











Inż. MAURYCY ALTENBERG

# GOSPODARKA ELEKTRYCZNA

Z 119 RYSUNKAMI  
W TEKŚCIE

LWÓW 1936

NAKŁADEM LWOWSKIEGO ODDZIAŁU STOWARZYSZENIA  
ELEKTRYKÓW POLSKICH



3133  
36

34914

II

Księg. Katolicka Katowice

17. IX. 36

1021



10,00

X-104866  
34 914 II



## Przedmowa.

Książka niniejsza powstała jako zbiór wykładów wygłaszanych na Politechnice Lwowskiej pod tym samym tytułem od roku 1931. W wykładach tych starałem się w sposób treściwy a zwięzły umieścić jak najwięcej wiadomości związanych z gospodarczym prowadzeniem zakładów elektrycznych, w celu obniżenia kosztów własnych, a co za tem idzie, udostępnienia korzyści energii elektrycznej jak najszerszym warstwom społeczeństwa.

Cyfry statystyczne podaję o ile możności według najnowszych publikacji międzynarodowych, jednak dla wielu dziedzin cofam się do r. 1929 jako bardziej charakterystycznego ostatniego roku przedkryzysowego, który niejednokrotnie dopiero w r. 1935 został przekroczony.

Ceny w przykładach przytoczonych odnoszą się wobec ciągłej ich płynności do pewnych ścisłych epok, które w tekście są zawsze podane.

O ile chodzi o szczegółowe wiadomości poruszonych kwestji, podawałem źródła w literaturze, gdzie ciekawy czytelnik może uzupełnić każdy z omawianych działów.

Dziękuję w tem miejscu oddziałowi lwowskiemu Stowarzyszenia Elektryków Polskich, że zechciał zająć się wydawnictwem tej książki, a inż. M. Hüttnerowi za staranne wykonanie rysunków.

*M. Altenberg.*

Lwów, marzec 1935.







## Spis rzeczy.

Przedmowa . . . . .	3
Wstęp . . . . .	7
I. Źródła energii . . . . .	9
II. Koszta własne energii elektrycznej . . . . .	22
1. Koszta wytwarzania prądu . . . . .	22
a) W zakładach ciepłych . . . . .	22
b) W zakładach wodnych . . . . .	49
2. Koszta przetwarzania, przesyłania i rozdzielania prądu . . . . .	58
3. Ogólne koszty energii elektrycznej . . . . .	70
III. Wykresy obciążenia elektrowni . . . . .	76
IV. Zastosowanie elektryczności do gospodarstwa domowego i propaganda . . . . .	91
V. Taryfy . . . . .	102
Ogólne zasady taryfikacji . . . . .	102
Konstrukcje taryf . . . . .	112
a) Taryfa kilowattgodzinowa (sztywna) . . . . .	114
b) Taryfa ryczałtowa . . . . .	119
c) Taryfa składana . . . . .	121
d) Taryfa wielokrotna . . . . .	131
e) Zmienność taryf . . . . .	132
Praktyczne przykłady taryf . . . . .	133
Ogólne uwagi o wyborze odpowiedniej taryfy . . . . .	151
VI. Współczynnik mocy . . . . .	153
VII. Ekonomiczna produkcja energii szczytowej w elektrowniach ciepłych . . . . .	164
1. Pokrywanie szczytów odrębnymi maszynami . . . . .	167
2. Pokrywanie szczytów przez zbiorniki . . . . .	170
3. Porównanie rentowności poszczególnych systemów . . . . .	182
VIII. Elektrownie zespolone . . . . .	185
IX. Zespoły hydrokaloryczne . . . . .	197
X. Przykłady państwowych i międzypaństwowych projektów elektryfikacji . . . . .	215
XI. Ustawodawstwo elektryczne . . . . .	243

---







## Wstęp.

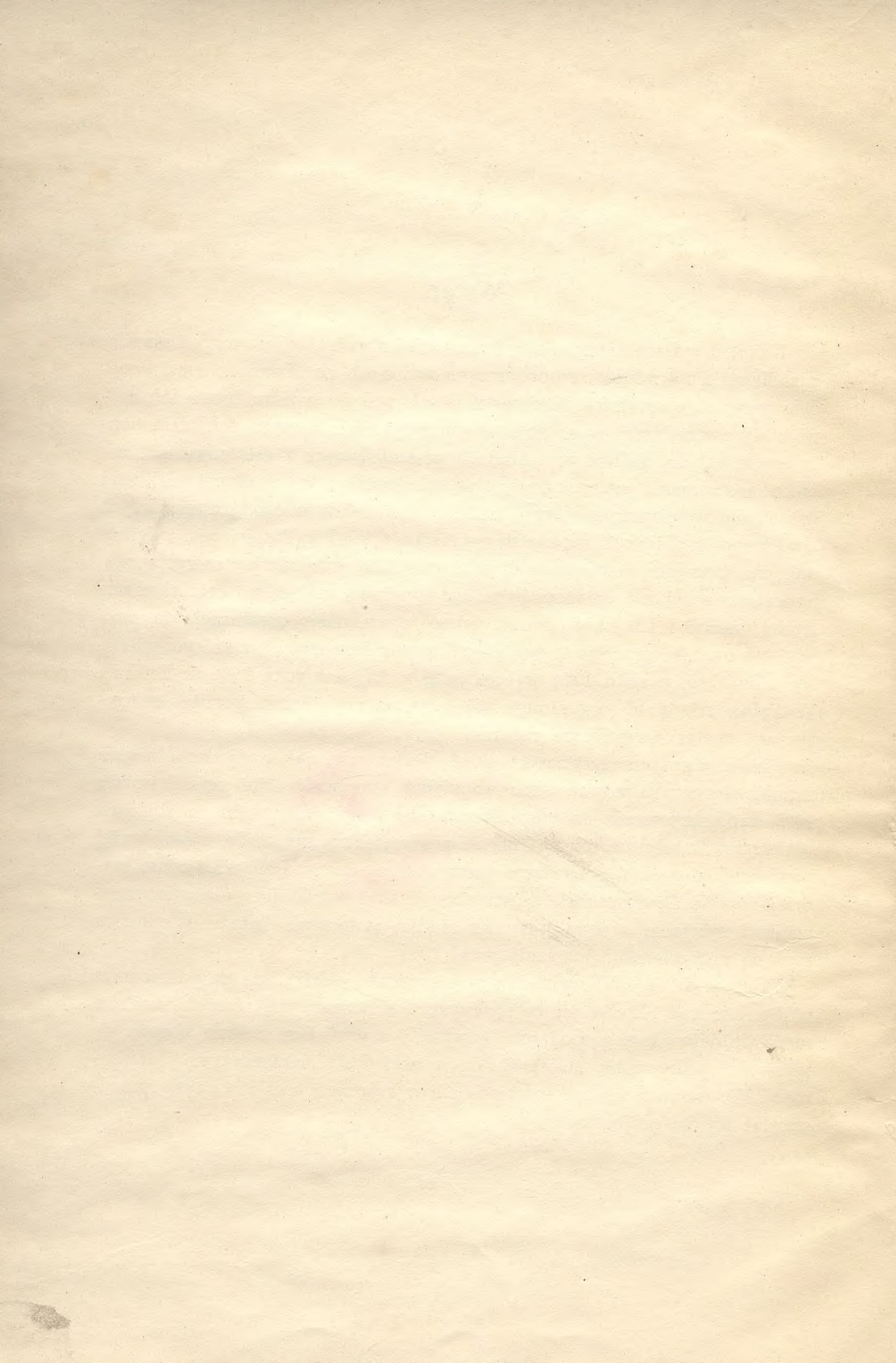
Wskutek zniszczenia spowodowanego wielką wojną w jednych państwach, a zadłużenia i trudności gospodarczych w innych państwach, niemal wszędzie powstał w ostatnich kilkunastu latach pęd do wprowadzenia jak największej oszczędności w gospodarce energetycznej. Zaczęto dokładnie kontrolować zużycie paliwa w zakładach przemysłowych i elektrowniach, zaczęto zastanawiać się nad najracjonalniejszymi i najekonomiczniejszymi sposobami wytwarzania energii, nad jak największym oszczędzaniem tych źródeł energii, których zapasy się wyczerpują, nad wydatniejszym i doskonałym wprzęgnięciem sił wodnych w ogólną gospodarkę energetyczną. Stworzono specjalną organizację międzynarodową mającą na celu zbadanie źródeł energii i ich najekonomiczniejsze wyzyskanie; organizacja ta zwołuje światowe konferencje t. zw. „World power conference“, z których pierwsza odbyła się w roku 1924 w Londynie, a druga w roku 1930 w Berlinie. W Polsce sekcja tej organizacji międzynarodowej „Polski komitet energetyczny“ spełnia analogiczne zadania.

Pośród form energetycznych prąd elektryczny, jako najszlachetniejsza forma, zaczyna zajmować coraz ważniejsze stanowisko; już dzisiaj prawie 15% zapotrzebowania energii pokrywa się drogą elektryczną, a stosunek ten wzrasta z roku na rok na korzyść prądu elektrycznego. To, cośmy wyżej powiedzieli o ogólnej gospodarce energetycznej, zaczyna się więc coraz bardziej odnosić do gospodarki elektrycznej i stąd wzrastające nią zainteresowanie i specjalne w tym kierunku studia, stworzenie katedr przedmiotu tego na politechnikach zagranicznych.

Profesor dr. Windel wykładający gospodarkę elektryczną na politechnice w Berlinie tak określa jej cel: „Uzyskać zapomocą najtańszych środków możliwie największe gospodarcze korzyści“, a prof. List z Brna wyraża się w swoim podręczniku „Gospodarka w zakładach elektrycznych“ lapidarnie: „Nie we wattach lub kalorjach ale w koronach czeskich należy przedstawiać wyniki projektów“.

---







## I. ŹRÓDŁA ENERGJI.

Jedną z głównych podstaw racjonalnej gospodarki elektrycznej jest dyspozycja planowego wprężenia źródeł energii do wspólnej pracy. Musimy się więc zaznajomić z istniejącymi źródłami energii i ich rozmieszczeniem geograficznym w Polsce, a dla porównania będziemy też wciągali cyfry i stosunki dotyczące innych państw.

### a) Węgiel kamienny.

Nie mogąc narazie korzystać bezpośrednio z największego zbiornika energii, jakim jest słońce, musimy za najpoważniejsze źródło energii uważać węgiel kamienny, którego przyroda państwu naszemu nie poskąpiła.

Zasoby polskiego zagłębia węglowego rozmieszczone na obszarze 3880 km<sup>2</sup> podawane są w rozmaitej wysokości w poszczególnych źródłach; pochodzi to stąd, że niema jednolitej opinii co do prawdopodobnych i możliwych zapasów w przeciwstawieniu do zapasów rzeczywistych zbadanych zapomocą robót górniczych. Poniżej podajemy cyfry z dwóch źródeł w milionach tonn:

Zapasy rzeczywiste	Zapasy prawdopodobne	Zapasy możliwe	Razem
13 988	29 112	18 781	61 781
10 483		139 657	150 140

Pierwsza kolumna cyfr wzięta jest z publikacji Ministerstwa Robót Publicznych „Elektryfikacja Polski z. IV. Zagłębie węglowe“, str. 328, drugie cyfry podane są w „Vierteljahrshefte zur Konjunkturforschung“, Sonderheft 19/1930, str. 18 jako ustalone przez dwunasty międzynarodowy kongres geologów w Toronto (1913).

Wydobycie węgla kamiennego w Polsce wzrastało po wojnie stale do roku 1929, kiedy to doszło do 46 237 000 tonn, co odpowiada 113% produkcji przedwojennej. W następnych latach produkcja z powodu kryzysu światowego malała dochodząc w roku 1933 do poziomu 27 339 000 tonn.<sup>1</sup> Przy

---

<sup>1</sup> W r. 1934 produkcja podniosła się już na 29 233 000 tonn.



takiem tempie eksploatacji i cyfrze zasobów podanej przez Ministerstwo Robót Publicznych zapasy węgla kamiennego wyczerpałyby się w ciągu 1300 lat; nawet licząc się z dalszym wzrostem wydobycia byłibyśmy zabezpieczeni na co najmniej tysiąc lat.

Wartość kaloryczna naszego węgla kamiennego waha od 7 400 do 5 000 kalorii, przyczem najlepszy węgiel o wartości opałowej 7 400 do 7 000 kalorii znajduje się w zachodniej grupie kopalń górno-śląskich po Hutę Królewską, średnie gatunki (6 800 do 6 200 kal.) zajmują obszar rybnicki, Hutę Laurę po Sosnowiec i zachodnią część Zagłębia dąbrowskiego, a najślabsze gatunki (5 600 do 5 000 kal.) znajdują się w wschodniej części Zagłębia dąbrowskiego i w Zagłębiu krakowskim.

Dla lepszego zorientowania się w gospodarce węglowej podajemy poniżej rozdział spożycia węgla wydobytego w roku 1932 po odliczeniu ilości eksportowanych (36%) i zużytych dla własnych potrzeb na kopalniach (10%); przy poszczególnych grupach podane są też analogiczne cyfry procentowe z Niemiec z tego samego roku:

Tablica 1.

	% spożycia wewnętrznego			
	Polska		Niemcy	
Koleje i żegluga . . . . .		16		10,4
Koksownie, huty, kopalnie . . . . .	17		11,7	
Przemysł . . . . .	41	58	40,3	52
Gazownie, wodociągi . . . . .			5,2	
Elektrownie, tramwaje . . . . .		2,4	6,4	11,6
Opał domowy . . . . .	10,3			
Pośrednicy i t. p. . . . .	13,3	23,6		26

Z cyfr tych widać, że z ogólnego spożycia węgla wewnątrz kraju (około 500 kg rocznie na mieszkańca) na potrzeby elektrycznych zakładów idzie niecałe 2%, a nawet w daleko wyżej pod względem elektryfikacji stojących Niemczech tylko 6,4%, przyczem dla ostatnich uwzględniony jest zarówno węgiel kamienny jak i węgiel brunatny przeliczony w stosunku wartości opałowej.

Ze stanowiska elektryfikacji na specjalną wzmiankę zasługuje wyzyskanie miazgi węglowej na miejscu przy samej kopalni. W roku 1927 np. ilość miazgi bezużytecznie leżącego na hałdach kopalń wynosiła  $4,6 \cdot 10^6$  tonn, z czego można było wytworzyć do  $4 \cdot 10^9$  kWh, a więc o 60% więcej aniżeli wynosiła w roku tym produkcja energii elektrycznej w całej Polsce ( $2,34 \cdot 10^9$  kWh). Uwzględniając niską cenę miazgi, nieprzydatność materiału

tego dla eksportu, zrozumiemy zainteresowanie czynników rządowych, aby miał znalazł właściwe zastosowanie w gospodarce energetycznej. Już w roku 1925 Ministerstwo Robót Publicznych stworzyło w Sosnowcu „Komisję elektryfikacji polskiego Zagłębia węglowego“, która przeprowadziła specjalną ankietę w celu wyjaśnienia sprawy zużytkowania miazłu węglowego. Wkrótce potem powstała organizacja elektrowni kopalnianych Zagłębia dąbrowskiego i krakowskiego t. zw. „Zelkop“, która dopiero w roku 1932 uzyskała uprawnienie elektryczne na elektryfikację powiatów w Zagłębiu węglowym, dotąd jednak właściwej działalności nie rozpoczęła. Jedynym realnym wynikiem tej akcji rządowej było założenie nowej, dużej elektrowni przy Komunalnych Kopalniach węgla w Jaworznie, która od r. 1930 dostarcza prądu do Krakowa na odległość 60 km, od r. 1933 zasilą kilka gmin okolicznych, a w r. 1934 rozszerzyła sferę działania na sąsiedni powiat olkuski.

Przechodząc do porównania międzynarodowego możemy stwierdzić, że Polska w Europie zajmuje pod względem zasobu węgla trzecie miejsce po Niemczech ( $249\,488 \cdot 10^6$  tonn) i Anglii ( $189\,533 \cdot 10^6$  tonn); co do rocznego wydobycia węgla była Polska do r. 1931 na czwartym miejscu po Anglii, Niemczech i Francji.

W r. 1932 wyprzedziła nas jeszcze Rosja, przyczem produkcje poszczególnych państw wyglądały w milionach tonn w sposób następujący: Anglia 213, Niemcy 105, Rosja 49, Francja 46,3, Polska 28,8.

Zasoby całej Europy obliczają na  $650\text{--}700\,000 \cdot 10^6$  tonn, przy produkcji rocznej  $636\,774\,000$  tonn w roku 1929. Ameryka znacznie przewyższa Europę co do zasobów ( $2\,302\,701 \cdot 10^6$  tonn), Azja mniej więcej dorównuje Europie ( $673\,000 \cdot 10^6$  tonn); natomiast co do wydobycia Ameryka pozostaje niedaleko poza Europą ( $561\,480\,000$  tonn w r. 1929), podczas gdy Azja stoi dopiero u początku rozwoju ( $94 \cdot 10^6$  tonn w r. 1929). Inne części świata ani zasobami ani wydobyciem nie wchodzi w rachubę poważnie.

## b) Węgiel brunatny.

W przeciwieństwie do węgla kamiennego znane zasoby węgla brunatnego w Polsce są bardzo nieznaczne i prawie zupełnie nie eksploatowane. Główne terena rozmieszczenia węgla brunatnego znajdują się w Wielkopolsce (między Gdynią, Leszmem i Kościanem), w pasie nadmorskim (powiaty pucki, wejherowski i kartuski), w zagłębiu dąbrowskim i w 35 miejscowościach Małopolski, które koncentrują się w 4 powiatach (Nowy Sącz, Kołomyja, Złoczów i Żółkiew).

Zasoby węgla brunatnego w Polsce nie zostały dotąd dokładnie zbadać ani obliczone; dopiero z końcem r. 1935 ukazała się staraniem Polskie-



go Komitetu Energetycznego pierwsza serja map wydana przez prof. Państwowego Instytutu Geologicznego A. Makowskiego zawierająca obszary Mogilno, Jerka i Rogów jako zapoczątkowanie szczegółowej publikacji o węglu brunatnym w Polsce.

Przybliżona cyfra zasobów węgla brunatnego ma wynosić  $132 \cdot 10^6$  tonn,<sup>1</sup> a eksploatacja w r. 1929 wynosiła 74 321 tonn nie dochodząc nawet do 0,25% wydobywania węgla kamiennego. Wartość kaloryczna naszego węgla brunatnego waha ok. 3 000 kalorii.

W przeciwstawieniu do Polski eksploatacja węgla brunatnego w Niemczech i Czechosłowacji osiągnęła wielki rozkwit i to specjalnie w związku z elektryfikacją. Wydobywanie węgla brunatnego w Niemczech wynosiło w r. 1929: 174 458 000 tonn (zasoby obliczają na  $28 800 \cdot 10^6$  tonn), w Czechosłowacji 22 555 000 tonn przy zasobach  $12 434 \cdot 10^6$  tonn.

W niemieckich elektrowniach użyteczności publicznej większość produkcji energii w zakładach ciepłych oparta jest na węglu brunatnym; i tak w r. 1932 wyprodukowano z węgla brunatnego 43,1%, z węgla kamiennego 34,7%, z innych źródeł 22,2% całkowitej energii elektrycznej. Z kopalń środkoniemieckich otrzymuje między innymi energję elektryczną Berlin linją przesyłową o długości ok. 140 km.

Przy tak intensywnej produkcji węgla brunatnego zasoby niemieckie mogą za jakich 150 lat ulec zupełnemu wyczerpaniu, to też większe przedsiębiorstwa elektryfikacyjne oparte na spalaniu węgla brunatnego np. Elektrownie Reńsko-Westfalskie (R. W. E.) już dziś zabezpieczają sobie przyszłą dostawę prądu przez udziały w wielkich zakładach wodnych w Niemczech południowych, Tyrolu, Szwajcarji, a nawet we Włoszech i Skandynawji.

W innych państwach Europy, a również w innych częściach świata węgiel brunatny nie odgrywa większej roli w gospodarce energetycznej, chociaż zasoby w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie są bardzo poważne ( $2 814 000 \cdot 10^6$  tonn).

### c) Torf.

Podobnie jak węgiel brunatny również i zasoby torfu w Polsce nie są dokładnie zbadane. Dokładniejsze daty znajdujemy tylko dla 4 województw Małopolski, których zasoby obliczone są na  $675 \cdot 10^6$  tonn.<sup>2</sup> W całej Polsce oceniają obszar torfowisk na  $3 \cdot 10^6$  ha zawierające ok.  $6 \cdot 10^6$  tonn<sup>3</sup> o 25% wilgoci i średniej wartości opałowej 3 000 kalorii. Największe kompleksy

<sup>1</sup> Power sources in Poland and their utilisation. Warszawa 1931, str. 32.

<sup>2</sup> Sprawozdania i prace Polskiego Kom. Energ., t. IV, Nr 48—50 z 17/XII. 1930, str. 999 — 133 En.

<sup>3</sup> Power sources in Poland str. 68/69.

torfowe znajdują się na Polesiu koło Horodna (15 000 ha) i na Wileńszczyźnie koło Kieny (11 700 ha); z dwóch tych źródeł można przez sto lat czerpać po  $320 \cdot 10^6$  kWh i zasilać tą energią całe województwo wołyńskie, poleskie, nowogródzkie i południową część wileńskiego.

Na specjalną wzmiankę zasługuje ze względu na niewielką odległość od Warszawy torfowisko Pulwa w widłach Bugu i Narwi, które na 800 ha zawiera  $2,4 \cdot 10^6$  tonn torfu o wartości opałowej 3 448 kalorii; jest to więc magazyn  $1,2 \cdot 10^9$  kWh, który w razie odcięcia stolicy od Zagłębia węglowego mógłby oddać nieocenione usługi.

Dotąd eksploatacja torfu w Polsce na większą skalę nigdzie nie została podjęta. Natomiast w elektrowniach sowieckich stosują torf jako opał w całym szeregu olbrzymich zakładów. Rosja posiada w Europie i Azji 80% światowej powierzchni torfowisk; w samej Europie zarejestrowano  $23,6 \cdot 10^6$  ha, z czego ponad  $2 \cdot 10^6$  ha jest w eksploatacji przemysłowej. Udział torfu w ogólnej gospodarce opałowej sowietów wzrósł z 1,9% w r. 1913 na 5% w r. 1926/7, a obecnie przekracza 10%. Z produkcji elektrycznej w r. 1931 jedna trzecia była oparta na torfie.<sup>1</sup>

#### d) Ropa i gaz ziemny.

Ropa i gaz ziemny stanowią u nas ważne źródła energii, które się koncentrują wzdłuż Podkarpacia.

Zapasy ropy na naszych terenach ropodajnych (ok. 16 000 ha) obliczają na  $85 \cdot 10^6$  tonn, a produkcja roczna przy malejącej tendencji wynosiła w 1934 r. 530 000 tonn. Cyfry te wobec zapasów światowych w ilości  $6\ 157 \cdot 10^6$  tonn i produkcji światowej, która w r. 1934 wynosiła okr.  $208 \cdot 10^6$  tonn, są znikome.

Zestawiając zasoby i produkcję światową widzimy, że ta wysokowartościowa energia (wartość opałowa 10 000 kalorii) może się za lat kilkadziesiąt wyczerpać, o ile nie zostaną odkryte nowe poważne źródła.

Razem z ropą występuje bardzo często gaz ziemny, który gdzie niegdzie okazuje się też niezależnie od ropy. Zasoby gazu ziemnego w Polsce podają na  $92 \cdot 10^9$  m<sup>3</sup>; obecna produkcja roczna gazu w trzech Zagłębiach naftowych (Jasło, Drohobycz, Bitków) utrzymuje się na wysokości około  $450 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>. Najobfitsze źródło gazowe, odkryte dopiero w ostatnich latach w Daszawie pod Stryjem, daje w dotąd odwierconych szybach przy wolnym wypływie przeszło 2 000 m<sup>3</sup>/min., z których tylko około 10% znajduje zbyt zapomocą dwóch rurociągów do Drohobycza-Borysławia (39 km) i do Lwowa (67 km).

<sup>1</sup> Dettmar, Die Elektrizitätsversorgung Sowjetrusslands. E. T. Z. 1929, Nr. 19, str. 665. Elektrischeske stancji 1932, str. 2 i 4.



Gaz daszawski o wartości cieplnej 8 000 kalorii mógłby w razie pełnej eksploatacji oddać rocznie przeszło  $1\,000 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>, czyli przeszło dwa razy więcej, aniżeli wynosi obecnie całe zapotrzebowanie w Polsce. Z gazu tego można wyprodukować blisko  $1,5 \cdot 10^9$  kWh rocznie, co odpowiada ok. 50% całkowitej produkcji energii elektrycznej w Polsce z rekordowego roku 1929.

Z innych państw posiadających źródła gazowe wymieniamy w porządku wielkości ich produkcji z roku 1931: Stany Zjednoczone Ameryki Płn.  $47\,756 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>, Rumunję  $1\,383 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>, Kanadę  $733 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>, i Argentynę  $330 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>.<sup>1</sup>

W Stanach Zjednoczonych opał gazowy w elektrowniach ciepłych dzięki rozgałęzionemu systemowi rurociągów gazowych zajmuje coraz poważniejsze miejsce; i tak podczas gdy w roku 1928 w zakładach ciepłych 9,6% produkcji energii elektrycznej wytworzonych było w zakładach opalanych gazem ziemnym pod kotłami, to cyfra ta w r. 1930 wzrosła na 13,75%.<sup>2</sup>

### e) Siły wodne.

W przeciwstawieniu do wymienionych pod a) do d) źródeł energii, które się z biegiem czasu wyczerpują, stanowią siły wodne wartości wieczne i dlatego są w gospodarce energetycznej, a tem samem i elektrycznej najbardziej pożądane.

Ogólna wartość polskich sił wodnych, obliczona na średnią wodę roczną, wynosi według sprawozdań Polskiego Komitetu Energetycznego z r. 1929

6 652 000 KM,

w czem nadające się w pierwszym rzędzie do wyzyskania przy spadkach ponad 5‰ i przy mocy ponad 200 KM/km

1 337 050 KM.

Wykorzystane dotąd siły wodne w 6536 zakładach o mocy łącznej 124 442 KM zawierają tylko 95 zakładów ponad 100 KM o mocy łącznej ok. 40 600 KM według statystyki zebranej przez P. K. En.; w budowie są dwa dalsze zakłady o mocy 24 600 KM,<sup>3</sup> a projekty zostały opracowane dla 96 większych zakładów o mocy łącznej 839 290 KM, z których zakład w Rożnowie na Dunajcu o mocy 75 000 KM zbliża się do realizacji.

<sup>1</sup> C. Budeanu, Referat na V. kongres międzynarodowy UNIPED w Zurychu 1934 VIII — 8, str. 9.

<sup>2</sup> ETZ 1931, Nr. 30, str. 967.

<sup>3</sup> Są to zakłady w Myczkowcach na Sanie i w Porąbce na Sole; wykończenie obu tych zakładów nie jest narazie zapewnione.

Najważniejsze skupienia sił wodnych znajdują się na Podkarpaciu, gdzie poszczególne dorzecza wykazują następujące ilości rozporządzalnych mocy i energii:

	kW	kWh
Dunajec . . . . .	376 000	992 650 000
Soła, Skawa, Raba, górna Wisła . . . . .		514 350 000
San . . . . .	288 000	387 300 000
Stryj, Opór, górny Dniestr . . . . .		764 600 000
Świca, Łomnica, Bystrzyce i średni bieg Dniestru . . . . .	378 000	1 511 100 000
Czeremosz i Prut . . . . .	248 000	991 000 000
W drugim rzędzie idą siły wodne na Pomorzu i na Wileńszczyźnie:		
Pomorze . . . . .	72 300	264 000 000
Wilja . . . . .	79 200	317 000 000

Na planie (rys. 1, str. 16) wydanym przez Min. Rob. Publ. uwidocznione jest rozmieszczenie i wielkość sił wodnych na obszarze całego Państwa.

Przy projektowaniu zakładów energetycznych bardzo ważnym i pożądanym jest posiadanie szczegółowego katastru wodnego poszczególnych dorzeczy. W Polsce robota ta jest dopiero w zaczątkach; poza fragmentami 470 km z dorzeczy Raby, Prutu i obu Bystrzyc, opracowanych jeszcze przed wojną przez austriackie biuro hydrograficzne, posiadamy tylko kataster Dunajca na ostatnich 51 kilometrach od ujścia i Sanu od źródeł do km 200, obie rzeki bez dopływów. Prace wykonane w tym kierunku w Szwajcarii, Francji, Bawarii, Włoszech, Austrii przedstawiają się imponująco.

Dla porównania Polski z innymi krajami co do bogactwa sił wodnych i stopnia ich wyzyskania podajemy poniżej tablicę<sup>1</sup> dotyczącą ważniejszych państw europejskich:

Tablica 2.

		Zasoby sił wodnych w kW·10 <sup>6</sup>	Wyzyskany % w r. 1932
a) Kraje czysto wodne	Skandynawja . . . . .	18,6	17,3
	Szwajcarja . . . . .	3,3	57,5
	Włochy . . . . .	5,9	71
	Hiszpanja . . . . .	4	23
	Austrja . . . . .	2,6	27
b) Kraje wodno- węglowe	Francja . . . . .	7,9	29
	Rosja europejska . . . . .	17	6
	Niemcy . . . . .	3,5	57
	Polska . . . . .	1	3,5

<sup>1</sup> E. Upmark, Hydro-Electric development in Sweden. Stockholm 1933, str. 7 i 13.





Rys. 1.

Z państw pozaeuropejskich najdalej zaawansowane w wyzyskaniu sił wodnych są Stany Zjednoczone (zasoby  $32 \cdot 10^6$  kW), Kanada (zasoby  $25 \cdot 10^6$  kW) i Japonja (zasoby  $8,8 \cdot 10^6$  kW); w krajach tych odpowiednie procenta wyzyskanej wody wynoszą 30%, 21,8% i 32%.

Całkowitą moc wszystkich sił wodnych na świecie oceniają na  $500 \cdot 10^6$  KM, z czego dotąd ok. 90% jest zużytkowanych.

### f) Energia elektryczna.

Dla uzupełnienia obrazu źródeł energii dodamy jeszcze kilka cyfr odnoszących się do wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i w innych krajach. Ostatnia cyfra produkcji elektrycznej przed obecnym przesileniem gospodarczym, t. j. za r. 1929 wynosiła w Polsce  $3\,023 \cdot 10^6$  kWh, t. j. 99,4 kWh na mieszkańca przy zainstalowanej mocy 1 273 525 kW. W następnych latach produkcja spadała osiągając minimum w roku 1932 ( $2\,200 \cdot 10^6$  kWh), podczas gdy w r. 1933 i 1934 zaznacza się już lekki przyrost (2 400 wzgl.  $2\,650 \cdot 10^6$  kWh).

