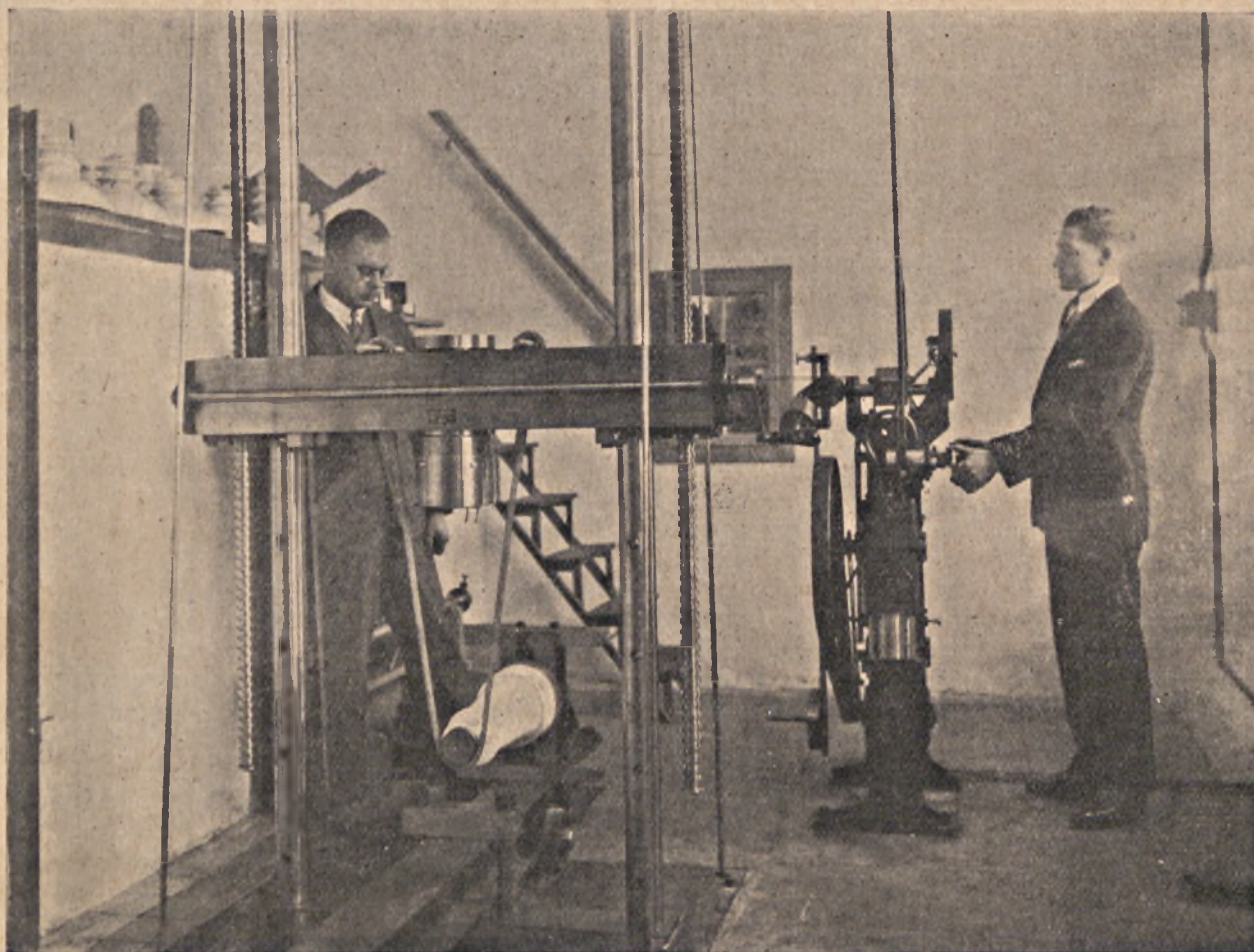
Przed rozpoczęciem montażu rozwozi się materiał, w pierwszym rzędzie słupy i uzbrojenie, na odpowiednio wybrane stacje kolejowe, a stąd na dalsze składnice, i w końcu do poszczególnych punktów, wybranych pod słupy. Rozwożenie odbywa się — zależnie od kosztów — albo końmi albo samochodami ciężarowymi (Ameryka), albo traktorami (Francja), przyczem — podobno —

Druga kolumna, stawiająca słupy, powinna się posuwać w krótkiej odległości od pierwszej, ażeby zmniejszyć straty, powstające przez zesuwanie się ziemi i dopływ wody zaskórnej do dołów. W terenach bagnistych obie te czynności muszą nawet być wykonywane jednocześnie.

Stawianie słupów średniej wagi (do 2 tonn) odbywa się najtaniej i najprędzej zapomocą 2-ramiennego kozła z rur manesmanowskich i dźwigu 1—2 tonowego bez wielokrążków, jak to widać na załączonych fotografiach (p. rys. 19, 24 i inne). System opierania dolnej stopy słupa w punkcie nieruchomym wymaga więcej czasu i może być stosowany tylko przy bardzo ciężkich słupach (3 do 10 tonn). Słupy o wadze nawet 20 tonn można podnosić, chwytając je w punkcie ciężkości, co pokazuje fotografia montażu skrzyżowania Wisły pod

Chełmem. Dla ustawienia tak ciężkich słupów kratowych potrzeba 2-krotnego postawienia mniejszych słupów pomocniczych, również kratowych.

odciągowego (odciagu), ażeby wogóle wykluczyć stosowanie złączek w polach zwisu. Złączki zawsze będą w tych miejscach źródłem niedomagań, i przy



Rys. 12. Łamanie izolatora podporowego (60 kV) maszyną Amslera.

Sposób chwytania słupa w środku ciężkości ma tę zaletę, że podczas opuszczania można z łatwością słup przenieść w każdym kierunku tak daleko, jak tego wymaga prosta oś linii oraz ustawienie w pionie. Wszelkie manipulacje dadzą się w ten sposób wykonać szybko, łatwo i z pomocą nielicznego personelu.

W ten sposób można stawiać nietylko pojedyncze drągi, ale także słupy rozkracne (o 2 — 3 nogach), słupy portalowe, nawet dwuportalowe dla podwójnego toru, słupy żelazne oraz betonowe.

W miejscach bardzo mokrych otacza się słup 2-dzielną studnią z blachy żelaznej, z której czerpie się ziemię i wodę wiadrami, zatapiając jednocześnie żelazną studnię i słup. Dla osiągnięcia ustoju dowozi się zwykle do takich miejsc (lekkim samochodem lub taczkami po deskach) wyborowy, gruboziarnisty piasek. W mokradłach „kołysze” się słup, u dołu zaostrowany klinowo, zapomocą linek, przyczepionych do wierzchołka słupa dopóty, aż stopa wbije się mocno w odporowy grunt. W ten sposób można opanować warstwę plastyczną do głębokości 3 a nawet 4 m.

Montaż linki powinien się odbywać tylko na takich odcinkach, na których wszystkie słupy — nie wyłączając skrzyżowań — są już ustawione. Odcinki linki muszą być zupełnie indywidualnie zamówione dla każdego poszczególnego przęsła

umiejętnej organizacji są one zupełnie niepotrzebne w polach, a ich zastosowanie powinno się ograniczać wyłącznie do słupów odporowych i do skrzyżowań dla połączenia 2 odciągów. Innymi słowy: stosuj złączki tylko tam, gdzie one **nie** podlegają siłom zewnętrznym.

Linkę rozwozi się na specjalnych wozach jednoosiowych — dowcipnie nazwanych „armatami” — (kołmi lub traktorem) na tych terenach, na których można całe przęsło odciągowe (2 do 3 km) obsłużyć w ten sposób bez wymijania lub ugrzęźnięcia w ziemi. Na trzęsawiskach i w terenie bardzo spadzistym (o spadku większym, niż 5 do 10%) ustawia się wóz z bębniem pod słupem odporowym i odwija się linkę zapomocą koni, ludzi lub w ostateczności zapomocą stalowej linki pomocniczej i dźwigu, ustawionego pod następnym słupem odporowym lub narożnym. Dobrze wykonana trasa powinna posiadać załamania tam, gdzie jednocześnie znajdują się punkty odporowe. Bęben nie powinien normalnie ważyć więcej, niż 1 000 kg.

Po zawieszeniu „rolek” montażowych podnosi się linkę na wszystkie słupy, mocuje się jeden koniec na słupie odporowym, a na drugim (wzgl. za drugim) naciąga się linkę podług tabelki i wskazań termometru zapomocą **dynamometrów**, każdą linkę — z osobna, kontrolując okiem wszystkie 3 zwisy, aby były równe.

Dla wykrycia możliwych błędów fabrykacji, polegających na tem, że 1 (lub kilka) żył nie zlutowano sumiennie, naciąga się je więcej, niż potrzeba, nawet do granicy 20 lub 30 kg/mm², a potem popuszcza się do wskazań tabelki, obliczonej dla każdej trasy w biurze technicznym na podstawie istniejących przepisów. Linkę naciąga III kolumna.

Czwarta kolumna zawiesza zwykle przed południem izolatory przesła poprzedniego, a po południu wkłada linkę w żłobki wisiorów lub przymocowuje do izolatorów stojących. Potem robi się połączenia na słupach odporowych i zbiera przyrządy pomocnicze (rolki i t. p.). W końcu maluje się konstrukcje żelazne, numeruje słupy i nabija tabliczki ostrzegawcze. Ponieważ nie tylko nasze krajowe, ale i każde zagraniczne tabliczki po kilku latach — przedewszystkiem pod wpływem słońca i przez swawolę chłopców (jak to obserwowałem w 5 krajach obcych) — zostają zniszczone, radzę przybijać tabliczki w minimalnej wysokości 3 m do 4 m nad ziemią (zależnie od otoczenia) oraz wyłącznie od strony północnej, co nie jest sprzeczne z przepisami bezpieczeństwa.

Dla stałej komunikacji z puktem wyjścia linii

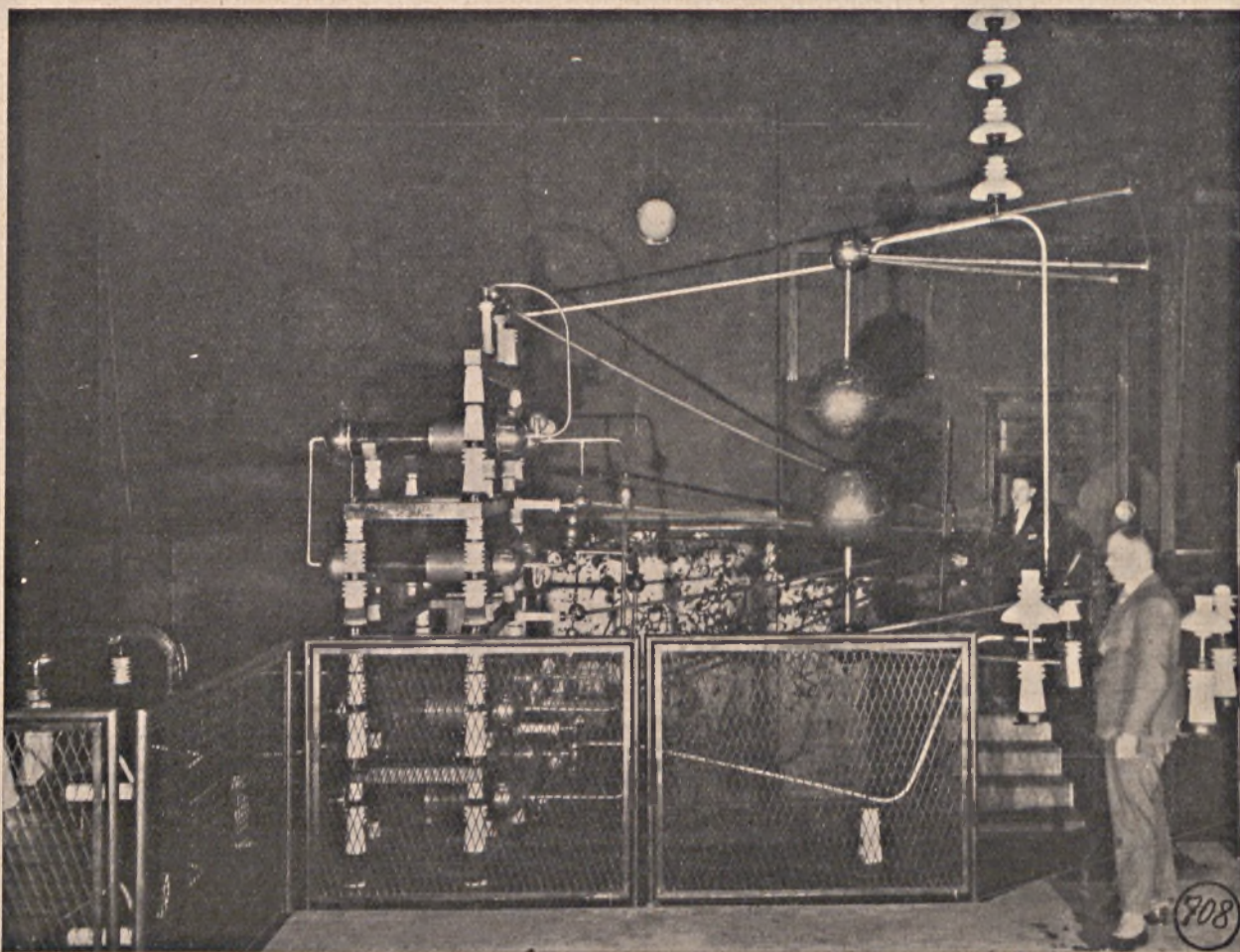
W końcu przeprowadza się dwukrotną rewizję linii, przyczem drugi rewizor dostaje premję niewypłaconą pierwszemu za wszelkie błędy, które tamten przeoczył. To pomaga znakomicie.

Ażeby wydajność brygad podnieść do maksimum, kuchnia wędrowna dostarcza żywność, a wozy sypialne oszczędzają czas szukania noclegów. Oprócz tego co 1 lub 2 tygodnie każdej brygadzie, która wykonała pracę nad normę, wypłaca się ściśle określoną premję. Do niezbędnego sprzętu rozrywkowego i dodania humoru należy naturalnie radjo i np. mała orkiestra.

Kolumna „grzebaczy” składa się zależnie od warunków terenowych z 6 do 20 ludzi, kolumna „słupowa” — z ok. 30, kolumna „przewodowa” — z 10 do 20, kolumna „izolatorowa” — z 4 do 10 ludzi.

Lekkie samochody rozwożą drobny materiał (izolatory, sprzęt) i dowożą żywność.

Przy montażu słupów żelazno-kratowych pamiętajmy o tem, że słup nie jest obliczony na zgięcie. Dlatego, gdy jest zawieszony w punkcie ciężkości, wzmacnia się go przez wkładanie drewnia-



Rys. 13. Aparatura, wykonana w warsztatach Gródka dla fal uskokowych prądu stałego do 500 000 V. (W chwili przeskoku kondensatory łączą się szeregowo). Transformator 60 kV, 50 okr. Prostownik rotacyjny, śmigowy, silnik synchroniczny. Kondensatory (8), oporniki wodne i kule.

lub innemi punktami wzdłuż linii, gdzie istnieją biura lub składnice, włącza się na 2 przewodach telefon polowy i ew. na 3-cim — napięcie dla oświetlenia taborów.

nych poprzeczek i dłuźnic, usuwanych po zmontowaniu.

Podane niżej fotografie pouczają najlepiej o najważniejszych pracach montażowych.

Przeszkody w liniach.

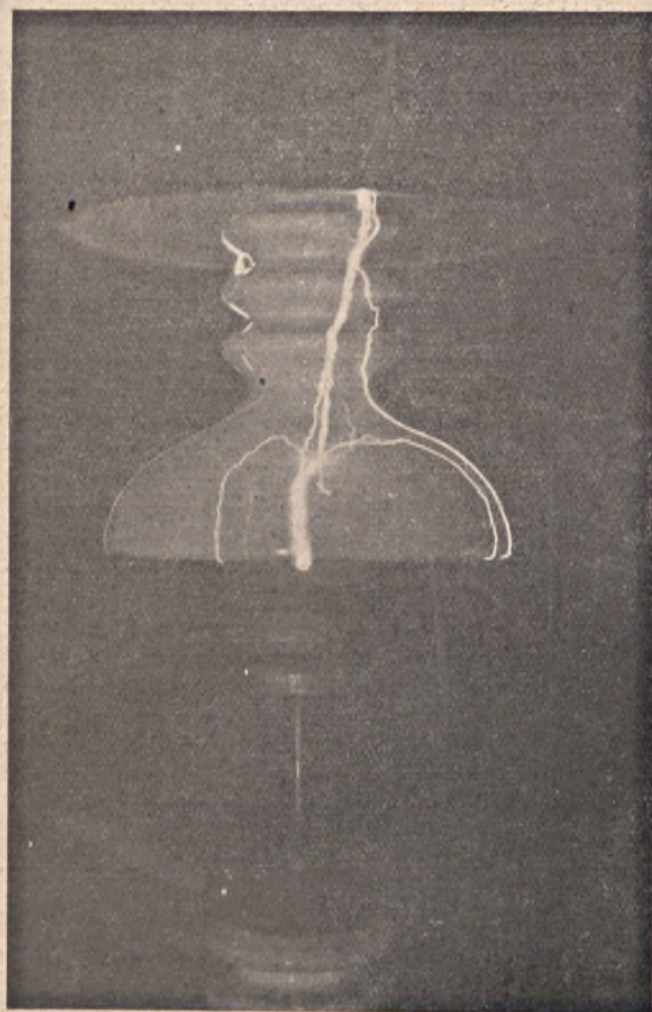
Ze względu na duże szkody materialne i w obawie obniżenia zaufania ze strony odbiorców powinno się budować linję z taką dokładnością, aby stały dozór był zbyteczny. Ale zachodzą przeszkody zewnętrzne, powodujące poważne zakłócenia w liniach, niezależnie od jakości wykonania sieci.

Głównymi przeszkodami są **zwarcia** jednego lub kilku biegunów z ziemią, t. j. uziemienia jedno- lub kilkufazowe.

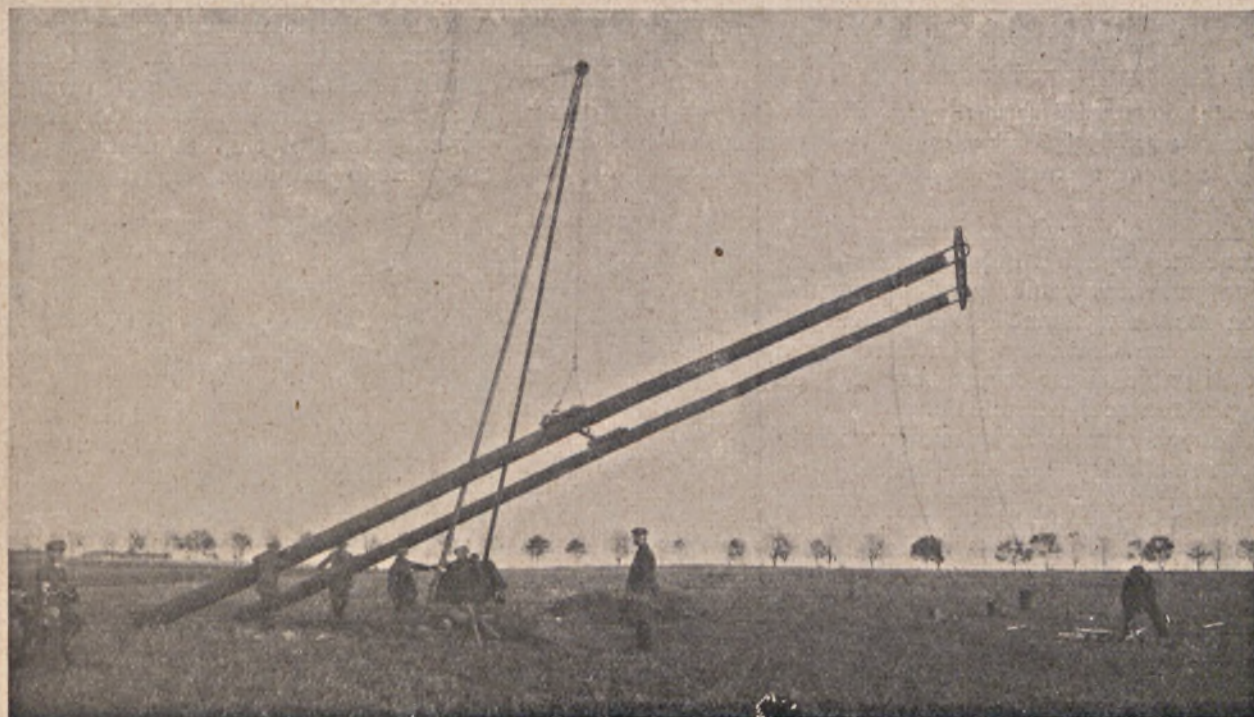
Źródło tych zwarc można zmniejszyć do minimum przez bezwzględne wycięcie drzew. Pod tym względem należy się pozbyć wszelkiej sentymentalności. Jedynym źródłem uziemień pozostanie wtenczas izolator. Izolatory wisiorowe można obecnie już tak dobrać, że przebicia porcelany są wykluczone. Gorzej jest z izolatorami stojącymi. Linje, zbudowane na izolatorach stojących, nie obejdą się bez wykonywania kontroli 2 do 4 razy w roku. Kontrolę można dosyć łatwo przeprowadzić w ten sposób, że monter, zaopatrzony w 2 elektrody pod butami, połączone ze specjalnym telefonem (słuchawki stale na uszach), posuwa się wzdłuż całej linji, od słupa do słupa i z pewnością odnajdzie słup, na którym izolator pękł. Ponieważ przyrządy w elektrowni wskazują, na której fazie jest uziemienie, monter w powyższy sposób natychmiast odnajdzie uszkodzony izolator.

Jeżeli na całej linji niema złączek, zerwanie linki będzie wykluczone, tembardziej jeżeli zastosowano jako ochronę cewki uziemiające, niedopuszczające do takiego natężenia prądu uziemiającego, aby drut mógł się przepalić.

Wymieniony tu telefon „podśluchowy”, służący dla odszukania słupów drewnianych, przez



Rys. 14. Wyładowanie kilku fal uskokowych o napięciu 500 000 V na izolatorze typu „Hoffmanna” (Górny talerz żelazny).



Rys. 19. Podnoszenie słupa portalowego nad wykonanym poprzednio dołem. Na prawo — kocioł ze smołą. Odstęp przewodów po 3,5 m, przęsło 250 m, 3×35 Cu, 60/100 kV. Długość dragów drewnianych $2 + 16,0$ m. Linja Toruń — Gródek, 1927.

które prąd płynie do ziemi, można także stosować na wysokości 1 do 1,5 m nad ziemią, a drugi — w ten sposób, że jeden biegun telefonu łączy się z młotkiem o bardzo ostrym końcu, który się wbija z butem.



Rys. 15. Przyrząd dynamometryczny do badania wytrzymałości przewodników według § 3 „Przepisów technicznych na linie elektryczne napowietrzne”. Konstrukcje i wyrób Gródka.

Jeżeli istnieją własne przewody telefoniczne na słupach z linią wysokiego napięcia, „podsluchiwanie” prądów uziemiających można wykonać przez codzienne śledzenie szmerów, a wyćwiczone ucho rozróżni natychmiast linię „czystą” od linii, posiadającej uziemienie.

Z innych jeszcze bolączek pozostaje sabotaż, na który, niestety, niema środka. Przy większym rozpowszechnieniu się linii, Ministerstwo Robót Publicznych oraz zrzeszenia do tego powołane winny wystąpić o znaczne zaostreżenie kar, gdyż nawet kara więzienia do 6 tygodni, wymierzona niedawno za taką zbrodnię, nie jest wystarczająca, ażeby skutecznie odstraszyć przestępców.

Ochrona przeciwprzebieciowa.

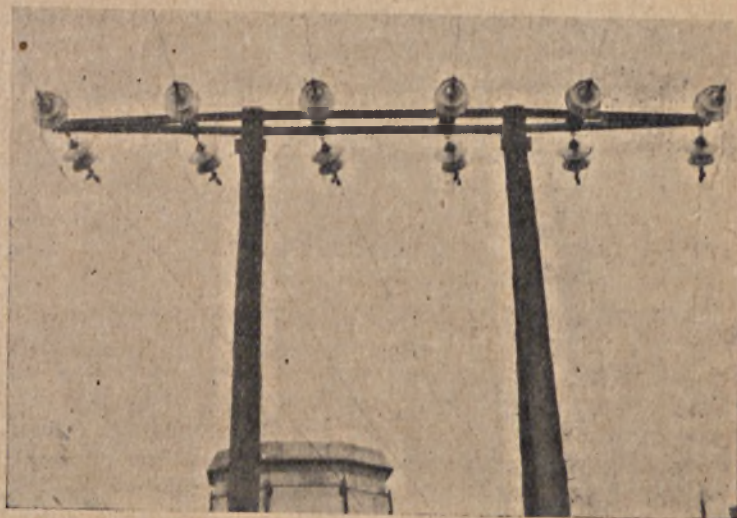
Wychodząc z założenia, że najważ-

niejszym i najbardziej częstym powodem przebiec są uziemienia, należy również zastanowić się nad wyborem przyrządów i urządzeń ochronnych. Do niedawna szło się w tej mierze po omacku. Dopiero badania stromości i szybkości fal za pomocą oscylografów (klydonografów), pozwalających na pomiary zjawisk, trwających krócej od $1/1\,000\,000\,000$ sek., prowadzą na pewniejsze drogi. W ten sposób zbadano, że wszelkiego typu odgromniki różkowe, a nawet odgromniki chemiczne, rozpowszechnione np. w Ameryce, nie mogą dać dostatecznej ochrony. Dla bardzo wysokich napięć najlepiej nadaje się uziemienie punktów zerowych transformatorów, a dla napięć średnich (15 do 100 kV) — **cewki indukcyjne** uziemiające. Cewkę zerową wynalazł prof. Petersen, a firma Brown-Boveri (Szwajcaria) ją udoskonaliła. W sieciach o konfiguracji promieniowej niema trudności co do samoczynnego ich odłączania w razie odłączenia się dłuższej linii (jej pojemności), ale w sieciach skojarzonych mogą powstać komplikacje. Nadmienić należy, że każda cewka musi być dostrojona do charakteru chronionej przez nią linii (pojemności).

W „Gródku” cewki te (BBC) przy napięciach 15 i 60 kV dały bardzo dobre wyniki.

Najgorzej jest z ochroną niższych napięć (3 do 10 kV); ale te sieci tracą coraz więcej na znaczeniu, wobec czego nie będę się dłużej nad nimi zastanawiał.

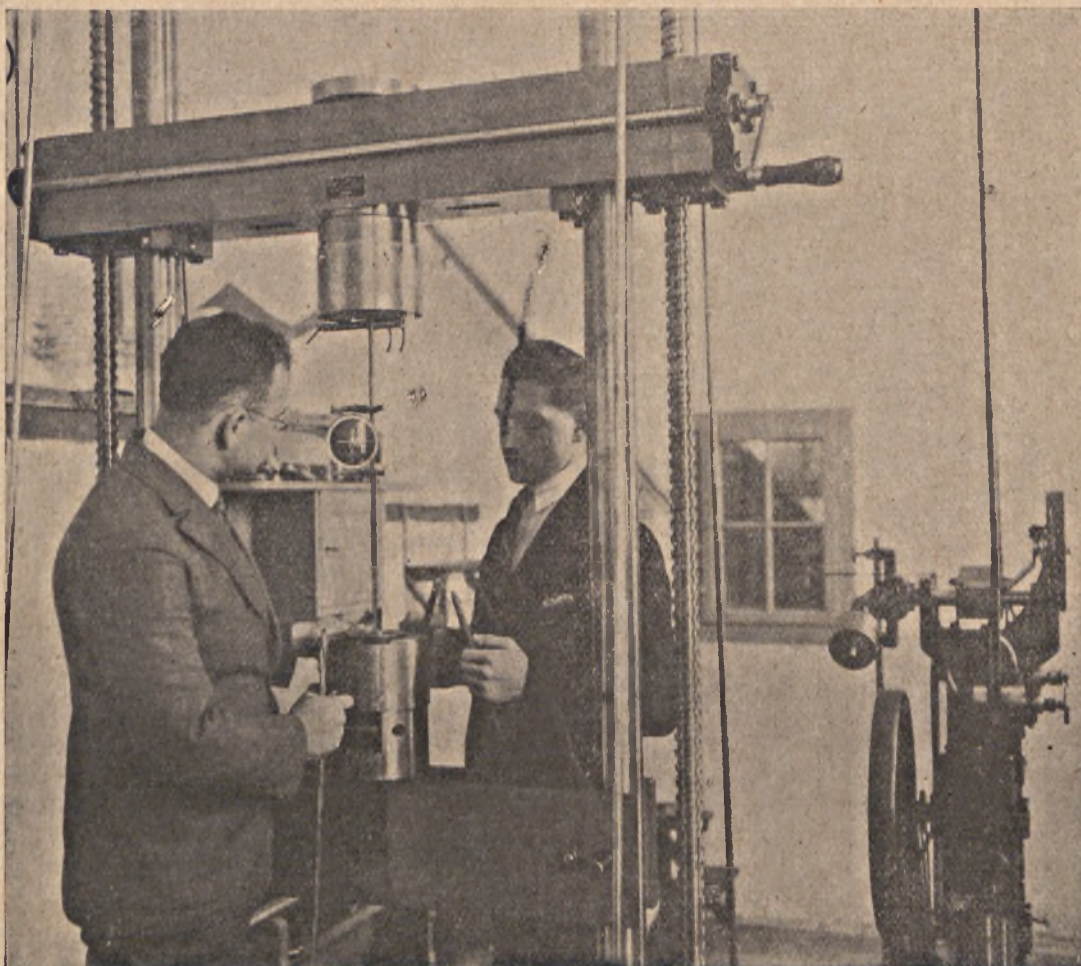
Dla odprowadzenia ładunków statycznych każda linia powinna (np. droga przez szyny zbiorcze) posiadać **transformatoriki uziemiające**, wskazujące jednocześnie stan izolacji na każdym biegunie. Ale do tego celu częściowo służą same cewki zerowe. Jeżeli bezpieczniki wysokiego napięcia, włączone w obwód wysokiego napięcia transformatorów



Rys. 20. Odgórna część dwutorowego słupa krańcowego (po 2 słupy rozkraczne) 60 kV, narazie 15 kV. Grudziądz, 1925.

uziemiających, przy silnych wyladowaniach często pękają lub nawet (rurki porcelanowe) eksplodują,

czyż odpowiednie oporniki lub odrzucić wogóle sztuczną ochronę.



Rys. 16. Badanie przewodników na rozrywanie maszyną Amslera (do 300 t).

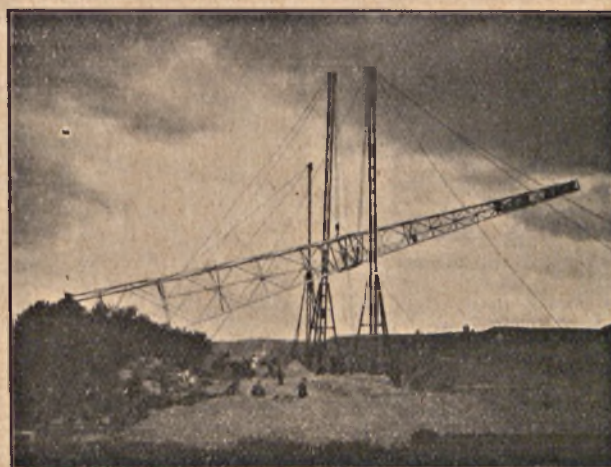
wtedy pomaga radykalny środek: włożyć druciki topikowe dla znacznie większego prądu albo też drut miedziany. Dla napięć 60 kV, bezpieczniki topikowe wogóle nie nadają się, gdyż ich prąd topliwości jest wielki. W takich wypadkach należy włą-

Konserwacja i eksploatacja sieci.

Częścią, najbardziej podlegającą zepsuciu, są bezsprzecznie słupy drewniane lub ustawione w warunkach niekorzystnych słupy żelazne. Dla tego należy co rok na wiosnę zbadać stan słupów (30 cm nad i pod ziemią), a drewniane, nawet nasycone zaleca się na wiosnę regularnie odkopać do głębokości 30 cm i oczyścić (30 cm nad ziemią i pod ziemią) stalowymi szczotkami i nasmarować gorącą

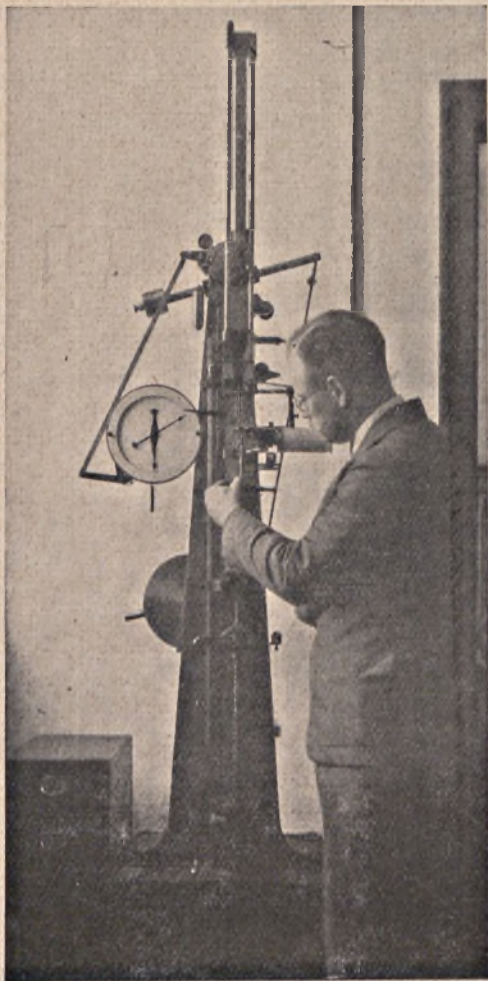


Rys. 21. Portalowy słup podporowy, składający się z 2 słupów rozkracznych po 18 m długości. Odległość międzyprzewodowa $2 \times 3,5$ m. Przęsła 250 (maks. 280) m. Linja Gródek — Gdynia, 1928.



Rys. 22. Unoszenie słupa o długości 54 m i wadze 20 t. Skrzyżowanie Wisły, 7 km poniżej Chełmna, 1924.

smołą. Słupy żelazne maluje się co 3 lata ochronną farbą olejną, zawierającą jako główne składniki pokost, ołów i **grafit**. Miejsca, w których przebija już rdza, należy sumiennie obdrapać szczotką sta-



Rys. 17. Rozrywanie przewodników maszyną Amslera o maks. sile 500 kg.

lową i pokryć raz (lepiej 2 razy w odstępie kilku dni) miną czerwoną, rozpuszczoną w pokoście.

Słupy drewniane zgniłe można obcinać — pod napięciem, — podpierając górną część słupa spe-



Rys. 24 Rozwojenie linki końmi i wozem 1-osiowym („armatą”). Linja Gródek — Grudziądz, 1925.



Rys. 23 Ciężki montaż słupa narożno-odciągowego systemu portalowego. 60/110 kV, 3×35 Cu. Linja Gródek — Toruń, 1927.

cialną podporą o 3 nogach; dodaje się wtedy szczudła — najlepiej żelbetowe — albo żelbetowaną rurę jako podziemne przedłużenie słupa (szwedzki wynalazek Mebe'go). Rura jest 2 do 2,5 m długa, wagi 200 do 350 kg, wewnętrzna górna część posiada płaskie, stożkowate żebra dla odpływu wody deszczowej i dobrej wentylacji. W tym celu rura posiada poniżej stopy drewnianego drąga kilka poziomych otworów wentylacyjnych.

W większych odstępach czasu należy skontrolować złączki i żłobki, zaciski, oraz umocowania przewodów do izolatorów, badając, czy twardsze materiały (bronz, żelazo kutolane żłobków, porcelana i t. d.) nie przecierają przewodnika.