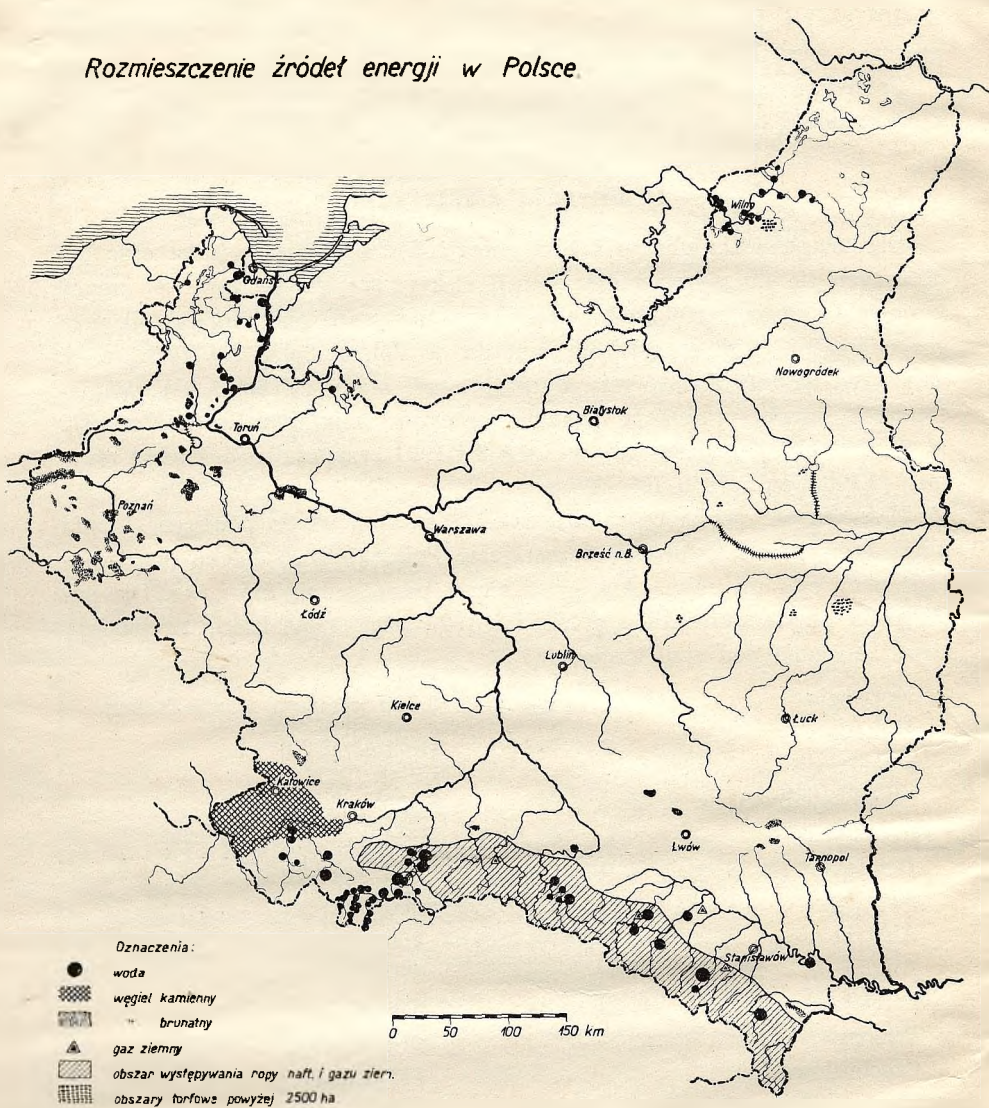
Wytwórczość prądu na mieszkańca, która stanowi do pewnego stopnia miarę rozwoju elektryfikacji, pozostaje w Polsce jeszcze daleko poza analogicznymi cyframi innych krajów, a nawet poza średnią światową. Dla porównania przytaczamy kilka cyfr z lat 1929 wzgl. 1930, które uwypuklają nasze zacofanie pod tym względem:

Norwegja . . . . .	3 300 kWh na 1 mieszkańca
Kanada . . . . .	1 900 „ „ „
Szwajcarja . . . . .	1 350 „ „ „
Stany Zjednoczone . . . . .	1 050 „ „ „
Szwecja . . . . .	825 „ „ „
Belgja . . . . .	570 „ „ „
Niemcy . . . . .	500 „ „ „
Austrja . . . . .	450 „ „ „
Anglja . . . . .	370 „ „ „
Francja . . . . .	350 „ „ „
Włochy . . . . .	270 „ „ „
Czechosłowacja . . . . .	117 „ „ „
Polska . . . . .	99 „ „ „
Średnia światowa . . . . .	130 „ „ „

Jeżeli sprowadzimy zasoby energii, jakimi rozporządza Polska, do wspólnego mianownika, za jaki przyjmiemy węgiel kamienny o średniej wartości cieplnej 6000 kalorii, to otrzymamy następujący obraz naszych źródeł energii:

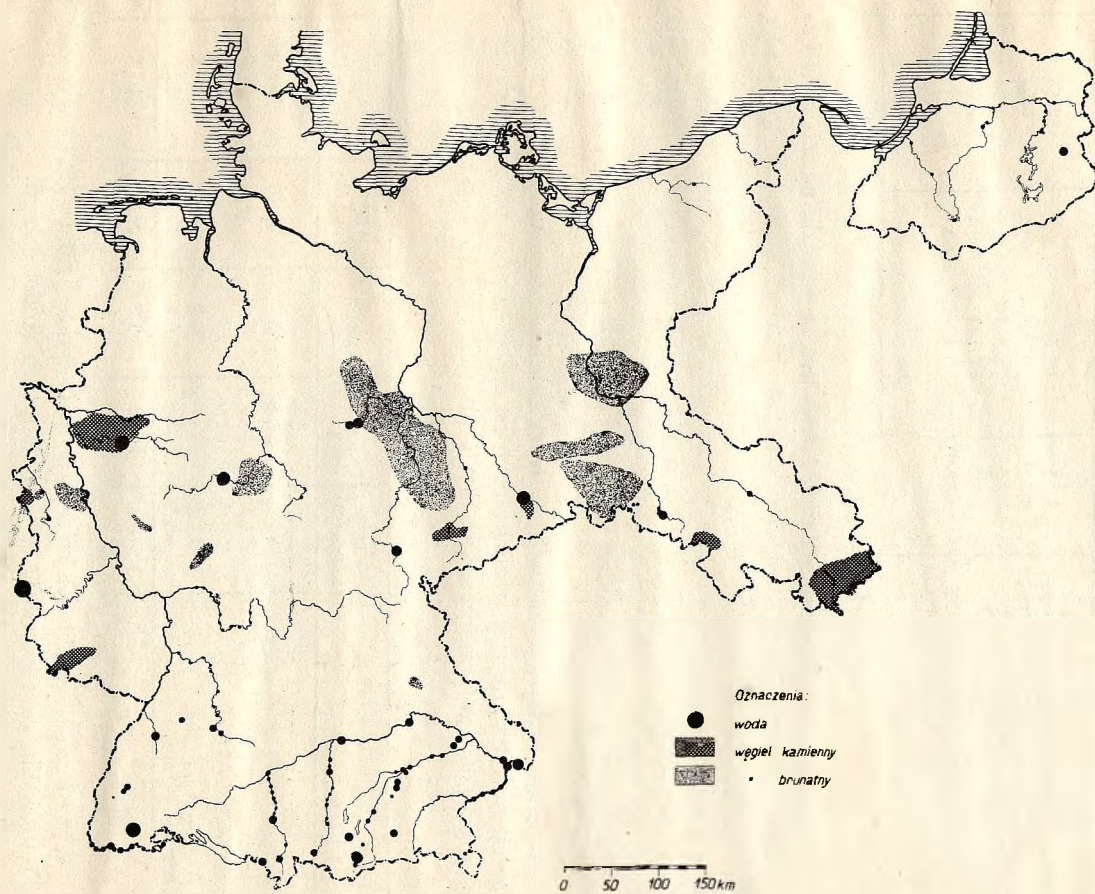


Rozmieszczenie źródeł energii w Polsce



Rys. 2.

Rozmieszczenie źródeł energii w Niemczech.



Rys. 3.



Tablica 3.

	zamiennik	ilość węgla kamiennego	%-owy udział
61,8 · 10 <sup>9</sup> tonn węgla kamiennego	1	61,8 · 10 <sup>9</sup> tonn	84,55
0,132 · 10 <sup>9</sup> tonn węgla brunatnego	0,5	0,066 · 10 <sup>9</sup> tonn	0,09
6 · 10 <sup>9</sup> tonn torfu . . . . .	0,4	2,4 · 10 <sup>9</sup> tonn	3,28
0,085 · 10 <sup>9</sup> tonn ropy . . . . .	1,82	0,154 · 10 <sup>9</sup> tonn	0,45
92 · 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> gazu ziemnego . . . . .	1,82	0,17 · 10 <sup>9</sup> tonn	
1000 lat pracy siły wodnej po 8,5 · 10 <sup>9</sup> kWh <sup>1</sup> . . . . .	1	8,5 · 10 <sup>9</sup> tonn	11,63
		73,09 · 10 <sup>9</sup> tonn	100 %

Rozmieszczenie geograficzne tych źródeł jest ze względu na ich zużytkowanie w poszczególnych obszarach państwa niezbyt korzystne, gdyż najważniejszy materiał opałowy skupiony jest na samej granicy państwa w jednym punkcie, a siły wodne leżą w przeważnej części również wzdłuż granicy, jakkolwiek na długim pasie i w położeniu geograficznie i politycznie mniej narażonym. Pod tym względem Niemcy np. są w znacznie korzystniejszej sytuacji, jak to można wyraźnie wywnioskować z załączonych map na rys. 2 i 3.<sup>2</sup>

Wkońcu podajemy zestawienie wyeksploatowanych w r. 1927 źródeł energii na całym świecie, rozdzielonych na części świata i poszczególne grupy materiałów w przeliczeniu na kWh · 10<sup>9</sup> (ob. rys. 4).<sup>3</sup>

Tablica 4.

	węgiel kamienny	ropa	woda	węgiel brunatny	suma kWh · 10 <sup>9</sup>
Europa . . . . .	615,5	24,8	35	33,6	708,9
Azja . . . . .	74,4	14,6	6,5	—	95,5
Ameryka . . . . .	557,2	222	42	1	822,2
Australja . . . . .	17,2	—	0,9	—	18,1
Afryka . . . . .	12,1	—	0,4	—	12,5
Suma . . . . .	1 276,4	261,4	84,8	34,6	1 657,2

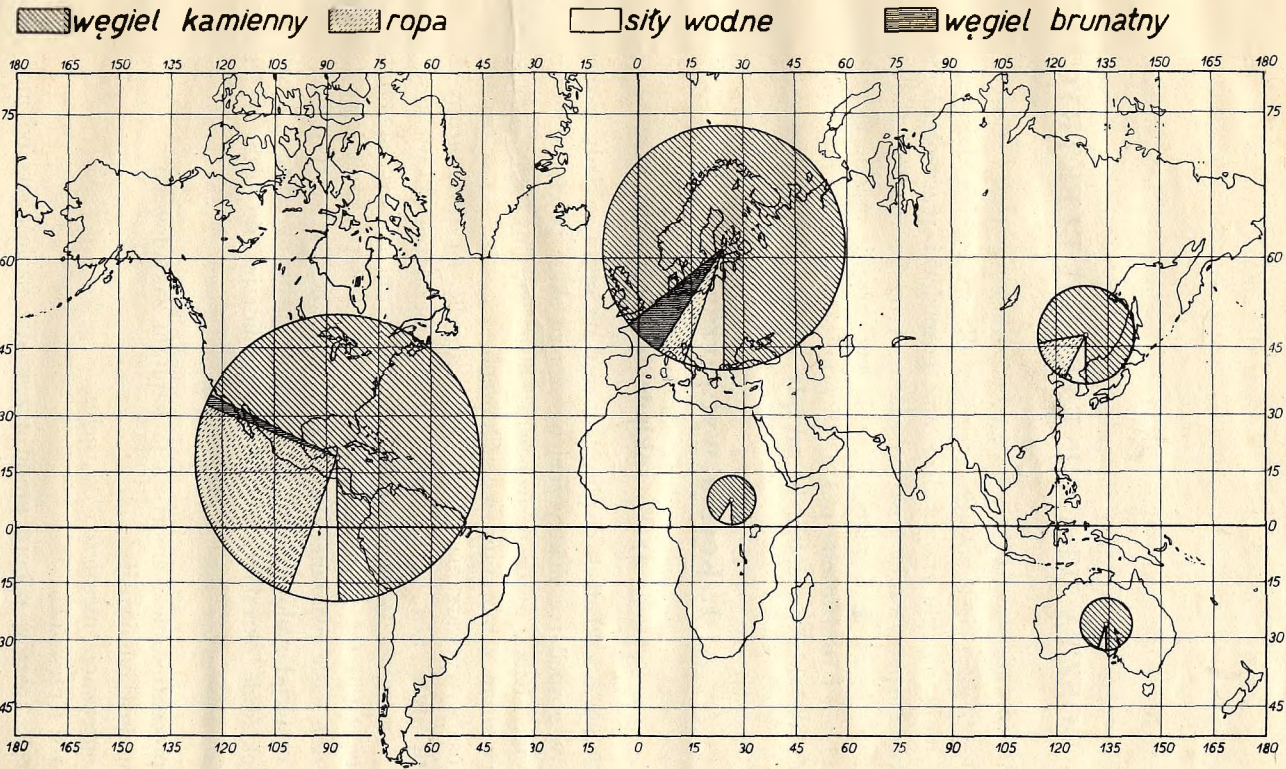
Wytwórczość prądu elektrycznego w tymże roku 1927 wynosiła 230 · 10<sup>9</sup> kWh, co odpowiada 14% wydobytych źródeł energii.

<sup>1</sup> Wzięto w rachubę siły wodne dla spadków powyżej 0,5‰ w ilości 2,3 · 10<sup>6</sup> KM przez 5 000 godzin rocznie, czyli 11,5 · 10<sup>9</sup> KWh = 8,5 · 10<sup>9</sup> kWh.

<sup>2</sup> Na rys. 2 nie uwidoczniiono torfów, o obszarach poniżej 2500 ha, których faktyczna wartość nie jest zbadana, a rozmieszczenie ich przeważnie w województwach wschodnich zmniejsza ich znaczenie energetyczne.

<sup>3</sup> Technik und Wirtschaft 1929, str. 288.

# Eksploracja źródeł energii w r. 1927



Rys. 4.



## II. KOSZTA WŁASNE ENERGJI ELEKTRYCZNEJ.

Analiza kosztów własnych stanowi właściwą treść „Gospodarki elektrycznej“, gdyż jest punktem wyjścia dla wszystkich dalszych rozważań, które mają na celu zrationalizowanie gospodarki przez obniżenie kosztów.

Przy rozpatrywaniu kosztów własnych trzeba rozróżnić dwie zasadnicze grupy kosztów, a mianowicie: 1) wytwarzanie prądu, 2) przetwarzanie, przesyłanie i rozdzielanie prądu. W grupie 1) należy znowu odrębnie traktować: a) zakłady ciepne, b) zakłady wodne.

### 1. Koszta wytwarzania prądu.

#### a) W zakładach ciepłych.

Mówiąc o zakładach ciepłych mamy na myśli zakłady parowe jako te, które w gospodarce elektrycznej na szerszą skalę pojętej stanowią ogromną przewagę. Kilka uwag porównawczych poświęcimy przy końcu zakładom elektrycznym z motorami wybuchowymi.

Koszta wytwarzania dadzą się rozdzielić na dwie grupy zasadnicze: **koszta stałe** t. j. te koszty, które są niezależne od wielkości produkcji energii, a zależą tylko od rozmiarów elektrowni, a więc od kapitału zakładowego (stąd też używany nieraz termin „koszta kapitałowe“) i **koszta zmienne** ściśle związane z wielkością produkcji, z których lwią część stanowi materiał opałowy (stąd też używane nieraz określenie „koszta opału“).

Dokładnie określamy koszty stałe zaliczając do nich następujące pozycje:

Oprocentowanie i amortyzacja kapitału zakładowego

Fundusz odnowienia.

Konserwacja niezależna od ruchu.

Gaże i część płac.

Część kosztów poboru prądu z zewnątrz uzależniona od mocy.

Koszta administracji — podatki.

Materiały do ruchu spowodowane służbą pogotowia.

Do kosztów zmiennych należą natomiast następujące pozycje:

Materiały do ruchu (węgiel lub ropa czy gaz, smary, woda).

Konserwacja spowodowana ruchem.

Część płac.

Część kosztów poboru prądu z zewnątrz uzależniona od energii.

W pierwszym rzędzie zajmiemy się kosztem paliwa, a to zarówno jego części stałej jak i zmiennej. Koszt ten zależy jest od zapotrzebowania pary względnie ciepła.

Ogólny roczny dopływ ciepła składa się z części stałej potrzebnej na rozpał, gaszenie, straty i t. p. niezależnie od produkcji, i z części zmiennej zależnej od użytecznego obciążenia.

Obliczmy średnie roczne zużycie ciepła<sup>1</sup> w kalorjach na kWh, które nazwijmy  $C_m$ .

Jeżeli w elektrowni jest w ruchu  $Z$  maszyn o mocach  $P_1, P_2, \dots$  i godzinach ruchu rocznego  $h_1, h_2, \dots$  i jeżeli  $\beta = \frac{P_{sr}^2}{P_{inst}} = \frac{h}{8760}$  jest współczynnikiem wyzyskania elektrowni, to średnie roczne zużycie ciepła  $C_m$  da się wyrazić przez składową biegu jałowego  $a_w$  (część stała przeliczona na 1 kW i jedną godzinę ruchu) i składową obciążenia  $b_w$  (część zmienna dodatkowa na każdą użytecznie wytworzoną kWh) następującem równaniem:

$$h \cdot C_m \sum P_\lambda = a_w \sum (h_\lambda P_\lambda) + h b_w \sum P_\lambda$$

Wstawiając za  $h = 8760 \beta$ , otrzymujemy

$$C_m = \frac{1}{\beta} \cdot \frac{\sum (h_\lambda P_\lambda)}{8760 \sum P_\lambda} a_w + b_w \text{ kal/kWh}$$

a jeżeli maszyny są o równej mocy  $P_1 = P_2 = \dots = P_\lambda = P$ , to  $\sum P_\lambda = Z \cdot P$ , a  $\sum (h_\lambda P_\lambda) = P \sum h_\lambda$ , stąd

$$C_m = \frac{1}{\beta} \cdot \frac{\sum h_\lambda}{8760 Z} a_w + b_w \text{ kal/kWh} \quad \dots \quad (1)$$

Współczynnik  $\frac{\sum h_\lambda}{8760 Z} = f$  nazywamy współczynnikiem czasu ruchu i przedstawia on stosunek ogólnego czasu ruchu wszystkich maszyn w ciągu roku do maksymalnie możliwego czasu ruchu. Oznaczając ten współczynnik w równaniu (1) przez  $f$  otrzymamy uproszczoną formę

$$C_m = \frac{f}{\beta} a_w + b_w \text{ kal/kWh} \quad \dots \quad (2)$$

<sup>1</sup> Klingenberg, Bau grosser Elektrizitätswerke t. I, str. 66.

<sup>2</sup>  $P_{sr}$  = średnie obciążenie roczne;  $P_{inst}$  = moc instalowana;  $h$  = ilość godzin użytkowania mocy instalowanej.



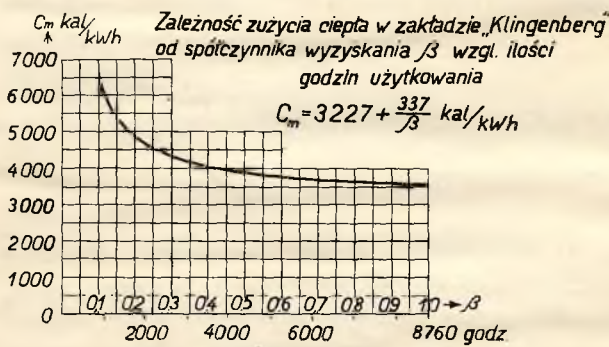
Współczynnik  $f$  porusza się w granicach od  $f_{\max} = 1$ , co odpowiada wypadkowi, gdy elektrownia zawiera tylko jedną maszynę stale pracującą, albo gdy wszystkie maszyny zainstalowane są stale w ruchu ( $h_z = 8760$ ) do  $f_{\min} = \beta$ , co odpowiada wypadkowi, gdy wszystkie maszyny są stale pełno obciążone lub chwilowo pracujące maszyny są pełno obciążone ( $h_z = h$ ).

W pierwszym wypadku  $C_m = \frac{1}{\beta} a_w + b_w$

w drugim wypadku  $C_m = a_w + b_w$  i średnie roczne zużycie ciepła będzie w tym wypadku niezależne od współczynnika wyzyskania.

Wykreślając zależność  $C_m$  od  $\beta$  otrzymujemy hiperbolę, która w granicach od  $\beta = 0,25$  do  $\beta = 1$  zbliża się do linii prostej. Dla pewnych określonych warunków termicznych i mocy maszyn i kotłów można równanie (2) przedstawić w cyfrach szczegółowych i wówczas dla każdej wartości  $\beta$  daje się  $C_m$  łatwo obliczyć. Np. dla elektrowni berlińskiej „Klingenberg“ oblicza Tröger<sup>1</sup>

$C_m = \frac{337}{\beta} + 3227$  kal/kWh, co daje dla pełnego obciążenia  $C_m = 3564$  kal/kWh, a dla biegu jałowego 337 kal na każdy kW zainstalowanej mocy w ciągu godziny.



Rys. 5.

Wykres zużycia ciepła według powyższego równania Trögera uwidoczniony jest na rys. 5.

Znając średnie zużycie roczne ciepła możemy obliczyć koszt opału wychodząc z ceny paliwa „ $c_p$ “ groszy przeliczonej na 1 kaloryję. Koszt opału  $k_o$  przedstawi się równaniem:

$$k_o = c_p C_m = c_p \left( \frac{f}{\beta} a_w + b_w \right) \text{ gr/kWh} \quad . . . . . (3)$$

Wszystkie inne koszty wytwarzania prądu poza opalem wyraża się uproszczonym sposobem w procentach kapitału zakładowego przeliczonego na 1 kW zainstalowanej mocy, przyczem nawet koszty zmienne poza opalem bywają cyfrą tą ujmowane. Jeżeli kapitał jednostkowy, nazwiemy  $B_p$  w zło-

<sup>1</sup> Tröger, Wirtschaftlichkeit des Grosskraftwerkes Klingenberg Z. d. V. d. I. 1927, str. 1908.

tych, a wysokość procentu  $p_p$ , to ogólny wzór na koszty wytwarzania 1 kWh  $k_p$  przy  $h$  godzinach użytkowania mocy instalowanej przedstawi się w formie:

$$k_p = \frac{B_p \cdot p_p}{h} + k_o \text{ gr/kWh}$$

a wstawiając za  $h = 8760 \beta$ , a za  $k_o$  wartość z (3) otrzymamy

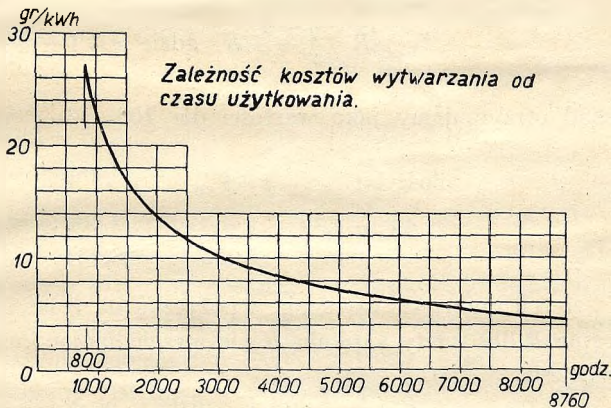
$$k_p = \left( \frac{B_p \cdot p_p}{8760} + c_p f a_w \right) \frac{1}{\beta} + c_p b_w \text{ gr/kWh} \dots \dots \dots (4)$$

Wzór ten możemy jeszcze ująć w bardziej uproszczonej formie

$$k_p = \frac{1}{\beta} A + B \text{ gr/kWh} \dots \dots \dots (5)$$

We formie (4) koszty wytwarzania przedstawione są jako suma trzech składników, a mianowicie kosztów stałych zależnych od kapitału, kosztów pogotowia i kosztów zmiennych opału; we formie (5) mamy tylko rozdział na koszty stałe i zmienne. Rozdział ten w formułach (4) i (5) nie jest zupełnie ścisły, ale przedstawia wystarczającą dokładność dla celów orientacyjnych. Przy ściślejszej analizie należy do kosztów zmiennych poza opałem dobrać część konserwacji i płac, co się jednak da przepro-

wadzić tylko w sposób przybliżony i każdy zakład według znajomości własnych stosunków podział taki indywidualnie szacuje.



Rys. 6.

Równanie (5) możemy przedstawić wykreślnie jako hiperbolę, jeżeli jako odcięte weźmiemy czy to ilość godzin użytkowania od 0 do 8760 czy też współczynnik wyzyskania od 0 do 1 (rys. 6).

Zanim przejdziemy do dyskusji nad najkorzystniejszymi warunkami wytwarzania prądu, musimy wpierv bliżej zanalizować wartość współczynnika procentowego  $p_p$ . W współczynniku tym mieszczą się jako główne elementy: oprocentowanie, amortyzacja, odnowienie, konserwacja, obsługa, administracja i podatki. Rozdzielmy te koszty na cztery grupy: 1) oprocentowanie



i amortyzacja, 2) odnowienie, 3) podatki, 4) reszta nieobjęta kosztami 1—3, co możemy wyrazić w formie  $p_p = p_p' + p_p'' + p_p''' + p_p''''$ .

Pierwsza grupa, o ile chodzi o oprocentowanie, stanowi wartość chwiejną, zależną od warunków gospodarczych; w różnych krajach europejskich i zamorskich oficjalna stopa procentowa jest rozmaita i podlega zwłaszcza w czasach niespokojnych, jakimi jeszcze dotąd są lata powojenne, ciągłym wahaniom. Z końcem roku 1935 np. oficjalne stopy procentowe światowe wahały między 1,5 a 6<sup>0</sup>/<sub>0</sub>. W Polsce stopa Banku Polskiego obniża się od szeregu lat i wynosi obecnie od 20 października 1933 5<sup>0</sup>/<sub>0</sub>. Praktycznie jednak nie możemy w warunkach polskich liczyć oprocentowania niższego aniżeli 8<sup>0</sup>/<sub>0</sub>.

Amortyzacja kapitału zależy od jego formy, czy to jest własny kapitał (np. akcyjny), czy też pożyczony (np. obligacje). Przy kapitale własnym trzeba kapitał zamortyzować w czasie trwania koncesji, którą np. w Polsce dla zakładów ciepłych dostaje się na lat 20 do 40.<sup>1</sup> Jeżeli rocznie na cel ten odkładamy  $R$  złotych, to przy oprocentowaniu odłożonych rat na  $p^0/0$  przez  $n$  lat stosunek odpisu rocznego  $R$  do całego kapitału  $K$  wyraża się równaniem

$$R = \frac{q - i}{q^n - 1} K, \text{ gdzie } q = 1 + \frac{p}{100};$$

skąd otrzymujemy jako wartości dla 100  $\frac{q - 1}{q^n - 1}$  wyrażone w procentach

ilość lat	$p = 4^0/0$	$p = 4,5^0/0$	$p = 5^0/0$
30	1,783	1,639	1,505
40	1,052	0,934	0,827

Jeżeli mamy do czynienia z pożyczką na  $n$  lat i  $p^0/0$ , to rata amortyzacyjna  $R$  dla spłaty kapitału  $K$  nie uwzględniając kursu emisyjnego pożyczki wyniesie

$$R = \frac{q^n (q - 1)}{q^n - 1} K, \text{ gdzie j. w. } q = 1 + \frac{p}{100}.$$

Jest więc przy pożyczce na 25 lat dla

$p = 7^0/0$	$R = \frac{8,6}{100} K$	czyli amortyzacja wyniesie	1,6 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>
$p = 7,5^0/0$	$R = \frac{9}{100} K$	„ „ „	1,5 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>
$p = 8^0/0$	$R = \frac{9,4}{100} K$	„ „ „	1,4 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>
$p = 8,5^0/0$	$R = \frac{9,75}{100} K$	„ „ „	1,25 <sup>0</sup> / <sub>0</sub> .

<sup>1</sup> Porównaj rozdział XI; nie bierzemy pod uwagę przedwczesnego wykupu, o którym mowa w rozdz. XI.

Niezależnie więc od tego, czy mamy do czynienia z własnym kapitałem, czy z pożyczką, musimy przyjąć jako średnią wartość amortyzacji 1,5<sup>0</sup>/<sub>0</sub> i w obecnych warunkach kredytowych w Polsce dla oprocentowania i amortyzacji preeliminować

$$p_p' = 8 + 1,5 = 9,5.$$

Odnowienie i raty, które na ten cel trzeba odłożyć, zależą od starzenia się maszyn i urządzeń; trzeba je tak przewidywać, aby po  $n$  latach życia zebrać fundusz wystarczający na zakupno zastępczych maszyn czy urządzeń. Raty te oblicza się według wzoru

$$100 \cdot \frac{q-1}{q^n-1}, \text{ gdzie } q = 1 + \frac{p}{100},$$

a  $p$  odpowiada wysokości oprocentowania odłożonych rat.

Wielkość  $n$  jest rozmaita dla rozmaitych urządzeń elektrowni i wynosi

dla budynków . . . . .	30—50 lat
kotłów . . . . .	20 „
turbín parowych . . . . .	15 „
generatorów . . . . .	12—20 „
rurociągów . . . . .	12—15 „
rozdzielni . . . . .	12—15 „
średnio dla zakładów wytwórczych	15 „ / „ /

Inny punkt widzenia stanowi starzenie się techniczne; niektóre maszyny dałyby się bowiem trzymać w ruchu przez 25 i więcej lat np. maszyna parowa z generatorem na 1000 kW, 107 obrotowa w lwowskiej elektrowni miejskiej na Persenkówce, która została w roku 1907 zainstalowana, jest jeszcze dziś zdalna do ruchu. Agregat ten jednak zarówno z powodu swojej małej mocy, jak i ekonomji jest nieprzydatny, a poza tem zajmuje miejsce, na którym stanie kiedyś turbozespół o 10 razy większej mocy. W Ameryce, gdzie się więcej niż w Europie liczą z postępem technicznym, a mniej z kapitałem, przyjmuje się życie maszyny najwyżej na 10 lat i stąd odpisy na odnowienie są tam znacznie wyższe.

Biorąc za podstawę okres 15 letni i 4<sup>0</sup>/<sub>0</sub>-owe oprocentowanie odłożonych kwot otrzymujemy jako wartość dla  $p_p'' = 5$ .

Przyjmując na podatki  $p_p''' = 1,5^1$  dla obecnych warunków w Polsce, a dla reszty wydatków (konserwacja, obsługa, administracja) według przeciętnej wypośrodkowanej z rzeczywistych wydatków szeregu elektrowni

<sup>1</sup> Zakłady gminne, państwowe i t. p. wolne są od podatku; możnaby dla nich  $p_p'''$  nie uwzględniać, ale zwyczajnie obsługa i administracja tych zakładów wypada drożej, tak, że w sumie współczynnik  $p_p$  nie wypada mniejszy w porównaniu z innymi zakładami.



polskich  $p_p'''' = 6,5$ ,<sup>1</sup> dostajemy ostatecznie  $p_p = 9,5 + 5 + 1,5 + 6,5 = 22,5$ ,<sup>2</sup> co wstawione w wzór (4) daje

$$k_p = \left( \frac{B_p \cdot 22,5}{8760} + c_p t a_w \right) \frac{1}{\beta} + c_p b_w \text{ gr/kWh} \quad . . . . \quad (6)$$

Zwracamy wyraźnie uwagę, że wartość  $p_p$  określoną dla obecnych stosunków w Polsce na 22,5 podajemy jedynie dla orientacji; analiza kosztów w każdym poszczególnym zakładzie może dać wartości mniej lub więcej odbiegające od tej cyfry orientacyjnej. W danym wypadku chodziło nam o ujęcie kosztów wytwarzania w formie jak najprostszej, aby mieć punkt wyjścia do dyskusji nad warunkami ich obniżenia.

Warunki obniżenia kosztów  $k_p$  byłyby następujące: 1) możliwie niska wartość  $B_p$  czyli niski kapitał zakładowy na jednostkę mocy, 2) tani opał  $c_p$ , 3) małe zużycie ciepła na 1 kWh ( $a_w$  i  $b_w$ ), 4) wielki współczynnik wyzyskania elektrowni ( $\beta$ ), co się równa wielkiej ilości godzin użytkowania ( $h$ ) mocy instalowanej.