Kontrola izolatorów musi się odbywać częściej (nawet z bliskiej odległości, przez wchodzenie na

słupy), gdy są niesprzyjające warunki (chemiczne fabryki, sieci ułożone nad torami kolei parowych i t. p.). Do badania łańcuchów wisiorowych istnieją specjalne drążki („macki”), pozwalające odnalezienie pod napięciem ogniwa pękniętego. Te drążki okazują normalne napięcie na zdrowym ogniu-

Zarządca sieci nie powinien skąpić małego wydatku na liczniki, kontrolujące straty w sieciach i transformatorach. Nie zawsze można się na taki wydatek zdobyć; należy wtedy rozłożyć zakup liczników i dodatkowych transformatorów mierniczych na lat kilka.

Jak podczas budowy urządzi się bardzo dokładną „książkę trasy”, zawierającą całą charakterystykę linii i spis właścicieli gruntów, tak powinna dla każdej sieci istnieć „książka sieci”, w której zapisuje się wszystkie ważniejsze zmiany, zjawiska, przeszkody, wykryte błędy, koszty roczne, straty energii odbiorców i t. d.; innem słowem — życiorys linii.

Jeżeli powyższy artykuł ma się przyczynić do zdobycia przez nasze młodsze siły fachowe pewnych praktycznych wskazówek, to nie mogę zamilczeć przestrogi, ażeby nie budować lekkomyślnie poważniejszych linii we własnym zarządzie, nie posiadając ani personelu wykwalifikowanego, ani taboru montażowego, lub narzędzi, oraz laboratorium. Ale nawet mniej ważne linie, połączone elektrycznie lub magnetycznie z ważnymi, powinny być traktowane jak te ważniejsze. Lepiej choć trochę drożej wykonać sieć, niż wykonać tanio a źle, bez doświadczenia. Łatwo wymienić nieodpowiednio zakupioną maszynę lub aparat, ale przebudowanie nieumiejętnie wykonanej linii jest zwykle niemożliwe.

Co może u nas przyspieszyć budowę nowych i obszernych sieci?

1) Obniżenie wymagań naszych istniejących i tworzących się przepisów **poniżej** wymagań takich krajów, jak: Niemcy, Szwajcaria, Francja i t. d.



Rys. 18. Rozrywanie prób cementu tą samą maszyną, co na rys. 17.

wie albo przez (nastawiany) zespół kulek iskiernikowych, albo zapomocą przekładni kondensatorowej.

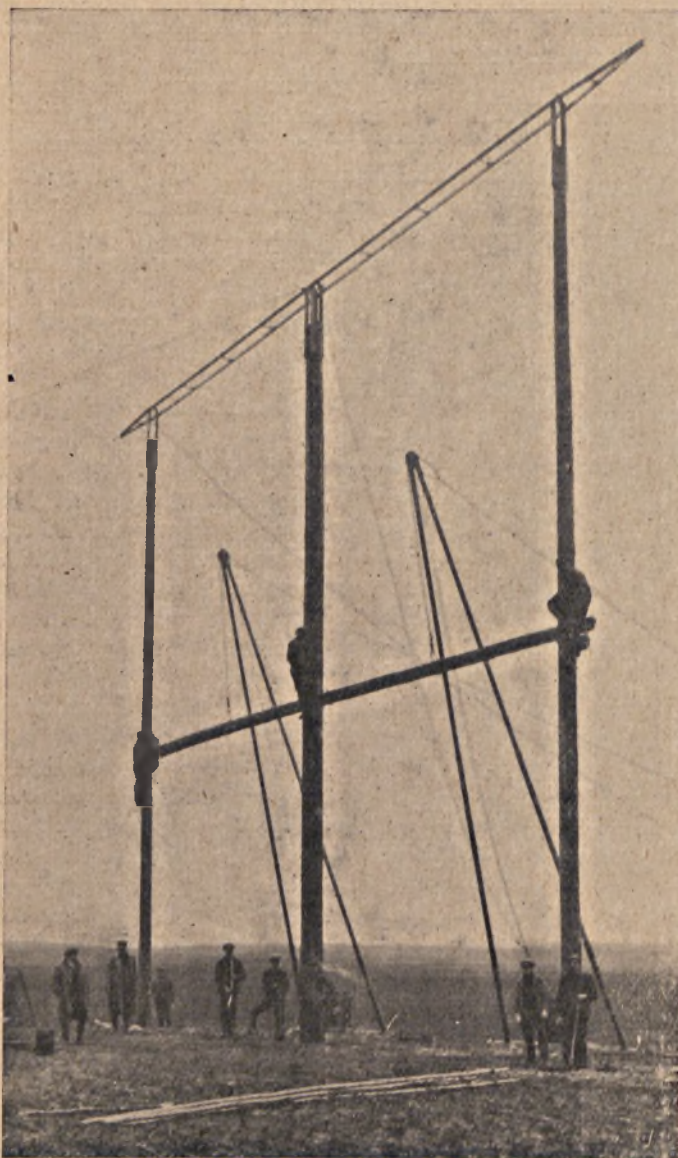
Roczna kontrola pozwoli także wykryć ew. niebezpieczeństwo, grożące od przechylania się niewyciętych drzew i t. p.

Przy dobrze zorganizowanej eksploatacji sieci, stale zapisuje się wszelkie zauważone błędy i ich powody. Tylko w ten sposób kierownik może z biegiem lat zorientować się, gdzie jest słaba strona sieci i na podstawie takiej statystyki wybrać skuteczne środki zaradcze. Statystyka taka musi naturalnie równolegle zajmować się także błędami, znajdowanymi w rozdzielniach i maszynach (transformatorach i prądnicach), gdyż wszystkie te części zakładu elektrycznego wywierają wpływ na pracę linii.



Rys. 25. Naciąganie przewodów za pomocą wielokrążków i dynamometrów, 1925.

2) Popieranie i zachęcanie do budowy sieci i zakładów wytwórczych przez **ulgi** podatkowe i t. p. na wzór zagranicy.



Rys. 26. Stawianie 2-portalowego słupa przelotowego $2 \times 3 \times 50$ Cu, 60/110 kV. Przęsło 250 m. Linja Gródek — Żur, 1927/28. Drągi $2 + 16$ m. Jeden drąg zawiera ok. $1,2 \text{ m}^3$ drzewa.

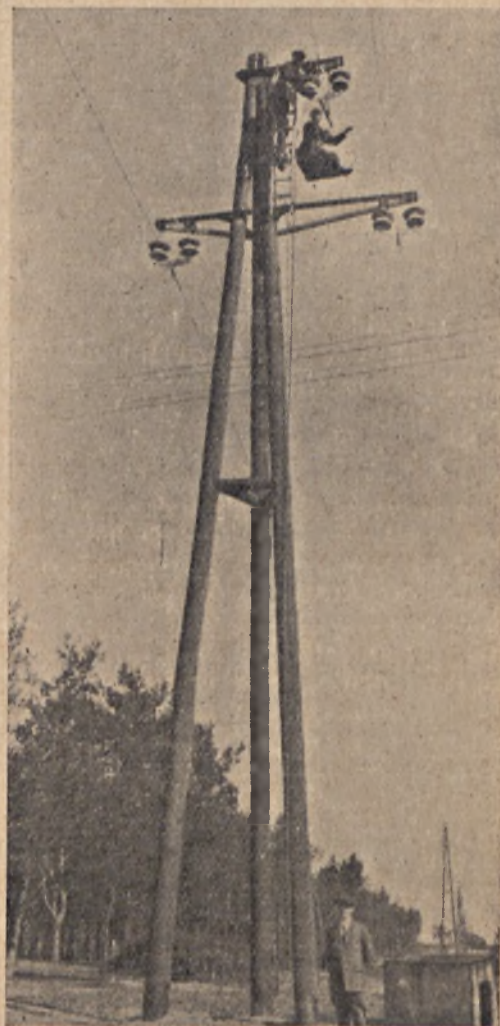
3) Ułatwianie pracy elektryków przez udzielanie koncesji w terminie krótszym, niż obecnie, i na dogodniejszych warunkach uprawnień (zmienność cen — §§ 80 a i b —, oszacowanie wartości wykupu, obniżenie rygorów minimal-

nego kilometrażu rocznej rozbudowy sieci, zniesienie w pierwszych 10 latach przewencyjnego zezwolenia rządowego na obarczenie hipotek do pewnej procentowej wysokości wartości stale wzrastającego majątku i t. d.).

4) Praktyczne wyszkolenie większej ilości inżynierów, techników i mistrzów montażowych **zagranicą**.

5) Kongresy i regionalne posiedzenia krajowe, poświęcone zagadnieniu budowy sieci.

6) Propaganda zastosowania energii elektrycznej i odpowiednie taryfy.



Rys. 27. Wkładanie linki z „huśtawki” i drabinki w żłobki. Skrzyżowanie przewodów niskiego napięcia na placu ćwiczeń w Grupie. Drągi 16—18 m. Linja Gródek — Grudziądz, 1925

RÓWNOLEGLA PRACA ELEKTROWNI^{*)}.

Tadeusz Czaplicki, inż.-el.

1. Wstęp.

Sprzęganie odległych od siebie elektrowni za pomocą linii elektrycznych jest najbardziej znamiennym rysem gospodarki elektryfikacyjnej ostatnich lat^{**)}. W rozwoju elektryfikacji światowej można odróżnić trzy dość wyraźnie rozgraniczone okresy. Pierwszy okres, który trwał od początku istnienia przemysłu elektrownianego, to jest od roku 1882—1883, aż do pierwszych lat nowego stulecia, był okresem izolowanych elektrowni, które zasilają jedynie gęste skupienia odbiorców na małych stosunkowo terytorjach, najczęściej zamkniętych w granicach jednego miasta. Drugi okres, obejmujący przeciąg czasu od początku bieżącego stulecia do schyłku wielkiej wojny, możnaby nazwać okresem rozwoju elektrowni okręgowych. W tym okresie sieci elektryczne zaczęły wykraczać daleko poza obręb oddzielnych miast. W tym okresie powstawały rozległe sieci, zasilające z jednej elektrowni całe miasta i wsi, lub duże odosobnione przedsiębiorstwa przemysłowe, rozrzucone na wielkich obszarach. Wreszcie najistotniejszą cechą trzeciego okresu, który datuje się od lat mniej więcej dwunastu, jest niezwykle ożywiony ruch w kierunku wiązania elektrowni za pomocą przewodów celem umożliwienia ścisłej współpracy nawet obcych sobie elektrowni. Zagadnienie równoległej pracy elektrowni wysunęło się więc ostatnimi laty na pierwszy plan, jako jedno z najważniejszych zagadnień doby bieżącej.

Równoległa praca elektrowni przybiera zależnie od warunków lokalnych najróżnorodniejszą formę. Najmniej kosztowne urzeczywistnienie równoległej pracy osiąga się na przykład wtedy, kiedy tereny zasilania dwu sąsiednich elektrowni przylegają do siebie i między zbliżonymi do siebie rozgałęzieniami sieci rozdzielczych przerzucone są krótkie połączenia, które pozwalają obu elektrowniom okazywać sobie wzajemną pomoc w dostarczaniu energii na swe obszary. Wymiana energii między elektrowniami w tym przypadku może się odbywać, oczywiście, jedynie w skromnym zakre-

sie, a trudności w regulowaniu napięć są pomimo to bardzo duże.

Zazwyczaj jednak przez sprzężenie elektrowni w celu równoległej pracy rozumie się połączenie elektrowni za pomocą specjalnych linii wysokiego napięcia o znacznej mocy, pozwalających przesyłać duże ilości energii w najogólniejszym przypadku w obu kierunkach. W ten sposób urzeczywistniona równoległa praca daje doniosłe korzyści, które są znane oddawna i które wypływają z trzech zasadniczych przyczyn.

2. Skąd płyną korzyści równoległej pracy?

Elektrownia, jako wytwórnia energii elektrycznej, nie jest urządzeniem odosobnionem. W przeciwieństwie do wszelkich innych fabryk przemysłowych elektrownia nie ma możliwości gromadzić swego produktu, wytwarzać go na skład. Zgoła swoisty charakter pracy elektrowni polega na tem, że wytwórczość jej w każdym momencie jest ściśle dostosowana do zapotrzebowania danego momentu, które w dodatku ulega zazwyczaj ciągłym wahaniom. Wskutek tego elektrownia musi być ustawicznie połączona z terenem swego zbytu, to jest z zasilaną przez się siecią i tworzyć razem z nią jedną zwartą całość. Z drugiej strony elektrownia, jak i każda inna wytwórnia, musi być zaopatrywana w surowiec, musi być stale połączona ze źródłem energii surowej, przetwarzanej w elektrowni w najbardziej szlachetną formę, mianowicie w energię elektryczną. W wielu razach (większość elektrowni cieplnych) to połączenie jest dość elastyczne, lecz zdarza się (większość elektrowni wodnych), że elektrownia jest związana i to w sposób nierozłączny, tylko z jednym źródłem energii, oddanem całkowicie do jej wyłącznej dyspozycji, że przeto elektrownia nie ma możliwości czerpać surowca z żadnych innych źródeł i że, odwrotnie, żadna inna siłownia nie może korzystać ze źródła danej elektrowni.

Elektrownia nie jest więc ani pod względem gospodarczym, ani pod względem technicznym czemś samoistnem, lecz jest jedynie elementem środkowym łańcucha, składającego się z trzech ogniw: 1) źródła energii surowej, 2) samej siłowni, jako wytwórni prądu, i 3) sieci, jako miejsca spożycia prądu. Sprzężenie dwu elektrowni jest równoznaczne ze sprzężeniem dwu takich organizmów trójczłonowych i równoległa praca elektrowni prowadzi do współpracy całych organizmów. Korzyści równoległej pracy elektrowni są wielkie dlatego,

^{*)} Referat, wygłoszony w Kole Warszawskiem S. E. P. 14 maja 1928 r.

^{**)} Por. referat autora pod tyt. „Znamienne rysy rozwoju elektryfikacji ostatnimi laty w obcych krajach”, wygłoszony w maju 1927 r. na walnem zgromadzeniu Związku Elektrowni Polskich we Lwowie (Przegląd Elektrotechniczny, 1927 r., Nr. Nr. 11 i 12)

że łącząc dwie elektrownie nie tylko łączymy siłownię we właściwym znaczeniu, lecz jednocześnie wiążemy ich sieci odbiorcze i zlewamy do wspólnego basenu ich źródła energii. Choć korzyści równoległej pracy płyną w najogólniejszym przypadku z zespolenia całych organizmów energetycznych, jednak celem systematycznego rozpatrzenia tych korzyści można i jest rzeczą dogodną wyodrębnić korzyści, osiąmane osobno z połączenia sieci, osobno z połączenia samych siłowni i osobno z połączenia źródeł energii surowej.

3. Korzyści z połączenia sieci.

Co daje połączenie sieci dwu lub więcej elektrowni? Stwarza z dwu lub kilku sieci jedną sieć, która posiada większą ilość i większą różnorodność odbiorców, a więc i niższy współczynnik równoczesności obciążenia^{*)}, niż każda z tych sieci osobno wzięta. To znaczy, że największe obciążenie sprzężonych elektrowni, jako całości, będzie mniejsze niż suma największych obciążeń tych samych elektrowni, pracujących oddzielnie. Rezultaty tego są dwa: 1) połączone elektrownie mogłyby mieć przy tych samych odbiornikach wspólną moc roboczą mniejszą od sumy mocy roboczych, wymaganych w poszczególnych elektrowniach przed ich połączeniem, albo połączone elektrownie mogą przy wspólnej mocy roboczej, równej sumie mocy roboczych (czyli przy wspólnym największym obciążeniu, równym sumie największych obciążeń) oddzielnie pracujących elektrowni, zasilić większą ilość odbiorników; 2) wyzyskanie mocy roboczej grupy połączonych elektrowni jest lepsze niż wyzyskanie mocy roboczej oddzielnie pracujących elektrowni, albowiem spożycie, a więc i produkcja energii przy wspólnym największym obciążeniu, równym sumie poszczególnych największych obciążeń, jest wię-

^{*)} Termin ten oznacza jedną z podstawowych wielkości w technice i ekonomice elektryfikacyjnej, mianowicie stosunek największego obciążenia w pewnym punkcie sieci elektrycznej do sumy największych obciążeń w rozgałęzieniach, wychodzących z tego punktu. Jeżeli np. jeden transformator zasila pięciu odbiorców, u których najwyższe obciążenie wynosi 3, 5, 6, 6 kV, to najwyższe obciążenie transformatora naogół nigdy nie osiągnie $3+5+6+6=25$ kW, a będzie mniejsze od tej sumy wskutek tego, że najwyższe obciążenia u poszczególnych odbiorców nie występują jednocześnie. Jeżeli największe obciążenie transformatora wynosi, dajmy na to, 20 kW, to współczynnik równoczesności obciążenia odbiorców względem wspólnego transformatora wynosi $20/25=0,80$. Można mówić bądź o cząstkowych współczynnikach równoczesności dla dowolnego odcinka sieci (np. dla transformatorów względem wspólnego przewodu zasilającego, dla przewodów zasilających względem wspólnej podstacji, dla podstacji względem elektrowni, a także dla odbiorców względem wspólnej podstacji i t. d.), bądź o całkowitym współczynniku, to znaczy o współczynniku równoczesności obciążenia odbiorców względem elektrowni. Współczynnik całkowity dla całej sieci jest równy iloczynowi współczynników cząstkowych dla kolejnych odcinków sieci. Wielkość, określona wyżej jako współczynnik równoczesności, ma zawsze wartość nie większą od 1 i jest dogodniejsza w użyciu niż wielkość odwrotna (w powyższym przykładzie stosunek $25/20=1,25$), nazywana w literaturze angielskiej i niemieckiej współczynnikiem różnicowości (diversity factor, Verschiedenheitsfaktor).

ksza^{*)}). Pierwszy rezultat jest równoznaczny ze zmniejszeniem tak zwanych stałych kosztów produkcji. Korzyści ze związania sieci są tem znaczniejsze, im więcej elektrowni się łączy i im bardziej różnorodny jest charakter odbiorców poszczególnych elektrowni. Przy ściśle identycznym kształcie krzywych dziennego obciążenia oddzielnych elektrowni równoległa praca nie dałaby, oczywiście, wymienionych wyżej korzyści wskutek połączenia sieci, ale identyczność taka w praktyce nie spotyka się, a przy nawet bardzo bliskim charakterze obciążenia poszczególnych elektrowni można osiągnąć poważne korzyści zapomocą takich, na przykład, środków, jak przesunięcie zegara, a więc i przesunięcie obciążenia przemysłowego w różnych miastach, zasilanych ze zjednoczonych sieci. W praktyce można liczyć, że nawet przy niezbyt różnorodnym charakterze zapotrzebowania energii w poszczególnych sieciach współczynnik równoczesności obciążenia elektrowni względem linii łącznikowej wyniesie około 0,90, to znaczy, że równoległa praca daje nam około 10% oszczędności na mocy roboczej (współczynnik 0,90 przyjmuje się zazwyczaj dla podstacji względem wspólnej elektrowni).

4. Korzyści z połączenia siłowni.

Linie łącznikowe między elektrowniami, tworząc dla nich olbrzymie wspólne szyny zbiorcze, nie tylko wiążą sieci, lecz również przekształcają kilka odosobnionych siłowni niejako w jedną wielką siłownię, której maszyny nie są wprowadzone ustawione pod jednym dachem, lecz mieszczą się na dużej odległości od siebie. Skutkiem takiego połączenia jest możliwość zaprzężenia do pracy na wspólną sieć różnej kombinacji maszyn, a więc możliwość posiadania wspólnych rezerw dla całej grupy elektrowni, tudzież możliwość dobierania w normalnych warunkach pracy takiej kombinacji zespołów, która jest w danym czasie dla całej grupy najbardziej korzystna z gospodarczego punktu widzenia. Wspólność rezerw prowadzi do ich procentowego zmniejszenia, a więc do dalszego zredukowania potrzebnej mocy przy tych samych odbiornikach, albo do dalszego zwiększenia mocy przyłączonych odbiorników przy tej samej mocy, zainstalowanej w elektrowniach. W izolowanych elektrowniach rezerwy w pierwszym okresie istnienia siłowni, albo bezpośrednio po rozszerzeniu jej bywają bardzo często nadmierne wskutek nieekonomiczności dużej liczby drobnych zespołów i sięgają 33%, a nawet 50% ogólnej zainstalowanej mocy. Po sprzężeniu takich elektrowni rezerwy można zredukować w wielu razach do 10—15%. To też połączenie kilku elektrowni czyni zazwyczaj na szereg lat zbytecznym powiększanie ich mocy wskutek wyzwolenia z rezerw znacznego procentu zainstalowanej mocy i obrócenia go na moc roboczą. Warto tu jeszcze nadmienić, że drobne procentowo przeciążenie zespołów w sprzężonych elektrowniach daje absolutnie poważne cyfry mocy. Procentowe zmniejszenie rezerw daje korzyści gospodarcze, analogiczne do tych, na które wskazywano wyżej, jako na wynik obniżenia współczynnika

^{*)} Innymi słowy współczynnik obciążenia czyli stosunek średniego obciążenia do największego wzrasta.

równocześnie, a mianowicie: zmniejszenie niezbędnego kapitału inwestycyjnego w stosunku do mocy roboczej elektrowni, a więc i do mocy, ustawionej u odbiorców, i zmniejszenie stałych kosztów produkcji wskutek lepszego wyzyskania zainstalowanych zespołów. Sprzężenie siłowni zmniejsza jednak jeszcze kosztu ruchu wskutek możliwości wyeliminowania maszyn o niskiej sprawności i korzystania w ruchu normalnym z zespołów najbardziej ekonomicznych. Celem dalszego obniżenia kosztów produkcji proponuje się też stosowanie w elektrowniach sprzężonych pewnej ilości zespołów specjalnych, a mianowicie takich, które są przeznaczone na 100% ciągłego obciążenia, które przeto posiadają najwyższą sprawność przy 100% obciążenia i które nie wymagają kosztownych regulatorów. Korzyści, płynące ze wspólnoty rezerw, osiąga się jak się zdaje, zawsze, to jest we wszystkich przypadkach równoległej pracy sprzężonych elektrowni.

5. Korzyści z połączenia źródeł energii.

Z połączenia źródeł energii, którymi dysponują poszczególne elektrownie, wynika możliwość najekonomiczniejszego wyzyskania wszelkich źródeł energii, w szczególności zaś możliwość zupełnego wyzyskania tych źródeł, w których podaż energii surowej nie jest dostosowana do produkcji energii elektrycznej i nie daje się wcale lub daje się jeno z trudem regulować, w których zatem w razie rozdzielnej pracy elektrowni pewne ilości energii surowej, niekiedy dość znaczne, marnują się bezpowrotnie. Do takich źródeł energii należy zaliczyć, na przykład, gazy wielkich pieców i koksowni, parę, wytwarzaną do celów grzejnych, paliwo, nie dające się przechowywać przez czas dłuższy lub transportować na dalsze odległości, a przede wszystkim siły wodne rzek nizinnych, gdzie akumulacja większych ilości energii jest przeważnie niemożliwa. W tych zaś wypadkach, gdzie regulowanie dopływu energii surowej jest możliwe, koszty regulacji są w razie zastosowania równoległej pracy elektrowni niższe: na przykład, zbiorniki wody na rzekach górskich mogą być wtedy mniejsze, a więc i tańsze. Przez zaoszczędzenie droższych gatunków paliwa, przez daleko idące (jeżeli nie kompletne) wyzyskanie sezonowych wód rzecznych przy racjonalnem skombinowaniu elektrowni wodnych z cieplnami, przez obniżenie kosztów regulowania energii surowej, przez racjonalne wyzyskanie energii, zakumulowanej w ten czy inny sposób, i t. d. osiąga się dalsze i w niektórych razach bardzo poważne zmniejszenie kosztów produkcji, wskutek zmniejszenia zarówno kosztów stałych, jak i zmiennych. Niekiedy, jak, na przykład wtedy, gdy wszystkie sprzężone elektrownie są cieplne i mają jednakowe paliwo po jednakowej cenie, bezpośrednio z połączenia źródeł energii korzyści niema.

6. Korzyści ogólne.

Z rozważań powyższych wynika, że zespolenie sieci, zespolenie siłowni i zespolenie źródeł energii obniża kosztu zakładów elektrowni, obniża również kosztu produkcji stałe i zmienne. Są to korzyści, które dają się mniej lub więcej dokładnie obliczyć w złotych. Równoległa praca elektrowni daje

jednak jeszcze jedną doniosłą korzyść, której niepodobna ocenić w złotych, jak nie można przeliczyć na pieniądze wartości dobrych środków komunikacji, dobrych warunków sanitarnych, oświaty i t. d. Korzyścią tą jest zwiększenie pewności ruchu wskutek zasilania sieci z różnorodnych źródeł i z różnych stron. Jaką cenę ma w życiu praktycznem zwiększona gwarancja utrzymania ciągłości ruchu, świadczy najlepiej fakt, zanotowany w różnych krajach, że wiele dużych prywatnych elektrowni fabrycznych, które istniały tylko dlatego, że ich właściciele nie mieli zaufania do ciągłości ruchu elektrowni publicznych, zlikwidowano odrazu, gdy elektrownie publiczne połączyły się z innymi do równoległej pracy. Wszystkie wymienione wyżej dodatnie strony łączenia elektrowni dadzą się streścić w zdaniu następującem: równoległa praca pozwala osiągnąć najwyższą sprawność gospodarczą całego kompleksu sprzężonych urządzeń.

7. Ujemne strony sprzęgania elektrowni.

Równoległa praca elektrowni ma, oczywiście, i swoje ujemne strony. Korzyści, o których była mowa wyżej, otrzymuje się nie darmo: do urzeczywistnienia równoległej pracy potrzebne są linie łącznikowe wysokiego napięcia, które są dość kosztowne. Praca tych linii jest bardziej skomplikowana, niż praca zwykłych linii dalekonośnych, przerzucających energię elektryczną z elektrowni do miejsca spożycia. Równoległa praca wymaga pokonania pewnych trudności technicznych, które w przypadku odosobnionych elektrowni nie są znane wcale, lub występują w słabszej formie. Równoległa praca wymaga wreszcie rozwiązania pewnych zagadnień administracyjnych i handlowych, tudzież specjalnej organizacji ruchu dla całej grupy sprzężonych elektrowni.

8. Niektóre zagadnienia techniczne.

Z pośród trudności technicznych najważniejszą dla utrzymania ciągłości ruchu jest, oczywiście, sprawa lokalizacji zakłóceń w sieciach, ochrony urządzeń od zgubnych skutków zwarcia lub połączenia z ziemią. Wymagania od przekazników, wyłączników olejowych, przyrządów do ograniczania nadmiernych prądów są tu wyższe niż w zwykłych warunkach ruchu. Postęp w zakresie budowy i działania tych przyrządów obserwuje się z każdym rokiem. W związku z warunkami równoległej pracy elektrowni wynaleziono szereg nowych przekazników i nowych metod stosowania przekazników.

Z innych zagadnień technicznych na pierwszy plan wysuwa się kwestja regulowania napięcia przy wszelkich kombinacjach wymiany energii między elektrowniami. Za najracjonalniejsze rozwiązanie sprawy uważa się utrzymywanie na obu krańcach linii łącznikowej stałego i jednakowego napięcia niezależnie od wielkości przesyłanej mocy i kierunku energii. Wymaganą do przesłania moc rzeczywistą (energję mocną) otrzymuje się przez oddziaływanie na regulatory silników napędowych. Napięcie można regulować przez zmianę wzbudzenia prądnic, lecz z tą zmianą jest związana w sposób nierozłączny i od nas niezależny zmiana wielkości prądów urojonych (energji bezmocnej), czyli współczynnika mocy ($\cos \varphi$). Regulując jedynie

wzbudzenie prądnic, możemy wprowadzić utrzymywać na obu kranicach napięcia jednakowe i stałe przy wszelkiem obciążeniu linii, lecz musimy się wtedy godzić na taki podział prądów bezmocnych między elektrownie, jaki się sam przez się ustali. W pewnych warunkach i w pewnych granicach można poprzestać na samym regulowaniu pola maszyn, lecz w najogólniejszym przypadku jest potrzebny trzeci czynnik regulujący. Bywa nim bądź niezależne wprowadzanie prądów bezmocnych, do czego służą tak zwane kompensatory albo kondensatory (silniki) synchroniczne, bądź niezależne wprowadzanie sił elektromotorycznych, do czego służą, na przykład, regulatory indukcyjne lub coraz więcej rozpowszechniające się ostatnimi czasy transformatory z zaczepami, które pozwalają zmieniać przekładnię pod obciążeniem. Zastosowanie trzeciego niezależnego czynnika regulującego zapewnia większą elastyczność pracy; zapomocą, na przykład, transformatorów o zmiennej przekładni i zapomocą wzbudzania prądnic można jednocześnie regulować napięcia i dobierać właściwy rozkład prądów bezmocnych, który w różnych okolicznościach musi być różny. Inny będzie rozkład wtedy, gdy nam chodzi, na przykład, o osiągnięcie najwyższej sprawności gospodarczej linii (sprawność ta w większości wypadków nie jest identyczna z najwyższą sprawnością elektryczną linii, zwłaszcza przy różnej cenie prądu w sprzężonych elektrowniach), a inny wtedy, gdy chcemy przesłać możliwie największą moc. Największą, można powiedzieć idealną, elastyczność regulacji osiąga się, oczywiście, wtedy, kiedy obok transformatorów o zmiennej przekładni są do dyspozycji kompensatory synchroniczne.

9. Organizacja ruchu.

Organizacja ruchu w elektrowniach połączonych jest sprawą poważną i skomplikowaną w najogólniejszym przypadku równoległej pracy, to jest wtedy, kiedy wymiana energii między elektrowniami odbywa się nie tylko w nadzwyczajnych okolicznościach, wywołanych brakiem rezerw lub uszkodzeniami w jednej elektrowni, lecz również w normalnych okolicznościach w celu osiągnięcia najwyższej sprawności gospodarczej całego kompleksu zespolonych urządzeń. W tym przypadku ruch w sprzężonych elektrowniach powinien być zorganizowany tak, jak gdyby wszystkie one były własnością jednego przedsiębiorstwa, jakby stanowiły razem jedną elektrownię.

Na całą grupę zjednoczonych elektrowni wyznacza się naczelnego kierownika ruchu, który stoi zazwyczaj na czele kolegium, składającego się z przedstawicieli poszczególnych elektrowni. Kolegium zbiera się periodycznie i układa plan normalnej współpracy elektrowni, ogólny na dłuższy okres, szczegółowy na najbliższy okres. Kolegium ustala rozkład postoju poszczególnych maszyn, kotłów i t. d. w celach rewizji lub remontu. Kolegium w planach swych musi uwzględniać przewidywania meteorologiczne, koniunktury gospodarcze i transportowe, stan i widoki rozwoju większych przedsiębiorstw przemysłowych, będących odbiorcami zjednoczonych sieci i t. d. W sprawach nagłych naczelnik kierownik ruchu decyduje, oczywiście, samodzielnie.

Do osiągnięcia dodatknych wyników równoległej pracy, a zwłaszcza do osiągnięcia najwyższej sprawności gospodarczej całości konieczne jest podporządkowanie się poszczególnych elektrowni dyrektywom kolegium czy naczelnego kierownika ruchu, nieuniknione jest również ograniczenie w mniejszym lub większym stopniu samodzielności poszczególnych przedsiębiorstw. Podporządkowanie to i ograniczenie dotyczy nie tylko utrzymania ruchu w urządzeniach, istniejących w chwili zapoczątkowania równoległej pracy, lecz dotyczy również dalszej rozbudowy urządzeń, co do czego, oczywiście, kolegium kierownicze może dać najlepsze wskazówki.

Łatwość porozumiewania się między elektrowniami jest nieodzownym warunkiem do umożliwienia racjonalnego kierowania ruchem połączonych elektrowni. Telefon publiczny służy do tego celu jedynie jako ostateczna rezerwa. Elektrownie sprzężone zawsze posiadają własny środek porozumiewania się, korzystając bądź z telefonu zwykłego, działającego zapomocą przewodów, zawieszonych na słupach linii dalekośnych (telefon ten jednak niekiedy zawodzi i właśnie wtedy, kiedy jest najbardziej potrzebny), bądź z radiotelefonu, pracującego w zwykły sposób na falach swobodnych (francuski związek elektrowni wystąpił nawet do swego rządu z żądaniem zarezerwowania dla elektrowni specjalnej gamy fal), bądź z radiotelefonu, który się posługuje do kierowania fal przewodami wysokiego napięcia. Niekiedy jednak te środki uważa się za niewystarczające i uzupełnia je automatycznymi urządzeniami sygnalizacyjnymi, połączonymi zapomocą kabli telefonicznych. Dzięki takiej sygnalizacji naczelnik kierownik ruchu ma stale w swem biurze przed oczami obraz połączeń w danej chwili i o wszelkich zmianach w nim jest od razu poinformowany nawet bez telefonicznego meldunku z oddalonych elektrowni.

10. Rozrachunki między elektrowniami.

Sprawa rozrachunków między sprzężonymi elektrowniami jest sprawą dość zawiłą i dla każdego rodzaju współpracy elektrowni rozwiązuje się inaczej. Ogólnie przyjętych sposobów rozrachunku jeszcze nie ma, lecz pewne tendencje ku ustaleniu schematów można już zaobserwować. W przypadku najogólniejszym, to jest wówczas, kiedy wymiana energii ma służyć również do podniesienia ogólnej sprawności kompleksu, uważa się za zasadę, że wzajemne opłaty powinny być tak zbudowane, aby wszyscy uczestnicy grupy byli zainteresowani w najekonomiczniejszej pracy całości. W tym celu wprowadza się co najmniej dwie kategorie opłat: za moc i za energię*).

Przy ustalaniu opłat za moc bierze się pod uwagę nie moc faktycznie pobieraną od innych elektrowni, lecz udział w pokryciu rezerwy. Opłata za rezerwę jest konieczna, bo bez niej zbyt byłoby uprzywilejowane te przedsiębiorstwa, które żadnej rezerwy nie posiadają. Opłata za rezerwę zachęca do instalowania dużych zespołów przy rozszerzaniu elektrowni. Za podstawę rozrachunków za rezerwę bierze się wielkość, którą możnaby nazwać

*) Interchange of Energy by E. J. Fowler (Electr. World, 1926, t. 87, str. 1187).

„rezerwę kompleksu”. Jest to różnica między ogólną mocą, zainstalowaną we wszystkich sprzężonych elektrowniach, a największym sumarycznym obciążeniem wszystkich sieci. Elektrownia, która ma rezerwę procentowo mniejszą od rezerwy kompleksu, płaci za rezerwę tym elektrowniom, których rezerwa procentowo przewyższa rezerwę kompleksu. Następujący przykład trzech sprzężonych elektrowni A, B i C o bardzo nawet różnorakiej mocy wyjaśnia powyższą metodę rozrachunków za moc.

	Elektrownia A	Elektrownia B	Elektrownia C	Razem
Zainstalowana moc (tys. kW)	150	75	25	250
Obciążenie poszczególnych sieci w chwili największego sumarycznego obciążenia (tys. kW)	135	50	30	215
Rezerwa (tys. kW)	+15	+25	-5	+35
„ (‰)	+10,0	+33,3	-20,0	+14,0
Norma rezerwy według rezerwy kompleksu (+14‰) (tys. kW)	+21	+10,5	+3,5	+35
Niedobór rezerwy (tys. kW)	+6	-14,5	+8,5	0

Z tablicy wynika, że elektrownie A i C mają zapłacić elektrowni B: pierwsza za 6 tys. kW, druga za 8,5 tys. kW. Opłata za rezerwę nie powinna być, oczywiście, większa, niż koszt, któregoby elektrownia ponosiła, gdyby sobie sama zainstalowała dodatkową moc. Przy tej kalkulacji należy uwzględnić koszty transformatorów, linii i t. d.