Analizie warunku (4), jak można uzyskać najkorzystniejszy współczynnik „ $\beta$ ”, poświęcimy szereg dalszych rozdziałów, gdyż kwestje z tem związane mają doniosły i przeważający wpływ na gospodarkę elektryczną. Narazie przejdziemy do analizy pierwszych trzech warunków obniżenia kosztów  $k_p$ .

1) **Obniżenie kapitału zakładowego** ( $B_p$ ) uzyskuje się: a) przez zastosowanie jak największych jednostek maszynowych, b) przez zmniejszenie współczynnika rezerwy, c) przez skrócenie czasu budowy, wreszcie d) przez poprawę współczynnika mocy.

ad a) Powiększenie mocy jednostkowej odnosi się zarówno do kotłów jak i do turbozespołów, a w związku z tem wpływa też na wymiary budynków.

W kotłach obniżają się koszta liczone na 1 t pary na godzinę czy też na 1 kW przez budowę kotłów o coraz większej powierzchni ogrzewalnej i przez powiększenie odparowania z 1 m<sup>2</sup>.

Największy kocioł dotąd zbudowany ma powierzchnię ogrzewalną 5 000 m<sup>2</sup> przy produkcji pary dochodzącej do 568 tonn na godzinę (East River N. Y. Edison Co), a w projekcie dla centrali Astoria (St. Zj.) są przewidziane kotły o produkcji pary 790 t/h. W ten sposób dochodzimy do ideału jednego kotła na jeden turbozespół przy mocach do 100 000 kW.

<sup>1</sup> Por. str. 46.

<sup>2</sup> Cyfra analogiczna podawana przez szereg autorów, a przeliczona na podstawie  $p_p' = 9,5$  waha się między 21 (Seidner, Energiewirtschaft. Berlin 1930, str. 19–21) a 25,2 (Windel, Die Elektrizitätswirtschaft der freien Stadt Danzig 1928, str. 29).

Porównując koszty kotłów o jednakowym ciśnieniu i temperaturze przegrzania i o jednakowym odparowaniu z 1 m<sup>2</sup> widzimy, że koszty te w miarę zwiększania powierzchni ogrzewalnej do 1 000 m<sup>2</sup> bardzo znacznie spadają. I tak kocioł o 800 m<sup>2</sup> kosztuje 14% mniej niż dwa po 400 m<sup>2</sup>, a 33% mniej niż cztery po 200 m<sup>2</sup>. Obliczenia dla budującej się elektrowni w Port Washington wykazały, że przez zastosowanie jednego kotła odpowiadającego mocy 80 MW w porównaniu z dwoma kotłami każdy odpowiadający mocy po 40 MW zaoszczędza się 2 miliony złotych.

W grubszym przybliżeniu kosztowały w latach dobrej konjunktury między r. 1928 a 1931 jednostki kotłowe na

	cena niemiecka <sup>1</sup>	cena polska <sup>2</sup>
1 000 kW	280—380 zł/kW	
2 000 „	200—250 „ „	140—160 zł/kW
5 000 „	150—170 „ „	110—120 „ „

przyjmując 25—35 kg/m<sup>2</sup> odparowania. Cyfry podane mają tylko wartość porównawczą, bo absolutnie biorąc w tej chwili są zupełnie nieaktualne; dziś np. (r. 1935) cena polska kotła na 5 000 kW wynosi tylko 50 zł/kW.

Podnosząc odparowanie na 50—70 kg/m<sup>2</sup> otrzymamy dalsze obniżenie kosztów o 20—45% na 1 t wytworzonej pary. Kombinując zarówno podwyższenie powierzchni ogrzewalnej jak i odparowania dostajemy stosunkowe dalsze zniżki w kosztach o 20—25%, wszystko przy ciśnieniach poniżej 20 atm.

W turbozespołach koszty na 1 kVA zmniejszają się zarówno przez podwyższenie mocy jak i przez podwyższenie ilości obrotów. Stąd dążność do typów dwubiegunowych o 3000 obr/min. w Europie (50 okresów), a 3600 obr/min. w Ameryce (60 okresów) przy możliwie wielkich mocach. Największy turbozespół 3000 obrotowy uruchomiono w r. 1934 w elektrowni Schelle (Belgia) o mocy 80 000 kVA (60 000 kW). Rok przedtem poszły w ruch trzy turbozespoły 3000 obrotowe po 71 000 kVA (50 000 kW) w elektrowni Saint-Denis pod Paryżem. Zespoły 1 500 obrotowe w Europie dochodzą do mocy 85 000 kW (Zschornewitz w Saksonji), a w Ameryce przy 1 800 obrotach do 208 000 kW (State Line Station Chicago) rozdzielone na trzy jednostki wzgl. 160 000 kW (Hell Gate N. Y. Edison Co) rozdzielone na dwie jednostki. Do pewnego stopnia wpływa na obniżenie kosztów napięcie wytworzone bezpośrednio na zaciskach turbogeneratorów; ostatnio firma B. B. C. dostarczyła dla elektrowni w Langenbrugge (Belgia) zespół o mocy 31 250 kVA przy napięciu 36 000 V.

<sup>1</sup> ETZ 1930, Nr. 13, str. 477.

<sup>2</sup> Technika Ciepła 1928, Nr. 10, str. 174.



Obrąpalski<sup>1</sup> podaje jako koszta turbozespołów na 1 kW przy mocy

2000	5000	10 000 kW
154	92	77 zł/kW.

Ceny te mają naturalnie znowu tylko znaczenie porównawcze, bo dziś (rok 1935) już przy mocy 1000 kW cena wynosi tylko 130 zł/kW.

Stosowanie wielkich jednostek kotłowych i turbinowych wpływa na zmniejszenie wymiarów, a tem samym kosztów części budowlanej przeliczonych na 1 kW mocy zainstalowanej. Według Glunka i Schönberga<sup>2</sup> wymiary budynków elektrowni opartej na węglu kamiennym stoją według praktyki niemieckiej w następującym związku z mocą i ilością zainstalowanych maszyn i kotłów.

Tablica 5.

Moc zainstalowana . . .	MW	12	24	48	96	144	240
Ilość i moc maszyn . . .	MW	4.3	4.6	4.12	4.24	4.36	4.60
Ilość i pow. ogrz. kotłów	m <sup>2</sup>	4.800	6.900	6.1600	12.1600	14.2000	24.2000
Rzut poziomy maszynowni	m <sup>2</sup>	800	1200	2000	3000	4000	5500
Rzut poziomy kotłowni .	m <sup>2</sup>	1250	2000	2800	5000	6000	10000
Razem powierzchnia . . .	m <sup>2</sup> /MW	170	133	100	84	70	64
Razem kubatura . . . .	m <sup>3</sup> /MW	3750	2950	2350	1930	1700	1600

Praktyka amerykańska wykazuje zużycie miejsca w rzucie poziomym kotłowni o 30—40% mniejsze, a w kubaturze o 20—30% mniejsze.

Cyfry przytoczone w referatach światowej konferencji energetycznej w Berlinie w r. 1930 (sekcja 7, ref. 18) wykazują bardzo podobne wyniki

Moc MW	m <sup>2</sup> /MW	m <sup>3</sup> /MW
10	140	2200
40	80	1700
150	65	1600

W sumie podaje szwajcarska firma Brown Boveri (BBC)<sup>3</sup> według swojej praktyki dla nowoczesnej elektrowni jako koszta całkowite przeliczone na 1 kW mocy instalowanej w zależności od mocy wyrażonej w MW (formułę przerobiliśmy z waluty szwajcarskiej na polską):

$$K = 2 \left( 265,5 + \frac{1468,5}{MW} - \frac{1134}{(MW)^2} \right) \text{ zł/kW} \dots \dots (7)$$

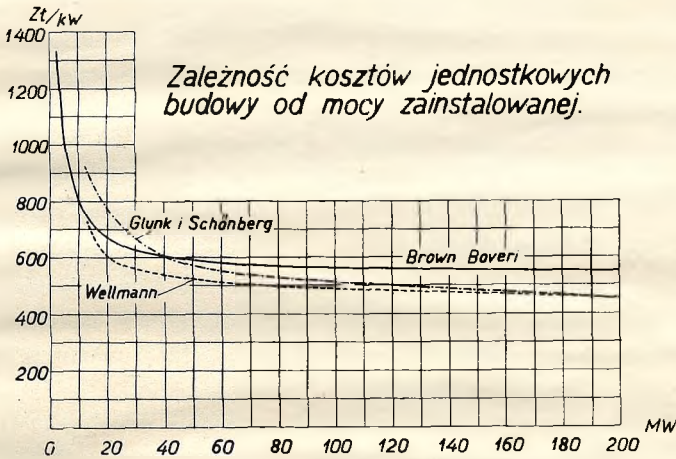
<sup>1</sup> Technika Ciepła 1928, Nr. 10, str. 174.

<sup>2</sup> Glunk u. Schönberg, Landeselektrizitätswerke. Monachjum 1926, str. 190.

<sup>3</sup> Technika Ciepła 1928, Nr. 10, str. 174.

Na rysunku 7 przedstawione są wyniki obliczone na podstawie tej formuły, a dla porównania wykresy według danych podanych u Glunka i Schönberga<sup>1</sup> i w referacie Wellmana na światowej konferencji energetycznej w r. 1930 (sekcja 7, ref. 18). Z wykresów tych widać, że koszty jednostkowe z 1000 złotych przy 5 MW szybko opadają, do poniżej 600 zł (ok. 60 MW), aby potem prawie się nie zmieniać. Zwiększanie mocy wpływa więc na zmniejszenie kosztów tylko do pewnej granicy, po przekroczeniu której wpływ ten staje się minimalny.

Przy porównywaniu kosztów jednostkowych rozmaitych zakładów podawanych przez rozmaitych autorów trzeba dokładnie zwrócić uwagę na



Rys. 7.

to, czy w każdym wypadku te same składniki kosztów zostały uwzględnione. Wellman np. w swoich cyfrach nie uwzględnia kosztów gruntu, interkalarji, projektu i nadzoru, budowy transformatorni i chłodni; stąd też różnica z krzywą BBC o ok. 20%.

Według publikacji Polskiego Komitetu Energetycznego (Przegląd Techn. z 15 stycznia 1930) koszty zakładowe jednostkowe są o średnio 25% niższe, niż na wykresie 7. Według praktyki amerykańskiej wypadały w czasie konferencji energetycznej w r. 1930 (sekcja 8, ref. 282) koszty znacznie wyższe od europejskich i tak dla 35 MW 120 \$/kW, a dla 70 MW 100 \$/kW. Po dewaluacji dolara w r. 1933 ceny mniej więcej się wyrównały.

W końcu przytaczamy faktyczne koszty budowy ostatnich dwóch elektrowni berlińskich, które wynosiły dla zakładu Klingenbergwerk o mocy

<sup>1</sup> Glunk u. Schönberg, l. c. str. 316.



( $3 \cdot 80 + 3 \cdot 10$ ) MW i 16 kotłów po  $1800 \text{ m}^2$  590 zł/kW, a dla zakładu Westkraftwerk o mocy ( $6 \cdot 34 + 2 \cdot 12$ ) MW i 8 kotłów po  $2400 \text{ m}^2$  583 zł/kW.

ad b) Na ogólny koszt budowy elektrowni wpływa w dość znacznym stopniu oznaczenie wielkości rezerwy. Jeżeli ogólna moc szczytowa elektrowni jest  $P_s$ , to według zasad powyżej wyliczonych najtańsza budowa wypadłaby, przy wyborze jednostek jak największych, a więc 2 jednostek każda o mocy  $\frac{P_s}{2}$  i rezerwowej jednostce tej samej mocy (współczynnik rezerwy  $r=1,5$ ). Faktycznie ogólny koszt budowy może wypaść tańszy przy wyborze np. 4 jednostek po  $\frac{P_s}{4}$  i rezerwowej jednostce piątej również o mocy  $\frac{P_s}{4}$  (współczynnik rezerwy  $r=1,25$ ). Gdy bowiem w pierwszym wypadku ogólna moc zainstalowana wynosi  $3 \cdot \frac{P_s}{2}$ , to koszt całości np. po zł 500 za kW może wypaść wyższy, niż w wypadku drugim przy ogólnej mocy zainstalowanej  $5 \cdot \frac{P_s}{4}$  po cenie np. 580 zł/kW; otrzymujemy bowiem stosunek kosztów budowy 750 : 725 na niekorzyść zakładu o jednostkach większej mocy. Ostateczna decyzja co do ilości jednostek i współczynnika rezerwy ze stanowiska najgospodarniejszego ruchu zależy jednak jeszcze od przebiegu obciążenia zakładu, a więc od zużycia paliwa w ciągu rocznego okresu ruchu i wymaga osobnego studjum.<sup>1</sup>

Na zmniejszenie rezerwy może wpłynąć korzystnie współpraca elektrowni poszczególnych pomiędzy sobą na wspólną sieć, ale wtedy trzeba zamiast kosztów rezerwy wstawić dla porównania kosztu sieci łączących, o czym będzie mowa w rozdziale VIII.

ad c) Jedną z poważnych pozycji kosztów budowy zakładu stanowią odsetki od kapitału wydatkowane w czasie trwania budowy t. zw. „interkalarja“, które są tem większe, im dłużej budowa się przeciąga. Dlatego w interesie zmniejszenia kosztów leży jak najszybsza budowa, a do niej dochodzi się przedewszystkiem przez bardzo staranne opracowanie projektu, planów i odpowiednie rozdawnictwo robót albo też przez powierzenie wszystkich robót generalnemu dostawcy, jak np. zrobiła elektrownia berlińska oddając całość budowy „Klingenbergwerk“ firmie AEG, a „Westkraftwerk“ firmie Siemens-Schuckert. To też budowa pierwszego z tych zakładów została wykończona w ciągu piętnastu miesięcy, a drugiego w ciągu dziewiętnastu miesięcy; pomimo tego budowa Klingenbergwerk pochłonęła w formie

<sup>1</sup> Por. Livonius u. Wolle, Die Wahl der nach Art und Grösse zweckmässigsten Spitzkraftquelle ETZ 1931, Nr. 34, str. 1091, rys. 2.

interkalarji przeszło 15 milj. zł (4,54% kapitału zakładowego). Równie szybko wykonano w ciągu 17 miesięcy budowę elektrowni przy fabryce sztucznych nawozów w Mościskach złożoną z trzech zespołów po 7600 kW i jednego zespołu 2100 kW.

Wellman w cytowanym kilkakrotnie referacie światowej konferencji energetycznej podaje jako czas wykończenia dużej elektrowni nowoczesnej 17—23 miesięcy, z czego 4—6 miesięcy poświęconych jest na projekt, 12—15 miesięcy na właściwą budowę, a 1—2 miesięcy na uruchomienie.

ad d) Polepszenie współczynnika mocy  $\cos \phi$  pozwala lepiej wykorzystać urządzenia elektryczne w stosunku ilości kVA do kW i tem samym obniża koszty jednostkowe na 1 kW użyteczny. Sprawa ta będzie obszerniej rozpatrywana w rozdziale VI.

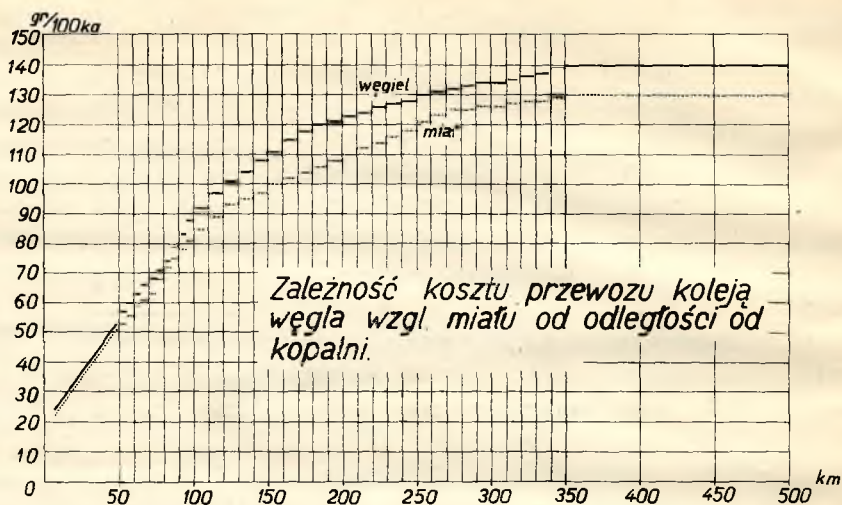
W związku z wpływem wysokości jednostkowego kapitału zakładowego  $B_p$  na koszty wytwarzania prądu stoi również wielkość  $p_p$ , którą w obecnych warunkach gospodarczych Polski określiliśmy orientacyjnie, jako równą 22,5. Ogólnie biorąc nie jest to jednak cyfra stała, a przeważające znaczenie jako jedna ze składowych tej wartości  $p_p$  ma stopa procentowa, po jakiej możemy potrzebny kapitał dostać. Z dalszych składowych wielkości  $p_p$  tylko jeszcze koszty obsługi mogą podlegać poważniejszej zmianie, a to nie tylko w zależności od ilości i wielkości jednostek kotłowych i maszynowych, ale też od umiejętności założonej organizacji, daleko posuniętej automatyzacji zwłaszcza w nowoczesnej kotłowni i od swobody w doborze i zmianie personelu, jaką np. nie zawsze mają elektrownie państwowe, państwa, powiatów czy zarządów miejskich.

2) **Obniżenie kosztów materiału opałowego  $c_p$** , które się zwyczajnie określa przez cenę opału za 1000 kalorii loko kotłownia, uzyskuje się:

- przez umieszczenie siłowni na kopalni węgla lub przy źródle gazu ziemnego,
- przez ustawienie elektrowni przy głównej drodze komunikacyjnej, możliwie przy porcie, kanale żeglugi lub t. p. albo przy rurociągu gazowym,
- przez spalanie tańszych sortymentów węgla przedewszystkiem miału, wreszcie d) przez chemiczne wykorzystanie materiału opałowego bądźto przed spalaniem, bądź też po spalaniu (popiołu).

ad a) b) c) Umieszczenie siłowni na samej kopalni redukuje koszt transportu prawie do zera i równocześnie pozwala na wydajne stosowanie miału węglowego. Wzrost kosztów paliwa, a to zarówno orzecha jak i miału przez transport kolejowy uwidocznił się na wykresie 8, a stosunek ceny miału do ceny orzecha w Polsce w ciągu ostatnich lat 30 pokazany jest w wykresie 9. Przy transporcie na 400 km i przy cenach frachtu z grudnia 1934 koszt przewozu węgla wynosi 1,40, a miału 1,30 gr/kg, a przy wartości kalorycz-





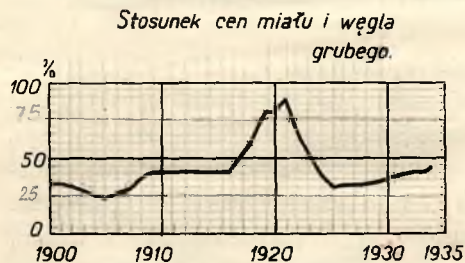
Rys. 8.

nej 6000 kal. wypada na 1000 kal. cena miazu loko kopalnia 0,2 gr, a kosztu transportu 0,216 tak, że przez transport cena wzrasta o 108<sup>0</sup>/<sub>0</sub>.<sup>1</sup>

Natomiast opłaca się sprowadzać drogą morską węgiel górnośląski<sup>2</sup> do Gandawy w Belgji, gdzie statki z Gdańska lub Gdyni zawijają wprost przed elektrownię położoną nad Skaldą. Tak samo zbudowała elektrownia Westkraftwerk w Berlinie, dla obniżenia kosztów transportu węgla nadchodzą-

cego z zagłębia nadreńskiego kanałami do Sprewy, specjalny port dla statków węglowych dla użytku wszystkich miejskich zakładów elektrycznych w Berlinie.

ad d) Sprawa gazowania węgla, chemicznej jego przeróbki, a stosowania gazu do opału pod kotłami nie jest jeszcze definitywnie rozwiązana i nie można stanowczo twierdzić, że przez tego rodzaju



Rys. 9.

przeróbkę opału uzyskuje się gospodarczo korzystne wyniki; dalsze badania prowadzone przedewszystkiem na drodze chemicznej pokażą, czy takie rozwiązanie ma przyszłość przed sobą.

<sup>1</sup> Po niższej frachtu w grudniu 1935 wzrost ceny miazu przez transport na 400 km wynosi 96<sup>0</sup>/<sub>0</sub>.

<sup>2</sup> Przy specjalnie niskiej cenie eksportowej.

Natomiast bardzo korzystne jest odgazolinowanie gazu ziemnego przed zastosowaniem go na opał do kotłów. Z jednego m<sup>3</sup> gazu ziemnego o wartości opałowej 10–11 000 kal. można wydestać 200 g gazołiny o wartości rynkowej 30–35 gr/kg, a odgazolinowany gaz ma jeszcze zawsze 8–9000 kal. do dyspozycji kotłów.

Wykorzystanie popiołu, poza cegiełkami do celów budowlanych, w kierunku przeróbki chemicznej przeprowadza elektrownia w Langenbrugge (Gandawa) wydobywając z popiołu naszego górnośląskiego węgla aluminium, krzem i żelazo. I co do tych prób nie można jeszcze osądzić, czy się opłacają, a tem samym przyczyniają do obniżki kosztów materiału opałowego.

3) Przechodzimy do **zużycia paliwa** na 1 kWh. W kierunku tym ostatnich lat kilkanaście przyniosło ogromne postępy, a to zarówno przez podwyższenie ciśnienia pary i temperatury przegrzania, jak i przez zastosowanie pary odlotowej do celów grzejnych, specjalnie do podgrzewania wody zasilającej.

Ciśnienie pary, które przed wojną utrzymywało się na wysokości kilkunastu atmosfer, przeszło przez stadium 30–40 atmosfer, a obecnie dochodzi i przekracza 100 atmosfer, przy równoczesnem podwyższaniu temperatury przegrzania z 300° do 450°, a nawet ponad 500° C. Dalsze podniesienie temperatury jest tylko kwestją materiału, któryby takim temperaturom sprostał; w kierunku tym pracują huty zarówno w Europie jak i w Ameryce. W Stanach Zjednoczonych już z początkiem r. 1930 pracowało 67 elektrowni przy ciśnieniach między 28 a 38 atmosfer, a 6 zakładów przy ciśnieniach od 42 do 84 atm.; elektrownia berlińska Klingenbergwerk pracuje przy 37 atm., St. Denis pod Paryżem przy 55 atm., Mannheim w Niemczech przy 100 atm., a Langenbrugge w Belgji częściowo przy krytycznem ciśnieniu 224 atmosfer.

Wyższe ciśnienia i temperatury przegrzania wyrażają się w zużyciu ciepła w sposób następujący:

Tablica 6.

1. ciśnienie w kotle atmosfer . . . . .	11	16	32	100
2. temperatura przegrzania C° . . . . .	320	340	370	450
3. ciśnienie w kondensatorze atmosfer . . . . .	0,05	0,05	0,05	0,05
4. ciepło doprowadzone kalorii . . . . .	698	706	713	731
5. użyteczny spadek ciepła kalorii . . . . .	210	227	253	299
6. sprawność termiczna $\eta_t$ . . . . .	0,306	0,322	0,355	0,41
7. całkowita sprawność 0,6 $\eta_t$ . . . . .	0,186	0,193	0,213	0,246
8. dla uzyskania 1 kWh = 860 kal trzeba zużyć kal. .	4620	4450	4040	3480
9. zużycie ciepła na 1 kWh na szynach zbiorczych .	5250	5050	4600	3840



Całkowita sprawność podana w wierszu 7 polega na przyjęciu sprawności kotłów  $\eta_k = 0,8$ , rurociągów  $\eta_r = 0,94$  i termodynamicznego współczynnika dla turbin  $\eta_{tu} = 0,8$ ; z tych współczynników wynika

$$\eta_{\text{całk}} = \eta_k \eta_r \eta_{tu} \eta_t = 0,6 \eta_t.$$

Zużycie ciepła w wierszu 9 tablicy 6 zostało obliczone z uwzględnieniem następujących sprawności: sprawność mechaniczna turbiny 0,98, sprawność generatora 0,95, sprawność połączeń elektrycznych 0,99, sprawność z powodu zużycia własnego 0,96; iloczyn tych współczynników daje 0,88, cyfra przyjęta do obliczenia dziewiątego wiersza tablicy.

Jeżelibyśmy chcieli obliczyć zużycie pary w turbinie na 1 kWh dla czterech powyżej podanych ciśnień i temperatur, to przyjmując  $\eta_{tu} = 0,8 \eta_t$  otrzymamy jako stosunek ciepła użytecznego do doprowadzonego po przemnożeniu cyfr wiersza 6 tablicy 6 przez 0,8 . . . 0,244 0,257 0,284 0,328 dla uzyskania 1 kWh = 860 kal. z uwzględ-

nieniem współczynnika 0,88 trzeba użyć analogicznie do wiersza 9 tablicy 6 kalorii . 4000 3800 3450 2980 ciepło zawarte w 1 kg pary (wiersz 4 tablicy 6) 698 706 713 731 stąd zużycie pary przez turbinę na 1 kWh kg 5,73 5,4 4,85 4,1

Przechodząc wreszcie do zużycia węgla na 1 kWh i jego kosztu wyrażonego w groszach znajdujemy dla węgla o 6 000 kal. według dziewiątego wiersza tablicy 6 zużycie w kg węgla na kWh 0,875 0,842 0,767 0,64 a przy cenie np. 3 gr/kg koszt węgla na kWh gr 2,62 2,52 2,3 1,92

Cyfry podane mogą ulec pewnej dalszej poprawie przez wyższe sprawności kotłów i turbin. Sprawność kotłów  $\eta_k$  udało się znacznie podnieść przez zastosowanie opału wędłem sproszkowanym, przez co  $\eta_k$  dochodzi, a nawet przekracza 0,9. W kotłowni Klingenbergwerk w Berlinie (35 atm., 400° C) stwierdzono  $\eta_k = 0,88$ , zużycie pary 4,12 kg/kWh, zużycie ciepła  $C_m = 3900$  do 4070 kal/kWh przy  $h = 4400$  do 3500; zużycie przy pełnym obciążeniu podaliśmy na str. 24 równe 3564 kal/kWh.

Z powyżej zestawionych wyników ekonomii cieplnej w granicach od 11 do 100 atm. widać, że jakkolwiek wyzyskanie ciepła w zakładach parowych jest wogóle niedoskonałe, bo dochodzi tylko do 25%, to jednak postęp od niskich do wysokich ciśnień i temperatur jest znaczny, bo przy 100 atm. i 450° C przegrzania mamy wyniki o 33% lepsze niż przy 11 atm. 320° C przegrzania. Felix i Noak wykazali w referacie przedstawionym światowej konferencji energetycznej 1930 (sekcja 10, ref. 329), że podwyższenie ciśnienia ponad 120 atm. nie daje już dalszej poprawy ekonomii i że przy tem ciśnieniu dochodzi się do granicznej cyfry wyzyskania ciepła w zakładzie parowym, którą jest zużycie 2785 kal/kWh dla turbiny parowej o mocy

50 000 kW przy przegrzaniu do 450° C, próżni 0,04 atm., podgrzaniu wody zasilającej do 195° C. Zużycie ciepła powyżej podane odpowiada ogólnej sprawności licząc od węgla spalonego na ruszcie do prądu elektrycznego na szynach zbiorczych rozdzielni  $\eta = 0,309$ . Niektórzy badacze (prof. Christie<sup>1</sup>) podają jeszcze dalsze oszczędności przy podwyższeniu ciśnienia do 175 atm. i 540° C przegrzania w cyfrze 2400 kal./kWh (sprawność 0,36); ale nawet i ten wynik nie może nas jeszcze zadowolić, gdyż wciąż ponad 60% ciepła odchodzi bezużytecznie z kondensatem z pod turbiny.

Aby temu zaradzić, zaczęto obmyślać środki wyzyskania pary odlotowej do celów grzejnych. W najkorzystniejszych warunkach mogą pracować zakłady, które poza wytwarzaniem energii elektrycznej mogą wyzyskać parę do celów czyto technologicznych, czy chemicznych, czy wprost cieplnych. W takich zakładach możemy naprawdę mówić o energii „odpadowej”, gdyż stosując w zakładzie wytwórczym wyższe ciśnienia (>40 atm.) i rozprężając parę do 1 czy 2 atm. potrzebnych dla celów grzejnych, możemy 1 kWh uzyskać kosztem 1200 kal., co nie da się żadnym innym systemem cieplnym osiągnąć. Gdzie niema sposobu zastosowania pary do innych celów, łączy się siłownie z ciepłowniami, jak to ma miejsce w elektrowni w Bernie morawskim,<sup>2</sup> lub na Politechnice w Zurychu.<sup>3</sup> W samym zakładzie używa się dziś dla częściowej poprawy ekonomji ciepła, podgrzewania parą wody zasilającej do temperatury ok. 200° C, a zysk z tego tytułu dochodzi do 10%.<sup>4</sup> Wreszcie polega na zasadzie wyzyskania ciepła odlotowego do celów grzejnych stosowanie t. zw. turbin wstępnych o wysokim ciśnieniu powyżej 40 atm. w zakładach, które dotąd pracowały z niższymi ciśnieniami. W wypadku takim w turbinach wstępnych o wysokim ciśnieniu rozpręża się parę do ciśnienia poprzednio stosowanego i parę tę o niższej prężności przepuszcza się przez stare zespoły. To wyzyskanie pary odlotowej turbin wstępnych pozwala na uzyskanie dodatkowej energii w tych zespołach kosztem ok. 1200 kal./kWh i poprawia w pewnej mierze ogólną ekonomję ciepła.<sup>5</sup>

Przykład bezpośredniego wyzyskania pary odlotowej mamy w elektrowni w Krynicy, gdzie para z turbiny przechodzi do rurociągów dla ogrzewania

<sup>1</sup> Bip Technico 1932, Nr. 5, str. 6.

<sup>2</sup> J. Osolsobe, La centrale d'électricité et de distribution de vapeur à Brno. Elektrot. Obzor 1935, Nr. 35, str. 562.

<sup>3</sup> M. Altenberg, Miejskie Zakłady Elektryczne w Zurychu. Przegl. Elektrot. 1934, Nr. 5, str. 92.

<sup>4</sup> A. Uklański, O podgrzewaniu regeneracyjnem skroplin w turbinach parowych. Przegl. Techniczny 1930, Nr. 21 i 22.

<sup>5</sup> H. Schulze, Die Wirtschaftlichkeit der Hochdruck-Vorschaltanlage. ETZ 1931, Nr. 8, str. 233.



łazienek; nierównoczesność zapotrzebowania pary wyrównuje się tam ciepłarkami Ruthsa (ob. rozdz. VII, str. 170).

Ciekawy przykład oszczędności, jaką można uzyskać w wydatku paliwa dla celów energetycznych, jeżeli przeprowadzi się racjonalną kombinację gospodarki energetycznej i cieplnej, podał inż. Rozental z Warszawy w referacie na światowy zjazd energetyczny 1930 (sekcja 9, ref. 203) proponując ogólne wyzyskanie ciepła odpadkowego do celów rafinerji drohobyckich po wytworzeniu odpowiedniej ilości energii elektrycznej dla popędu kopalń w Borysławiu. Według dat z r. 1929 ogólna ilość ropy przerabianej rocznie w rafinerjach drohobyckich wynosiła 35 000 cystern z możliwością podniesienia tej cyfry do 50 000 cystern. Aby ropę tę przerobić, potrzeba w rafinerji na każdy kg ropy mieć do dyspozycji około 2,5 kg pary o prężności 4 atm. zawierającej 659 kal. Zapotrzebowanie ciepła dla rafinerji wynosi więc na dobę przy 350 dniach roboczych i przeróbce 35 000 cystern rocznie:

$$2,5 \frac{35 \cdot 10^7}{350} 659 \text{ kal.}, \text{ a na godzinę}$$

$$2,5 \frac{659 \cdot 10^6}{24} = 68\,536\,000 \text{ kal/godz.},$$

co odpowiada rocznemu zapotrzebowaniu pary w wysokości  $88 \cdot 10^7$  kg.