Co się tyczy opłaty za energję, to ustalenie określonej stawki za 1 kWh dla każdej elektrowni np. według jej średnich kosztów wytwarzania nie jest właściwe, ponieważ nie sprzyja wymianie energii, jak to wyjaśnia przykład następujący. Niech średnie koszty bezpośrednie (na paliwo, robociznę, remont i t. d.) w elektrowni X wynoszą 5 gr/kWh, w elektrowni zaś Y, bardziej ekonomicznej, 4 gr/kWh. Elektrowni X w wielu razach nie opłaciłoby się nabywać prądu od elektrowni Y, albowiem elektrownia X, redukując swą produkcję, nie unika pewnych kosztów (na straty ciepła, robociznę i t. d.), wskutek czego energja, nabywana od Y, wynosiłaby ją nie po 4, lecz dajmy na to, po $4 + 1,5 = 5,5$ gr/kWh, to jest drożej od własnych kosztów produkcji. Z drugiej strony elektrownia Y mogłaby w wielu razach sprzedawać prąd z zyskiem taniej niż po 4 gr/kWh, dajmy na to po $4 - 1,2 = 2,8$ gr/kWh, albowiem i ta elektrownia, nie produkując dodatkowej ilości energii, ponosiłaby pewne koszty (na straty ciepła, robociznę i t. d.), przy cenie zaś 2,8 gr/kWh elektrownię X prąd wyniósłby po $2,8 + 1,5 = 4,3$ gr/kWh, a więc wymiana mogłaby się odbywać z obopólną korzyścią.

Żeby jednak pobudzać elektrownie do wymiany energii w celach ogólnego dobra wymyślono inną metodę rozrachunków za energję. Metoda ta jest oparta na następującej zasadzie: żadna elektrownia nie powinna bezpośrednio osiągać zysków przy dostawie prądu innym elektrowniom, ani ponosić strat przy pobieraniu prądu od innych elek-

trowni, lecz każda ma prawo do udziału w zyskach, które osiąga cały kompleks wskutek wymiany energii.

Zgodnie z tą zasadą zjednoczone elektrownie stwarzają przy naczelnem kierownictwie ruchu „biuro wymiany”, które nabywa energję od jednych uczestników grupy i sprzedaje ją innym uczestnikom. Nabywca prądu płaci tyle, ile wynosiłby faktyczny przyrost jego wydatków na wyprodukowanie pobieranej energii, to znaczy tyle, ile on sobie zaoszczędzi, redukując własną produkcję i pobierając prąd zzewnątrz (a więc w powyższym przykładzie elektrownia X płaciłaby po $5 - 1,5 = 3,5$ gr/kWh). Dostawca prądu otrzymuje tylko tyle, ile faktycznie wynosi przyrost jego wydatków na wyprodukowanie dostarczanej energii (a więc w powyższym przykładzie elektrownia Y pobierałaby $4 - 1,2 = 2,8$ gr/kWh). Różnica, wynosząca w tym przykładzie $3,5 - 2,8 = 0,7$ gr/kWh, wpływa do kasy „biura” i stanowi wspólny zysk, który (często po potrąceniu pewnej kwoty na amortyzację kosztów linii sprzęgłowych) idzie do podziału między uczestników grupy.

Zapisy, dotyczące wymiany energii, dokonywa się możliwie często, nie rzadziej niż co godzinę. Biuro księguje zazwyczaj dla każdej ilości przesłanej energii jej ogólną wartość dla obu stron, uwzględniając naturalnie straty w liniach, udział energii bezmocnej i t. d. Cena za 1 kWh bywa w takich warunkach bardzo różnorodna. Może się, na przykład, zdarzyć, że elektrownia Y, pobierając prąd od X, zapłaci zań drożej nawet niż po 5 gr/kWh. Wypadek taki może zająć, na przykład, wtedy, gdy elektrownia Y nabywa od mniej ekonomicznej elektrowni niewielkie ilości energii, żeby uniknąć uruchomienia na krótki okres dodatkowego kotła. Rzeczą naczelnego kierownictwa ruchu jest dbać o taki rozkład obciążenia między elektrownie, który prowadzi do osiągnięcia wspólnego zysku.

11. Dążenie do najszerzego stosowania równoległej pracy.

Równoległa praca elektrowni może przybierać i w praktyce przybiera najróżnorodniejsze formy. Jak już zaznaczano wyżej, bynajmniej nie zawsze mogą być zrealizowane wszystkie przytaczane wyżej korzyści sprzęgania elektrowni. Niekiedy dla różnych powodów nie osiąga się pewnych korzyści, choć możnaby je było osiągnąć. Trudności techniczne przy równoległej pracy bywają różne, zależnie od długości linii łącznikowych, własności transformatorów, charakteru obciążenia i t. d. Najrozmaitsza bywa długość i powtarzalność okresów faktycznej współpracy elektrowni, czyli okresów, w ciągu których linie sprzęgłowe są włączone. Zdarza się, że sprzężone elektrownie nie tylko zasilają sieci, należące do każdej elektrowni osobno, lecz mają również wspólnych odbiorców, to znaczy, że „biuro wymiany” zajmuje się nie tylko wymianą energii między uczestnikami grupy, lecz również sprzedają energję (np. zsumowanych odpadków) na stronę.

Oczywiście, równoległa praca może być urzeczywistniona dopiero wtedy, gdy istnieją dość duże elektrownie, nadające się do sprzężenia, to jest

gdy elektryfikacja dojdzie do pewnego stopnia rozwoju, ale też wtedy równoległa praca daje zawsze pozytywne wyniki gospodarcze bez względu na formę, jaką przybiera. Tem się też tłumaczy żywiołowe wprost dążenie we wszystkich przodujących krajach do najszerzego stosowania równoległej pracy. Nawoływania w tym kierunku rozlegają się ze wszystkich stron.

Pan E. Conti, przewodniczący drugiej konferencji w sprawach komunikacji i tranzytu przy Lidze Narodów, w przemówieniu swem, wygłoszonym na posiedzeniu międzynarodowej izby handlowej w Brukseli, w taki sposób ujął zadania elektryfikacji: „Najżywotniejsze interesy gospodarki światowej wymagają, aby były rozwiązane dwa fundamentalne zagadnienia, mające ścisłą między sobą łączność, a mianowicie: oddanie do dyspozycji społeczeństw największej ilości energii po możliwie najniższej cenie przy ciągłej i pewnej dostawie ze znanych obecnie źródeł i osiągnięcie najwyższej sprawności w wyzyskaniu tych źródeł. To zaś wymaga trzech rzeczy: 1) budowy zbiorników w górach i najdalej idącego wyzyskania sił wodnych, 2) ekonomicznego i racjonalnego wyzyskania paliwa w wielkich elektrowniach ciepłych i 3) urządzenia połączeń między różnorodnymi elektrowniami”.

Zrzeszenie elektrowni amerykańskich (N. E. I. A.) uchwaliło w r. 1925 zająć się skierowaniem sprawy równoległej pracy elektrowni na właściwe tory, uważając tę sprawę za zagadnienie o znaczeniu państwowem. Władze związku zwróciły się wówczas do wszystkich zrzeszonych przedsiębiorstw z wezwaniem, aby ich kierownicy niezwłocznie porozumieli się ze swymi sąsiadami w sprawie możliwej wymiany energii z korzyścią dla obu stron przy istniejącym stanie urządzeń, i jednocześnie rozpoczęli wspólne badania w sprawie racjonalnego rozszerzenia urządzeń w przyszłości celem osiągnięcia maksimum korzyści.

Z równoległą pracą elektrowni można się spotkać we wszystkich krajach uprzemysłowionych niemal na każdym kroku, zarówno na małą, jak i na dużą skalę. Znane są liczne przykłady zastosowania równoległej pracy elektrowni nawet na bardzo wielką skalę, jak współpraca elektrowni alpejskich z elektrowniami apenińskimi we Włoszech, z elektrowniami masywu centralnego we Francji, z elektrowniami ciepłymi w Niemczech i t. d. Świeżym i bardzo ciekawym przykładem równoległej pracy w wielkim stylu jest ostatni projekt elektryfikacji Anglii.

Anglia opracowuje swe programy elektryfikacyjne bez przerwy od r. 1917, to jest od chwili, kiedy komitet elektryfikacyjny Wiliamsona wydał swą historyczną opinię: „dotychczasowy parafjalny system wytwarzania i rozdziału energii należy zastąpić bardziej ekonomicznymi metodami zasila-

nia wielkich obszarów”. Najświeższym etapem prac elektryfikacyjnych w Anglii jest ustawa z 1926 r., stwarzająca centralny zarząd elektryczny (Central Electricity Board), który ma zbudować „krajową kratę elektryczną” (national electric grid). Termin ten, nie oznacza nic innego, jak własnie olbrzymi system linii sprzęgłowych między wybranymi elektrowniami, pokrywający cały kraj. Podstawą, jeżeli nie istotą całego planu elektryfikacji Anglii jest rozpoczęta już realizacja przez państwo połączeń między najbardziej ekonomicznymi elektrowniami (niepaństwowymi) i objęcie przez państwo naczelnego kierownictwa równoległą pracą tych elektrowni.

Stan elektryfikacji Polski jest niski. Niedosć, że średnie spożycie energii elektrycznej na jednego mieszkańca wynosiło w 1927 r. zaledwie około 80 kWh (w 1925 r. około 63 kWh), lecz i to skromne spożycie rozkłada się na poszczególne ziemie Polski nadzwyczaj nierównomiernie. W całej wschodniej połaci kraju, obejmującej 6 województw (wileńskie, nowogródzkie, poleskie, wołyńskie, tarnopolskie i stanisławowskie), na które przypada 40% całego obszaru państwa, elektryfikacja znajduje się poprostu w zarodku: w r. 1925 spożycie na głowę ludności wynosiło tam 1,6 kWh, a na 1 km² 70 kWh. Z drugiej strony posiadamy Śląsk, małeńki wprawdzie kącik (1,1% obszaru państwa), lecz uprzemysłowiony silnie i mogący się równać pod względem stopnia zelektryfikowania z najbardziej przemysłowymi okręgami krajów zachodnich (spożycie w r. 1925 wynosiło 915 kWh na głowę ludności, czyli 570 razy więcej niż na wschodzie, i 243,000 kWh/km² czyli 3470 razy więcej niż na wschodzie). Pozostałe części kraju zajmują pośrednie stanowiska między powyższymi krańcowościami. To też sprawa równoległej pracy elektrowni w różnych częściach Polski musi być traktowana różnie. Na ziemiach wschodnich, które dopiero wstępują w pierwsze stadium elektryfikacji, w okres izolowanych elektrowni, niema co o tej pracy narazie mówić. Na Śląsku i przylegających doń terenach górniczych sprawa równoległej pracy dojrzała najzupełniej i o urzeczywistnieniu jej w poważniejszej skali myśli się już oddawna. Jak wiadomo, wydział elektryczny Ministerstwa Robót Publicznych obliczył, że z 40 elektrowni naszego zagłębia węglowego o ogólnej mocy zainstalowanej 470 000 kW można byłoby przy zorganizowaniu pracy równoległej wyzwolić z rezerwy około 100 000 kW. W innych miejscowościach Polski również można byłoby wskazać przypadki, gdzie sprawa równoległej pracy zasługiwałaby na rozważenie już dziś. Tu już dziś należałoby się liczyć z urzeczywistnieniem jej w przyszłości i zwłaszcza wobec trwających nas trudności finansowych wszelkimi możliwymi środkami przeciwdziałać rozrostowi „parafjalnego systemu” gospodarki elektrycznej.

GOSPODARKA EKSPLOATACYJNA W ELEKTROWNIACH.

Inż. K. Straszewski.

(Odczyt, wygłoszony w Kole Warszawskim Stow. Elektrotechników Polskich).

Odczyt niniejszy stanowi zakończenie cyklu odczytów, poświęconych elektryfikacji. Poprzedni prelegenci omawiali w odczytach swych poszczególne zagadnienia techniczne, jako to budowę nowoczesnych silników parowych i wodnych, prądnic, sieci, urządzeń rozdzielczych, budowę całych elektrowni. W odczytach tych poruszali oni kwestje, dotyczące budowy i projektowania poszczególnych urządzeń technicznych, omawiali panujące tu nowoczesne prądy, zwracali uwagę na koszty budowy urządzeń i na ich ekonomie ruchu. Z natury rzeczy poruszali też zagadnienie racjonalnej eksploatacji z punktu widzenia technicznego.

W odczycie niniejszym zajmę się przede wszystkim stroną gospodarczą i finansową eksploatacji, poruszając tylko ubocznie sprawy techniczne o tyle, o ile one z zagadnieniem tem są związane.

Zakład elektryczny ma do spełnienia dwa zadania.

Jako zakład użyteczności publicznej wytwarzać ma energję elektryczną, rozprawdzać ją za pomocą swych urządzeń rozdzielczych i oddawać odbiorcom na możliwie dla nich dogodnych warunkach celem dalszego użytkowania dla produkcji nowych dóbr i wartości, dla ich transportu, dla komunikacji osobowej, dla udogodnienia, ułatwienia i uprzyjemnienia życia. Zakład ten ma jednak do spełnienia i drugie zadanie, a mianowicie — opłacić swe własne koszty produkcji i dawać zysk od zainwestowanych w nim kapitałów.

Miedzy temi dwoma zadaniami niema żadnej sprzeczności. Rozumne i racjonalne spełnienie pierwszego przez zwiększenie zbytu energii ułatwia spełnienie drugiego. Spełnienie tego drugiego zadania, a więc zapewnienie zainwestowanym kapitałom możliwie stałego i pewnego zysku, czy to będzie przedsiębiorstwo komunalne, czy prywatne, — wzbudza do niego zaufanie sfer finansowych i ułatwia stały dopływ kapitałów, koniecznych dla rozbudowy jego urządzeń, która nigdy ustać nie może, jeżeli pierwsze zadanie ma być należycie spełnione. Niema miesiąca, niema — można śmiało powiedzieć — dnia jednego, w którymby zakład elektryczny nie był zmuszony wykonywać robót inwestycyjnych. Troska o zapewnienie sobie na ten cel stałego dopływu kapitału, czy to ze źródeł zewnętrznych, czy też z gromadzonych rezerw, jest jedną z najważniejszych trosk kierownictwa zakła-

du elektrycznego. Dla zakładu, który daje zysk, zdobywanie pieniędzy jest znacznie ułatwione. Z tych też powodów zagadnienie racjonalnej gospodarki finansowej jest bodaj czy nie najważniejszym zagadnieniem przy eksploatacji zakładu elektrycznego.

W niniejszym odczycie pozwolę sobie rozpatrzyć eksploatację zakładu elektrycznego z punktu widzenia „księgowości”; ten punkt widzenia pozwoli mi może przede wszystkim uwypuklić zagadnienia natury gospodarczej i finansowej.

Przedewszystkiem przedstawię w najogólniejszych zarysach, opuszczając wszelkie zbędne szczegóły, schemat bilansu i rachunku strat i zysków, będących ostatecznymi obrazami stanu majątku i gospodarki przedsiębiorstwa.

Aczkolwiek oświetlać tu będę pewne pojęcia, zaczerpnięte z księgowości, postaram się dla ich większego udostępnienia unikać, o ile możności, cyfr, podając conajwyżej niektóre wartości względne, zachodzące między poszczególnymi pozycjami.

Bilans

zakładu elektrycznego przedstawia się w ogólnych zarysach w sposób następujący.

Majątek

Zobowiązania

- | | |
|--|---|
| 1. Gotówka w kasie i w bankach. | Kapitały własne:
zakładowy, |
| 2. Inwestycje. Elektrownia. Sieć przewodów i stacje przetwórcze i rozdzielcze. Liczniki i przyrządy wypożyczone. | zapasowy,
rezerwowowy, na amortyzację, odnowienie i t. p. |
| 3. Zapasy materiałów: dla budowy, „wymiany i naprawy urządzeń, dla ruchu. | Kapitały obce:
pożyczki inwestycyjne
inni wierzyciele,
inne niewymienione zobowiązania. |
| 4. Dłużnicy (odbiorcy prądu i inni.) | Zysk. |
| 5. Inne wartości. | |

Rachunek strat i zysków, czyli wydatków i dochodów, przedstawia się w ogólnych również zarysach w sposób następujący.

Wydatki

Dochody:

1. Koszty ruchu.

Węgiel.

Materiały do ruchu, wydatki na utrzymanie i naprawy urządzeń.

Robocizna i płace personelu.

Wydatki administracyjne.

(płace biurowe, utrzymanie biur, świadczenia socjalne).

Podatki i opłaty: skarbowe, komunalne, koncesyjne i inne.

2. Koszty kapitału.

Oprocentowanie kapitałów obcych i długów krótkoterminowych.

Oprocentowanie kapitału własnego.

(czysty zysk)

Podatek od zysku.

Odpisy i amortyzacja

Dotacja funduszy zapasowych przewidzianych na ewentualne pokrycie strat.

1. Dochody ze sprzedaży prądu.

2. Dochody z wynajmu liczników i przyrządów.

3. Ewentualne inne dochody.

Rachunek bilansu. Zanalizujemy najpierw rachunek bilansu z punktu widzenia eksploatacji.

Ponieważ „majątek”, czyli „aktywa”, równoważy się z „zobowiązaniami”, czyli „pasywami”, wysokość majątku wpływa na wysokość zobowiązań, od których, z wyjątkiem kapitałów rezerwowych, płacić trzeba procenty. Należy także mieć na uwadze, że im wyższa jest ta część majątku przedsiębiorstwa, którą w schemacie nazwalismy „inwestycjami”, tem wyższe trzeba robić odpisy roczne od ich wartości. Obie te pozycje wydatków rocznych t. j. procenty i odpisy, nazywamy „kosztami kapitału”, o których mówić będziemy przy omawianiu wydatków. „Koszty kapitału” są w zakładzie elektrycznym najpoważniejszą pozycją wydatków. Wszelkie więc inwestycje, niepotrzebne bezpośrednio dla osiągnięcia dochodów, wszelkie inwestycje kosztowne podwyższają koszty kapitału. Pierwszem więc staraniem racjonalnej gospodarki w zakładzie elektrycznym powinno być, aby aktywa nie były nadmiernie wysokie i aby majątek przedsiębiorstwa zwiększał się tylko stopniowo w miarę rozwoju przedsiębiorstwa, rozszerzania się jego terenu działania i zwiększania się zbytu energii.

Przejdziemy do poszczególnych pozycji „majątku”.

Gotówki w kasie winno się trzymać jak najmniej, w bankach zaś — tyle, aby mieć pieniądze na kapitał obrotowy, bieżące pomniejsze inwestycje, na punktualne płaćenie bieżących procentów od pożyczek i na wypłaćenie czystego zysku właścicielom po zamknięciu i zatwierdzeniu rachunków

rocznych. Na trzymanie dużej rozporządzałnej gotówki w bankach pozwolić sobie może przedsiębiorstwo, które po latach powodzenia, znajdując się w pełnym rozwoju, zdołało zgromadzić duże rezerwy i potrafiło zamortyzować w znacznej mierze kapitały obce, t. j. zobowiązania, od których płaci się procent. Takie prosperujące przedsiębiorstwo, posiadające własną gotówkę, nie jest krępowane w wykonywaniu z niej bieżących inwestycji, przynoszących nowe dochody, może korzystnie w chwili najstosowniejszej czynić zakupy, tanio przeprowadzać inwestycje. Niestety, musimy powiedzieć, że takich zakładów elektrycznych w Polsce nie znamy, gdyż okres wojenny, a po nim okres inflacyjny przeważnie wyniszczył finansowo te przedsiębiorstwa, a trudności taryfowe, panujące w tych okresach, zła konjunktura finansowa, zubożenie ludności — obniżyły tak znacznie dochody elektrowni, że nie były one w stanie gromadzić kapitałów, mogąc zaledwie pokrywać bezpośrednie koszty ruchu.

Inwestycje, jak już mówiliśmy, winny być prowadzone oszczędnie, lecz ze zwracaniem bacznej uwagi na pewność ruchu. Należy się więc wystrzegać, zwłaszcza w początku istnienia zakładu, inwestycji niepotrzebnych i zbytkownych. Na piękne budowle, domy administracyjne, kolonje mogą, a z punktu widzenia społecznego powinny zdobywać się zakłady, ale dopiero takie, które po dłuższym istnieniu weszły w okres powodzenia, nagromadziły poważne rezerwy i potrafiły uiścić się ze wszystkich swych finansowych zobowiązań.

Zapasy materiałów winny być zredukowane do niezbędnego minimum. a wręcz szkodliwe jest trzymanie latami całemi materiałów niepotrzebnych dlatego tylko, że ewentualnie kiedyś możnaby je użyć. Trzymanie nadmiernych zapasów materiałów unieruchamia gotówkę, od której procenty kosztują i która, użyta na kapitał obrotowy, albo na spłatę długów, przyłączanie nowych odbiorców lub ekonomiczając ruch, przynosi korzyści bezpośrednie.

Co się tyczy dłużników, starać się należy, aby i ta pozycja trzymana była na możliwie niskim poziomie. Jeżeli elektrownia przy akwizycji nowych odbiorców czynić winna wszelkie możliwe udogodnienia, jeżeli winna czynić wszystkie możliwe wysiłki, by ich zachęcić do przyłączenia się i zwiększania zbytu energii, to przy ściąganiu należności winna okazywać jaknajdalej idącą bezwzględność, zwłaszcza że odbiorców przyzwyczaić można równie łatwo do płaćenia, jak i do niepłaćenia rachunków. Wzrost pozycji dłużników elektrowni musi spowodować wzrost pozycji jej zobowiązań i również unieruchamia gotówkę. Przy dużej ilości odbiorców zaniedbywanie ściągania należności szybko może doprowadzić do tego, że poważne sumy stać się mogą nieściągalne i muszą być odpisane na straty, co już jest szkodą, nie dającą się naprawić.

Pozycja „inne wartości” jest przeważnie mało znacząca. Wchodzić tam mogą takie wartości, jak „sumy przechodnie”, odnoszące się do roku następnego, kaucje, złożone przez elektrownię, ewentualne udziały w innych przedsiębiorstwach i t. p.

Po stronie „zobowiązań” widzimy w schemacie „kapitały własne”, „kapitały obce” i „zyski”.

Do kapitałów własnych należy „kapitał zakładowy”, który w spółkach akcyjnych ma formę kapitału akcyjnego. W przedsiębiorstwach miejskich będzie to kapitał, wydzielony przez zarząd miasta dla przedsiębiorstwa przy jego założeniu, względnie ewentualne późniejsze dotacje z własnych funduszy miasta. Kapitały zakładowe czy też akcyjny bywają oprocentowane z czystego zysku, o ile dochody pozwolą na konieczne co roku podanie zysku na oprocentowanie kapitału zakładowego. Oprocentowanie kapitału tego jest więc warunkowe i uzależnione od wyników finansowych danego roku. Kapitały zapasowe, rezerwowe i amortyzacyjne winny być co roku uzupełniane z dochodów według przepisów statutowych, względnie w stosunku do zużycia się urządzeń. Elektrownie koncesyjne i uprawnione muszą przy corocznym dotowaniu rezerwy baczyć również na warunki przejścia urządzeń na rzecz koncesjonodawcy, względnie na warunki wykupu, ustalone w uprawnieniu i tworzyć tak duże rezerwy, aby przy oddaniu przedsiębiorstwa zwrócić mogły w całości kapitał zakładowy jego właścicielom. Są to obciążenia bardzo poważne, które przyczyniają się do zwiększenia „kosztów kapitału”.

„Kapitały obce”, t. j. długi, czy to skonsolidowane w formie pożyczek długoterminowych umarzalnych, czy to długi nieskonsolidowane, t. j. zobowiązania bieżące, muszą być oprocentowane i umarzane z dochodów przed wydzieleniem zysku i przed tworzeniem innych rezerw. Wskazane jest, aby przedsiębiorstwo operowało możliwie jedynie pożyczkami skonsolidowanymi, możliwie nisko oprocentowanymi, których spłata rozłożona byłaby na możliwie długą ilość lat. O tych pożyczkach wspomnimy jeszcze przy bliższym omawianiu „kosztów kapitału”.

Ostatnia pozycja „zysk” oddana zostaje do dyspozycji właścicieli i o jego podziale lub wypłacie decyduje czy to walne zgromadzenie akcjonariuszy, czy też w przedsiębiorstwie miejskim — władze miasta. Na wypłatę zysku tego znaleźć się winna rozporządzalna „gotówka w bankach”, a jeżeli przedsiębiorstwo w ciągu roku tymczasowo lokuje wszystkie nadwyżki dochodów w nowych inwestycjach, to może czynić to tylko wtedy, jeżeli ma zapewnienie, że przez podwyższenie kapitału zakładowego, czy też w drodze nowych pożyczek gotówkę tę będzie mogło wycofać na czas, by móc zysk wypłacić właścicielom.

Po tych kilku uwagach przejdźmy do rozpatrywania „Rachunku strat i zysków”, czyli wydatków i dochodów.

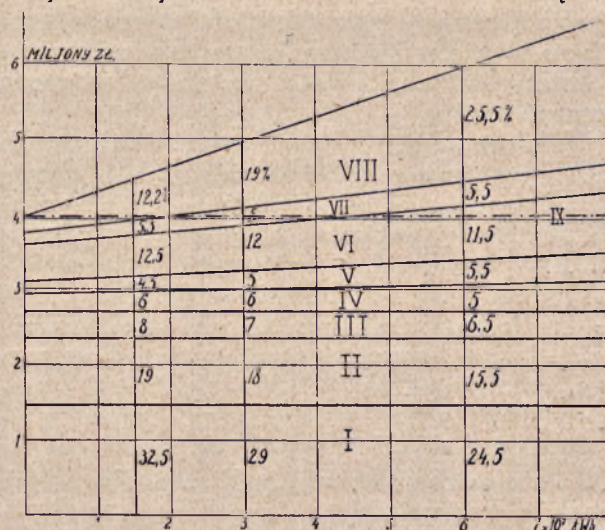
Jeżeli przedsiębiorstwo prosperuje, osiągnięte w ciągu roku dochody wystarczają na pokrycie wszystkich wydatków, a więc na pokrycie kosztów ruchu i kosztów kapitału, czyli na tworzenie koniecznych kapitałów zapasowych, rezerw i amortyzacji, na oprocentowanie pożyczek i jako wynik końcowy, będący ostatecznym miernikiem powodzenia przedsiębiorstwa, — na wydatne oprocentowanie kapitału własnego, czyli czysty zysk, albo dywidendę, wypłacaną jako wydatek ostatni właścicielom lub akcjonariuszom.

Do tego stanu dochodzi się drogą podwójną,

a mianowicie — utrzymaniem wydatków na możliwym minimum przy równoczesnym podwyższeniu dochodów do możliwego maksimum.

Wydatki. — Na podanym obok wykresie (Rys. 1) zestawiony jest stosunek względny wszystkich wydatków w uzależnieniu od produkcji.

Wykres ten stosuje się do idealnego zakładu okręgowego o średniej mocy, t. j. około 15 000 kW zainstalowanych, co po przyjęciu 33% rezerwy daje moc, będącą do dyspozycji, około 10 000 kW. Aby w wykresie tym stosunek kosztów zbliżał się moż-



Rys. 1. Roczne koszty eksploatacji w zależności od sprzedanych kWh.

— oprocentowanie kapitału, V — administracja i biurowość, II — odpisy i amortyzacja, VI — robocizna i płace, III — podatek od zysku, VII — inne wydatki ruchu, IV — inne podatki i opłaty, VIII — węgiel.

liwie do rzeczywistości, przyjęto następujący koszt budowy takiego zakładu.

Elektrownia ciepła z trzema zespołami turbinowymi po 5 000 kW, t. j. o zainstalowanej mocy 15 000 kW, po ok. zł. 700.— od zainstalowanego kilowata Zł. 10 500 000.—
około 300 km łącznej długości sieci wysokiego i niskiego napięcia wraz ze stacjami transformatorowymi i przyłączami domowymi . . . Zł. 7 500 000.—

Razem Zł. 18 000 000 000.—

Roczne koszty od sumy tej przyjęto na 8% oprocentowania i 5% łącznych odpisów, razem 13%, a więc okrążyło na Zł. 2 340 000.—

Inne wydatki, jak i jednostkowy koszt węgla, przyjęto dla stosunków, panujących w środku Polski.

Na wykresie tym na osi odciętych podane są koszty roczne w milionach złotych, na osi rzędnych — ilość sprzedanych kilowatogodzin w dziesiątkach milionów kilowatogodzin. Ponieważ moc rozporządzalna zakładu przyjęta została na 10 000 kW, przez odpowiednią zmianę podziałki otrzymamy na osi odciętych koszt utrzymania w ruchu jednego kilowata mocy rozporządzalnej, zaś na osi rzędnych — ilość godzin wykorzystania tej mocy w stosunku do ilości energii sprzedanej.

Z góry zastrzegam się, że wykres ten ma za cel przedstawić tylko względne stosunki kosztów między sobą, przyczem wobec przyjęcia sto-

sunkowo niskich kosztów inwestycyjnych, w rzeczywistości koszty kapitału okazać się mogą wyższe.

Koszty te mogą okazać się wyższe także i z tego powodu, że oprocentowanie kapitału w wysokości 8% jest przyjęte, jak na obecne stosunki, nieco nisko, gdyż wiemy, że nawet pożyczki państwowe wykazują przy uwzględnieniu ich kursu wyższe oprocentowanie. Także i 5% na łączne odpisy, a więc i na umorzenie zainwestowanych kapitałów, może się okazać przy uwzględnieniu niektórych ciężkich warunków wykupu za mało. Przy obliczeniu więc kosztów eksploatacji dla pewnego konkretnego wypadku pozioma linja prosta, wykazująca „koszty kapitału”, może się dosyć poważnie przesunąć w górę.

Widzimy odrazu z tego wykresu, że roczne koszty utrzymania zakładu w ruchu są stosunkowo mało zależne od wielkości produkcji. Znaczna większość kosztów, nawet przy najlepszym wyzyskaniu elektrowni, są to koszty stałe, znaczna zaś ich mniejszość, nawet przy najlepszym wyzyskaniu zakładu, — są to koszty zmienne, zależne od produkcji. Koszty stałe w wypadku, przedstawionym na wykresie, wynoszą od ok. 90% dla elektrowni o małej produkcji do 65% w najlepszym wypadku — dla elektrowni stale i równomiernie obciążonej.

Koszty te rozpatrywać będziemy dla trzech wypadków, a mianowicie:

1) elektrowni, pracującej prawie wyłącznie na oświetlenie i dla drobnego przemysłu, względnie „szczytowej”, sprzedającej około 15 milionów kWh rocznie, t. j. wykazującej 1500-godzinne wyzyskanie. Wypadek ten będzie dotyczył też elektrowni początkującej, jeszcze mało wyzyskanej, względnie elektrowni niedawno powiększonej;

2) elektrowni, zasilającej również i przemysł, wykazującej około 3 000 godzin wyzyskania; będzie to prawdopodobnie elektrownia wyzyskana normalnie, wreszcie

3) elektrowni o obciążeniu stałym, szczególnie korzystnie wyzyskanej, jaką mogłaby być elektrownia dla obciążenia podstawowego lub zasilająca przemysły chemiczne, górnicze i t. p., wykazująca 6000 godzin wykorzystania. Ten trzeci wypadek zachodzić może tylko bardzo rzadko, przeciętne bowiem wyzyskanie elektrowni wynosi około 3000 godzin rocznie.

Koszty kapitału grają we wszystkich trzech wypadkach poważną rolę. Do kosztów tych należy doliczyć podatek od zysku; podatek ten w Polsce tak jest zbudowany, że maksymalną stawkę, wynoszącą 25% zysku, podlegającego opodatkowaniu, płaci się przy przekroczeniu 100 000 zł. zysku, jest on więc przy przyjęciu stałego oprocentowania stały, niezależnie od ilości zbywanej energii. Koszty te razem, jak widzimy z wykresu, wahają się między 61% a 45%. Na obniżenie ich wpływa: oszczędna budowa, bez narażania naturalnie pewności ruchu, oszczędne projektowanie sieci z widokami na ich możliwy rozwój, niskie oprocentowanie kapitału.

Przy obliczaniu podatku od zysku dla większego uproszczenia przyjęto dla wykresu, że tylko kapitały własne pracują w przedsiębiorstwie. Ponieważ od procentów, płaconych od pożyczek, po-

datku od zysku się nie płaci, może okazać się korzystne, przy możliwości uzyskania niskooprocentowanych pożyczek, utrzymywać kapitały własne na niskim poziomie, a inwestować z obligacyjnych pożyczek umarzalnych długoterminowych. Pożyczki takie przed wojną, zabezpieczone na majątku przedsiębiorstwa, posiadające więc wszelkie bezpieczeństwo, chętnie udzielane były przedsiębiorstwom użyteczności publicznej przy niskim oprocentowaniu, schodzącym na zachodzie poniżej 5%. Takie nisko oprocentowane pożyczki przez wydzielenie na ich oprocentowanie i spłatę mniejszych sum rocznych przyczyniają się do zwiększenia czystego zysku, a więc i do wyższego oprocentowania kapitałów własnych i do wydatniejszego tworzenia rezerw.

Widzimy, że stosunek procentowy kosztów kapitału maleje przy silniejszym wykorzystaniu elektrowni, stąd też chętniej stosuje się urządzenia kosztowne, lecz oszczędzające paliwo lub też pracę ludzką w elektrowniach o dużym wyzyskaniu, niż np. w elektrowniach szczytowych. W tych ostatnich mniejszą wagę kładzie się na ekonomię ruchu, niż na taniłość inwestycji.

Koszty ogólne, robocizna, płace personelu i inne koszty ruchu. Trzecia z rzędu pozycja wydatków, jak różne podatki i opłaty, a więc opłaty stemplowe, podatek przemysłowy i różne opłaty koncesyjne, zależna jest od obrotu, ponieważ jednak ze wzrastającym wyzyskaniem elektrowni maleje cena jednostkowa energii, koszty te nie rosną zupełnie proporcjonalnie do zbytu energii. Tak samo nieznacznie tylko ze zbytem energii rosną koszty administracji, robocizna i płace personelu oraz różne wydatki ruchu, jak konserwacja naprawy, smary i t. p. Przy 24-godziennym ruchu maszyn zużycie ich, czy są równomiernie, czy też nierówno obciążone, mało się różni od siebie. Znane są nawet wypadki silniejszego niszczenia się drogich łopatek turbinowych w turbinach słabo obciążonych, pracujących parą niedostatecznie przegrzaną, wykazującą znaczną wilgotność w ostatnich rzędach łopatek. Można powiedzieć, że tylko silnie forsowane kotły wymagać będą większej konserwacji.

Z powyżej podanych kosztów najwybitniejsza jest pozycja robocizny i płac personelu. Obniżyć ją można z jednej strony przez odpowiednią organizację pracy i dobre wyzyskanie personelu, tak robotniczego, jak i biurowego, na co kierownictwo elektrowni baczyć powinno, zwłaszcza wobec rosnącej tendencji płac, która jeszcze utrzyma się w Polsce przez dłuższy czas, z drugiej zaś strony przez dążenie do zautomatyzowania tak przy pracy ręcznej, jak i biurowej. Służą do tego w ruchu samoczynne urządzenia do nawęglania, do zasilania wody, samoczynne regulatory napięcia, konsekwentnie przeprowadzony system sygnalizacji w rozdzielni, przekaźniki, lokalizujące błędy na sieci i ułatwiające szybkie ich usuwanie, wreszcie w biurowości, szczególnie w elektrowniach o dużej ilości abonentów różne maszyny biurowe. Wszystkie te urządzenia są jednak bardzo kosztowne i przed ich zastosowaniem i wyborem systemu należy przeprowadzić kalkulację, czy zwiększone koszty inwestycji, a zatem i koszty kapitału będą zrównoważone

przez zmniejszone koszty osobowe lub znajdują swą rekompensatę w zwiększonej pewności ruchu, w zmniejszeniu przerw w dostawie energii, szkodliwie oddziaływających na zaufanie do przedsiębiorstwa, a więc i na akwizycję nowych odbiorców i na zwiększenie dochodów.