Szyby i zakłady przemysłowe w Borysławiu potrzebowały w r. 1929 ok. 120 milj. kWh rocznie energii elektrycznej do celów popędowych, co przy 4000 godzin wyzyskania mocy szczytowej, jaką wykazuje zagłębie borysławskie, odpowiada mocy 30 000 kW. Z ilości tej można uważać 10 000 kW jako moc podstawową stale wyzyskaną, a dalszych 20 000 kW stanowi chwilowe szczyty podczas wyjazdów maszyn wyciągowych. Energia odpowiadająca stałemu zapotrzebowaniu podstawowemu wynosi więc okr.  $88 \cdot 10^6$  kWh rocznie.

Zestawiając możliwe ilości rocznej produkcji energii elektrycznej w rafinerjach w przypuszczeniu, że ciśnienie i przegrzanie pary elektrowni rafineryjnych wynosi

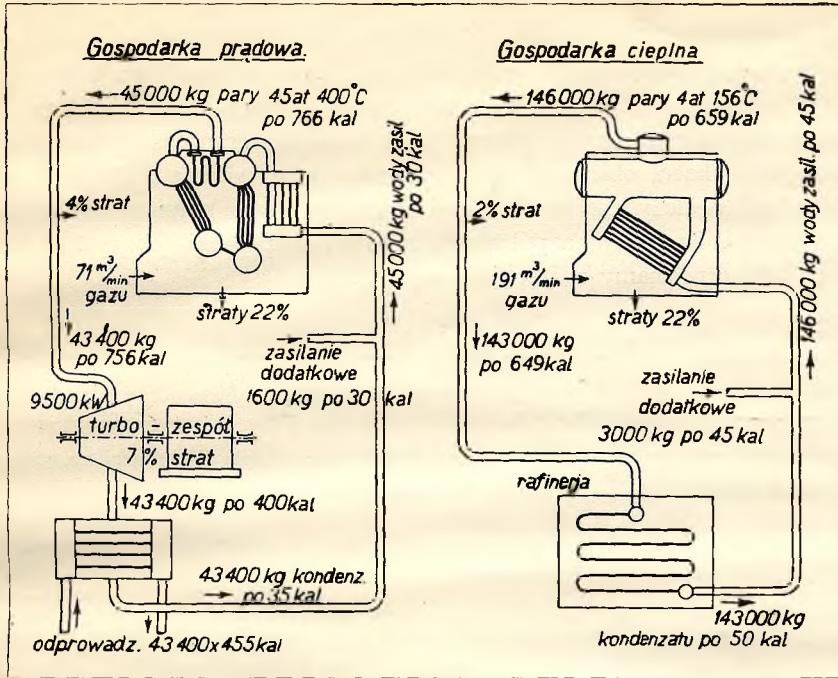
°C	450	420	400	380	250
atm.	100	60	45	30	20

i że rozprężamy parę do ciśnienia potrzebnego w rafinerji, t. j. do 4 atm., otrzymamy jako ilości pary potrzebne do wytworzenia 1 kWh

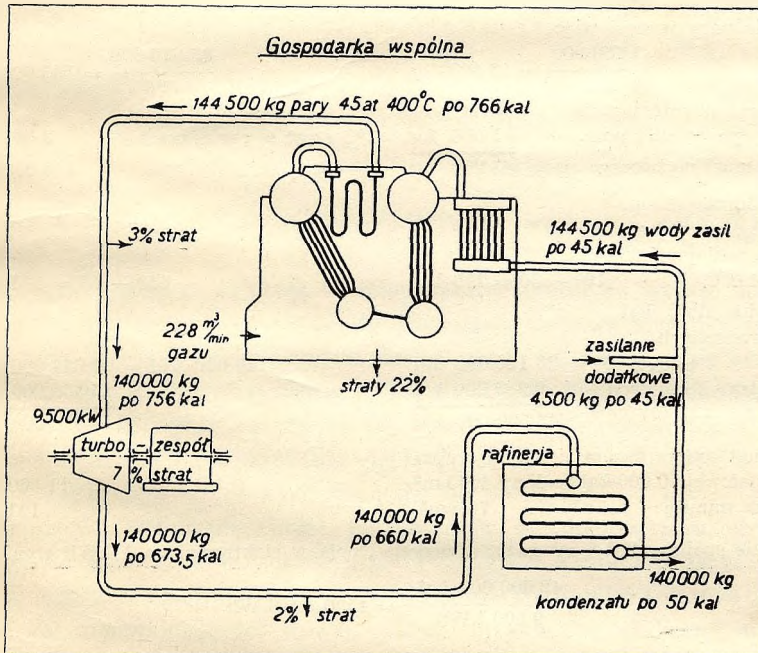
$$7,8 \quad 9 \quad 10 \quad 11,7 \quad 14,6 \text{ kg.}$$

Licząc jak wyżej roczne zużycie ciepła dla rafinerji  $68\,536\,000 \cdot 350 \cdot 24$  i przeliczając to na ilość potrzebnej pary przez podzielenie przez 659, otrzymujemy stąd jako możliwą produkcję energii

$$113 \quad 97 \quad 88 \quad 75 \quad 60 \cdot 10^6 \text{ kWh.}$$



Rys. 10.



Rys. 11.



Z cyfr tych widać, że warunki energetyczne odpowiadające potrzebom zagłębia zostałyby osiągnięte przez budowę elektrowni o ciśnieniu 45 atm. i 400° C przegrzania, gdyż w tych warunkach otrzymujemy dokładnie potrzebną ilość energii rocznej. Aby uzyskać dokładne zgranie pary potrzebnej w obu wypadkach, obieramy moc użyteczną elektrowni na 9 500 kW.

Gdybyśmy ułożyli schemat zapotrzebowania ciepła najpierw oddzielnie dla elektrowni i rafinerji, a potem dla wspólnej gospodarki (ob. rys. 10 i 11 na str. 39), otrzymamy następujące wyniki:

Tablica 7.

Gospodarka rozdzielona	
Wytwarzanie prądu na godzinę	Wytwarzanie ciepła dla rafinerji na godz.
Zapotrzebowanie ciepła	Zapotrzebowanie ciepła
9500 kWh · 860 kal = 8 150 000 kal	68 536 000 kal
7% strat mech. i elektr. 600 000 kal	20% strat w rafinerji 17 134 000 kal
8 750 000 kal	85 670 000 kal
użyteczne ciepło z 1 kg pary 45 atm 400° C rozprężonej do ciśnienia 0,05 atm	użyteczne ciepło z 1 kg pary przy odpły- wie kondensatu o zawartości 50 kal
756 - 490 = 266 kal	649 - 50 = 599 kal
a uwzględniając współczynnik termody- namiczny 0,76 266 · 0,76 = 202 kal	
Zużycie pary wynosi więc	
$\frac{8\,750\,000}{202} = 43\,400$ kg	$\frac{85\,670\,000}{599} = 143\,000$ kg
4% strat w rurociągach i popędach pom. 1 600 kg	2% strat w rurociągach 3 000 kg
kocioł musi wytworzyć parę 45 000 kg	146 000 kg
ciepło doprowadzone na 1 kg pary przy wodzie zasilającej 30 wzgl. 45° C 766 - 30 = 736 kal	659 - 45 = 614 kal
całkowita ilość kal doprowadzonych	
45 000 · 736 = 33 120 000 kal	146 000 · 614 = 89 644 000 kal
22% strat kotłowych 9 380 000 kal	25 356 000 kal
ciepło na ruszcie 42 500 000 kal	115 000 000 kal
paląc pod kotłem gazem ziemnym o war- tości opałowej 10 000 kal spalimy 4250 m <sup>3</sup> czyli na minutę 70,8 m <sup>3</sup> .	11 500 m <sup>3</sup> 191 m <sup>3</sup>
W sumie spalimy 261,8 m <sup>3</sup> gazu, a zużycie ciepła w elektrowni na 1 kWh wyniesie	
$\frac{42\,500\,000\text{ kal}}{9\,500\text{ kWh}} = 4500\text{ kal/kWh.}$	

Tablica 8.

Gospodarka wspólna	
Zapotrzebowanie ciepła dla prądu jak wyżej 8 750 000 kal	dla celów grzewczych 85 670 000 kal
użyteczne ciepło z 1 kg pary przy roz- prężeniu do 4 atm $756 - 673,5 = 82,5$ uwzględniając współczynnik termodyna- miczny 0,76 $82,5 \cdot 0,76 = 62,5$ kal	detto z uwzględnieniem 2% strat w ru- rociągach między turbiną a rafinerją i przy odpływie kondensatu zawartości 50 kal $673,5 \cdot 0,98 - 50 = 610$ kal.
zużycie pary na 1 godzinę $\frac{8\,750\,000}{62,5} =$	$\frac{85\,670\,000}{610} = 140\,000$ kg
3% strat w rurociągach i napędach pomocniczych	$\frac{4\,500\text{ kg}}{144\,500\text{ kg}}$
doprowadzone ciepło na 1 kg pary przy wodzie zasilającej 45° C $766 - 45 = 721$ kal	
całkowite ciepło doprowadzone $144\,500 \cdot 721 =$	$104\,184\,500$ kal
22% strat kotłowych	$\frac{29\,815\,500\text{ kal}}{134\,000\,000\text{ kal}}$
ciepło na ruszcie	

Na wytworzenie tej ilości ciepła trzeba spalić gazu ziemnego o wartości opałowej 10 000 kal. 13 400 m<sup>3</sup> czyli 223 m<sup>3</sup>/min. Przy tej wspólnej gospodarce oszczędzi się więc na opale

$$(4250 + 11\,500) - 13\,400 = 2350\text{ m}^3\text{ (39 m}^3\text{/min.) czyli } \frac{2350 \cdot 100}{15\,750} = 15\%$$

Chcąc obliczyć, ile zużyto ciepła na 1 kWh, porównujemy obecne zużycie ciepła z poprzednim zużyciem dla samej rafinerji, z czego otrzymujemy

$$134\,000\,000 - 115\,000\,000 = 19\,000\,000\text{ kal}$$

i tą ilością kalorii uzyskaliśmy 9500 kWh; tak więc na 1 kWh przypada 2000 kal.

Jeżeli przyjmiemy, że przez transformowanie prądu na wyższe napięcie, przez przeniesienie z Drohobycza do Borysławia i przez znizzenie napięcia na miejscu, wreszcie przez rozprowadzenie prądu aż na kopalnię stracimy 15%, to jeszcze zawsze otrzymamy na kopalni 1 kWh kosztem tylko 2360 kalorii, podczas gdy przy dzisiejszej produkcji energii elektrycznej w zagłębiu nie urządzonej na wyzyskanie ciepła po przepracowaniu pary w turbinach, zużycie ciepła na 1 kWh dochodzi do 6 000 kal.

Ulepszenia techniczne, które przyczyniają się do poprawy ekonomji cieplnej, są przeważnie połączone z podwyższonym wkładem, tak że zyskując na kosztach opału opłacamy to częściowo kosztami kapitału. Według obliczenia amerykańskiego stowarzyszenia inżynierów „Edison” wypada



przy przejściu z 32 atm. na 100 atm., a mocy 200 000 kW rozdzielonej na cztery turbozespoły po 50 000 kW z 5 kotłami, wzgl. przy 100 atm. na 4 turbozespoły po 40 000 i 4 wstępne po 10 000 kW (rozprężenie pary w dwóch stopniach), podrożenie kosztów o 14<sup>0</sup>/<sub>0</sub>.<sup>1</sup> Szczegółową analizę problemu wzajemnego wpływu podwyżki kosztów kapitału przy równoczesnej obniżce zużycia ciepła podaje H. Schulze w artykule ETZ (1934 Nr. 23, str. 557) umieszczając wykresy, z których można łatwo wywnioskować, czy w danych warunkach podwyższenie ekonomii cieplnej opłaca się przy potrzebnej do tego inwestycji dodatkowej.

4) **Wpływ współczynnika wyzyskania** „ $\beta$ ” zostanie, jak już przedtem nadmieniono, omówiony osobno w rozdziale III, IV i V, a obecnie omówimy tylko w formie ogólnej znaczenie tego składnika kosztów rozpatrując z punktu widzenia wszystkich omawianych czynników ostateczne wyniki dotychczasowej analizy, które możemy ująć w następujące wytyczne:

I. Ze względu na zmniejszenie kosztów produkcji należy wytwarzanie prądu koncentrować w zakładach wielkich o jednostkach dużej mocy. W poniższej tablicy 9 podajemy koszty porównawcze wytwarzania 1 kWh w elektrowniach parowych rozmaitych mocy przy rozmaitych ilościach godzin wyzyskania  $h$ .

Tablica 9.

Moc szczytowa kW . . . . .	100	1000	10 000	100 000
Moc instalowana kW . . . . .	150	1500	15 000	150 000
$h=2000$ koszt kWh w groszach . . . . .	62	24	15(14,6)	10,5(10,4)
$h=4000$ „ „ „ . . . . .	37	15,5	9(8,5)	6,5(6,25)
$h=6000$ „ „ „ . . . . .	28,5	12,5	7,25(6,5)	5,3(4,8)

Cyfry podane w nawiasach odnoszą się do zakładów o ulepszonych urządzeniach termicznych; w ogólności cyfry powyższej tabeli służą tylko jako wartości porównawcze, gdyż absolutnie biorąc podlegają one wahaniom zależnie od drożyzny kosztów założenia i materiału opałowego.

II. Zakłady powinny być sytuowane albo przy źródle energii, a więc przy kopalni albo przy wodnej drodze komunikacyjnej lub też przy rurociągu gazowym dla uzyskania taniego opału.

III. Należy stosować nowoczesne urządzenia techniczne, jak opał węglem sproszkowanym, wysokie prężności pary, wysoką temperaturę przegrzania, podgrzewanie wody zasilającej, aby uzyskać małe zużycie paliwa; jednak należy ulepszenia te ze względu na koszty kapitału wprowadzać ostrożnie i tylko tam, gdzie koszt paliwa w ogólnych kosztach zaczyna grać

<sup>1</sup> F. Marguerre, Erfahrungen mit Höchstdruckanlagen. Elektrizitätswirtschaft 1931, str. 245.

przeważającą rolę. Wpływ opału w ogólnych kosztach jest tem większy, im tańszy jest kapitał (niska stopa procentowa), im większa elektrownia (niższy kapitał zakładowy), im droższy materiał opałowy i im większy współczynnik wyzyskania  $\beta$  wzgl. obciążenia  $\alpha$ ; ten ostatni jest ilością analogiczną do  $\beta$ , odnosi się jednak do mocy szczytowej zamiast do mocy instalowanej.

Poniższa tablica 10 wykazuje w sposób dobitny wzajemny stosunek poszczególnych składników kosztów wytwarzania:

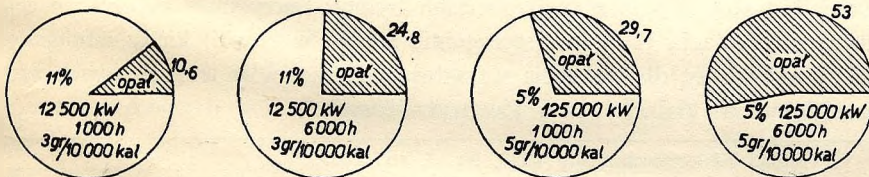
Tablica 10.

Stopa procentowa %	Cena węgla gr/10 <sup>4</sup> kal	Ilość godzin użytkowania mocy szczytowej przy współczynniku rezerwy 1,25							
		1000				6000			
		Udział procentowy w kosztach produkcji							
		paliwa		reszty		paliwa		reszty	
		Moc instal. kW		Moc instal. kW		Moc instal. kW		Moc instal. kW	
		12 500	125 000	12 500	125 000	12 500	125 000	12 500	125 000
11	5	16,4	22,2	83,6	77,3	35	43,8	65	56,2
	3	10,6	14,8	89,4	85,2	24,8	32,3	75,2	67,7
8	5	19,3	25	80,7	75	40	48,5	60	51,5
	3	12,6	16,9	87,4	83,1	29,1	36,5	70,9	63,5
5	5	21,1	29,7	78,9	70,3	42,5	53	57,5	47
	3	14	20,5	86	79,5	31,2	41,2	68,8	58,2

Kilka charakterystycznych wypadków przedstawia graficznie rys. 12 a—d.

W następnej tablicy podany jest wzrost (+) wzgl. zmniejszenie (−) kosztów produkcji w elektrowni nowoczesnej (35 atm., 400° C przegrzania, opał węglem sproszkowanym) w porównaniu z elektrownią starego systemu (12—16 atm., 300° C, kotły z rusztami) przy mocy instalowanej 12 500 kW, a mocy szczytowej 10 000 kW.

Udział opału w ogólnych kosztach wytwarzania.



Rys. 12.



Tablica II.

Stopa procentowa %	Cena węgla gr/10 <sup>4</sup> kal	Ilość godzin użytkowania	
		1000	6000
11	5	+ 1,88 <sup>o</sup> / <sub>o</sub>	- 5,6 <sup>o</sup> / <sub>o</sub>
	3	+ 5,3 <sup>o</sup> / <sub>o</sub>	- 1,9 <sup>o</sup> / <sub>o</sub>
8	5	+ 0,97 <sup>o</sup> / <sub>o</sub>	- 8,1 <sup>o</sup> / <sub>o</sub>
	3	+ 4,37 <sup>o</sup> / <sub>o</sub>	- 3,5 <sup>o</sup> / <sub>o</sub>
5	5	- 0,86 <sup>o</sup> / <sub>o</sub>	- 10,3 <sup>o</sup> / <sub>o</sub>
	3	+ 2,9 <sup>o</sup> / <sub>o</sub>	- 4,8 <sup>o</sup> / <sub>o</sub>

Wpływ wszystkich czynników na koszty produkcji prądu jest plastycznie uwidoczniony na wykresie 13 wyjętym z pracy inż. Zaleskiego „Para o wysokim ciśnieniu i wysokiej temperaturze”.<sup>1</sup> W wykresie tym wykazane są koszty produkcji w cent. szwajc./kWh raz we Wilnie (drogi węgiel), drugi raz w zagłębiu dąbrowskim (tani węgiel), dla zakładu o mocy 5000 kW (zakład mały) wzgl. 30 000 kW (zakład wielki) i przy współczynniku wyzyskania 20% ( $h=1750$ ) wzgl. 100% ( $h=8760$ ). Wszystkie te kombinacje wykreślone są w związku z ciśnieniem pary od 10 do 100 atmosfer. W wykresie tym widać wyraźnie, jak niektóre krzywe przy najwyższych ciśnieniach wykazują wyższe koszty produkcji w zależności od warunków, o których powyżej była mowa.

Rozpatrując koszty wytwarzania pominęliśmy dotąd pewną grupę kosztów wymienioną zaraz na początku tego rozdziału (str. 22/23), a to koszty spowodowane poborem prądu z zewnątrz. Może się bowiem okazać przy projektowaniu elektrowni albo przy jej rozszerzaniu, że najtaniej wypada wogóle nie produkować energii, ale pobierać ją z zewnątrz lub urządzić się na ruch mieszany pracując częściowo samodzielnie, a częściowo korzystając z energii doprowadzonej. Przy rozstrzygnięciu tego problemu trzeba dokładnie zestawić nie tylko koszty stałe i zmienne przy produkcji energii we własnym zarządzie w porównaniu ze stawkami, jakie ofiarują dostawcy z innych źródeł, ale trzeba jeszcze zbadać, jak to porównanie wypada przy rozmaitych współczynnikach wyzyskania i czy optimum gospodarcze nie przemawia za podziałem odbioru na część podstawową i szczyty, przyczem albo jedno albo drugie z tych obciążeń byłoby korzystniej pobierać z zewnątrz. Kalkulacja taka jest szczególnie ważną w chwili, kiedy istniejący zakład wytwórczy dla pokrycia wzrastających szczytów trzeba powiększyć przez dobudowę dalszych zespołów wytwórczych.<sup>2</sup>

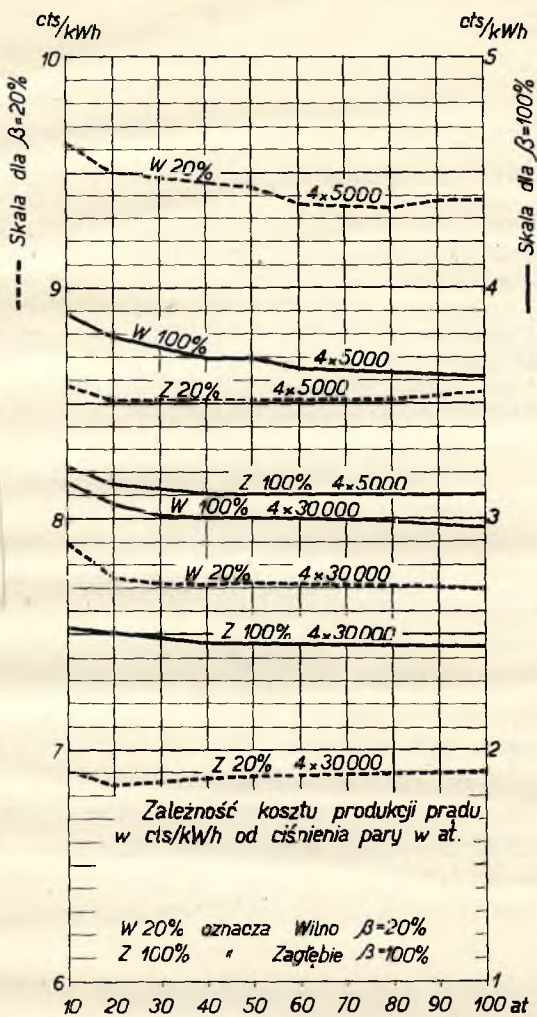
<sup>1</sup> Przegląd Elektrotechniczny 1930, Nr. 7, str. 162.

<sup>2</sup> H. Kuppert, Die wirtschaftliche Leistungsteilung beim Fremdstrombezug und dessen wirtschaftliche Grenzen. ETZ 1934, Nr. 19, str. 467.

Inż. Hoffmann<sup>1</sup> oblicza na podstawie realnych warunków w województwie Pomorskim i Poznańskim, że nawet dla miast o ilości mieszkańców ok. 10 000 znacznie korzystniej jest pobierać energię elektryczną z sieci okręgowej przy cenach do 35 gr/kWh, niż wytwarzać ją we własnym zarządzie. Odnosi się to nie tylko do nowo powstających zakładów, ale nawet do istniejących, które w najlepszym razie zatrzymują stare urządzenia wytwórcze jako rezerwę.

To samo zjawisko powtarza się wszędzie, gdzie powstają sieci okręgowe; i tak w sieci krośnieńskiej Sanok kasuje własną elektrownię, w sieci lwowskiej Żółkiew i Gródek Jagielloński zastanawiają własny ruch i przechodzą na pobór z zewnątrz z dobrym wynikiem gospodarczym.

Na zakończenie tych teoretycznych rozpatrywań podajemy szereg cyfr wyjętych ze statystyki Związku Elektrowni Polskich z r. 1928, które wykazują, jak pracują polskie duże i średnie zakłady wytwórcze. Zestawienie odnosi się do 10 elektrowni, z których dwie gminne (Lwów, Cieszyn), jedna państwowa (przy fabryce wytworów azotowych w Chorzowie), a reszta w rękach prywatnych przedsiębiorstw.



Rys. 13.

<sup>1</sup> A. Hoffmann, Korzyści zamiany własnej produkcji małych elektrowni na pobór energii elektrycznej z obcych sieci. Przegląd Elektrotechniczny 1931, Nr. 12, str. 415.



	1	2	3	4	5	6
	Moc instal. kW	Ilość zesp. masz.	Produkcja r. 1928 kWh · 10 <sup>6</sup>	$h$	$\beta$	Ciśn. atm. przegrz.
Warszawa . . . . .	42 900	8	89,047	2070	23,7	13/350
Chorzów . . . . .	31 000	3	202,324	6500	74,25	15/350
Małobądz . . . . .	22 500	3	27,000	1200	13,7	15/350
Siersza . . . . .	10 000	3	30,900	3090	35,3	15/350
Pruszków . . . . .	16 500	3	16,677	1010	11,5	15/325
Lwów . . . . .	17 500	5	26,376	1505	17,2	15/350 22/400
Białystok . . . . .	7 500	5	7,455	1000	11,4	12/350
Częstochowa . . . . .	5 100	2	5,445	1065	12,2	18/380
Piotrków . . . . .	2 850	3	2,509	880	10	16/350 18/375
Cieszyn . . . . .	1 000	5	2,148	2148	24,5	12/350

Rubryki 1)–6) 8), 9), 11) wyjęte albo obliczone są z cyfr statystyki, w rubryce 7) tylko cyfry podane kursywą są szacowane, a reszta również obliczona ze statystyki. W rubryce 10) obliczone są koszty kapitału z formuły  $(p_p' + p_p'' + p_p''')$   $\frac{B_p}{h}$ , przyczem dla zakładów państwowych i gminnych  $p' + p'' + p'''$  równe jest 14,5 (bo  $p_p'' = 0$ ), a dla zakładów prywatnych suma ta wynosi 16. W rubryce 13) podana jest suma rubryk 9) + 10) + 11), co stanowi całkowite koszty produkcji  $k_p$  w gr/kWh. W rubryce 12) obliczony jest procent  $p_p''''$ , który odpowiada kosztom konserwacji, obsługi, administracji i t. d. Ponieważ koszty te są w rubryce 11) podane podług faktycznych wyników statystyki, więc możemy z rubryki 12) obliczyć orientacyjną cyfrę, którą byłaby miarodajna dla polskich stosunków. Cyfra ta wypada na

$$\frac{65,92}{10} = 6,592 \text{ czyli okr. } 6,5\%$$

i to jest cyfra, którą poprzednio (str. 28) przyjęliśmy jako składową  $p_p''''$  do obliczenia wielkości  $p_p$  w formule (6).

Aby ułatwić pogląd na rzeczywisty stan stosunków w 10 elektrowniach przytoczonych, podaliśmy w rubryce 14) i 15) współczynnik rez erwy i współczynnik obciążenia  $\alpha$ , który analogicznie do  $\beta$  podaje wyzyskanie mocy szczytowej zamiast mocy instalowanej. W ten sposób można się zorientować, jak poszczególne elektrownie faktycznie pracowały, bo wiele z nich znajdowało się w r. 1928 w stanie początkowym budowy lub rozbudowy (Częstochowa, Pruszków, Lwów) tak, że z natury rzeczy  $\beta$  mu-

ca 12.

7	8	9	10	11	12	13	14	15
$B_p$ zł/kWh	kal/kWh	opał gr/kWh	$14,5\%$ wzgl. $\frac{B_p}{h}$ $16\%$ gr/kWh	$P_p$ $\frac{B_p}{h}$	$P_p$ %	$k_p$ gr/kWh	współ- czyn. re- zerwy	$\alpha$
502	7100	3,67	3,88	1,04	4,3	8,59	1,31	31,8
650	6400	1,05	1,45	1,29	12,9	3,79	1	76,5
731	7400	1,95	9,15	1,65	2,71	12,75	3	47
625	6400	1,08	3,24	1,8	8,9	6,12	1,67	65
665	9300	3,38	10,54	2,23	3,39	16,15	2,87	38,2
465	9000	3,91	4,48	4,92	15,9	13,31	1,66	33,2
900	8500	3,7	14,4	10,00	11,1	28,1	3,33	41
1140	?	5,43	17,12	2,73	2,55	25,28	2,55	34,5
1430	12000	3,13	26,08	3,05	1,87	32,26	2,36	26,5
2590	10600	3,27	17,4	2,76	2,3	23,43	1,43	36,6

siało być małe, a tem samym składnik kosztów zależnych od kapitału wy-  
padał nieproporcjonalnie duży.

Z tablicy 12 widać, że elektrownie polskie pracują w warunkach termicz-  
nych dość zacofanych; stąd też średnie zużycie ciepła nie schodzi poniżej  
6000 kal/kWh. Najtaniej pracują elektrownie położone w zagłębiu węglow-  
wym, ale to głównie dzięki taniej cenie węgla a częściowo dzięki bardzo do-  
bremu współczynnikowi obciążenia. Dopiero w ostatnich latach powstało  
kilka zakładów, które są wyposażone w nowocześniejsze urządzenia, a to  
nowa elektrownia w Łodzi z turbospołem na 22 000 kW przy 3000 obr./min.,  
pracująca przy 35 atm. i 425° C; elektrownia w Mościcach przy fabryce  
wytworów azotowych z trzema jednostkami po 7000 kW i jedną jednostką  
na 3900 kW przy ciśnieniu 27 atm. i 430° C przegrzania, połączona rurocią-  
giem 72 km długim z Zagłębiem gazowym krośnieńsko-jasielskim; wreszcie  
elektrownia w Ligocie (G. Śl.) o pięciu jednostkach o łącznej mocy 87 100 kW,  
z czego dwie jednostki po 32 000 kW przy 3000 obr./min., ciśnieniu  
25—30 atm. i przegrzaniu 400° C. Wyników eksploatacyjnych zakładów  
tych poza produkcją roczną nie ogłoszono dotąd, więc nie możemy ich po-  
dawać.

Zanim przejdziemy do kosztów wytwarzania energii elektrycznej w za-  
kładach wodnych, poświęcimy kilka słów elektrowniom z popędem moto-  
rami wybuchowymi, między którymi motory ropne dieslowskie wybijają się  
na pierwszy plan. Jeżeli chodzi o ilość elektrowni gazowych i dieslowskich  
w Polsce, to stanowią one poważny odsetek zakładów, bo prawie 40%

*Łaziska  
Górnych  
Zagłębie  
Śląskie*



(398 na 1008 w r. 1934); są to jednak zakłady o małej mocy, bo w sumie moc ich stanowi zaledwie 4<sup>0</sup>/<sub>0</sub> ogólnej mocy zainstalowanej, a średnia moc zakładu poszczególnego nie dochodzi do 100 kW. Największy zakład w Polsce oparty wyłącznie na motorach gazowych zasilany gazem ziemnym jest elektrownia zagłębia krośnieńskiego w Brzezówce o mocy 4·1000 KM. Na Górnym Śląsku mamy też kilka wielkich zakładów elektrycznych przy hutach, gdzie używają gazu hutniczego do popędu motorów gazowych; i tak w Hucie Królewskiej i Laurze zainstalowane są w motorach gazowych 2·2400 kW + 2·1200 kW; w Hucie Pokój 2·2960 + 2·2800 kW.<sup>1</sup>

Koszta zakładowe elektrowni wybuchowych o większych jednostkach popędowych nie odbiegają znacznie od zakładów parowych. Według prof. Sokolnickiego<sup>2</sup> dla zakładu parowego o mocy 1000 kW wypada  $B_p$  1600 zł/kW, a w zakładzie dieslowskim 1400 zł/kW. Według Schönberga i Glunka<sup>3</sup> koszty porównawcze wynoszą przy mocy

	6000	12000	24000	48000	kW
w zakładzie parowym . . . . .	1180	925	725	585	zł/kW
w zakładzie dieslowskim . . . . .	1060	830	745	660	„ „

W ostatnich latach wybudowano jednostki dieslowskie do mocy 22 500 KM; daty charakterystyczne największych jednostek zainstalowanych w Kopenhadze, w Neuhoft pod Hamburgiem i w Hennigsdorf pod Berlinem są następujące:

Tablica 13.