Koszty węgla. Ta pozycja kosztów jest wybitnie zależna od wielkości produkcji. Z wykresu widzimy, że koszt węgla nie jest równy zeru przy zerze produkcji. Odpowiedni odcinek na osi rzędnych przedstawia wydatek na paliwo przy biegu jałowym zakładu, następnie jednak rośnie prawie proporcjonalnie do ilości wytworzonych kilowatogodzin, a więc i kilowatogodzin sprzedanych. Dla naszego przykładu przyjęliśmy koszt miału górnośląskiego loco centrum Polski, t. j. około zł. 24.— za tonę, i zużycie węgla, równe około 1.2 kg. przy sprzedaży około 30 milionów kWh. Przy przyjęciu na straty w sieci około 15%, a na własne zużycie elektrowni około 8%, razem daje to zużycie węgla nieco niższe od 1 kg na wyprodukowaną kWh, t. j. około 6000 kal. Nie jest to cyfra niska, gdyż nowoczesnie urządzone elektrownie, o wielkiej mocy, wykazują wyższą ekonomję cieplną. Cyfra, przyjęta przez nas, odpowiada jednak przeciętnej cyfrze zużycia węgla przez elektrownie o średniej mocy. Statystyka Związku Elektrowni Polskich za rok 1926 wykazuje w wielu zakładach cyfry znacznie wyższe. Przy podanem wyżej wyzyskaniu mocy elektrowni cyfra ta jest jednak osiągalna i nie ulega kwestji, że w całym szeregu istniejących elektrowni ekonomja węgla może być poprawiona przez umiejętne kierownictwo ruchu przy niewielkich stosunkowo kosztach. Osiągnięcie cyfr rekordowych, za jaką np. może być uważana cyfra około 4 200 kal^{*)}, możliwe jest jednak tylko w zupełnie nowoczesnych elektrowniach, używających wysokich pręžności pary, opalania węglem sproszkowanym, podgrzewania wody zasilającej parą z turbin, podgrzewania powietrza i t. d. Są to urządzenia bardzo kosztowne i, projektując nawet nową elektrownię, przeprowadzać trzeba dokładną kalkulację, czy osiągnięta na węglu oszczędność potrafi opłacić zwiększone przez to koszty kapitału. Jak już wspominałem, inwestycje takie napewno nie opłaca się dla elektrowni słabo wyzyskanych.

Widzimy, że wykres rocznych kosztów ruchu może być przedstawiony przez równanie linii prostej,

$$K = A + B \cdot x, \text{ gdzie}$$

A — przedstawia całkowity wydatek na bieg jałowy elektrowni, czyli utrzymanie jej w ruchu, względnie koszty stałe ruchu,

x — ilość wytworzonych, względnie sprzedanych kilowatogodzin w zależności od tego, do jakiej ilości kilowatogodzin odnosimy koszty, zaś

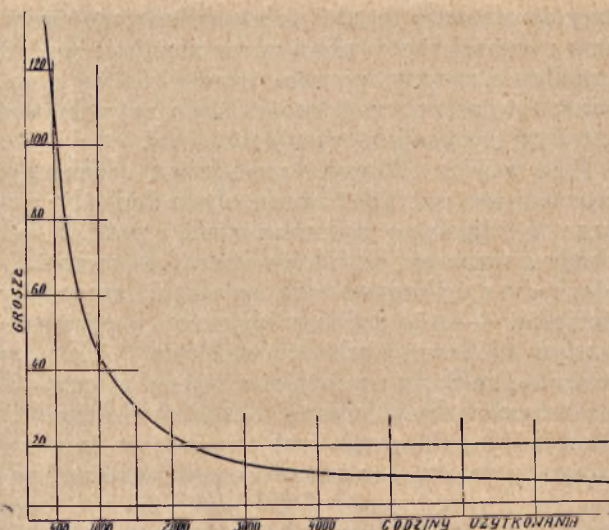
B — stały współczynnik zmiennych kosztów.

Przez odpowiednią zmianę podziałki wykresu możemy uważać wielkość A za koszt stały ruchu dla jednego kilowata mocy rozporządzałnej elektrowni, zaś wielkość zmienną x — za ilość godzin wyzyskania tego jednego kilowata w ciągu roku.

By otrzymać jednostkowy koszt własny jednej kilowatogodziny przy rozmaitych ilościach godzin wyzyskania rocznie, podzielimy całe równanie przez x

$$\frac{K}{x} = \frac{A}{x} + B = k$$

Równaniu temu odpowiada znana krzywa hiperboliczna jednostkowego kosztu kilowatogodziny w zależności od ilości godzin wyzyskania rocznego, przedstawiona na rys. 2. Widzimy z tej krzywej, że jednostkowy koszt kilowatogodziny maleje z początku bardzo szybko, by następnie asymptotycznie



Rys. 2. Jednostkowy koszt kWh sprzedanej w zależności od ilości godzin rocznego wyzyskania.

dążyć do pewnej stałej wartości przy pełnym wyzyskaniu całej rozporządzałnej mocy elektrowni.

Ponieważ, jak przekonamy się o tem przy omawianiu dochodów, możliwość wyzyskania zakładu elektrycznego jest ograniczona, gdyż zakład elektryczny, przy danem maksymalnym obciążeniu, tylko tyle może sprzedać energii, ile odbiorcy jej mogą odebrać, koszty zaś produkcji są w przeważającej mierze stałe, t. j. niezależne od tego, ile energii zakład elektryczny wytwarza, rentowność zakładu uzależniona jest przede wszystkim od jego wyzyskania i od ceny, którą może za energję uzyskać. Z krzywej przedstawionej na rys. 2 widzimy, że jeżeli np. omawiana tu elektrownia uzyskać może za sprzedaną energję średnią cenę tylko około 25 groszy, musi sprzedać 15 milionów kWh rocznie, by stać się rentowną, jeżeli uzyskać może tylko 20 groszy, sprzedać musi około 22 miliony kWh. Dla danych więc warunków zakład elektryczny stać się może rentownym dopiero poczynając od pewnej minimalnej produkcji. Zakład elektryczny nie może więc być rentownym w pierwszych latach swego istnienia, póki przez akwizycję i rozbudowę sieci nie przyłączy odpowiedniej ilości odbiorców. Takie okresy nierentowości będą się jednak powtarzały i później przy każdej większej rozbudowie i powiększeniu, gdy zainwestowane zostaną nowe poważne kapitały, gdy przez zwiększenie mocy rozporządzałnej zakład stanie się znowu gorzej wyzyskany i znowu czekać musi, aż zbyt energji odpowiednio się rozwinie.

Ponieważ zakład elektryczny ma z tytułu koncesji czy uprawnień obowiązek dostarczania ener-

^{*)} Elektrownia „Klingenberg” przy wyzyskaniu $\mu_1 = 0,35$ (V. D. I. Nr. 53 z dn. 31.XII.1927 r. str. 1908).

gji pod pewnymi warunkami każdemu, kto jej zażąda, ma on też obowiązek takiej rozbudowy swych urządzeń, już z góry, w przewidywaniu nowego zapotrzebowania energii, gdy tylko dochodzi do swego najlepszego wyzyskania, aby na przyszłość zadaniu swemu sprostać; należy więc przewidywać, że okresy gorszej rentowności zakładu elektrycznego będą się periodycznie powtarzały przy każdym poważniejszym jego rozszerzeniu. Te wahania periodyczne rentowności zakładu elektrycznego powinny skłaniać kierownictwo zakładu z jednej strony do ostrożnej polityki inwestycyjnej, z drugiej zaś strony do starań o to, aby w latach lepszego wyzyskania i lepszej rentowności przez możliwie wydajne zasilanie rezerw przygotowywać się na przetrwanie lat gorszej rentowności, stale zaś pilnować oszczędnej gospodarki eksploatacyjnej.

Dochody. Prawie wyłącznym dochodem elektrowni jest sprzedaż prądu. Inne dochody, pokazane w schemacie rachunku strat i zysków, jak dochody z wynajmu liczników, aparatów, ewentualne dochody z wykonywanych instalacji i sprzedaży materiałów — są to dochody uboczne i w porównaniu z tym głównym dochodem znikome. Cała więc rentowność zakładu uzależniona jest od odpowiedniego rozwoju zbytu energii. Zakład elektryczny użyteczności publicznej jest pozornie w tem korzystnym położeniu, że na swoim terytorjum posiada teoretycznie monopol zbytu energii, nie może jednak więcej energii sprzedać, niż odbiorcy na terytorjum tem zechcą lub mogą jej nabyć, nie może jej magazynować i w korzystnych momentach rzucać na rynek, gdyż wiemy, że nie istnieją dotychczas skuteczne sposoby magazynowania energii, względnie, że sposoby te są ograniczone i nie zaw-

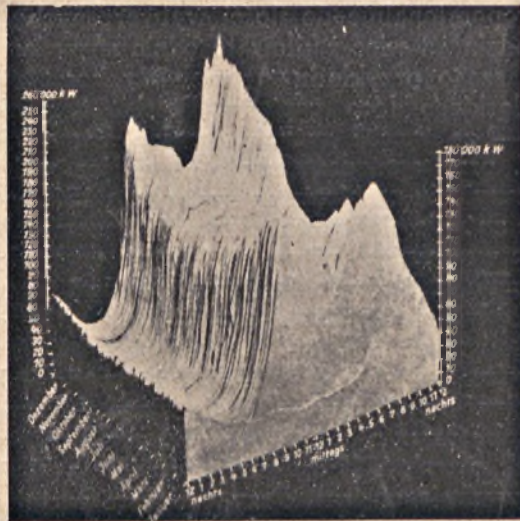


Rys. 3.

sze mogą być zastosowane na wielką skalę, lub też są bardzo kosztowne (zbiorniki wodne, akumulatory); nie może też zakład elektryczny energii tej wywozić dowolnie tam, gdzieby ją łatwiej lub z większym zyskiem mógł zbyć. Zbyt i produkcja energii uzależnione są od tego, kiedy odbiorcy mogą ją odbierać, zmienia się więc nie tylko w zależności od godzin dnia, ale i od pór roku. Znane są ogólnie wykresy dzienne obciążeń elektrowni. Znane są również z literatury ostatnich czasów wykresy

przestrzenne obciążeń elektrowni, t. zw. „wzgórza obciążeń” przedstawiające całoroczne zmiany produkcji i zużycia energii. Fotografje takich „wzgórz obciążeń” podane są na rys. 3 i 4.

Rys. 4 przedstawia „wzgórze obciążeń” za okres jednoroczny wielkiej elektrowni w dużym mieście o dużym dziennym obciążeniu przemysłowym i bardzo znacznym obciążeniu świetlnym. Charakterystyczna jest iglica obciążeń w sezonie zimowym, powstała wskutek nałożenia się obciążeń świetlnych na obciążenie silnikowe. Takie nakłada-



Rys. 4.

nie się zachodzi tylko w ciągu około 3 miesięcy w roku (od listopada do stycznia) i w ciągu mniej więcej 2 godzin popołudniowych. Iglica taka jest szczególnie niekorzystna dla elektrowni.

Fotografja na rys. 3 przedstawia obciążenie za okres około 16 miesięcy zakładu okręgowego o przeważającym zużyciu przemysłowym z niewielkim obciążeniem świetlnym, które w dodatku, z wyjątkiem kilku dni w roku, nie zlewa się z obciążeniem przemysłowym. Tęgo rodzaju obciążenie jest dla elektrowni korzystniejsze. Dla analizy przedstawionych tu wzgórz obciążeń obojętne jest, że fig. 4 przedstawia wzgórze obciążeń, wykazujące szczyt, dochodzący do 300 tysięcy kilowatów, zaś fig. 3 — 75 razy mniejszy, bo tylko około 4 tysiące kW.

Nie ulega kwestji, że odbiorcy, względnie grupa odbiorców, która powoduje to wielkie obciążenie szczytowe i tak krótkotrwałe, widoczne na fig. 4, jest szczególnie dla zakładu niekorzystna, gdyż z powodu tych odbiorców zakład musi być obliczony dla pełnego obciążenia szczytowego, trwającego nie więcej, niż 100 godzin rocznie, podczas gdy przez całą resztę roku cała ta moc, zainstalowana w maszynach i urządzeniach sieci, stoi bezczynnie; inaczej więc kalkuluje się dla zakładu kilowatogodzina, oddawana odbiorcy przy obciążeniu szczytowym, inaczej zaś w ciągu pozostałego czasu.

Fig. 4 przedstawia „wzgórze obciążeń” elektrowni berlińskiej w roku 1926. W Nr. 21 E. T. Z. z dnia 26.V.1927 r. Dr. Ing. R. Werner oblicza same tylko koszty kapitału elektrowni (bez kosztów sieci) dla kilowatogodziny, oddawanej w okresie szczytowym w Berlinie na 1 M. n. Zważywszy, że obciążenie szczytowe trwa około 100 godzin w roku, przy

tej ilości godzin wyzyskania według wykresów 1 i 2 koszt całkowity takiej kilowatogodziny szczytowej kalkulowałby się na ok. Zł. 4.— Ponieważ za taką kilowatogodzinę można uzyskać około jednej piątej tej ceny, widzimy z tego, że pokrycie kosztu tych szczytowych kilowatogodzin muszą dać kilowatogodziny, wytworzone w innych porach dnia, co je naturalnie podraża. Rozciąganie tych szczytów na większą ilość godzin powinno więc być jednym z usilnych starań kierownictwa.

Na obu podanych na rys. 3 i 4 wzgórzach obciążeń widzimy wielką dolinę, odpowiadającą godzinom nocnym od ok. 23 do 7, podczas których zakład jest w ruchu pod obciążeniem minimalnym. Ta dolina powoduje, że żaden zakład elektryczny, z wyjątkiem chyba nielicznych, pracujących wyłącznie dla elektrochemii lub podobnych przemysłów o ruchu stałym i ciągłym, nie może być wyzyskany w bliskości jego najwyższej zdolności wytwórczej. Ta dolina podraża koszt energii elektrycznej nie tylko przez konieczność rozłożenia kosztów stałych na odbiorców, pobierających prąd w godzinach dziennych i wieczornych, ale i przez obniżanie ekonomii ruchu, powodując nieekonomiczny ruch maszyn w godzinach nocnych. Starania o wypełnienie tej doliny są też jedną z trosk elektrowni, skutecznego jednak rozwiązania tego zagadnienia dotychczas nie znaleziono.

Z powyższych wyjaśnień, z analizy „wzgórz obciążeń”, wreszcie z wykresu kosztów jednostkowych kilowatogodziny, podanego na rys. 2, widać, że ceny sprzedażne energii elektrycznej nie mogą być równe, że z konieczności trzeba stosować silne różniczkowanie cen w uzależnieniu od ilości rocznych godzin wyzyskania mocy, zapotrzebowanej przez odbiorcę, i od czasu, w którym on prąd pobiera.

Ilość rocznych godzin wyzyskania najwyższego obciążenia elektrowni, czyli stosunek między oddanymi odbiorcom kilowatogodzinami a najwyższem w ciągu roku osiągniętym obciążeniem, jest wypadkową ilości godzin wyzyskania przez poszczególnych odbiorców, jest więc słuszne z punktu widzenia własnych kosztów elektrowni przy wyznaczaniu cen za energię stosować do odbiorców, w zależności od ilości godzin wyzyskania ich mocy, wykres cen jednostkowych, podany na rys. 2. Stosując ten wykres dla normalnych odbiorców świetlnych, wykazujących około 400 godzin wyzyskania mocy swych instalacji, należałoby liczyć około zł. 1 za kWh; dla motorów drobnych o około 1000 godzin pracy zł. 0.40 za kWh, dla większego przemysłu o 2000 do 3000 godz. — od 22 do 19 groszy, wreszcie dla zakładów, pobierających energię przez 8000 godzin rocznie pod stałym obciążeniem, — około 8 groszy za kWh. Jeżeli elektrownie od cen tych odbiegają, to dlatego, że do rachunku tego należy wprowadzić dwie poprawki.

Pierwszą taką poprawką jest to, że nie można wszystkich odbiorców równomiernie obciążać wszystkimi kosztami. I tak drobny odbiorca powoduje największe koszty administracyjne, związane z wystawianiem rachunków i jego obsługą. Poza to pobiera on prąd na krańcu sieci niskonapięciowej, musi więc być obciążony wszystkimi kosztami kapitału elektrowni i sieci, a więc także i temi koszta-

mi, które odnoszą się do stacji transformatorowych, sieci niskonapięciowych, przyłączy domowych. Przy przerzucaniu na takiego odbiorcę kosztów zmiennych trzeba mu policzyć wszystkie straty energii, nie wyłączając tych, które zachodzą w transformatorach, sieciach niskonapięciowych i przyłączach domowych. Wielki odbiorca przemysłowy, pobierający prąd na wysokim napięciu, powoduje mniejsze koszty administracyjne i mniejsze koszty kapitału, jak również i mniejsze straty na transformacji i rozdziale energii. Z tych powodów ceny prądu muszą być dla drobnych odbiorców wyższe, dla przemysłu — niższe.

Drugą poprawką, która znowu powoduje pewne obniżenie kosztów wytwarzania energii dla drobnego odbiorcy o małej ilości godzin wyzyskania, jest t. zw. „spółczynnik różnicowości” większy od jedności, przez który należy dzielić koszty stałe elektrowni i sieci, jeżeli się je przerzuca na odbiorców. Jeżeli przyjmiemy np. grupę odbiorców świetlnych, z których każdy wykazuje np. 400 godzin wyzyskania zapotrzebowanej przez niego mocy, to nie jest do pomyślenia, aby każdy z nich osiągał swe najwyższe obciążenie w jednej i tej samej chwili w ciągu całego roku. Maksymalne więc obciążenie, spowodowane tą grupą odbiorców, będzie zawsze mniejsze od sumy obciążeń, występujących u poszczególnych odbiorców. Cyfrę, większą od jedności, przedstawiającą stosunek między sumą obciążeń, zachodzących u poszczególnych odbiorców a maksymalnym obciążeniem przez nich spowodowanym nazywamy „spółczynnikiem różnicowości” („diversity factor”). Podobne wyrównanie istnieje i między różnymi innymi grupami odbiorców, jak np. między odbiorcami świetlnymi i motorowymi, szczególnie charakterystyczne na fotografii „wzgórz obciążeń”, pokazanej na fig. 3.

Ten współczynnik różnicowości nie jest dla wszystkich wypadków cyfrą stałą. Im większa jest ilość odbiorców w pewnej grupie (np. wielka ilość odbiorców świetlnych), tem będzie on większy. Im mniejszą ilość godzin wyzyskania wykazywać będą pewni odbiorcy, tem także większy będzie ten współczynnik, gdyż tem mniejsze będzie prawdopodobieństwo sumowania się ich maksymów. W wypadku krańcowym dwóch odbiorców, odbierających prąd przy stałej mocy przez 8 760 godzin rocznie, współczynnik ten będzie równy jedności, gdyż ich najwyższe obciążenia napewno będą się sumowały.