		Kopenhaga	Neuhof	Hennigsdorf
Moc na wale motoru . . . . .	KM	21000/22500	15000	11700
Moc generatora elektr. . . . .	kW	15000	10000	7500
Ilość cylindrów . . . . .		8	9	10
Ilość obrotów na minutę . . . . .		125	94	215
Waga . . . . .	t	1250	1150	292
Koszt całk. elektrowni . . . . .	zł/kW	640	625	390

Sprawność termiczna motorów dieslowskich przewyższa znacznie urządzenia parowe nie uwzględniając wypadku zużytkowania pary odlotowej do celów grzejnych. Podczas gdy idealny, ale nieosiągnięty dotąd współczynnik sprawności całego urządzenia w zakładzie parowym wynosi przy 2785 kal/kWh 30,9<sup>0</sup>/<sub>0</sub> (por. str. 36), to dla zakładu w Hennigsdorf stwierdzono w normalnym ruchu zużycie 165 g ropy, więc 1650 kal na koniogo-

<sup>1</sup> Z. Warczewski, Gospodarka energetyczna polskich hut żelaznych. Spraw. i prace PKE., t. VII, 1933, Nr. 20, str. 43.

<sup>2</sup> Sprawozd. i prace PKE., Przegląd Techniczny 1930, t. IV, Nr. 2/44 — 8 En.

<sup>3</sup> Schönberg i Glunk, l. c., str. 316—318.

dzinę czyli 2260 kal/kWh, co odpowiada sprawności termicznej 38%. Pomimo tego koszty opału w motorach Dieslowskich wypadają wyższe aniżeli w turbozespołach, bo materiał opałowy, t. j. olej błękitny jest znacznie droższy od węgla. Jeżeli policzymy dla motoru dieslowskiego 2260 kal·2,3 gr/1000 kal, a dla zakładu parowego przy przeciętnym zużyciu według elektrowni Klingenberg w Berlinie 3900 kal/kWh, a więc 3900 kal·0,5 gr/1000 kal, to otrzymamy

dla motoru dieslowskiego koszt opału na 1 kWh	5,2 gr
dla zakładu parowego koszt opału na 1 kWh	1,95 „

Dopiero przy stosowaniu jako opału gazu ziemnego albo gazów z pieców hutniczych możemy dojść przy motorach wybuchowych do cen konkurencyjnych, a nawet niższych aniżeli w zakładach parowych. Cena gazu ziemnego w zagłębiu borysławskim waha ok. 0,4 do 0,5 gr za 1000 kal, a gaz daszawski z rurociągu lwowskiego sprzedaje się poniżej 0,4 gr za 1000 kal, tak że elektrowni lwowskiej lepiej opłaca się nawet pod kotłami zakładu parowego spalać gaz ziemny sprowadzany z Daszawy, niż górnośląski miał węglowy.

Współczynnik procentowy  $p_d$  dla obliczenia kosztów wytwarzania prądu poza opalem można dla Diesli i motorów gazowych przyjąć równe 22% ze względu na nieco mniejsze koszty obsługi.

Jako praktyczne cyfry kosztów produkcji w polskich elektrowniach dieslowskich możemy podać przy zużyciu oleju gazowego w wysokości 350—500 g/kWh, a z uwzględnieniem smarów i obsługi, 15—30 gr za kWh zależnie od odległości danej elektrowni od najbliższej rafinerji. W kosztach podanych nie mieszczą się oczywiście koszty kapitału, konserwacji i administracji.

### b) W zakładach wodnych.

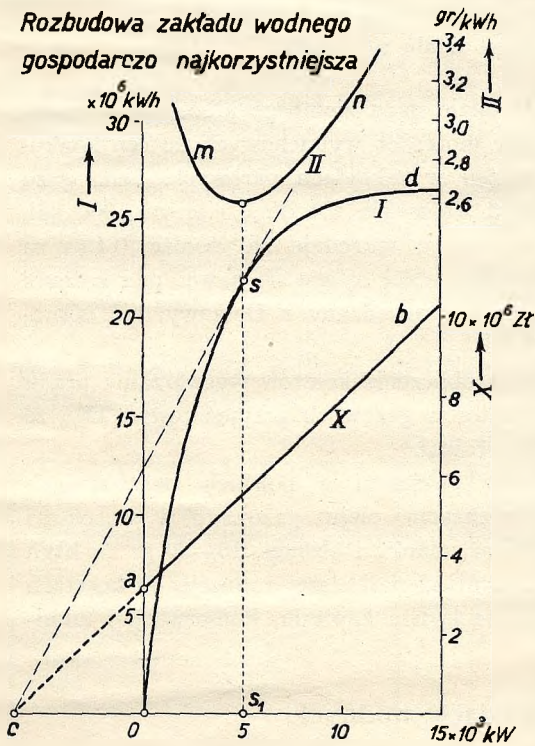
Obliczenie kosztów wytwarzania prądu w zakładach wodnych jest o tyle prostsze, że odpadają koszty zmienne opału i całe obliczenie redukuje się do t. zw. kosztów stałych. Możemy więc napisać formułę na koszty wytwarzania  $k_w$  jednej kWh

$$k_w = \frac{B_w p_w}{\beta 8760} \text{ gr/kWh} \dots \dots \dots (8)$$

gdzie  $B_w$  oznacza wysokość kapitału zainwestowanego w złotych na 1 kW rozbudowanej mocy,  $p_w$  przedstawia wysokość procentu od kapitału  $B_w$ , jaka odpowiada wszystkim kosztom rocznym, a mianownik wzoru (8)  $\beta 8760 = h$  przedstawia ilość godzin użytkowania mocy rozbudowanej.



W odróżnieniu od zakładów ciepłych wartość  $h$  nie może osiągnąć dowolnej wysokości aż do granicy 8760, gdyż budowa zakładu wodnego w takich warunkach mogłaby się odnosić tylko do najniższych stanów wody, jakie kiedykolwiek się zdarzają. Natomiast graniczna wartość  $h$  jest dla każdego projektu wodnego odmienna, ale jest to ilość z góry dana i może wynosić tem mniej, na im krótszy okres trwania wody roboczej projekt jest opracowany. Dla każdego projektowanego zakładu wodnego można rozpa-



Rys. 14.

o równaniu  $y_2 = \varphi(x)$  przedstawia koszt 1 kWh wyprodukowanej przy rozmaitych wielkościach rozbudowy, przyczem

$$y_2 = \frac{p_w (px + r)}{y_1},$$

to można w łatwy sposób dowieść,<sup>1</sup> że krzywa  $y_2$  będzie miała swoje minimum w punkcie odpowiadającym odciętej punktu styczności  $s$  na krzywej

trywać rozmaite wielkości rozbudowy; w miarę podwyższania ilości wody roboczej przy ustalonym spadzie otrzymujemy coraz większe moce, ale coraz mniejszą ilość godzin wyzyskania rocznego przyjętej do rozbudowy mocy. Tym mocom odpowiadają pewne ilości rozporządzalnej energii rocznej i pewne kapitały potrzebne dla rozbudowy, które to ostatnie — jak się w praktyce okazało — rosną linjowo przy wzroście mocy (rys. 14). Niech prosta  $ab$  o równaniu  $y = px + r$  (rysunek 14) przedstawia linję kosztów zależnych od rozbudowy w kW, przyczem  $oa$  są to koszty niezależne od wielkości rozbudowy. Krzywa  $od$  o równaniu  $y_1 = f(x)$  niech przedstawia ilość kWh odpowiadającą każdej mocy rozbudowy w kW. Niech wreszcie krzywa  $mn$

<sup>1</sup> Seidner, Energiewirtschaft. Berlin 1930, str. 56.

od dla stycznej poprowadzonej do niej z punktu przecięcia prostej kosztów  $ab$  z osią odciętych.. Dla tej właśnie mocy  $os_1$  powinien być zakład wodny rozbudowany, aby uzyskać minimum kosztów eksploatacyjnych.

Jeżeli licznik i mianownik formuły (8) pomnożymy przez tę najkorzystniejszą moc  $P_{opt}$ , to otrzymamy

$$k_{wmin} = \frac{P_{opt} B_w p_w}{h P_{opt}};$$

ale  $P_{opt} B_w = K_w$ , t. j. kapitał potrzebny na budowę zakładu w złotych, a  $hP_{opt} = A$ , t. j. ilość kWh, która odpowiada wybranej mocy rozbudowy, stąd

$$k_w = \frac{K_w p_w}{A} \text{ gr/kWh} . . . . . (9)$$

Formułę tę interpretujemy w ten sposób, że znając wysokość kapitału potrzebnego na wybraną a najkorzystniejszą rozbudowę i odpowiadającą jej roczną energję w kWh, możemy z tej formuły obliczyć przyjąwszy pewien współczynnik procentowy  $p_w$  koszt wytworzenia 1 kWh. Jak w rozdziale IX wykazemy, racjonalnie zaprojektowany zakład wodny pracuje zawsze w odpowiedniej kombinacji zespołów wytwórczych ciepno-wodnych i we właściwej sieci odbiorczej, tak, aby zapewnionem było wyzyskanie przewidzianej energii  $A$  bez reszty. I w takim wypadku sprawdzają się preliminowane koszty produkcji  $k_w$ .

Dla wyznaczenia współczynnika procentowego  $p_w$  dla zakładów wodnych rozbijamy go analogicznie jak przy zakładach ciepłych na 4 składowe

$$p_w = p_w' + p_w'' + p_w''' + p_w''''.$$

Pierwszy składnik odnosi się do oprocentowania i amortyzacji kapitału i może on być w porównaniu z zakładami ciepłymi o tyle niższy, że zakłady wodne otrzymują w Polsce koncesję 60 letnią zamiast 40 letniej, że ewent. obligacje mogą być wydane na więcej niż 25 lat, że wreszcie przy budowie zakładów wodnych można liczyć na kapitał zagraniczny o nieco niższej stopie procentowej niż polska. W rezultacie można przyjąć  $p_w' = 8$ .

Drugi składnik odnosi się do funduszu odnowienia, który znowu będzie niższy aniżeli przy zakładach ciepłych, bo przeważną część inwestycji zakładów wodnych stanowią budowle ziemne i wodne, które mogą przetrwać dziesiątki lat nie starzejąc się ani faktycznie ani technicznie. Biorąc za podstawę 40 lat życia wystarczy przyjąć  $p_w'' = 1$ .

Składnik trzeci odnoszący się do podatków zasadniczo dla pierwszych lat dziesięciu istnienia zakładu wodnego może nie być brany w rachubę sto-



sownie do Rozporządzenia o popieraniu elektryfikacji;<sup>1</sup> ulga ta będzie prawdopodobnie po upływie tego czasokresu przedłużona, ale dla ostrożności nie eliminujemy tego składnika, tylko bierzemy go w połowie wysokości przyjętej dla zakładów ciepłych a więc  $p_w''' = 0,7\%$ .

Wreszcie składnik czwarty odpowiadający obsłudze, konserwacji i administracji również wypada dla zakładów wodnych znacznie niższy aniżeli dla zakładów ciepłych; na podstawie sprawozdań jedynych w Polsce istniejących dwu zakładów wodno-elektrycznych o większych rozmiarach (Gródek i Żur) przyjmujemy  $p_w'''' = 2,8\%$

W sumie mamy tedy  $p_w = 8 + 1 + 0,7 + 2,8 = 12,5\%$  a formułę kosztów

$$k_w = \frac{12,5 K_w}{A} \text{ gr/kWh.}$$

Do wartości  $p_w = 12,5$  odnoszą się analogiczne uwagi, jakie poczyniliśmy na str. 28 w związku ze współczynnikiem procentowym  $p_p$ .

Na wielkość kapitału zakładowego elektrowni wodnej mamy mniejszy wpływ niż w zakładzie ciepłym. Z całości inwestycji 60—70% przypada na roboty wodne i ziemne, których wysokość kosztów zależy w pierwszym rzędzie od naturalnych warunków terenowych. Naturalnie, że doświadczony i zręczny projektant może te warunki lepiej wykorzystać zarówno przez koncentrację możliwie jak największych spadków, przez systematyczną rozbudowę całego dorzecza, przez wykorzystanie naturalnych albo łatwo dających się ująć zbiorników i t. p.

Większy wpływ mamy już na dobór zespołów hydroelektrycznych, których koszt stanowi jednak nie więcej niż 20—30% kapitału. I w tej dziedzinie koncentracja większych mocy w jednej jednostce daje znaczne potanień kosztów. Ostatnie lata przyniosły też wielki rozwój i postęp zarówno pod względem zwiększenia mocy poszczególnych jednostek, jak i pod względem sprawności turbin wodnych. Charakterystyczne pod tym względem są daty rozbudowy zakładów wodnych na Renie między jeziorem Bodeńskim a Bazyleją i przy wodospadzie Niagary chronologicznie zestawione.

I tak pierwszy zakład wodny na Renie w Rheinfelden z r. 1898 rozbudowany na 600 m<sup>3</sup>/sek. przy spadku 4,5—5 m, a mocy instalowanej 16 000 KM zawierał 20 jednostek po 840 KM przy  $\eta = 69—76\%$ . Zakład ten przebudowany w latach 1926—1929 zawiera już tylko 10 jednostek po 2400 KM ( $\eta = 86\%$ ) razem 24 000 KM.

<sup>1</sup> Ob. rozdział XI, str. 249.

Następny zakład w Augst-Wyhlen z r. 1912 na  $800 \text{ m}^3/\text{sek.}$  przy spadku 7,5 m przy ogólnej mocy 44 000 KM zawiera 20 jednostek po 2200 KM  
 $\eta = 78,2\%$

Dalszy zakład w Laufenburg z r. 1914 na  $680 \text{ m}^3/\text{sek.}$  przy spadku 11 m i ogólnej mocy 84 000 KM zawiera . . . . . 8 jednostek po 8000 KM i  
 2 jednostki po 10 000 KM

Zakład w Ryburg-Schwörstädt z roku 1930 na  $1200 \text{ m}^3/\text{sek.}$  przy spadku 10,7 m i mocy ogólnej 140 000 KM zawiera . . . . . 4 jednostki po 35 000 KM  
 $\eta = 92,7\%$

Tak samo pierwszy zakład na kanale alzackim Renu w Kembs z roku 1933 na  $850 \text{ m}^3/\text{sek.}$  przy spadku 16,6 m i mocy ogólnej 216 000 KM zawiera . . . 6 jednostek po 36 000 KM  
 $\eta = 93,7\%$

Podobny rozwój widzimy przy Niagarze:

Pierwszy zakład z roku 1900 na 121 000 KM zawiera . . . . . 11 jednostek po 10—12 000 KM

Ostatni zakład z roku 1925 na 507 000 KM zawiera . . . . . 9 jednostek po 55—58 000 KM

Zakład wodny na Dnieprze (Dnieprostroj) zawiera same jednostki po 95 000 KM przy 38 m spadku. Sprawność turbin dochodzi do  $\eta = 0,921$ , a cały zespół turbina-generator-transformator wykazuje przy  $\cos \varphi = 0,8$   $\eta_{\text{opt}} = 0,894$ .

Granicą mocy jednostkowej przy małych i średnich spadach są już tylko możliwości transportowe i maszyny obróbcze, które dopuszczają średnicę do 7 m (Ryburg-Schwörstädt 7 m  $\phi$  przy 75 obr./min., Dnieprostroj 6,26 m przy 84 obr./min.).

O wiele tańsze są naturalnie zespoły przy wyższych spadach; i tu koncentrują wielkie moce w pojedynczych jednostkach np. w Fusenko (Japonja) 46 000 KM przy spadzie 665 m i 360 obr./min; w Ponale (Włochy) jednostki po 30 000 KM przy przy 600 m spadku i 45 000 KM przy 500 m spadku. Największy spadek, bo aż 1748 m uzyskany w jednym odcinku,



zużytkowuje elektrownia w Chandoline (Szwajcaria), gdzie stanie 5 jednostek po 31 300 kW każda złożona z generatora pędzonego dwiema turbinami Peltona umieszczonymi po dwu stronach wału generatorowego przy 500 obr./min.

Z innych momentów, które mogą mieć wpływ na obniżenie kosztów wytwarzania prądu w zakładach wodnych, wymienić należy automatyzację obsługi. Według referatu Kisslinga na światowej konferencji energetycznej 1930 (sekcja 19, ref. 364) w Szwecji możnaby przez automatyzację ruchu zaoszczędzić w zakładach wodnych  $4 \cdot 10^6$  kor. szwedzkich rocznie. Przykłady takich stacji automatycznych mamy nie tylko w Szwecji (zakład w Sörkvarn o mocy 4500 + 2000 kVA sterowany z odległości 9 km; zakład Atorp o mocy 2·5500 kVA sterowany z odległości 25 km), ale również w Szwajcarii (zakłady Oberhasli 4·28 000 kVA sterowane z odległości 12 km) i w Kanadzie (Upper Notch 2·6500 kVA).

Oszczędności te odgrywają jednak stosunkowo małą rolę wobec przeważającego wpływu, jaki na koszty wytwarzania ma kapitał zakładowy, a kapitał ten potrzebny dla budowy zakładów wodnych jest znacznie wyższy niż dla elektrowni ciepłych. Dla orientacji w wysokości kosztów zakładowych elektrowni wodnych przytaczamy kilka charakterystycznych przykładów:

Tablica 14.

	Moc instalow. kW	Spad m	m <sup>3</sup> /sek	Produkcja roczna kWh·10 <sup>6</sup>	Kapitał zakładowy na 1 kW instalow. B <sub>w</sub> zł
Wettingen n/Limatem . . .	24 000	22,8	120	133	1350
Brenner n/Sillem . . . . .	6 400	75	12	36	1000
Walchensee . . . . .	80 000	192	64	180	640
Waggital (zbiornik) . . . .	108 000	457	31	110	1260
Gródek Pomorski . . . . .	3 850	18	12	16	1870
Żur (zbiornik) . . . . .	8 000	15,5	75	14	1870
Rożnów n/Dunajcem . . . .	50 000	24,5	230	164	1580 <sup>1</sup>
Uniż n/Dniestrem . . . . .	22,5—26000	19—22	160	160—187	1380—1320

Koszta amerykańskich zakładów wodnych wahają w granicach od 60 do 425 \$/kW, projekta przewidują nawet do 600 \$/kW.

Wszędzie zabrano się oczywiście przedewszystkiem do rozbudowy najtańszych sił wodnych tak, że z czasem zarówno coraz wyższe koszty kapi-

<sup>1</sup> Cyfra ta polega na obliczeniach z roku 1929. Obecnie dla projektu, którego budowa rozpoczęła się w r. 1935, podają cyfrę około 700 zł/kW z uwzględnieniem zatrudnienia bezrobotnych.

w pro-  
jektach

tału nowo projektowanych zakładów wodnych jak i zwiększająca się ekonomia termiczna dużych zakładów ciepłych stawia konkurencyjność siły wodnej w coraz trudniejsze położenie. Aby w tych warunkach zakład mógł konkurować z zakładem ciepłym, musi jego czas użytkowania  $h$  przekroczyć t. zw. czas krytyczny  $h_{kr}$ , przy którym koszta zakładu ciepłego i wodnego się wyrównują; wartość tę możemy obliczyć ze wzorów (4) i (8) przez równanie

$$\frac{B_p p_p}{8760 \beta} + c_p \left( \frac{f}{\beta} a_w + b_w \right) = \frac{B_w p_w}{8760 \beta}$$

Wstawiając za  $8760 \beta = h_{kr}$ , a za  $\frac{f}{\beta} a_w + b_w = C_m$  (średnie zużycie roczne ciepła w kalorjach na kWh), otrzymamy

$$h_{kr} = \frac{B_w p_w - B_p p_p}{c_p C_m} \dots \dots \dots (10)$$

W rysunku 15 (str. 56) podane są wyniki dla  $h_{kr}$  według praktyki amerykańskiej przy  $B_p = 100$  \$ dla rozmaitych  $B_w$  i kosztów węgla  $c_p$ .<sup>1</sup>

Jeżeli dla stosunków polskich przyjmiemy  $B_w = 1700$  zł/kW,<sup>2</sup>  $B_p = 600$  zł/kW (zakład o jednostkach powyżej 30 MW),  $p_w = 0,125$ ,  $p_p = 0,225$ , to dla rozmaitych wartości  $c_p$  i  $C_m$  dostaniemy następujące czasy krytyczne  $h_{kr}$ :

Tablica 15.

$C_m$ kalorji	$c_p$ za węgiel o 7000 kalorjach			$c_p$ za miał o 6000 kalorjach		
	45 zł/tonę	35 zł/tonę	25 zł/tonę	30 zł/tonę	20 zł/tonę	10 zł/tonę
3000	4000	5160	7250	5160	7750	8760
4000	2960	3875	5550	3875	5830	8760
6000	2000	2580	3620	2580	3875	7750

Z tabeli tej widać, że jak nasze zakłady ciepłe dojdą do ekonomii np. elektrowni Klingenbergwerk w Berlinie (średnie roczne zużycie ciepła na kWh 4000 kal), to przy cenie węgla niżej 35 zł/tonę wzgl. miału niżej 30 zł/tonę zakład wodny byłby konkurencyjny dopiero po przekroczeniu 3875 godzin wykorzystania rocznego mocy zainstalowanej. Faktyczna cena miału w Polsce wynosi obecnie (grudzień 1935) 23 zł/tonę w miejscowościach odległych 350—400 km od kopalń.

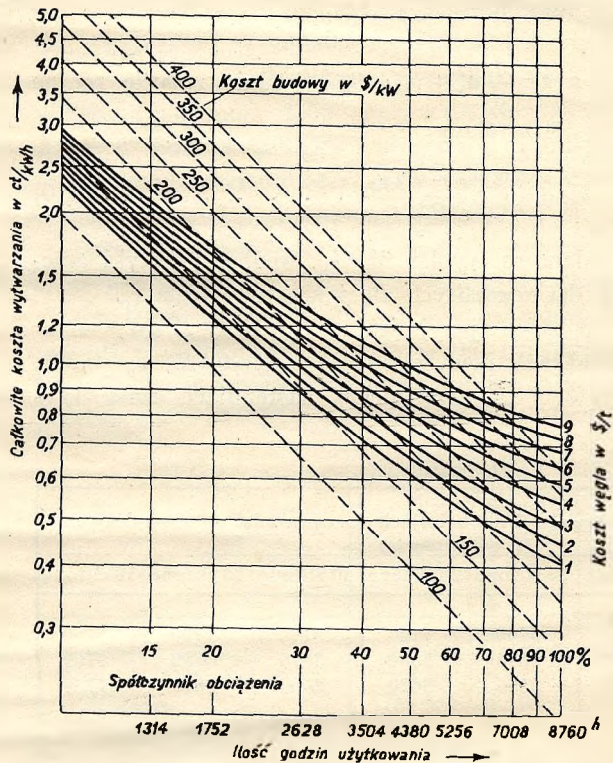
Tego rodzaju obliczenia konkurencyjności zakładów wodnych jako sa-

<sup>1</sup> G. A. Orrock, Power 1930, str. 148.

<sup>2</sup> Rosental, Udział sił wodnych w polskiej gospodarce energetycznej. I Zjazd Hydrotechniczny. Warszawa 1929, ref. E-4, str. 11.



modzielnych jednostek w krajach węglowo-wodnych nie odpowiadają jednak nowoczesnym poglądom energetycznym (por. rozdział IX). Dziś wpręga się do wspólnej pracy zarówno zakłady ciepłne, jak i wodne nie oglądając się na konkurencyjność poszczególnego zakładu, a dbając tylko o największą korzyść gospodarczą całego systemu. Trudno dziś mówić o przewadze jednej czy drugiej grupy zakładów, jeżeli dochodzi się do takich pozornych sprzeczności, jak pompowanie wody do sztucznego zbiornika prądem cieplnym, aby wyzyskać odpadkowe kWh ciepłne, a nagromadzić wodne wysoko wartościowe kWh obciążenia szczytowego, albo pędzenie turbin parowych parą wytworzoną prądem wodnym, nagromadzoną w ciepłarkach, a zużywaną w razie przerwy linii przesyłowej lub dla krótkotrwałych szczytów (elektrownia w Malmö).



Rys. 15.

Jest to wypadek analogiczny do zakładów ciepłnych, w których strona energetyczna stanowi niejako wykorzystanie pary odpadkowej, tak jak w tych zakładach wodnych mamy do czynienia z wodą odpadkową. Ponieważ w wypadkach tych znaczna część robót ziemnych i wodnych idzie na rachunek meljoracji, regulacji czy też kanalizacji, budowa elektrowni wodnej obciążona jest kosztami nie wyższymi, aniżeli elektrownia parowa, a ponieważ amortyzacja urządzeń może być rozłożona na bardzo długi okres czasu, a koszty bezpośrednie są znikome, więc

Wzmianka zupełnie odrębna należy się elektrowniom wodnym zbudowanym przy zbiornikach powodziowych, regulacyjnych lub kanalizacyjnych i wogóle przy budowach wodnych mających na celu inne dziedziny gospodarki wodnej poza gospodarką energetyczną.

Wzmianka zupełnie odrębna należy się elektrowniom wodnym zbudowanym przy zbiornikach powodziowych, regulacyjnych lub kanalizacyjnych i wogóle przy budowach wodnych mających na celu inne dziedziny gospodarki wodnej poza gospodarką energetyczną.

elektrownie takie mogą faktycznie produkować energję po cenach wyjątkowo niskich.

Dwie okoliczności psują jednak te zresztą niezwykle korzystne warunki; pierwsza jest to chęć ciał publicznych, które wyłącznie są przedsiębiorcami takich budowli wodnych o państwowem znaczeniu, aby na zakładzie energetycznym możliwie wielką część bardzo poważnych kosztów zbiornika czy kanału odbić, przerzucając na konto energetyki pozycje, które właściwie dziedziny tej wcale nie dotyczą. Jest to jednak sprawa czysto budżetowa odnośnego ciała publicznego i nie może przy ścisłej analizie wpływać na zaciemnienie faktycznego stanu rzeczy. Poważniejsza jest okoliczność druga, która daje naturalnym biegiem rzeczy w ogólnej gospodarce wodnej pierwszeństwo meljoracji czy żegludze, gdyż budowle wodne zostały w tym właśnie celu wzniesione, a żąda od elektrowni wodnej, aby swoim ruchem do celów ogólnej gospodarki wodnej się dostosowała i im podporządkowała. A nie ulega wątpliwości, że między interesami ochrony od powodzi lub zasilania rzek dla żeglugi a ruchem zakładu wodnego zachodzą często kolizje, które powodują wydatne zmniejszenie w wykorzystaniu zapasów wody ze wspólnego zbiornika. Pewne złagodzenie tej kolizji interesów można wprowadzić przez połączenie zakładu wodnego ze stacją pomp zwracając zbiornikowi wodę w czasie małego obciążenia, którą podczas szczytowego obciążenia elektrownia pobierała ze zbiornika. Przykładem takiego rozwiązania jest uruchomiony w r. 1932 zakład wodny przy zbiorniku w Bleiloch na rzece Saali w Turyngji, gdzie dzięki zręcznej kombinacji interesów wodnych z energetycznymi kapitał zakładowy elektrowni wodnej spadł do 350 marek niem./kW mocy szczytowej i elektrownia jest w stanie produkować najbardziej dla sieci ceną energję szczytową po 2,8 fen./kWh.<sup>1</sup>

Jako przykłady połączenia kilku dziedzin gospodarki wodnej we wspólnych budowlach bez specjalnych urządzeń dla godzenia sprzecznych interesów przytaczamy śląskie zbiorniki powodziowe (Marklissa i Mauer), wielki kanał Alzacki na Renie projektowany na 110 km długości, 850 m<sup>3</sup>/sek., na którym między Bazyleją a Strassburgiem ma stanąć 10 zakładów wodnych, z tych pierwszy w Kembs uruchomiony w r. 1933 o mocy zainstalowanej 6·36 000 KM i produkcji rocznej 800·10<sup>6</sup> kWh. Podobnie zaprojektowany jest w Niemczech kanał Ren-Men-Dunaj, z Moguncji przy ujściu Menu do Renu aż do Pasawy przy wypływie Dunaju z Bawarii do Austrii; na kanale długości 90 km i skanalizowanych odcinkach rzek stanąć ma 35 zakładów wodnych o mocy łącznej 250 000 KM i produkcji rocznej 1,5·10<sup>9</sup> kWh.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Por. rozdział VII i artykuły Kysera, Die Saale Talsperren. ETZ 1930, Nr. 43, str. 1477 i ETZ 1933, Nr. 28/29, str. 700.

<sup>2</sup> Troeltsch, Die Staustufe Donau-Kachlet der Grosswasserstrasse Rhein-Main-Donau. ETZ 1927, Nr. 27, str. 957.



Wreszcie przytoczymy projekt inż. Tillingera przedłożony na I Zjeździe Hydrotechnicznym w Warszawie 1929 (ref. E-6 „Wyzyskanie energii na kanale Bug-Warszawa“). Projekt ten zmodyfikowany w r. 1934<sup>1</sup> przewiduje budowę 4 zakładów wodnych na ogólnym spadku 30 m kanału Bug-Wisła (60—84 m<sup>3</sup>/sek.) ze zbiornikiem wyrównawczym w okolicach Włodawy i z zakładem zbiornikowym na Wkrze przed jej ujściem do Bugu. Projektowane elektrownie o łącznej mocy instalowanej 50 000 KM mogłyby produkować rocznie 200·10<sup>6</sup> kWh po cenie 8,5 gr/kWh; po zamortyzowaniu kapitału w ciągu 35 lat spadnie koszt własny prądu poniżej 2 gr/kWh. Energia ta wytworzona w odległości 20—80 km od Warszawy miałaby ogromne znaczenie dla stolicy choćby tylko dla częściowego jej uniezależnienia od zagłębia węglowego położonego na politycznie eksponowanej granicy państwa.

## 2. Koszta przetwarzania, przesyłania i rozdzielania prądu.

Prąd wytworzony w elektrowni przesyła się do odbiorców albo wprost pod napięciem zakładu wytwórczego (elektrownie prądu stałego, lub małe elektrownie prądu zmiennego), albo też wyższe napięcie wytworzone bezpośrednio generatorami przechodzi siecią wysokiego napięcia do stacji transformatorowych, skąd napięcie przetworzone na użytkowe rozprowadza się siecią niskiego napięcia do odbiorcy. Wreszcie może zająć wypadek, dziś coraz częstszy, że napięcie zakładu wytwórczego podwyższa się, aby czyto siecią przesyłową dalekoosną przenieść energję do odległego miejsca zbytu, czy też rozprowadzić ją przy bardzo dużych mocach do poszczególnych centrów zbytu wielkiego środowiska. To przetwarzanie pojedyncze (zniżenie napięcia generatorowego) lub podwójne (podwyższenie i zniżenie), a nieraz i potrójne (przejściowe napięcie od przesyłowego do użytkowego), przesyłanie siecią wysokiego wzgl. najwyższego napięcia, wreszcie rozdzielanie siecią niskiego napięcia powoduje niezależnie od kosztów wytwarzania dalsze poważne koszta i to dwojakiemu rodzaju. Raz koszta spowodowane są wkładami na urządzenia przetwórcze, sieci przesyłowe i rozdzielcze, a więc wynikającymi stąd kosztami kapitału; drugi raz wszystkie wyżej wymienione operacje powodują straty mocy i pracy, które wpływają podwyższająco na kapitał zakładowy wytwórni i przetwórni, na pogorszenie współczynnika wyzyskania<sup>2</sup> i na zwiększone zużycie opału, o ile rozchodzi się o zakład ciepły.

<sup>1</sup> Tillinger, Energia wodna dla Warszawy. Czasopismo Techn. 1934, Nr. 10, str. 153.

<sup>2</sup> Zur Megede, Der wirtschaftliche Querschnitt von Fernleitungen. ETZ 1931, Nr. 32, str. 1017.

Jeżeli nazwiemy  $B_t$  kapitał w złotych potrzebny na urządzenia przetwórcze przeliczony na 1 kW instalowanej w transformatorach mocy,<sup>1</sup> a  $B_r$  analogiczny kapitał inwestowany w sieciach przesyłowych i rozdzielczych, jeżeli wreszcie  $p_t$  i  $p_r$  będą współczynniki procentowe do obliczenia rocznych kosztów przetwarzania, względnie przesyłania i rozdzielania, to otrzymamy nieuwzględniając narazie strat w transformatorach i sieciach jako kosztu 1 kWh

$$\text{dla przetwarzania } k_t = \frac{B_t p_t}{8760 \beta_t} \text{ gr/kWh} \dots \dots \dots (11 a)$$

$$\text{dla przesyłania i rozdzielania } k_r = \frac{B_r p_r}{8760 \beta_r} \text{ gr/kWh} \dots \dots \dots (11 b)$$

Współczynniki wyzyskania  $\beta_t$  i  $\beta_r$ <sup>2</sup> odnoszą się do wyzyskania mocy, dla której obliczono  $B_t$  wzgl.  $B_r$ . Ponieważ jednak sieci przesyłowe i rozdzielcze przeważnie nie bywają zgrane z mocą zakładu wytwórczego lub przetwórczego, ale przelotność ich odpowiada zwyczajnie maksymalnej mocy na nagrzanie przy pewnym przekroju, lepiej jest formułę (11 b) przekształcić w sposób następujący:

$$k_r = \frac{K_r p_r}{A_r} \text{ gr/kWh} \dots \dots \dots (11 b')$$

W formule tej  $K_r$  oznacza kapitał inwestowany w sieć przesyłową i rozdzielczą, a  $A_r$  ilość kWh przesłaną rocznie tą siecią. W praktyce trzeba nieraz rozróżniać osobno sieć przesyłową i sieć rozdzielczą, gdyż w obu tych sieciach mogą krążyć odrębne ilości kWh i wówczas kosztu na 1 kWh obliczamy dla każdej sieci z osobna dzieląc kosztu kapitałowe przez przynależne ilości  $A_r$ .

Wyzkazane w formule (11 b') kosztu przesyłania i rozdzielania wymagają jeszcze pewnej korekty spowodowanej przez okoliczność, że w sieciach rozdzielczych oprócz kosztów kapitału istnieje szereg wydatków, których wysokość zależy jedynie od ilości odbiorców. Są to wydatki połączone z ogólną administracją, z wykonywaniem i konserwacją złączy, z wieszaniem, odczytywaniem i kontrolą liczników, z wystawianiem rachunków, inkasem, propagandą i t. p. Są to t. zw. kosztu manipulacyjne  $C$ , które obciążają każdego odbiorcę w sieci rozdzielczej niskiego napięcia w jednakowej wysokości. Ostateczna formuła kosztów sieciowych brzmi więc

$$k_r = \frac{K_r p_r}{A_r} + C \text{ gr/kWh} \dots \dots \dots (11 b'')$$

<sup>1</sup> Moc transformatorów wyraża się zwyczajnie w kVA, trzeba ją więc przez uwzględnienie średniej wartości  $\cos \varphi$  przeliczyć na kW.

<sup>2</sup> Jeżeli cała produkcja wytwórni po przetworzeniu pojedynczym lub wielokrotnym przechodzi bez reszty siecią przesyłową, a następnie rozdzielczą, to abstrahując od strat transformatorów i sieci  $\beta_t = \beta_r = \beta$ .



Współczynniki procentowe  $p_t$  i  $p_r$  przyjmujemy pod założeniami podanymi na str. 25/27 i z zastrzeżeniami, które poczyniliśmy w związku ze współczynnikami  $p_p$  i  $p_w$  na str. 28 i str. 52 w następującej wysokości:

	oproc. i amort.	odnowienie	reszta	
$p_t =$	9,5	+	3	+ 3 = 15,5
$p_r =$	9,5	+	2	+ 3 = 14,5 dla przewodów powietrznych
$p_r =$	9,5	+	1,5	+ 2 = 13 dla kabli podziemnych

We wszystkich 3 wartościach podatki zostały nieuwzględnione, gdyż przypuszczamy, że 1,5<sup>0</sup>/<sub>0</sub> przyjęte przy zakładzie wytwórczym wystarczy dla całego przedsiębiorstwa.

Aby uzyskać obniżenie kosztów przetwarzania, przesyłania i rozdzielania energii elektrycznej, musimy stosownie do formuł (11 a) i (11 b) starać się o możliwie niski kapitał zakładowy  $B_t$  i  $B_r$ , a o wysoką wartość współczynników  $\beta_t$  i  $\beta_r$  czyli o dobre wyzyskanie transformatorów i sieci.

Zasady budowy sieci i stacji przetwórczych nie należą właściwie do przedmiotu niniejszej pracy; są jednak pewne wytyczne, które ze stanowiska racjonalnej gospodarki całego zakładu trzeba na tem miejscu choćby szkicowo przytoczyć.<sup>1</sup> Najważniejszym momentem jest tu wybór napięcia, które, w sieciach przesyłowych, okręgowych i rozdzielczych odgrywa dominującą rolę i wpływa rozstrzygająco na wysokość inwestycji nie tylko w pierwszej chwili budowy, ale i podczas całego rozwoju zakładu. Nie należy więc budować sieci monumentalnie, co się zwłaszcza odnosi do wyboru materiału na słupy, natomiast trzeba przewidzieć pewną elastyczność łatwego przejścia do wyższych napięć, niż napięcie, które w pierwszym okresie eksploatacji jest wystarczające. Jeżeli chodzi o materiał na słupy, to w naszych warunkach na pierwszym miejscu trzeba postawić drzewo, które zresztą w Stanach Zjednoczonych i Skandynawji znalazło bardzo szerokie zastosowanie przy napięciach do 100 kV, a ze stanowiska własności izolacyjnych stanowi bardzo wartościowy materiał.<sup>2</sup> Stosunek kosztów linii drewnianej do żelaznej można określić na 1:2.

Jeżeli co do materiału na słupy koszta schodzą się z celowością, to przy wyborze izolatorów raczej trzeba uwzględnić potrzeby przyszłego zwiększonego odbioru i przez stosowanie droższych, ale elastyczniejszych izolatorów wisiorowych umożliwić łatwe i tanie przejście z napięcia 30 na 60 czy też z 60 na 100 kV przez przyszłe powiększenie ilości elementów izolatorowych.

<sup>1</sup> A. Hoffmann, Napowietrzne sieci wysokiego napięcia. Budowa i eksploatacja. Przegląd Elektrot. 1929, Nr. 8, str. 169.

<sup>2</sup> St. Gieszczykiewicz, Drzewo jako materiał izolacyjny w budowie linii wysokiego napięcia. Przegląd Elektrotechn. 1934, Nr. 9, str. 187.

Mając obrane napięcie musimy obliczyć według reguły Kelvina przekrój gospodarczo najkorzystniejszy ze stanowiska równowagi między stratami w sieci a oprocentowaniem tej części kapitału uwięzionego w budowę sieci, która jest zależna od zastosowanego przekroju przewodów.<sup>1</sup> Następnie musimy obrać najgospodarniejszą rozpiętość przęseł, co się otrzymuje drogą obliczeń porównawczych kosztów 1 km sieci. W praktyce utarły się pewne rozpiętości przęseł, które dla obranego napięcia odpowiadają najkorzystniejszym warunkom ze stanowiska kosztów budowy. Są to następujące rozpiętości:

dla 30 kV	} o przekroju Cu 50—70 mm <sup>2</sup> lub Al 70—120 mm <sup>2</sup> 180—220 m	
„ 60 „		
„ 110 „		120 „ „ 150 „ 230—250 „
„ 220 „		lina rurowa Cu o przekroju 300—400 „ 280—350 „

W warunkach specjalnych budują z konieczności przęśla znacznie większe, zwłaszcza jeżeli chodzi o przekroczenie rzek, jezior czy też dolin górskich. Jako jedną z rekordowych cyfr przytaczamy z sieci gothardzkiej w Szwajcarii przekroczenie doliny przęsłem o rozpiętości 1494 m.

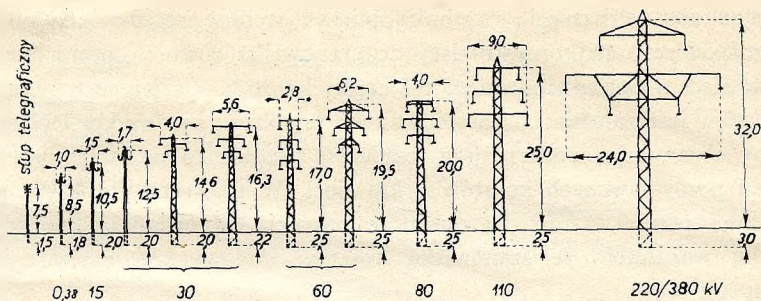
O ile rozchodzi się o zabezpieczenie nieprzerwanego ruchu, to więcej pewności aniżeli sieć dwutorowa daje sieć okrężna z zabezpieczeniami selektywnymi, przy której tylko sektor chwilowo uszkodzony wypada ze systemu, a wszystkie punkty odbiorcze zawsze są zasilane z jednej albo drugiej strony pierścienia.

Wielkie znaczenie ze stanowiska ogólnej gospodarki elektrycznej mają sieci przesyłowe dla trakcji kolejowej, o ile sposób zasilania kolei elektrycznych nie odbywa się systemem jednofazowym, nie nadającym się do innych zastosowań. We Francji np. przy systemie trakcji elektrycznej o prądzie stałym, do podstacji kolejowych dochodzi trójprąd wysokiego napięcia i ta sama sieć zasilająca może służyć do celów ogólnej elektryfikacji, co też francuska kolej południowa z wielką korzyścią dla okolicznych departamentów wyzyskała.

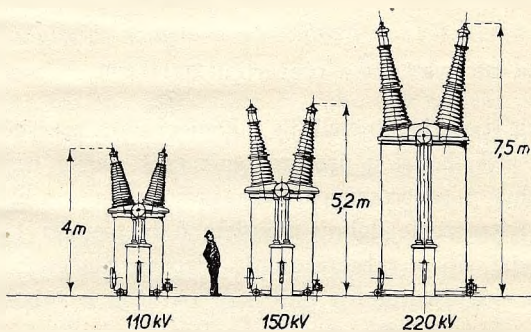
W miarę wzrostu napięcia koszta przetwarzania i przesyłania rosną bardzo szybko; na rys. 16, 17, 18 uwidocznione są zewnętrzne wymiary słupów żelaznych dla sieci o wzrastających napięciach, względnie wyłączników olejowych i transformatorów przy najwyższych napięciach. Z samych proporcji tych można już wywnioskować, jak koszta tych urządzeń wzrastają; stosunek kosztów 1 km sieci przy napięciach 30, 60, 100 i 200 kV wynosi 1 : 1,25 : 2 : 5, a koszta stacji transformatorowych wraz z budynkami rosną

<sup>1</sup> St. O. Wysocki, Obliczanie przewodów elektrycznych. Str. 123.

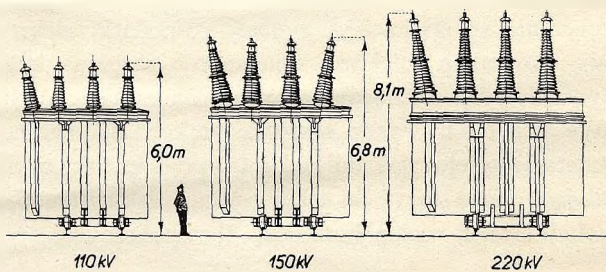




Rys. 16.



Rys. 17.

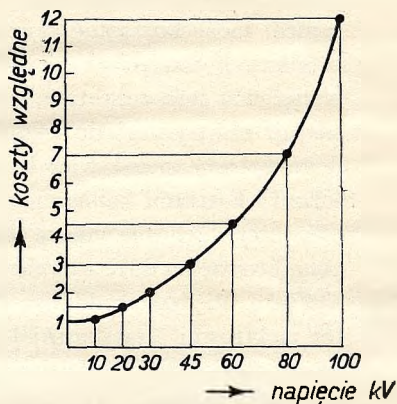


Rys. 18.

dla 30, 60 i 100 kV w stosunku 1 : 2,2 : 6 (rys. 19). Wskutek coraz bardziej rosnących kosztów części budowlanej przeszło się z czasem na konstrukcję stacji transformatorowych powietrznych, gdzie cała aparatura instalowana jest na wolnym powietrzu w wykonaniu odpowiednio zabezpieczonym przed wpływami atmosferycznymi. Już przy napięciu 30 kV koszt stacji powietrznych wypadają nieco taniej niż w budynkach, a przy wyższych napięciach różnice stają się coraz poważniejsze dochodząc do 30% oszczędno-

ści. Powyżej 100 kV wogóle nie ma już mowy o stacjach transformatorowych w budynkach. Obecnie zarówno Górno-śląskie Elektrownie jak i Pomorska Krajowa Elektrownia „Gródek“ dla 60 kV, a sieci okręgu warszawskiego, radomsko-kieleckiego i lwowskiego dla 30 kV przechodzą prawie wyłącznie na typ podstacji powietrznej.

W związku z wielkimi postępami w budowie prostowników i inwerterów (przemiana prądu stałego na zmienny) skierowano w ostatnich latach uwagę na możliwość przenoszenia energii na większe odległości prądem stałym zwłaszcza przy zastosowaniu najwyższych napięć 220 względnie 380 kV. Przez uproszczenie całego szeregu szczegółów technicznych związanych z indukcyjnością i pojemnością linii trójfazowych najwyższego napięcia uzyska się przy pomocy prądu stałego prawdopodobnie tańsze rozwiązanie problemu przenoszenia energii.<sup>1</sup> Na konferencji energetycznej w Berlinie 1930 podawano przy dyskusji nad projektowaną siecią przesyłową Norwegja-Niemcy dla przeniesienia 950 MW na odległość 1082 km następujące cyfry porównawcze dla prądu trójfazowego i stałego:



Rys. 19.

	Prąd 3-y fazowy		Prąd stały	
	380 kV	2·150 kV	2·200 kV	2·250 kV
Koszt budowy	100 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>	76 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>	67 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>	62 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>
Koszt eksploatacji	100 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>	88 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>	73 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>	68 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>

Liczba sieci o napięciu 220 kV i wyżej wzrasta dziś w Europie szybko umożliwiając połączenia centrów wytwórczych opartych na źródłach energetycznych wzajemnie się uzupełniających. I tak wybudowali Niemcy sieć 220 kV, a częściowo 380 kV z Nadrenji do Tyrolu, która wraz z odnogami ma 1700 km długości; Francuzi połączyli siecią 220 kV siły wodne z Masif Central i z nad Renu z elektrowniami cieplnymi w Paryżu trasami łącznej długości 1050 km; Włosi zbudowali sieć 220 kV z Trentino w Tyrolu do Turynu przez całą Lombardję o długości 292 km; Szwedzi łączą południowe siły wodne z północnymi na odległość 765 km, wreszcie w So-

<sup>1</sup> W. Gosebruch, Kraftübertragung auf grosse Entfernungen bei verschiedenen Stromarten. ETZ. 1931, Nr. 22, str. 689.

A. Rachel, Die technisch-wirtschaftliche Seite der Gleichstrom-Hochspannungsübertragung. Elektrizitätswirtschaft 1935, Nr. 32/33, str. 717 i 748.



wietach wybudowano linię 220 kV łączącą zakłady wodne nad Swirem z Leningradem na odległość 240 km.

W sieciach rozdzielczych należy od pierwszej chwili przyjmować napięcie użytkowe 380/220 V jako najwyższe, które według przepisów zarówno polskich jak i zagranicznych uważane jest jeszcze za niskie napięcie i tem samem może korzystać z wielu ulg przy budowie i ruchu. Dawniejsze sieci o niższych napięciach powodują obecnie wielkie trudności przy wzroście obciążenia zwłaszcza tam, gdzie zaczyna się rozpowszechniać zastosowanie energii elektrycznej do celów gotowania i grzania wody w gospodarstwach domowych. Zamiast więc borykać się w przyszłości z technicznymi trudnościami i kosztami koniecznymi dla wzmocnienia sieci, znacznie lepiej jest od pierwszej chwili nie tylko wybrać najodpowiedniejsze napięcie, ale i przekroje przygotować na duże zużycie kWh na mieszkańca i rok. W referacie swoim na V Zjazd Międzynarodowego Związku Elektrowni w Zurychu (1934) dyrektor elektrowni strassburskiej Meyer<sup>1</sup> podaje obliczenia tamtejsze dotyczące wzmocnienia sieci rozdzielczej wykonanej pierwotnie na 127/220 V i na odbiór 22,6 kWh/mieszk./rok. W nowym projekcie przewiduje się napięcie 380/220 V i odbiór dziesięć razy większy, t. j. 225 kWh/mieszk./rok; przy sieci powietrznej na obszarze o gęstości zaludnienia 6656 mieszk./km<sup>2</sup> i przy 10% kosztów kapitału okazało się, że dla jednakowego spadku napięcia (4%) koszt sieci zbudowanej na 10-o krotnie większy odbiór wypada tylko o 70% wyższy, podczas kiedy obciążenie finansowe każdej kWh spada w stosunku 5,9 : 1. Podobne wyniki podaje Meyer dla sieci kablowej i dwa razy gęstsze zaludnienia 13 312 mieszk./km<sup>2</sup>.

Pomimo wszelkich możliwości obniżenia kosztów budowy sieci rozdzielczych, pozycja ta w całkowitym kapitale zakładu elektrycznego, zwłaszcza okręgowego odgrywa wielką rolę i wpływa tem samem poważnie na podwyższenie kosztów własnych energii elektrycznej. Aby z powodu tego nie hamować rozwoju elektryfikacji i umożliwić ogólne jak najszersze rozpowszechnienie prądu elektrycznego po cenach dostępnych, szereg państw subwencjonuje czy to przygodnie, czy też stale zarówno budowę sieci rozdzielczych zwanych dla mniejszych osiedli „sieciami rolniczymi“, jak i budowę sieci okręgowych średniego napięcia a nawet przesyłowych wysokiego napięcia. Francja wstawia np. stale w budżety swoje znaczne kwoty na budowę sieci rolniczych; w r. 1934 przewidziano wg planu Marquet na najbliższych pięć lat subwencje w wysokości 300 milionów fr. fr. W Czechosłowacji parlament przeznaczył na okres 1930—1945 fundusz 200 milj. koron cz. dla udzielania 30-to letnich pożyczek 4% - wnych na budowę sieci 100 kV; następnie udziela

<sup>1</sup> E. O. Meyer, Rapport sur renforcement des réseaux de distributions à basse tension. Referat V — 1 — d.

rząd czesko-słowacki subwencje w wysokości 50<sup>0</sup>/<sub>0</sub> kosztów budowy sieci 22 kV; wreszcie uchwalono tam w r. 1926 fundusz 10 milj. k. cz., a w roku 1929 dalszych 35 milj. k. cz. na subwencje dla budowy sieci rozdzielczych w wysokości 50, a wyjątkowo i 75<sup>0</sup>/<sub>0</sub> całkowitych kosztów budowy. Przy udzielaniu subwencji mieści się zawsze obowiązkowy warunek ustalania taryf z uwzględnieniem niższych kosztów kapitałowych.

W Anglii przy porządkowaniu całej gospodarki elektrycznej bezpośrednio po wojnie przewidziano na pół rządowe „Centralne biuro elektryczne” na przeciąg piętnastu lat (1926—1940) wkład 29 · 10<sup>6</sup> f. szt. na system sieci 132 i 66 kV i 105 · 10<sup>6</sup> f. szt. na budowę i rozbudowę sieci rozdzielczych.

W Polsce od okresu budżetowego 1933/34 Fundusz Pracy i Fundusz Inwestycyjny rozpoczęły udzielanie pożyczek nisko procentowych (3<sup>0</sup>/<sub>0</sub>) i długoterminowych (15—20 lat) na sieci przesyłowe i rozdzielcze. Fundusze te dysponują narazie niewielkimi jeszcze kwotami na elektryfikację,<sup>1</sup> a główny cel pożyczek jest zatrudnienie bezrobotnych.

Jeżeli mowa o pomocy Państwa dla budowy sieci w celu obniżenia kapitału zakładowego, to należy również wspomnieć o przepisach budowy przewodów powietrznych wraz z wszelkimi obostrzeniami przy rozmaitego rodzaju skrzyżowaniach. Przepisy te wydawane w poszczególnych państwach są bardziej lub mniej liberalne, ale jedno powinno mieć zawsze na uwadze, aby przez za daleko posuniętą ostrożność nie powodowały niepotrzebnych kosztów przy budowie sieci.

Koszta spowodowane przez straty mocy i pracy w transformatorach i sieciach uwzględnia się przez odpowiednie poprawki w kosztach wytwarzania, przetwarzania, przesyłania i rozdzielania. Straty mocy powodują konieczność budowy zakładu wytwórczego, przetwórczego względnie sieci w większych rozmiarach w stosunku dośrodkowej sprawności, a tem samem podrażają kapitał zakładowy. Straty pracy podwyższają ilość wytworzonych w stosunku do użytecznie oddanych kWh i tem samem podwyższają koszt opału przy zwiększonej produkcji.

Przyjmijmy współczynniki sprawności poszczególnych elementów zakładu w sposób następujący:

	Współczynnik sprawności odnoszący się do	
	strat mocy	strat pracy
przy przetwarzaniu . . . . .	$\eta_1'$	$\eta_2'$
przy przesyłaniu . . . . .	$\eta_1''$	$\eta_2''$
przy rozdzielaniu . . . . .	$\eta_1'''$	$\eta_2'''$
przy przesyłaniu i rozdzielaniu . . . .	$\eta_1'' = \eta_1''' \cdot \eta_1''''$	$\eta_2'' = \eta_2''' \cdot \eta_2''''$
całkowita sprawność . . . . .	$\eta_1 = \eta_1' \cdot \eta_1''$	$\eta_2 = \eta_2' \cdot \eta_2''$

<sup>1</sup> W okresach budżetowych 1933/4 i 1934/5 wydano na ten cel 1 927 000 złotych.



Wzory (4), (9), (11 a) i (11 b'') przyjmą po uwzględnieniu strat następującą formę

koszt wytwarzania w zakł. cieplnym

$$k_p = \left( \frac{B_p p_p}{8760 \eta_1 \eta_2} + \frac{c_p f a_w}{\eta_1} \right) \frac{1}{\beta} + \frac{c_p b_w}{\eta_2} \quad (12 a)$$

koszt wytwarzania w zakł. wodnym

$$k_w = \frac{K_w p_w}{A \eta_1 \eta_2} \quad (12 b)$$

koszt przetwarzania

$$k_t = \frac{B_t p_t}{8760 \beta_t \eta_1 \eta_2} \quad (12 c)$$

koszt przesyłania i rozdzielania  $k_r = \frac{K_r p_r}{A_r \eta_1'' \eta_2''} + C \quad (12 d)$

Współczynniki globalne  $\eta_1, \eta_2$  wymagają bliższego omówienia ze względu na sposób obliczenia strat. Współczynnik  $\eta_1$  zależny jest od strat mocy w transformatorach i w sieciach przesyłowych i rozdzielczych; na współczynnik  $\eta_2$  zależny od strat pracy składają się straty w żelazie transformatorów stale działające przez 8760 godzin rocznie w niezmiennej wysokości i straty w miedzi transformatorów i przewodów sieci, które zależą od chwilowego obciążenia. Strat ostatnich nie można odnosić do ilości godzin użytkowania mocy szczytowej, gdyż moc szczytowa pozostaje w stosunku prostym do maksymalnego prądu roboczego ( $J$ ), a straty do kwadratu z tego prądu. Jeżeli czas pracy mocy szczytowej nazwiemy  $T$ , to przy pewnym przebiegu wartości prądu  $i$  w zależności od czasu  $t$

$$T = \frac{1}{J} \int_0^{8760} i \, dt,$$

podczas gdy czas strat w miedzi  $\tau$  będzie

$$\tau = \frac{1}{J^2} \int_0^{8760} i^2 \, dt.$$

Dokładna znajomość  $\tau$  stoi w związku z matematycznym ujęciem krzywej pracy rocznej.<sup>1</sup> W dobrym przybliżeniu oznaczył wartości  $\tau$  Eimer,<sup>2</sup> którego rego krzywa związku między  $T$  a  $\tau$  uwidoczniła jest w rys. 20.

Jeżeli zanalizujemy straty przetwarzania i przesyłania w zależności od ilości godzin pracy użytecznej, okaże się, że procentowe straty osiągają dla

<sup>1</sup> M. Wolf, Die Grundlagen der Mathematik der Belastungskurven und die Netzverluste. Darmstadt 1930.

<sup>2</sup> H. Smoliński, Benutzungsstunden u. Wirtschaftlichkeit v. Kraftübertragungsleitungen. ETZ 1928, Nr. 3, str. 81.

pewnych wartości czasu użytkowania swoje minimum. Weźmy pod uwagę linię przesyłową z zainstalowanymi po obu stronach transformatorami, których suma strat w żelazie wynosi  $V_{Fe}$  kW, a suma strat w miedzi łącznie ze stratami miedzi w linii przesyłowej przy pełnym obciążeniu  $V_{Cu}$  kW. Dla czasu użytkowania  $T$  otrzymamy pracę użyteczną przesyłaną:  $A = P_s T$  gdzie  $P_s$  oznacza użyteczną moc szczytową

pracę strat w żelazie:  $A_{Fe} = 8760 \cdot V_{Fe}$

pracę strat w miedzi:  $A_{Cu} = V_{Cu} \cdot \tau$ .

Oznaczając stosunek strat pracy do kilowattgodzin przesłanych użytecznie przez  $x$  napiszemy

$$x = \frac{A_{Fe} + A_{Cu}}{A} = \frac{8760 V_{Fe} + V_{Cu} \tau}{P_s T} = \frac{8760 V_{Fe}}{P_s} \cdot \frac{1}{T} + \frac{V_{Cu}}{P_s} \cdot \frac{\tau}{T}$$

Chcąc znaleźć minimalną wartość dla  $x$  przyrównujemy pochodną do zera:

$$\frac{dx}{dT} = -\frac{1}{T^2} \frac{8760 V_{Fe}}{P_s} + \frac{V_{Cu}}{P_s} \cdot \frac{T \left( \frac{d\tau}{dT} \right) - \tau}{T^2} = 0$$

i otrzymamy jako minimum wartości  $x$  następujący warunek:

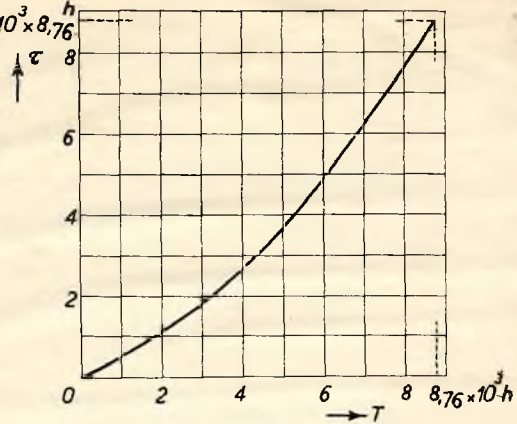
$$\frac{8760 V_{Fe}}{V_{Cu}} + \tau = T \frac{d\tau}{dT} \quad \dots \quad (13)$$

Nie znając matematycznego związku między  $\tau$  i  $T$  rozwiążemy to równanie graficznie (por. rys. 21) opierając się na krzywej Eimera przez znalezienie punktu przecięcia krzywych

$$y_1 = 8760 \frac{V_{Fe}}{V_{Cu}} + \tau \quad \text{i} \quad y_2 = T \frac{d\tau}{dT}$$

Krzywą  $y_1$  otrzymamy w rys. 21 powiększając wszystkie rzędne krzywej Eimera o wartość  $8760 \frac{V_{Fe}}{V_{Cu}}$ , zaś krzywą  $y_2$  możemy w prosty sposób skonstruować przy pomocy podobieństwa trójkątów  $OBE$  i  $ABD$  w rys. 21, z których właśnie wynika

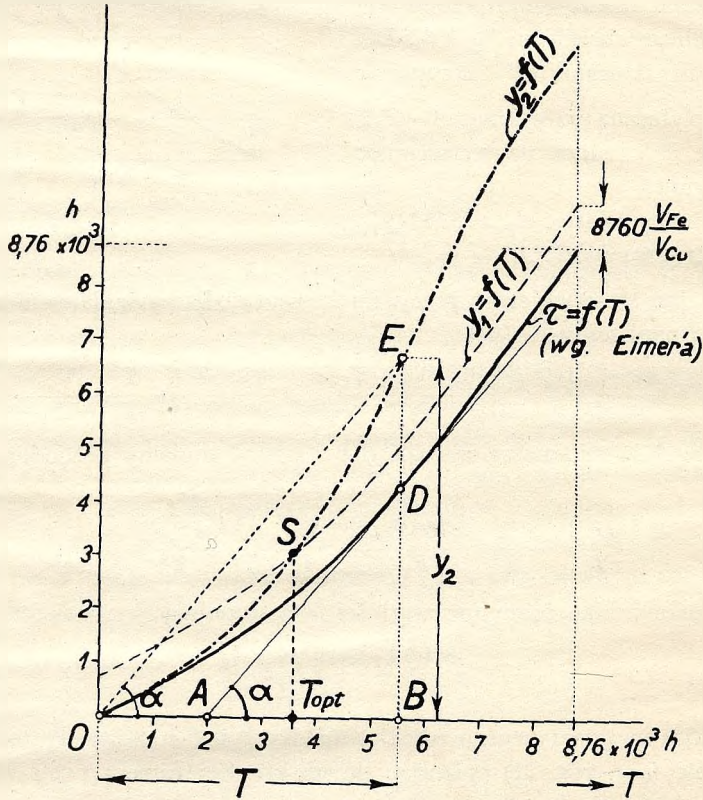
$$\frac{y_2}{T} = \frac{d\tau}{dT} = \text{tg } \alpha \quad \text{czyli} \quad y_2 = T \frac{d\tau}{dT}$$



Rys. 20.



Z graficznego przedstawienia możemy od razu wyczytać, od czego zależy wartość  $T_{opt}$ , której odpowiada  $x_{min}$ . Punkt  $S$  przecięcia obu krzywych wędruje bowiem tem dalej na prawo, im wyżej leży krzywa  $y_1$  nad krzywą  $\tau$ , czyli im większą wartość przybiera  $\frac{V_{Fe}}{V_{Cu}}$  t. zn. im większe są straty żelaza w porównaniu ze stratami miedzi. Gdyby straty żelaza były bardzo małe,



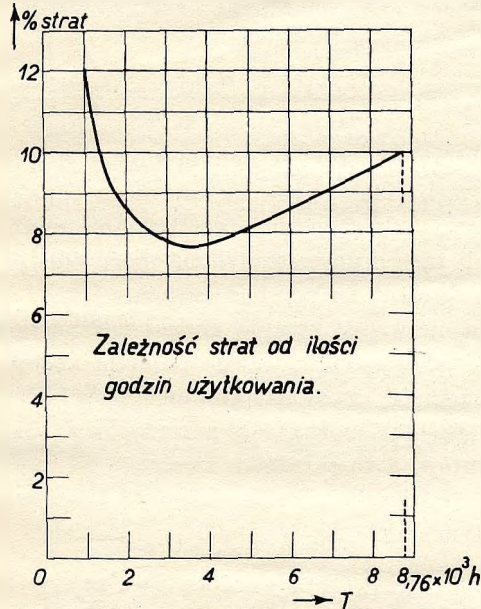
Rys. 21.

to najkorzystniejszy czas użytkowania byłby bliski zera. Naodwrot, gdyby straty miedzi zmalały silnie wobec strat żelaza, punkt przecięcia  $S$  mógłby wypaść przy  $T \approx 8760$ .

Aby się zorientować, dla jakich wartości  $T$  zachodzi w praktycznych przypadkach minimum procentowych strat pracy, podajemy następujący przykład: Niech z obu stron linii przesyłowej będą instalowane transformatory podwyższające wzgl. zniżające o mocy po 1000 kW, których straty w żelazie wynoszą 0,4%, a straty w miedzi 1,6%; straty w sieci przesyłowej

wej niech będą 6% przy pełnym obciążeniu. Stąd wynikają straty w żelazie dla obu transformatorów  $2 \cdot 4 = 8$  kW, straty w miedzi  $2 \cdot 16 = 32$  kW, a straty w miedzi linii przesyłowej 60 kW. W sumie straty mocy wyniosą 100 kW, czyli 10% mocy przesyłanej 1000 kW.