Z powyższych rozumowań widzimy, że współczynnik różnicowości będzie największy dla licznej grupy odbiorców, wykazujących małą ilość godzin wyzyskania zainstalowanej u nich mocy, najmniejszy zaś dla małej grupy odbiorców o dużej ilości godzin wykorzystania.

Dla obliczenia tego współczynnika podawane są różne sposoby, co do których nie będę się bliżej rozchodził, są one jednak bardzo hipotetyczne. Dzięki jednak istnieniu tego współczynnika mogą elektrownie, bez zejścia poniżej swych kosztów własnych, ceny energii, obliczone na podstawie wykresu 2-go, zmieniać w pewnych granicach. Z wywodów tych w każdym razie wyciągnąć należy ten jeden wniosek, że elektrownia musi stosować wyższe ceny za energię dla tych odbiorców, którzy wykazują

mniejszą ilość godzin wyzyskania, a przede wszystkim tym, którzy zwiększają obciążenie elektrowni, niższe zaś tym, którzy wykazują większą ilość godzin wyzyskania, że wreszcie należy przyznać szczególne ulgi tym odbiorcom, którzy przyczyniają się do wypełnienia nocnej „doliny obciążenia”.

Mając na uwadze powyższe zasady, elektrownia przy kształtowaniu cen za energię elektryczną powodować się będzie przede wszystkim innym najważniejszym motywem, a mianowicie tym, jaką cenę odbiorca może płacić za energję, przy jakiej cenie elektryczność skutecznie konkurować może z innymi sposobami oświetlenia, grzania, gotowania, wytwarzania siły napędowej; kierować się ona będzie wreszcie kalkulacją lub nawet intuicją, czy przez pewne obniżenie, względnie dalsze różniczkowanie cen zwiększyć się może wydatnie zbyt energii, zmniejszający koszty produkcji i czy przez to nie powstaną, być może, nowe dziedziny zastosowania energii elektrycznej. Za taką nową dziedzinę uważać możemy np. stosowanie energii elektrycznej przy akumulacji ciepła przez podgrzewanie wody w godzinach nocnych w celu używania jej następnego dnia dla ogrzewania mieszkań, czy też jako ciepłej wody użytkowej, nocną akumulację ciepła w piecach piekarskich, lub nocne ładowanie akumulatorów dla wszelkiego rodzaju wehikulów elektrycznych, albo zużywanie t. zw. energii odpadowej przy elektrowniach wodnych dla celów elektrochemicznych. Prąd dla tych celów oddawany jest po bardzo niskich cenach, gdyż trzeba mieć na uwadze, że, jeżeli elektrownia potrafi od odbiorców dziennych i wieczornych otrzymać takie dochody, aby pokryły one jej wszystkie koszty stałe i zmienne, natenczas sprzedawanie prądu nocnego tylko nieco powyżej kosztów węgla da jej już pewne dodatkowe zyski.

Nietylko starania o wypełnienie „nocnej doliny”, ale i o rozszerzenie szczytu na możliwie wielką ilość godzin w ciągu dnia i roku, starania wreszcie o wypełnienie depresji szczytów letnich, tak widocznej na obu fotografiach „wzgórz obciążeń”, spowodowały żywsze zainteresowanie się elektrowni innymi dziedzinami zastosowania energii poza klasycznym światłem i siłą motorową. Do takich dziedzin zaliczyć coraz szersze zastosowanie energii w gospodarstwie domowym, a więc do prasowania, gotowania, czyszczenia i sprzątania mieszkań, dla chłodni domowych, dla przemysłowego wyrobu sztucznego lodu i t. p. Nie będę bliżej rozwodził się o tych dziedzinach, gdyż ramy niniejszego odczytu na to nie pozwalają, zaznaczę tylko, że na Zachodzie, w krajach Skandynawskich, w Stanach Zjednoczonych, użycie energii do tych celów robi bardzo znaczne postępy i pozwolę sobie tu zacytować tych kilka interesujących szczegółów.

W Stanach Zjednoczonych całkowita zainstalowana moc oceniana była w roku 1926 na 43,5 miliona kW. Z tego w trakcji, w przemyśle, dla siły, dla oświetlenia publicznego zainstalowane było około 21,7 miliona kW, a na światło i inne cele w gospodarstwie domowym około 21,8 miliona kW. Amerykańscy fachowcy są zdania, że moc, zainstalowaną w przemyśle, trakcji i odbiornikach siły, możnaby podwyższyć do 103 milionów kW,

t. j. 2, 4-krotnie, w gospodarstwie domowym zaś do 297 milionów kW, t. j. 13,3-krotnie, zaś całkowitą moc przyłączoną do 400 milionów kW, t. j. 8,8-krotnie. Według tych obliczeń elektryfikacja Stanów Zjednoczonych przeprowadzona jest w 11%, ale podczas gdy elektryfikacja przemysłu i odbiorników siły w 40%, to gospodarstw domowych — tylko w 7,3%.

Według statystyk amerykańskiego „Census office” sprzedaje się w Ameryce rocznie okragło 3 miliony żelazek do prasowania i przeszło milion odkurzaczy, blisko milion maszyn do prania i około miliona naczyń i kuchenek do gotowania. Tworzą się organizacje kobiet, studjujących modernizację pracy w domu, które zakładają własne stacje doświadczalne. Modernizacja taka możliwa jest tylko przy pomocy elektryczności. Ruch ten przerzuci się kiedyś i do nas i jest rzeczą elektrowni popierać go i ożywiać także w interesie samych elektrowni, gdyż może on stać się dla nich poważnem źródłem dochodów.

Nie możemy naturalnie mierzyć stosunków naszych miarą amerykańską, ale przykład ten dowodzi, że i u nas w tej dziedzinie istnieją wszelkie możliwości rozwoju, jeżeli potrafimy rozwój ten popierać i odpowiednio go pokierować. Ponieważ rozwój tego działu odbioru energii, zwłaszcza o ile prowadzony będzie w miejscowościach już zelektryfikowanych i w domach, posiadających przyłącza, wymaga stosunkowo najmniejszych wydatków inwestycyjnych, może więc znacznie się przyczynić do zwiększenia dochodowości elektrowni.

Co zdziałać może intensywnie prowadzona akwizycja, wykazuje przykład Amsterdamu, gdzie z końcem roku 1926 zainstalowane było między innymi aparatami 110 000 żelazek do prasowania, zużywających 4 miliony kWh rocznie, i 2 000 akumulatorów ciepłej wody, pracujących na tanim nocnym prądzie, zużywających 1 milion kWh sprzyjających wypełnieniu nocnej „doliny obciążenia”. Tylko w roku 1926 sprzedano tam 24 600 aparatów domowych, wartości około 6 milionów złotych. Rzuca się tu odrazu w oczy, jak propaganda zużycia elektryczności do tych celów ożywczo działa także i na rozwój przemysłu elektrotechnicznego.

Propagowanie zużycia energii do tych celów, jak również do celów wyzyskania taniego prądu nocnego, nie jest zależne od ceny paliwa w danym kraju, czego najlepszym właśnie przykładem jest Amsterdam, lub też od tego, czy energia wytwarzana jest drogą cieplną, czy też z „białego węgla”, gdyż przy umiejętnej taryfikacji będzie można ustalić ceny, konkurujące z kosztem wytwarzania siły mechanicznej, ciepła czy światła w inny sposób. Nie mówię tu o takich wyjątkach, jak o fabrykach, wyzyskujących duże ilości pary na ogrzewanie, które, przepuszczając najpierw parę przez silniki parowe, mogą swoją własną energję taniej produkować, niżby ją mogły kupić od elektrowni, o cukrowniach, które prócz tego potrzebują energii tylko w porach roku o największem obciążeniu lub o fabrykach, wytwarzających sobie energję z bezwartościowych odpadków fabrykacji, jak tartaki, fabryki zapalek i t. p.

Do zwiększenia zbytu energii prowadzi przede wszystkim zastosowanie odpowiednich systemów

taryfikacji, następnie propaganda i ciągłe uświadamianie publiczności przez ogłoszenia, pokazy, artykuły w prasie, wreszcie ułatwienia finansowe, robione odbiorcom przy nabywaniu urządzeń, przy wykonywaniu instalacji, przez wprowadzanie różnych systemów spłat ratalnych. Nie należy jednak zaniedbywać równocześnie i całej wielkiej dziedziny oświetlenia, które wprawdzie podwyższa szczyty, ale za które liczyć można najwyższe ceny. I tu przez propagowanie racjonalnego oświetlenia, przez wykazywanie sposobów otrzymywania maksimum światłości przy minimum prądu przyzwyczajają się publiczność do rozszerzania używania światła na godziny pozaszczytowe. Studjowaniu tych wszystkich zagadnień poświęca się w krajach kulturalnych wielką wagę i wszędzie staraniem przemysłu elektrotechnicznego i wytwórców energii powstają specjalne organizacje dla tych studjów i prowadzenia propagandy. W Polsce organizacja taka powstała świeżo, jako „Sekcja propagandy” przy Związku Elektryków Polskich.

Powiem jeszcze parę słów o formach taryf.

Najstarszym systemem taryf jest liczenie pewnej stałej ceny za kilowatogodzinę, wyższą dla światła, niższą dla siły motorowej. Taryfa taka jest nieracjonalna, nieelastyczna i nie uwzględnia ważnego czynnika rocznego wyzyskania zapotrzebowanej mocy. Taryfę tę starano się następnie poprawić przez wprowadzenie rabatów w zależności od ilości godzin używania mocy zainstalowanej czy też zgłoszonej.

Najklasyczniejszą formą taryfy, dostosowującą się do kształtu krzywej kosztów produkcji, jest taryfa, przy której liczy się pewien ryczałt od każdego kilowata mocy zgłoszonej przez odbiorcę — ryczałt ten służyć ma na pokrycie stałych kosztów produkcji, — i pewną już niską cenę za kilowatogodzinę, pokrywającą jej zmienne koszty. Taryfa ta, jeżeli ryczałt jest obliczony racjonalnie, przy uwzględnieniu wspomnianego wyżej „spółczynnika różnicowości”, jest najsprawiedliwsza tak dla elektrowni, jak i dla odbiorcy. Trudność stanowi tu ustalenie mocy zgłoszonej, względnie przeszkodzenie, aby odbiorca zgłoszonej mocy nie przekroczył, a jeżeli ją przekroczy, żeby za nią zapłacił. Do zarejestrowania osiągniętej mocy i wykazania, czy odbiorca ją przekroczył, służą liczniki ze wskaźnikami maksymalnej mocy osiągniętej. Wskaźniki takie nie wykazują najwyższej mocy chwilowej, lecz średnie maksimum kwadransowe lub półgodzinne. Taryfa ta, pozwalająca odbiorcy automatycznie obniżać jego średnią cenę kilowatogodziny przy zwiększaniu rocznego wyzyskania, znajduje coraz szersze zastosowanie dla odbiorców przemysłowych. Dla drobnych odbiorców przeważnie nie jest ona stosowana z powodu wysokich kosztów przyrządu, rejestrującego maksimum.

W krajach skandynawskich, gdzie energia wytwarzana jest prawie wyłącznie siłami wodnymi, gdzie więc koszty zmienne produkcji równają się prawie zeru, wielkie zastosowanie znalazła czysta taryfa ryczałtowa, polegająca jedynie na opłacie od zgłoszonej mocy. Celem przeszkodzenia używania większej mocy służą ograniczniki prądu. Przy tej taryfie bez dodatkowych kosztów odbiorca może używać zgłoszoną moc przez 24 godziny na dobę.

Taryfa ta spowodowała wielkie rozpowszechnienie zużycia energii dla grzania, gotowania i ogrzewania mieszkań. Niedogodnością jej jest dla odbiorcy niemożność użycia w pewnych chwilach energii ponad moc zgłoszoną. Zaradzają temu używane zamiast ograniczników liczniki „szczytowe”, zapisujące zużycie kilowatogodzin po przekroczeniu zgłoszonej mocy, za które odbiorca płacić musi pewną stosunkowo wysoką cenę. Taryfa ta znalazła mniejsze zastosowanie w Niemczech, Francji, Anglii, Ameryce, a nawet w Szwajcarii i Italii.

W krajach tych popularniejszy staje się system taryfy, ustalającej pewien stały ryczałt roczny i niską cenę za kilowatogodzinę przy użyciu zwykłego licznika. Co do formy, taryfa ta jest identyczna z opisaną powyżej taryfą przemysłową. Do określenia ryczałtu elektrownie używają różnych sposobów. Uzależniają go więc od mocy zainstalowanej, od mocy licznika, od wielkości pokoju, od ilości pokoi w mieszkaniu, a nawet, jak np. w Anglii, od wysokości komornego.

Inną formą taryfy, pozwalającą na automatyczne obniżanie średniej ceny kilowatogodziny, jest taryfa, ryczałtująca pewną ilość kilowatogodzin po cenie wyższej, przeważnie maksymalnej cenie dla światła, a przy niskiej cenie jednostkowej za kilowatogodzinę, pobrane po przekroczeniu ryczałtowanej ilości. I ten system taryfy pozwala na używanie normalnego licznika, a ilość kilowatogodzin, obliczanych po wyższej cenie, ustala się w sposób podobny jak w poprzednim wypadku, a więc np. w uzależnieniu od mocy, powierzchni pokoju i t. p.

Prąd nocny sprzedaje się albo za pewną roczną lub miesięczną opłatą ryczałtową, lub po bardzo niskiej cenie za kilowatogodzinę. Aby przeszkodzić używaniu prądu w godzinach niedozwolonych, stosuje się automaty zegarowe, załączające i wyłączające prąd o pewnych godzinach.

Niektóre elektrownie stosują celem zachęcenia odbiorców do używania energii elektrycznej poza godzinami szczytowymi liczniki wielotaryfowe, np. dwu- lub trzyczynnikowe. Liczniki takie, posiadające mechanizm zegarowy przełączający, liczą osobno energię, zużytą w godzinach szczytowego obciążenia, a osobno energię, zużytą w ciągu reszty dnia. Przy licznikach trzyczynnikowych osobno jeszcze liczona może być energia, zużywana w ciągu godzin nocnych. Przy takim liczniku można stosować najwyższą cenę za energię, pobieraną w godzinach szczytowych, niższą za energię, pobieraną w ciągu dnia, i jeszcze niższą energię, pobieraną w nocy. System ten ma tę wadę, że liczniki takie są skomplikowane i kosztowne.

W schemacie rachunku strat i zysków wymienione są jeszcze „Dochody z wynajmu liczników i aparatów” oraz „Ewentualne inne dochody”.

Wynajem liczników, a także aparatów (np. aparatów użytku domowego), ewentualnie wynajem instalacji powinien w zasadzie odbywać się tylko po kosztach własnych z uwzględnieniem oprocentowania i umorzenia i w interesie rozwoju zużycia prądu nie powinien być źródłem zysków, nadmierne obciążających odbiorcę. Zamiast wynajmu aparatów i instalacji, lepiej jest finansować ich dogodną sprzedaż na raty, licząc się z psychologią

odbiorcy, który woli widzieć u siebie swą własność, niż płacić stale czynsz, który uważać będzie z czasem za haracz, i być stale odpowiedzialnym za ewentualne uszkodzenie cudzej własności.

Do „ewentualnych innych dochodów” można zaliczyć między innymi wykonywanie instalacji na rachunek odbiorców, sprzedaż aparatów, świeczników, żarówek. Tego rodzaju roboty i handel mogą być na miejscu na dalekiej prowincji, gdzie brak jest solidnych firm instalacyjnych. W miejscowościach, dostępnych dla firm instalacyjnych, nie są one wskazane, gdyż stwarzają konkurencję przemysłowi instalatorskiemu, który jest naturalnym akwizytorem elektrowni i przez elektrownie powinien być popierany.

Gdzieś elektrownie zaczynają obecnie szukać jeszcze innych źródeł dochodów, celem lepszego wyzyskania swych urządzeń. Takim dochodem jest np. sprzedaż pary bezpośrednio dla celów grzejnych. Słyszymy o interesujących wypadkach lokowania się takich fabryk, jak papiernie i fabryki chemiczne przy boku elektrowni; elektrownia sprzedaje im tak energię elektryczną, jak i parę. Gdzieś elektrownie sprzedają parę do ogrzewania w pobliżu położonych bloków domów lub nawet całych dzielnic miejskich. Napotyka się tu jednak tę trudność, że największe zużycie pary do celów ogrzewania zachodzi w okresach największego zużycia energii. Takie dochody dawać może wreszcie zakładanie własnych wy-

twórni, zużywających energię odpadkową lub nocną, jak wytwórnie chemiczne, fabryki sztucznego lodu. Wypadki te są sporadyczne, a eksploatacja takich zakładów wychodzi poza ramy właściwej eksploatacji zakładu elektrycznego.

Starłem się ująć tu w krótkości całokształt zagadnień eksploatacyjnych zakładu elektrycznego, nie wchodząc w szczegóły, zwłaszcza natury technicznej. Nieco szerzej poruszyłem kwestję, odnoszącą się do sprzedaży energii, cen prądu, taryf, propagandy, gdyż wysuwają się one obecnie na czoło zagadnień gospodarki eksploatacyjnej. Dziś nie wystarcza już tylko produkować energię elektryczną i uważać, że ponieważ elektrownia posiada pewnego rodzaju monopol, więc i tak odbiorcy będą musieli ją kupować. Przy rosnących kosztach inwestycji, przy konieczności ciągłej rozbudowy sieci, elektrownie zmuszone są zwiększyć zbył energii i wszelkimi siłami rozszerzać pole zastosowania energii elektrycznej, by osiągnąć przez to lepsze wyzyskanie i lepszą rentowność swych urządzeń.

W rozwiązywaniu zagadnień gospodarki eksploatacyjnej przebiega się kardynalna zasada, wspólna zagadnieniom eksploatacji wszystkich zakładów wytwórczych, a mianowicie — zasada racjonalnej gospodarki. I tu trzeba iść za hasłem maksimum wytwórczości przy minimum zużycia pracy i materiałów, maksimum dochodów przy maksimum zbytu i przy minimum wydatków.



NR 475

BIBLIOTEKA GŁÓWNA
Politechniki Warszawskiej

NP.0475



400000000100575