Z rys. 22 otrzymanego z obliczenia strat pracy przy rozmaitych czasach użytkowania mocy szczytowej, jak i z rysunku 21 opartego na formule (13) wynika zgodnie, że najkorzystniejszy czas użytkowania ze względu na procent strat pracy wynosi w danych warunkach 3500 godzin.



Rys. 22.

O. Szilas w referacie na zjazd energetyczny 1930 (sekcja 20, ref. 294) oblicza średnie  $\eta_2$  już nie z jednego roku, ale z okresu 10–15 lat, gdyż według jego słusznego rozumowania sieci są budowane na wyrost i nie można strat z jednego i to z pierwszego roku ruchu brać za podstawę kalkulacji. W przykładzie obszernie w referacie obliczonym wykazuje, że w ciągu 15 lat przy 8%-owym przyroście rocznym wytworzonej energii, przy 8%-owej stracie mocy w sieci i przy transformatorach o stratach w żelazie 0,6%, a w miedzi 1,2% dla  $h=3000$

średnia strata roczna w miedzi sieci wyniesie . . . . .	6,55%
„ „ „ „ „ transformatorów wyniesie . . . . .	2,04%
„ „ „ „ „ żelazie „ „ . . . . .	1,66%
w sumie średnie straty wyniosą . . . . .	10,25%



### 3. Ogólne koszty energii elektrycznej.

Jeżeli zestawimy wyniki poprzednio zanalizowanych kosztów składowych, to otrzymamy jako ogólne koszty energii elektrycznej na podstawie równań (12a) do (12d) następujące wzory:

a) dla zakładów ciepłych

$$k = k_p + k_t + k_r = \left( \frac{B_p p_p}{8760 \eta_1 \eta_2} + \frac{c_p f a_w}{\eta_1} \right) \frac{1}{\beta} + \frac{c_p b_w}{\eta_2} + \frac{B_t p_t}{8760 \beta_t \eta_1 \eta_2} + \frac{K_r p_r}{A_r \eta_1'' \eta_2''} + C \dots (14)$$

b) dla zakładów wodnych

$$k = k_w + k_t + k_r = \frac{K_w p_w}{A \eta_1 \eta_2} + \frac{B_t p_t}{8760 \beta_t \eta_1 \eta_2} + \frac{K_r p_r}{A_r \eta_1'' \eta_2''} + C \dots (14a)$$

Zależnie od tego, które składniki w danym zakładzie wchodzi w rachubę, w formułach (14) wzgl. (14a) pewne wyrazy mogą odpaść, wzgl. będą rozbite na dalsze elementy składowe np. przetwarzanie może odpaść albo być rozbite na dwie lub trzy grupy, przesyłanie może odpaść albo przesyłanie i rozdzielanie należy rozbić na odrębne elementy.<sup>1</sup>

Wykres 23 wykazuje wzrost kosztów energii zależnie od miejsca jej użytkowania: w wytwórni, w sieci wysokiego napięcia czy też w sieci niskiego napięcia i w zależności od czasu użytkowania mocy szczytowej.

Równania (14) i (14a) można tak przegrupować, aby je przedstawić jako sumę 3 elementów, a to składnika zależnego od mocy ( $k_m$ ), składnika zależnego od pracy ( $k_e$ ) i składnika zależnego od kosztów manipulacyjnych ( $C$ ). W wypadku tym

$$k = k_m + k_e + C \dots (14b)$$

gdzie

$$k_m = k_p \text{ (wzgl. } k_w) - k_o^2 + k_t^3 + k_r^3 - C$$

$$k_e = k_o^4 \quad C = C.$$

Ta ostatnia forma (14b) wyrażenia kosztów własnych jest szczególnie wygodna dla wszelkich rozważań taryfowych.

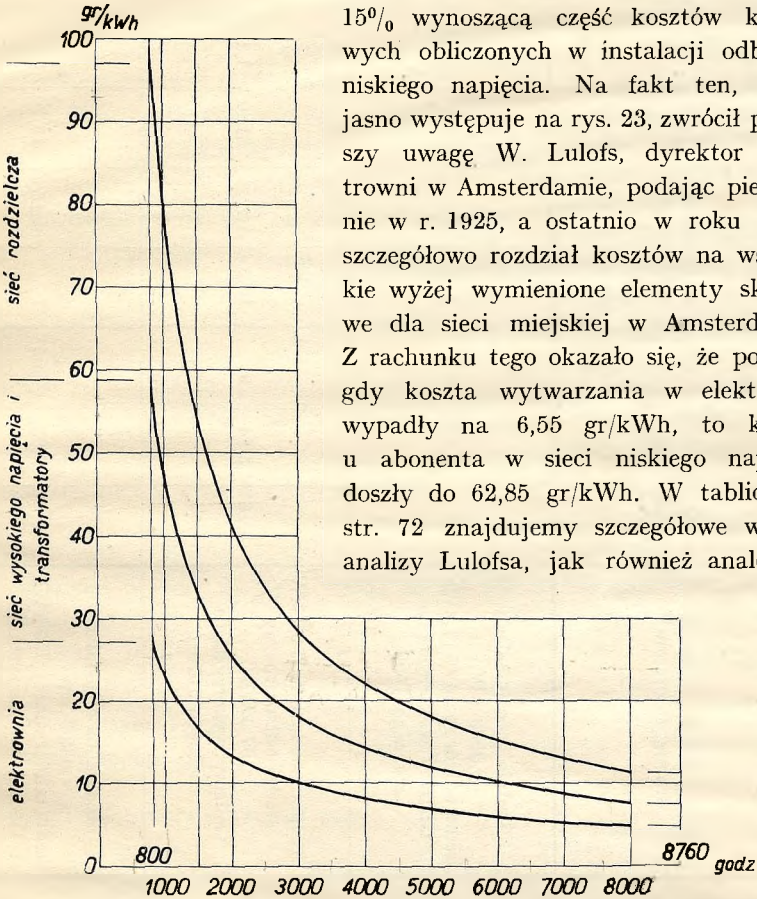
<sup>1</sup> Przykłady szczegółowego obliczenia ogólnych kosztów prądu można znaleźć w broszurze W. Windla, Die Elektrizitätswirtschaft der freien Stadt Danzig (Gdańsk, 1928), w referacie W. Lulofsa, Rapport sur le prix de revient et les tarifs des services d'électricité (Ref. IV - A - 3 Międzynarodowego Związku Elektrowni na zjeździe w Paryżu 1932) i w książce H. Rückwarda, Selbstkostenberechnung elektrischer Arbeit (Monachjum 1933).

<sup>2</sup> Ob. wzór (3) str. 24 z uwzględnieniem strat pracy spowodowanych przetwarzaniem, przesyłaniem i rozdzielaniem.

<sup>3</sup>  $k_t$  i  $k_r$  należy w tym wypadku rozumieć tylko w odniesieniu do kosztów zależnych od kapitału inwestowanego i strat mocy; straty pracy są natomiast uwzględnione w składniku  $k_o$ .

<sup>4</sup> Nie jest to ścisła równość; dla dokładnego oznaczenia wartości  $k_e$  trzeba by uwzględnić uwagę przytoczoną na str. 25 przy omawianiu formuł (4) i (5)

Jeżeli przeliczymy dla konkretnego wypadku sieci miejskiej czy okręgowej całkowitą wartość kosztów własnych i rozpatrzemy stosunek poszczególnych elementów składowych, otrzymamy ten niespodziany wynik, że właściwie koszty wytwarzania na szynach zbiorczych zakładu wytwórczego



Rys. 23.

nej pracy przeprowadzonej dla pewnej sieci okręgowej północno niemieckiej i wreszcie w przeciętnej sieci Stanów Zjednoczonych Am. Półn. według badań Marshalla i Snowa.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Referat na międzynarodowym kongresie Związku Elektrowni. Paryż 1932. IV - A - 3.

<sup>2</sup> Referat na Walnem Zgromadzeniu National Electric Light Association (Nela) w N. Yorku ETZ 1931, Nr. 42, str. 1315.



Tablica 16.

Miejscowość i daty charakterystyczne elektrowni	Daty charakterystyczne drobnego odbioru	Koszta wytwarzania w gr./kWh na szynach elektrowni			Koszta energii w gr./kWh u odbiorcy w sieci niskiego napięcia					
		zależne od		Razem	wytwarzania zależne od		przetwarzania, prze- syłania i rozdzielania zależne od			Razem
		mocy	pracy		mocy	pracy	mocy	pracy	ilości od- biorców	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Amsterdam moc szczytowa 114 000 kW produkcja roczna 430 · 10 <sup>6</sup> kWh	Średnia moc instalacji 0,0953 kW średni odbiór roczny 143 kWh Godziny wykorzystania rocznego 1500	2,9	3,65	6,55	8,15	4,2	5,4	1,04	44,06	62,85
Sieć okręgowa półn.-niem. moc szczytowa 10 000 kW, produkcja roczna 24 · 10 <sup>6</sup> kWh. Obszar zasilania 1500 km <sup>2</sup>	Średnia moc instalacji 0,1 kW średni odbiór roczny 107 kWh Godziny wykorzystania rocznego 1070	5,16	3,84	9	10,5	5	51,9	1,1	28	96,5
Przebiegająca sieć w St. Zjedn. Amer. Półn. według Marshalla i Snowa (Zjazd Neli 1931)	Średnia moc instalacji 0,209 kW średni odbiór roczny 550 kWh Godziny wykorzystania rocznego 2630	4	3,65	7,65	7	4,15	15,7	4	15,89	46,74

Badania Marshalla i Snowa dotyczą kosztów własnych prądu loko licznik gospodarstwa domowego, a przeprowadzone były w 2240 instalacjach gospodarstw Stanów Zjednoczonych Am. Półn., których zapotrzebowanie roczne wynosiło średnio 550 kWh. Podstawą obliczeń były następujące założenia: Kapitał zakładowy wytwórni 890 zł/kW, sieci przesyłowej 120 kV z transformatorami 120/24 kV 160 zł/kW, kabli ziemnych 24 kV 203 zł/kW, transformatorów 24/4,8 kV 400 zł/kW, sieci 4,8 kV i napięcia użytkowego wraz z transformatorami aż do liczników 470 zł/gospodarstwo, obliczone ze średniej z 2240 badanych instalacji. Do kosztów tych dochodzi jeszcze około 8% na budynki administracyjne, garaże, sklepy, laboratorja i interkalarja. Jako kosztu roczne podają M. i S. 13% na centralną administrację, druki, opłaty urzędowe i t. p.; 14% jako kosztu kapitału, a to 7% na oprocentowanie i amortyzację, 4,5% na odpisy, 2,5% na podatki; współczynnik wyzyskania wynosił 0,3, t. j.  $h = 2630$ . Stąd wypadają następujące kosztu 1 kWh:

A. Kosztu wytwarzania, przesyłania siecią 120 kV	gr/kWh	
i przetwarzania ze 120 na 24 kV		
kosztu stałe . . . . .	7	
kosztu ruchu wraz z opałem . . . . .	<u>4,15</u>	11,15
B. Rozdzielanie prądu		
1. Rozdział w sieci 24 kV i stacje 24/4,8 kV		
kosztu stałe . . . . .	2,9	
kosztu ruchu . . . . .	1,4	
2. Rozdział w sieci 4,8 kV i 115 V		
kosztu stałe . . . . .	12,8	
kosztu ruchu . . . . .	<u>2,6</u>	19,7
C. Obsługa klienteli i sprzedaż prądu		
1. Obsługa klienteli . . . . .	2,65	
2. Zarząd kupiecki		
ogólne wydatki biurowe . . . . .	2,2	
umowy i informacje . . . . .	3,1	
odczytywanie liczników . . . . .	1,5	
wystawianie rachunków . . . . .	2,9	
inkaso . . . . .	0,89	
nieściągalne . . . . .	0,53	
3. Propaganda . . . . .	2,12	15,89
	<hr/>	
Razem gr/kWh . . . . .		46,74



Ta ogromna rozpiętość między kosztami czystego wytwarzania energii elektrycznej a końcową cyfrą kosztów u drobnego odbiorcy, która jest podstawą taryfy, stanowi tło ciągłych nieporozumień między laikami a fachowcami, które nieraz były przedmiotem zjadliwych wycieczek publicystycznych,<sup>1</sup> a podczas światowej konferencji energetycznej w r. 1930 dały powód do ostrego a fachowo nieuzasadnionego wystąpienia ambasadora amerykańskiego z krytyką taryf prądowych w Stanach Zjednoczonych w przeciwstawieniu do minimalnych kosztów wytwarzania.

Ostatnie rozważania naprowadzają nas na jeszcze jeden ważny moment, który trzeba przy wysiłkach o ogólne obniżenie kosztów loko licznik drobnego odbiorcy dokładnie uwzględnić, a jest to możliwość obniżenia kosztów manipulacyjnych  $C$ . Na tem miejscu podamy tylko ogólne wytyczne, a szczegółowe wyjaśnienia znajdzie czytelnik w rozdziale IV.

Koszta manipulacyjne, które zasadniczo dadzą się przez sprężystą i celową administrację, przez odpowiedni system kontroli, obliczenia i inkasa do pewnego stopnia zredukować, wpływają z tego względu tak bardzo poważnie na koszt własny prądu, że obciążają każdego odbiorcę jednakowo stałą kwotą  $C$ , która w stosunku rocznym obraca się w granicach 20—35 złotych na instalację. Jeżeli więc odbiorca, jak to przy instalacjach czysto świetlnych bywa, zużywa rocznie 100 do 150 kWh, to na każdą odebraną kWh przypada obciążenie 20 do 35 groszy. Jeżeli jednak ten sam odbiorca przez zastosowanie prądu poza oświetleniem do celów grzejnych podwyższa odbiór swój do 10 czy 12-krotnej wartości, to obciążenie z tytułu kosztów manipulacyjnych spada do znikomej cyfry 2—3 groszy na 1 kWh.

W rozdziale IV przedstawimy możliwości, do jakich się dochodzi przez zastosowanie prądu w gospodarstwach domowych poza oświetleniem i wyjaśnienie to wskaże drogę, jak zbliżyć kosztu własne elektrowni obliczone w instalacji odbiorcy, do niskich kosztów produkcji w zakładzie wytwórczym.

Na zakończenie tego rozdziału omówimy jeszcze wielokrotnie w literaturze dyskutowaną kwestję, co jest korzystniejsze, czy przeniesienie energii elektrycznej na odległość z elektrowni położonej przy źródle energii, czy też dowóz materiału do elektrowni umieszczonej w centrum zbytu. Jest to obliczenie porównawcze między kosztami transportu węgla a prądu. Już w r. 1913 G. Klingenberg<sup>2</sup> przeprowadził taki szczegółowy rachunek.

<sup>1</sup> Italic (Rzym) Nr. z 24/IX 1926 (podczas I międzynarod. Kongr. Związku Elektrowni) zamieściła artykuł p. t. „Dlaczego publiczność musi płacić lira 1,50 za energję elektryczną, która powinna kosztować tylko 15 centimów?”.

<sup>2</sup> G. Klingenberg, Bau grosser Elektrizitätswerke, t. I, str. 57.

nek dla Niemiec i wykazał, że przy węglu kamiennym różnica między transportem węgla i prądu jest niewielka, chociaż przy mocach powyżej 50 MW i przy godzinach użytkowania powyżej 2500 rocznie transport prądu wypada taniej niż transport węgla. Przy węglu brunatnym transport prądu wypadł zawsze korzystniej.

W r. 1926 porusza ten sam temat H. Schulze<sup>1</sup> na podstawie stosunków powojennych niemieckich w r. 1925 i dochodzi do wniosku, że transport węgla kamiennego o 7000 kal. opłaca się dopiero powyżej 71 km przy  $h=5000$  godzin rocznie. Transport węgla brunatnego o 2500 kal. przy  $h=3000$  opłaca się dopiero powyżej 250 km, a przy  $h=5000$  wogóle się nie opłaca. Przy odległościach poniżej 71 km wzgl. 250 km transport prądu jest w podanych warunkach korzystniejszy.

W Polsce nieraz była już wentylowana sprawa przeniesienia energii elektrycznej z zagłębia węglowego do Łodzi i Warszawy. J. Obrąpalski<sup>2</sup> wyliczył w r. 1928, że przeniesienie takie na 306 km opłaca się dopiero dla  $h=5500$  godzin rocznie. Do takich samych wyników doszły nieopublikowane obliczenia koncernu francuskiego, który w r. 1930 zamierzał wystąpić z podobnym projektem. Przy przeniesieniu 100 000 kW na 300 km ze stratą 15% napięciem 100 kV linią dwutorową  $6 \cdot 150$  mm<sup>2</sup>, dla  $C_m=4500$  kal./kWh i przy cenie mialu o 6000 kal. 15 zł/tonę okazało się, że dopiero przy przekroczeniu 5500 godzin użytkowania mocy przeniesionej wyniki dla prądu były korzystniejsze niż dla transportu węgla. Przy przeniesieniu podwójnej mocy, t. j. 200 000 kW obniża się ilość godzin użytkowania z 5500 na 5000. Wyniki tych obliczeń wykazują, że przeniesienie energii z zagłębia węglowego do Warszawy jest ekonomiczne tylko w odniesieniu do mocy podstawowej (ob. rozdz. VII, str. 166).

Na rok 1935/6 przewiduje się konkretne wykonanie przeniesienia elektrycznego z elektrowni państwowej wytwórni związków azotowych w Mościcach, zasilanej gazem ziemnym z rurociągu zagłębia krośnieńskiego, a więc tak jakby położonej przy samym źródle energii, do ośrodka przemysłowego w Starachowicach (116 km) z ewentualnym przedłużeniem do Warszawy (256 km) dla zasilania kolejowego węzła i przemysłu stolicy. Przy decyzji tej rozstrzygały jednak nie same tylko względy gospodarcze.

<sup>1</sup> H. Schulze, Die wirtschaftliche Reichweite des elektrischen Energie-Grosstransportes im Jahre 1925. ETZ 1926, Nr. 10, str. 296.

<sup>2</sup> J. Obrąpalski, Kilka uwag w sprawie elektryfikacji Polski. Technika ciepła 1928, str. 171.



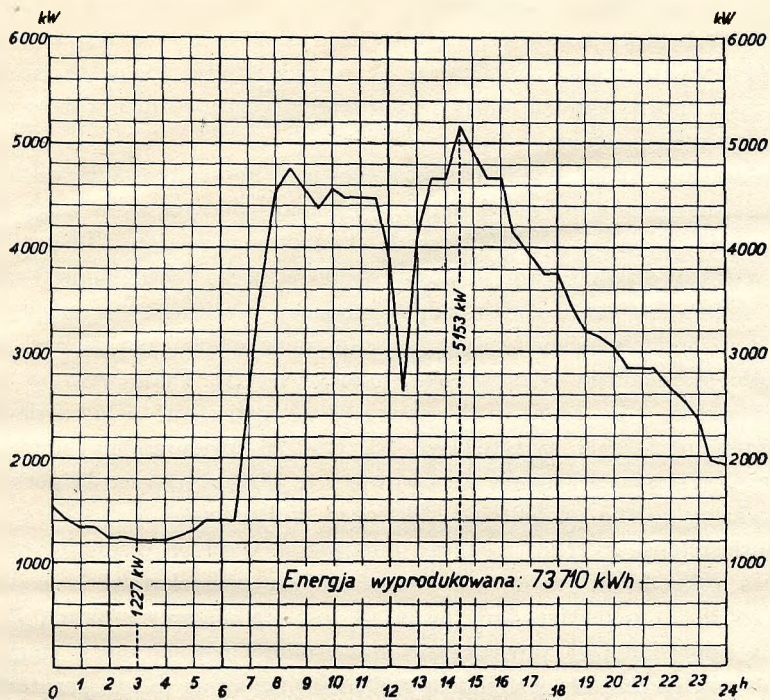
### III. WYKRESY OBCIĄŻENIA ELEKTROWNI.

Jako najważniejszy czynnik obniżenia kosztów energii elektrycznej podaliśmy współczynnik wyzyskania  $\beta$ . Jedną z kardynalnych podstaw oszczędnej gospodarki jest tedy zapoznanie się dokładne nie tylko z globalną wartością tego współczynnika, ale z całym przebiegiem obciążenia w ciągu dnia i roku, aby sobie dokładnie zdać sprawę z możliwości polepszenia wartości  $\beta$ . Do tego celu służą wykresy obciążeń elektrowni zarówno poszczególnych dni jak i z całego roku wzgl. z szeregu następujących po sobie lat. Wykresy dzienne sporządza się albo przez notowanie co pół godziny czy co kwadrans obciążenia według wskazań instrumentów mierniczych, jeżeli chodzi o ruch spokojny, w którym nie zachodzą gwałtowne i częste zmiany lub wahania, albo samopiszącymi przyrządami, gdzie ruch jest niespokojny i podlega częstym wahaniom jak w kolejnictwie, tramwajach, wyciągach górniczych i t. p. Na rysunku 24 i 25 podane są przykłady wykresu obciążenia spokojnego elektrowni w Pruszkowie i niespokojnego elektrowni zasilającej szyby naftowe w Boryslawiu.

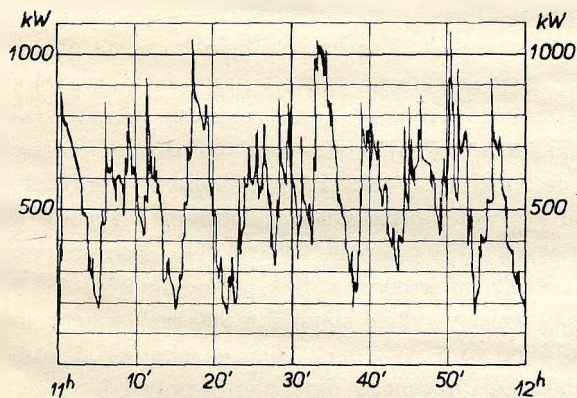
Wykres 24 godzinny od pierwszego wejścia pozwala nam zorientować się w rodzaju ruchu elektrowni, w porze roku i odróżnić dzień powszedni od świątecznego. Większy lub mniejszy odbiór prądu przez zakłady przemysłowe, górnicze czy komunikacyjne, obciążenie światłowe z charakterystycznym wyskokiem podczas wieczorów zimowych, brak obciążenia przemysłowego i oświetlenia sklepów w niedziele i święta, to są momenty charakterystyczne wykresów obciążenia dziennego. Nawet takie szczegóły, jak strejki, obchód 1-go maja czy jakieś uroczystości, w czasie których praca spoczywa, odbijają się w sposób charakterystyczny na wykresie obciążenia. Dla ułatwienia w orjentacji wykresu dziennego należy wprowadzić jednolitość porządku godzin, które zwyczajnie kreśli się od północy do północy; jeżeli chodzi w pewnym szczególnym wypadku czy to o uwypuklenie szczytu wieczornego, czy też doliny nocnej, można porządek godzin zacząć od 7 rano lub od 17 wieczór<sup>1</sup> (rys. 26).

---

<sup>1</sup> Renesse, Die Notwendigkeit der Vereinheitlichung und Gemeinschaftsarbeit in der Elektrizitätswirtschaft ETZ 1931, Nr. 47, str. 1440.



Rys. 24. Wykres obciążenia Elektrowni Okręgowej w Pruszkowie z dn. 10 XII. 1928.



Rys. 25. Część wykresu obciążenia elektrowni „Galicji” w Drohobyczu z dn. 13. IV. 1926.



Dla lepszego porównania wykresów dziennych z rozmaitych zakładów o różnych obciążeniach szczytowych rysuje się często krzywe w rzędnych odniesionych procentowo do szczytów; na rys. 27 mamy w ten sposób wyrysowane wykresy dnia zimowego w Warszawie, Łodzi, Lwowie i Krakowie, z których można od razu poznać charakterystyczne różnice przebiegu obciążeń w tych miastach.

Dalszą przeróbką wykresu dziennego jest uporządkowanie go według wielkości mocy zaczynając od największej, jaka zdarzyła się w ciągu 24 godzin, aż do najmniejszej, która trwała stale przez całą dobę. Te przekształcone wykresyienne służą za podstawę do wykresu rocznej pracy zakładu przez sumowanie ilości godzin odpowiadającej danej mocy w ciągu całego roku i naniesienie mocy według wartości malejących jako rzędne, odniesione do 8760 godzin pełnego roku, jako odciętych. Takie wykresy roczne można również dla celów porównawczych skonstruować w odniesieniu do procentów obciążenia szczytowego. Na rys. 28 uwidoczniiony jest roczny wykres obciążenia elektrowni we Lwowie z r. 1929, a na rys. 29 porównawcze wykresy roczne procentowe elektrowni w Berlinie i N. Jorku.

Powierzchnia wykresu rocznego odpowiada ilości  $A$  wyprodukowanych podczas roku kWh, a rzędna odpowiadająca prostokątowi o podstawie 8760 godzin, a o powierzchni równej  $A$  jest średnią mocą roczną  $P_{\text{sr}}$ , zaś odcięta odpowiadająca prostokątowi o wysokości równej mocy szczytowej  $P_s$ , a o powierzchni  $A$ , jest ilością godzin użytkowania mocy szczytowej  $T$ .

Jest więc

$$A = 8760 P_{\text{sr}} = P_s T = 8760 P_s \alpha.$$

Współczynnik obciążenia  $\alpha = \frac{P_{\text{sr}}}{P_s}$  jest wartością analogiczną do współczynnika wyzyskania  $\beta$  z tą różnicą, że dla wartości  $\alpha$  wchodzi w rachubę moc szczytowa zamiast mocy instalowanej.

Dla uproszczonego skonstruowania wykresu rocznego nie potrzeba sumować wszystkich wykresów dziennych, co byłoby rzeczą zbyt żmudną, ale — o ile rozchodzi się o zakłady o spokojnym i prawidłowym przebiegu obciążenia, do których można zaliczyć ogromną przewagę elektrowni miejskich i okręgowych — wystarczy wybrać dwa charakterystyczne wykresy zimowe i dwa letnie po jednym z dnia powszedniego i świątecznego i zesumować 100 razy wzięty wykres zimowy a 200 razy wzięty wykres letni dnia powszedniego, a po 32,5 wykresów niedzieli zimowej i letniej.

Wykres obciążenia rocznego daje nam wprawdzie obraz częstości zdarzania się pewnych obciążeń i ogólną charakterystykę wyzyskania zakładu, ale w wykresie tym tracimy związek między chwilowym obciążeniem a porą dnia i roku. Aby związek ten uwidocznili konstruuje się t. zw. wzgórze

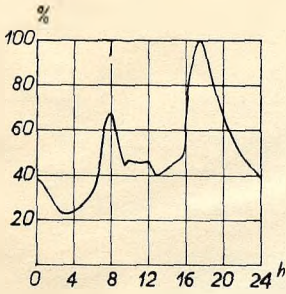
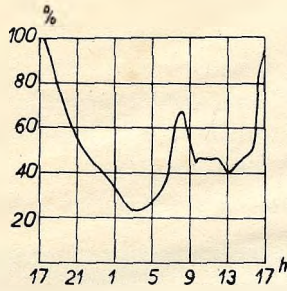
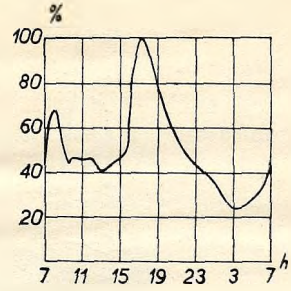
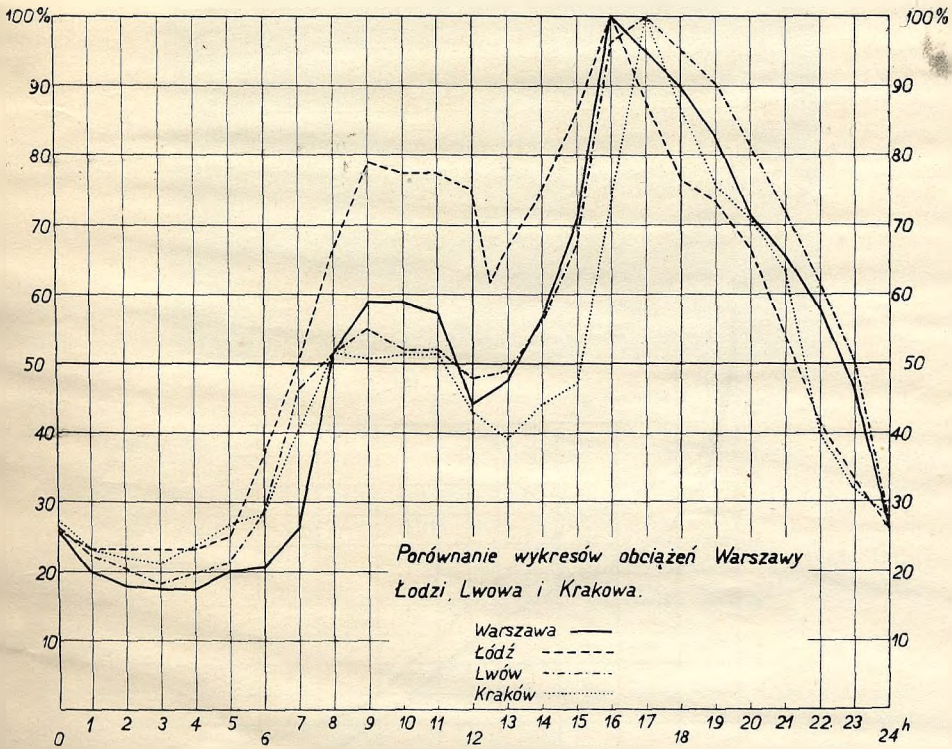
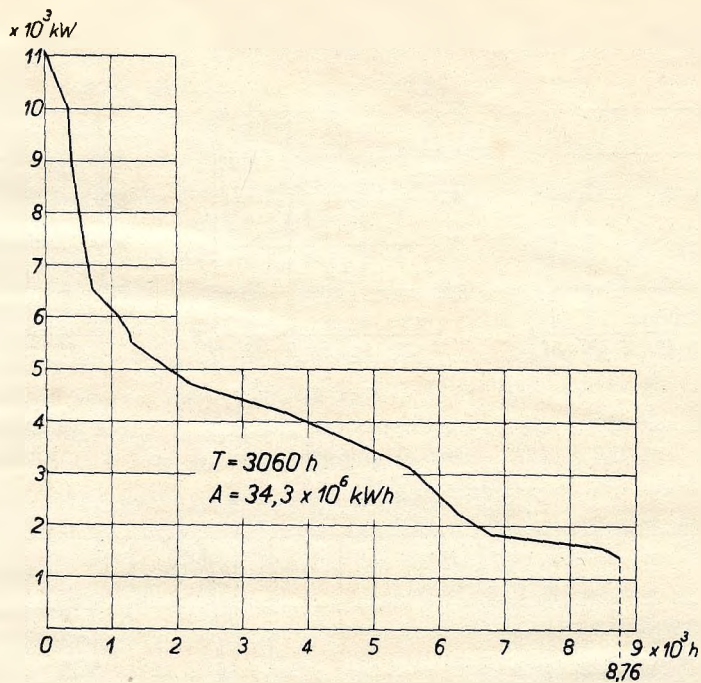


Figura normalna.

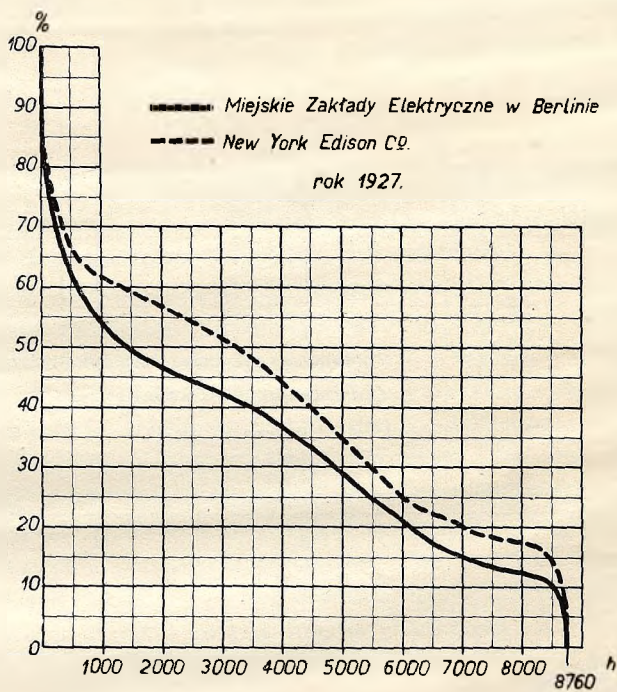
Rys. 26.  
Uwypuklenie doliny  
nocnej.Uwypuklenie szczytu  
wieczornego.

Rys. 27.



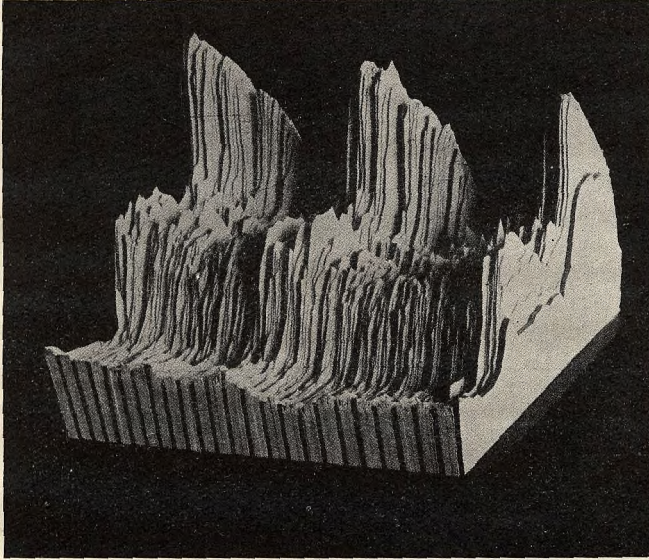


Rys. 28.



Rys. 29.

obciążeń, układając wykresy obciążenia dziennego wycięte z kartonu jedne obok drugich w pełny blok<sup>1</sup> (ob. rys. 30). W takim wzgórzu obciążeń widzi się dokładnie pory, w których wklęsłości czyli doliny stanowią niewyzyskane okresy ruchu zakładu, a tem samem ma się dopiero dokładny wgląd w wewnętrzne stosunki ruchu elektrowni. Ponieważ jednak trzy wymiarowy model jest niewygodny do studjów i w użyciu bardzo ciężki, więc wprowadzono jako dalsze udoskonalenie z inicjatywy dyr. elektrowni w Buenos Aires Aschera<sup>2</sup> sposób rysowania topograficznego wzgórza obciążeń w rodzaju



Rys. 30. Wzgórze obciążeń elektrowni lwowskiej 1927/28.

geograficznych planów warstwicznych. Na rys. 31 i 32 podajemy topogramy elektrowni z Buenos Aires i Lwowa i zwracamy uwagę na szczyt zimowy w Buenos Aires w czerwcu (zima na półkuli południowej).

Metoda topograficzna bardzo się rozpowszechniła w ostatnich latach ulegając coraz to nowym udoskonaleniom i obejmując rozmaite dalsze dziedziny gospodarki elektrycznej.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Dr. Adolph, Belastungsgebirge. ETZ 1927, Nr. 1, str. 5.

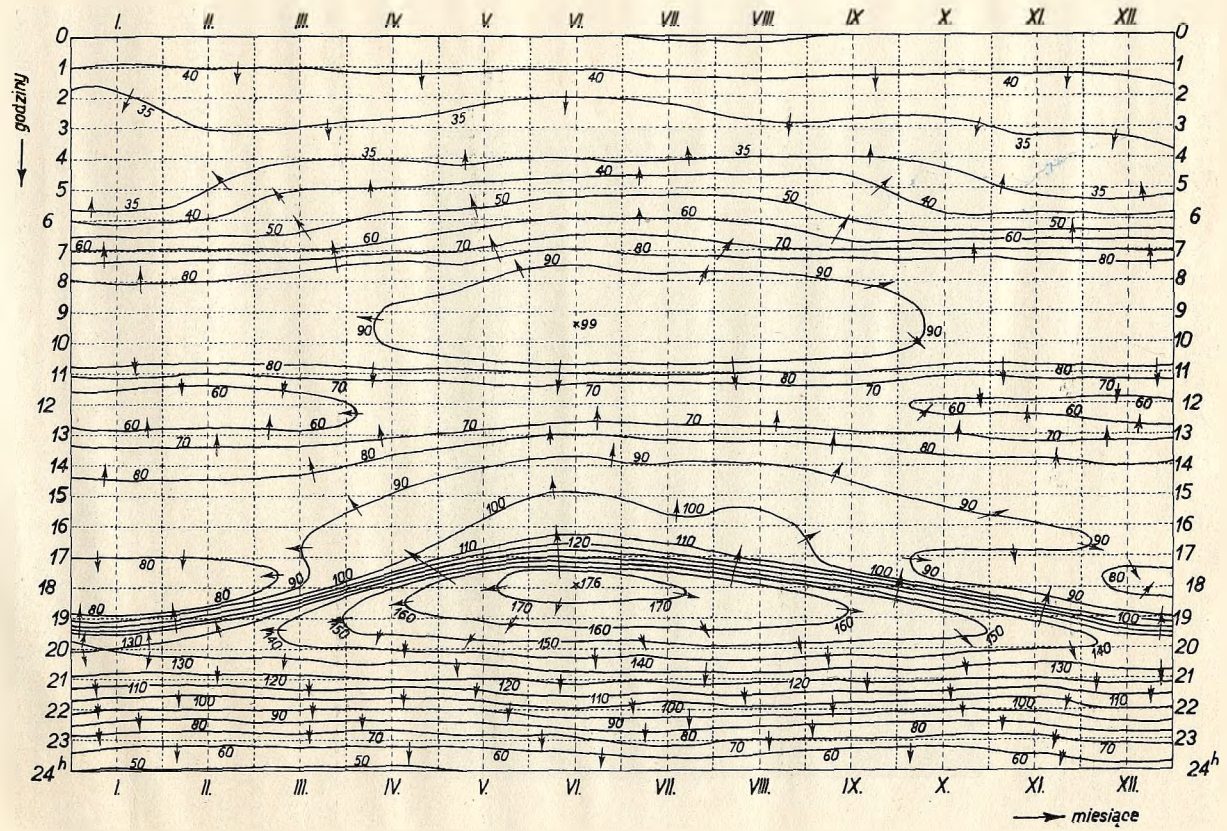
<sup>2</sup> R. Ascher, Répresentation topographique de la montagne de charge. Bruxelles.

<sup>3</sup> Schneider u. Wolf, Die topographische Darstellung der Belastungsverhältnisse v. Elektrizitätswerken. ETZ 1931, Nr. 8, str. 238.

Pflugmacher, Belastungskarten als Hilfsmittel für Elektrizitätswerke. Elektrizitätswirtschaft 1931, Nr. 4, str. 106.

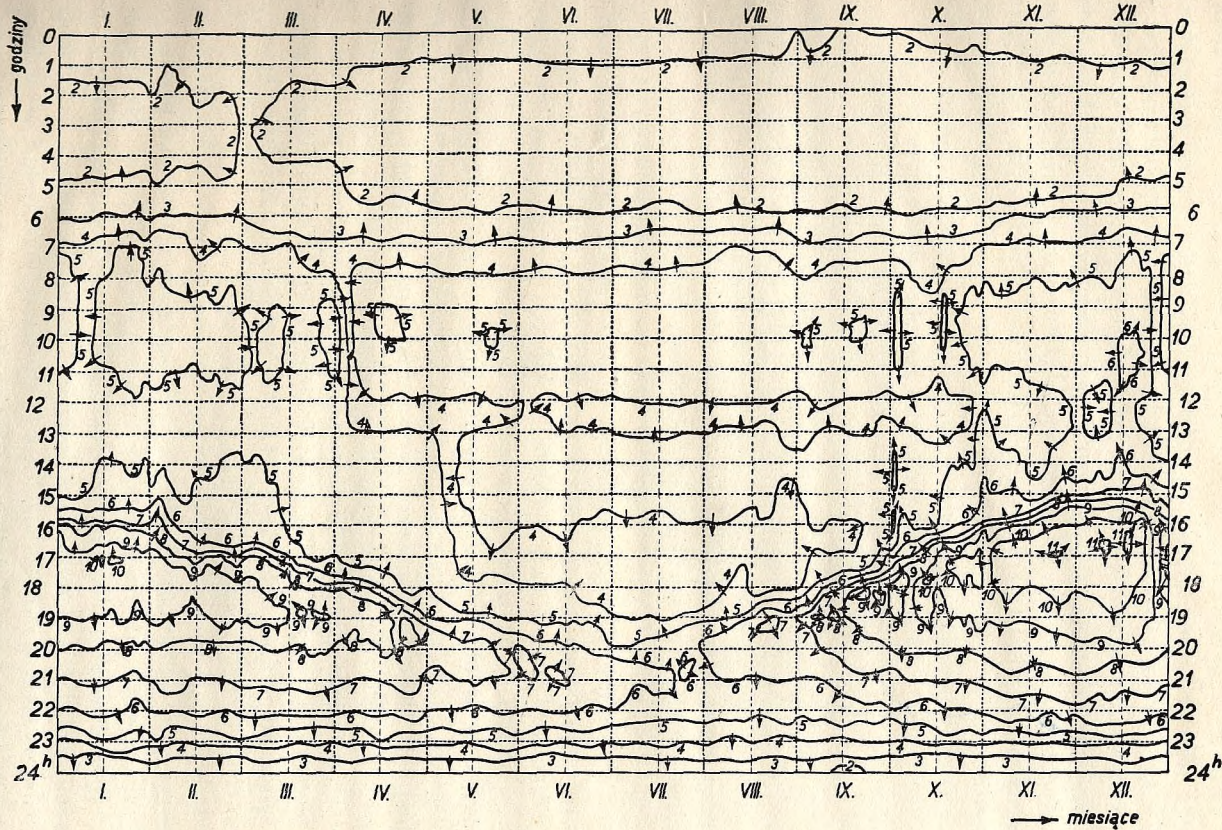
Dr. Ludin, Systematische Auswertung von Belastungsgebirgen. ETZ 1931, Nr. 28, str. 893.





Rys. 31. Topograficzne przedstawienie obciążenia elektrowni w Buenos-Aires z r. 1928.  
Liczby przy warstwicach oznaczają megawatty.





Rys. 32. Topograficzne przedstawienie obciążenia elektrowni we Lwowie z r. 1929.

Liczby przy warstwicach oznaczają megawatty.



Z pośród wykresów obciążenia dziennego specjalne zainteresowanie budzi wykres z dnia, w którym wypada najwyższe obciążenie z całego roku, gdyż do tego obciążenia odnosi się rozbudowa zakładu, koszta z tem związane, a tem samem i koszta ruchu. Analiza tego wykresu z dnia o szczytowem obciążeniu rocznem stanowi bardzo ważny drogowskaz dla stosunków panujących w zakładzie; aby się w nich jasno zorientować trzeba by ogólną krzywą obciążenia rozbić na wykresy obciążeń poszczególnych odbiorców, a przynajmniej poszczególnych grup odbiorców o podobnym charakterze i stwierdzić, w jaki sposób grupy te wpływają na obciążenie wypadkowe, a przedewszystkiem jaki jest udział ich w ogólnym szczycie zakładu.

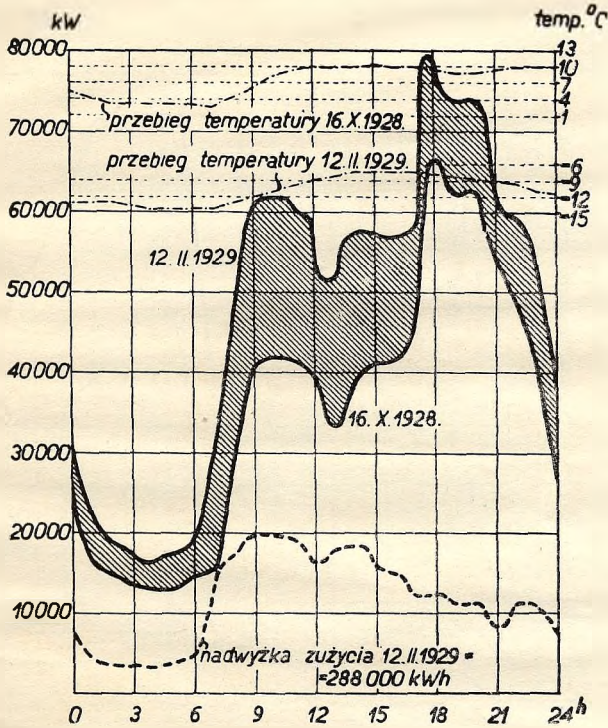
Teoretyczny rozbiór wykresu obciążenia sposobem graficznym przy pomocy rachunku prawdopodobieństwa przeprowadził Dettmar.<sup>1</sup> Sposób jego rzucający nowe światło na ocenę poszczególnych grup odbiorców w zależności od prawdopodobnej ilości godzin pracy w ciągu dnia, wykazujący korzystne warunki dla elektrowni przy poborze prądu przez grupę złożoną z większej ilości uczestników, z których każdy tylko stosunkowo krótko pracuje, jednak przy wysokim współczynniku różnoczesności, nie daje nam właściwie dokładnego ani nawet przybliżonego przebiegu wykresu obciążenia grupy w stosunku do całkowitego obciążenia. Pierwszą metodą praktyczną wyłuszczenia wykresu grupowego z wykresu ogólnego jest t. zw. metoda eliminacyjna, która polega na porównaniu wykresów z dni o odmiennym składzie grup odbiorców np. niedziele i święta, w których przemysł jest nieczynny i biura i sklepy spoczywają; pierwszy dzień Bożego Narodzenia lub Wielkiejnocy, o ile w dniu tym tramwaje są nieczynne, niedziela przed Bożem Narodzeniem, w którą sklepy są otwarte i oświetlone w porównaniu z poprzednią lub następną niedzielą; porównanie dnia lutowego i październikowego o jednakowym czasie wschodu i zachodu słońca, a o bardzo różnej temperaturze zewnętrznej, w elektrowniach, gdzie załączona jest znaczna ilość pieców elektrycznych do ogrzewania wewnątrz np. w Amsterdamie, gdzie tym sposobem można było dość dokładnie wyłuszczyć obciążenie grzejne pieców elektrycznych (ob. rys. 33).

Metoda ta daje się szczególnie dobrze tam zastosować, gdzie obciążenia niektórych grup odbiorców o odrębnej sieci są stale notowane i pozwalają na wyeliminowanie ich na podstawie tych zapisków. Tak np. przeprowadzono podział wykresu obciążenia elektrowni lwowskiej przez odrzucenie notowanych obciążeń tramwaju, wodociągów, zużycia własnego i częściowo odbiorców wysokiego napięcia, podczas kiedy resztę przemysłu i oświetlenie wypośrodkowano drogą dodatkowej eliminacji z charakterystycznych wy-

<sup>1</sup> Dettmar, Über den Ausgleich der Einzelbelastungen bei Elektrizitätswerken. ETZ 1926, Nr. 2, str. 33.

kresów dni o szczególnym składzie grup odbiorców; rozbiór tego wykresu uwidoczniiony jest na rys. 34 (str. 86).

Druga i jedynie dokładna metoda rozbioru ogólnego wykresu obciążenia polega na bezpośrednich pomiarach przyrządami rejestrującymi albo na notowaniach na podstawie odczytów ze zwyczajnych przyrządów mierniczych u jak największej ilości odbiorców charakterystycznych. Metoda ta wymaga jednak wielkiego aparatu osób, przyrządów, a tem samem kosztów i była

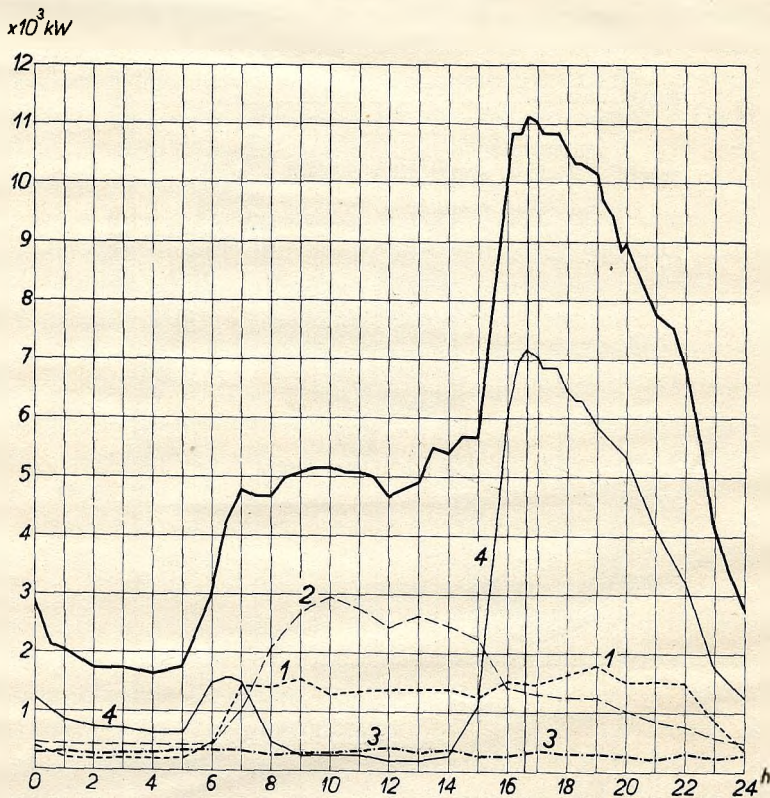


Rys. 33. Dienne wykresy obciążenia Amsterdamskiego z dnia 16. X. 1928 i 12. II. 1929 wraz z odnośnymi przebiegami temperatury.

dotąd raz tylko zastosowana na większą skalę jako praca zbiorowa katedry gospodarki elektrycznej politechniki berlińskiej w sieci miejskiej Osnabrück w Westfalji. Pomiar przeprowadzone w latach 1930 i 1931 zostały opublikowane w piśmie „Das öffentliche Elektrizitätswerk“ (Nr. 12 z r. 1930 i Nr. 1–7 z r. 1931) i stanowią istną kopalnię dla studjów dotyczących. Dla przeprowadzenia pomiarów podzielono odbiorców sieci na 10 grup a mianowicie: a) 23 odbiorców wysokiego napięcia, u których porobiono wykresy indywidualne i wykres zbiorowy, b) 18 odbiorców motorowych niskiego



napięcia z odbiorem rocznym do  $b^1$  kWh,  $c$ ) 20 odbiorców j. w. ale z odbiorem rocznym do  $c^1$  kWh; w grupach  $b$ ) i  $c$ ) również wykonano indywidualne pomiary obciążenia;  $d$ ) odbiorców prądu stałego i  $e$ ) obciążenie tramwaju, które można było wyłuszczyć z notowań elektrowni  $f$ ) drobnych odbiorców siły wyznaczonych przez metodę eliminacyjną przez odjęcie od krzywej czerwcowej, która w lecie podczas ruchu motorów prawie że nie zawiera

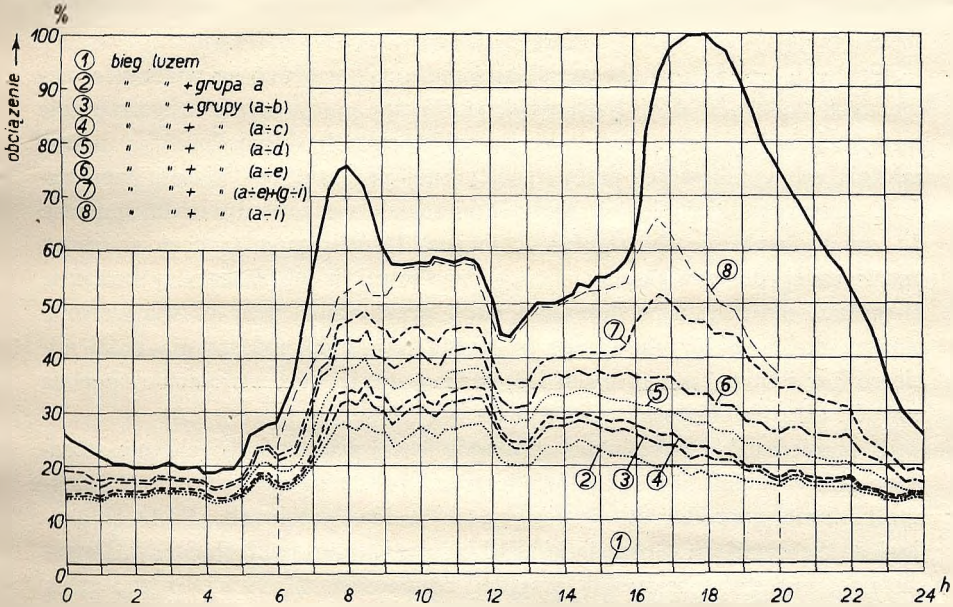


Rys. 34. Wykres elektrowni we Lwowie z wtorku 10. XII. 1929:  
1. tramwaj; 2. przemysł; 3. wodociąg; 4. światło.

obciążenia światłowego, sumy obciążeń  $a$ ) do  $e$ );  $g$ ) wielkich odbiorców światła z poborem  $h$  do  $g^1$  kWh rocznie,  $h$ ) j. w. z poborem  $i$  do  $h^1$  kWh rocznie; do tych ostatnich dwu grup należą banki, urzędy, wielkie restauracje, koszary, domy towarowe, szpitale, kina i poczta, gdzie wszędzie wykonano indywidualne pomiary;  $i$ ) odbiorców światła poniżej  $i^1$  kWh rocznie; w gru-

<sup>1</sup> Publikacja dla grup  $b$ )  $c$ )  $g$ )  $h$ )  $i$ ) nie podaje w cyfrze konkretnej wysokości odbioru rocznego, charakteryzując poszczególnych odbiorców przez ich moc przyłączoną.

pie tej mieści się 1500 sklepów i 200 mniejszych restauracji, a obciążenie jej zostało wyeliminowane z obciążenia ogólnego światłowego razem z pomieszkaniem prywatnymi przez krzywą niedzieli przed Bożym Narodzeniem; wreszcie *k*) drobnych odbiorców światłowych zbieranych grupami po 100 do 200 gospodarstw mierzonych oddzielnymi odcinkami sieci wprost ze stacji transformatorowych dla domów o jednolitym charakterze; rozrózniono w tej grupie dzielnice willowe, większe mieszkania powyżej 7 pokoi, mieszkania urzędnicze powyżej 3 pokoi, domy robotnicze do 3 pokoi wzgl. o 4 pokojach na dwie rodziny.



Rys. 35. Analiza wykresu obciążenia w Osnabrück z dnia zimowego r. 1930/31.

Wynik analizy wykresów w Osnabrück przedstawiony jest w rys. 35. Pomimo tak starannie przeprowadzonej pracy wyniki te tylko z pewną rezerwą mogą być stosowane dla innych sieci, gdyż każda sieć ma swoje odrębne właściwości. Dopiero po przeprowadzeniu studjów podobnych w dziesiątkach sieci<sup>1</sup> będzie można wyciągnąć ogólnie ważne wnioski dla tego rodzaju analizy.

Pomiary w Osnabrück pozwoliły obok zorientowania się w stosunku ob-

<sup>1</sup> Pirrung, Elektrizitätstarife (Berlin 1932) podaje na str. 25-53 wyniki podobnej analizy przeprowadzonej w sieci okręgowej Oberschwäbische Elektrizitätswerke Biberach-Riss.



ciążeń poszczególnych grup do obciążenia ogólnego i między sobą, zbadać, jak sumaryczne obciążenia pewnej grupy składają się z obciążeń poszczególnych odbiorców tejże grupy. Charakterystyczną cyfrą dla tych stosunków wzajemnych jest współczynnik różnoczesności wzgl. jego odwrotność współczynnik równoczesności, który przedstawia stosunek szczytu grupowego do sumy szczytów indywidualnych wzgl. do sumy mocy przyłączonej wszystkich uczestników danej grupy. Znajomość przybliżona tych współczynników pozwala nam z góry określić, jaki wpływ na obciążenie grupowe będą miały zgłoszone nowe odbiory i czy tych nowych odbiorców ze względu na moce transformatorów lub przekroje sieci będzie można jeszcze przyłączyć.

Przewidujące kierownictwo zakładu może sobie ułożyć na podstawie faktycznych wykresów obciążenia pewien program pracy najpierw teoretycznie wypośrodkowany przez rachunki i wyniki obcych doświadczeń, a potem zależnie od wyników tej pracy teoretycznej program ten w czyn wprowadzić. Cztery są kierunki, w których kierownictwo zakładu może zmierzać do zmiany wykresu obciążenia: 1) można dążyć przy niezmienionej mocy przyłączonej do powiększenia mocy użytkowej i jej czasu użytkowania, 2) można starać się o powiększenie mocy przyłączonej przy prawie niezmiennym czasie jej użytkowania, 3) można dążyć do zwiększenia ilości odbiorców w istniejących grupach i 4) można starać się o stworzenie zupełnie nowych grup odbiorców.

Z pomiędzy kierunków tych szczególnie czwarty stanowi chętnie stosowane pole działania dla zakładów elektrycznych, a to zwłaszcza przez zelektryfikowanie gospodarstw domowych do celów grzejnych. Prof. Schneider<sup>1</sup> w Seminarjum Gospodarki Elektrycznej przy politechnice w Darmstadzie opracował teoretyczny przykład rozszerzenia zbytu elektrowni przez objęcie odbiorców gazowni korzystających ze światła i kuchen gazowych. Zależnie od sposobu rozwiązania tego zadania można otrzymać wyniki o bardzo odmiennym wpływie na charakterystykę obciążenia elektrowni. W przykładzie omawianym rozchodzi się o elektrownię, której roczny szczyt obciążenia występujący w połowie grudnia wynosi 10 800 kW, a ilość godzin użytkowania tego szczytu wynosi 2900 godzin rocznie. Schneider rozpatruje dwie alternatywy, a to jedną przez objęcie całej klienteli gazowni danej miejscowości z zastosowaniem prądu zarówno do gotowania jak i do świecenia w miejsce gazu w ilościach i porach tych samych, jak dotąd korzystano z gazu; w drugiej alternatywie przewiduje przełączenie tylko  $\frac{1}{4}$  ilości odbiorców z gazu na prąd i zastosowanie urządzeń do gotowania odpo-

<sup>1</sup> Schneider, Analyse u. Synthese von Belastungskurven als Hilfsmittel f. wirtschaftliche Untersuchungen. ETZ 1929, Nr. 10, str. 337.

wiadających najbardziej interesom elektryczni. Podczas gdy w pierwszym rozwiązaniu przyjął do gotowania normalne płytki o sprawności 60–65%, to w drugim rozwiązaniu stosuje w 60% t. zw. kuchnie ekonomiczne, których zasada zblizona jest do skrzyń do gotowania przykrytych szczelną nasadą izolującą; ponadto przyjmuje, że zelektryfikowane gospodarstwa korzystać będą z bulierów podgrzewających przez noc 50–80 l wody do 80–90° C, przez co odciąża się zapotrzebowanie prądu w porze przedpołudniowej, a wypełnia nocne doliny wykresu obciążenia. Na podstawie tych założeń dochodzi się w pierwszej alternatywie do największego obciążenia w miesiącu lipcu, kiedy szczyt wzrasta w porze południowej do 18 000 kW, podczas gdy grudniowy szczyt wieczorny wynosi 16 000 kW. Wynik ten pochodzi stąd, że tak samo jak poprzednio przy stosowaniu kuchni gazowej gospodarstwa w zimie gotują obiady chętniej na kuchni węglowej, aby równocześnie ogrzać ubikację kuchenną, a w lecie przeważnie korzystają z kuchni gazowej wzgl. elektrycznej. Ilość godzin użytkowania mocy szczytowej podnosi się przy tem rozwiązaniu z 2900 na 3500, ale przez podwyższenie szczytu ogólnego z 10 800 na 18 000 kW zachodzi konieczność powiększenia zarówno zakładu wytwórczego jak i sieci rozdzielczej. W drugiej alternatywie obciążenie szczytowe prawie się nie zmienia, bo zwiększa się wszystkiego o 300 kW, natomiast doliny południowe i nocne w wykresie obciążenia znacznie się poprawiają i ogólny czas użytkowania mocy szczytowej wzrasta zresztą podobnie jak w pierwszej alternatywie do 3500 godzin rocznie, jednak bez potrzeby łożenia nowych inwestycji na zakład i sieć.

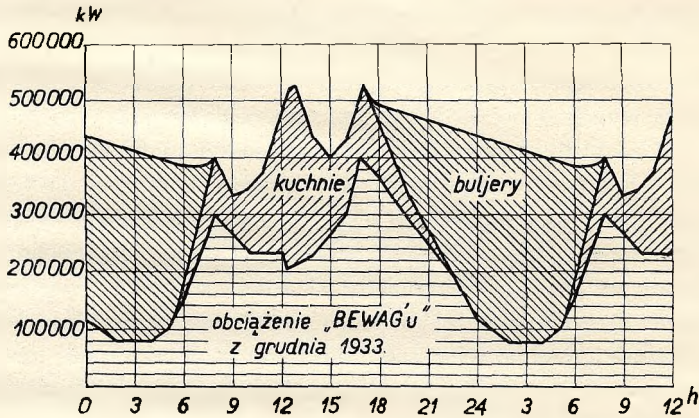
Podobną pracę przeprowadził Thiemens<sup>1</sup> dla konkretnego wypadku berlińskich zakładów elektrycznych (BEWAG) i wykazał na podstawie przebiegu rzeczywistych krzywych obciążenia już zelektryfikowanych osiedli na obszarze Wielkiego Berlina, że przy załączeniu 1,1 milj. kuchni elektrycznych i 600 000 bulierów obciążenie szczytowe w porównaniu z wykresem zimowym r. 1933 wzrosłoby o 33%, podczas gdy zbyt prądu za cały rok wzrosłoby o 120%; czas użytkowania mocy szczytowej podniósłby się z 3200 godzin w r. 1933 na 5400 godzin. Uzupełnienie wykresu obciążenia za dzień zimowy według obliczeń Thiemensa uwidocznione jest na rys. 36 (str. 90).

Dwa te przykłady wykazują plastycznie, w jaki sposób kierownictwo zakładu elektrycznego może wpływać na poprawę współczynnika obciążenia i tem samem obniżyć koszt wytworzenia energii elektrycznej. Ogólnie biorąc musimy rozróżnić dwa zasadnicze typy środków do poprawy współ-

<sup>1</sup> I. Thiemens, Einfluss der Elektrowärme im Haushalt auf Belastungsverhältnisse und Wirtschaftlichkeit des Elektrizitätswerkes ETZ 1934, Nr. 18, str. 441.



czynnika obciążenia ( $\alpha$ ) wzgl. wyzyskania ( $\beta$ ); są to środki gospodarcze i środki techniczne. Pierwsze z nich omówione w rozdziałach IV i V polegają na przeprowadzaniu odpowiedniej propagandy celem zachęcenia odbiorców do stosowania prądu w sposób i w czasie dla elektrowni najodpowied-



Rys. 36.

niejszym, a równocześnie umożliwiają odbiór w pożądanym kierunku przez odpowiedni układ taryfy prądowej. Drugie przedstawione w rozdziałach VII—IX łagodzą nierównomierny przebieg obciążenia przez stosowanie odrębnych zakładów dla obciążeń szczytowych, przez wyrównanie obciążeń zapomocą zbiorników i przez łączenie zakładów wytwórczych na większych obszarach na wspólne sieci.

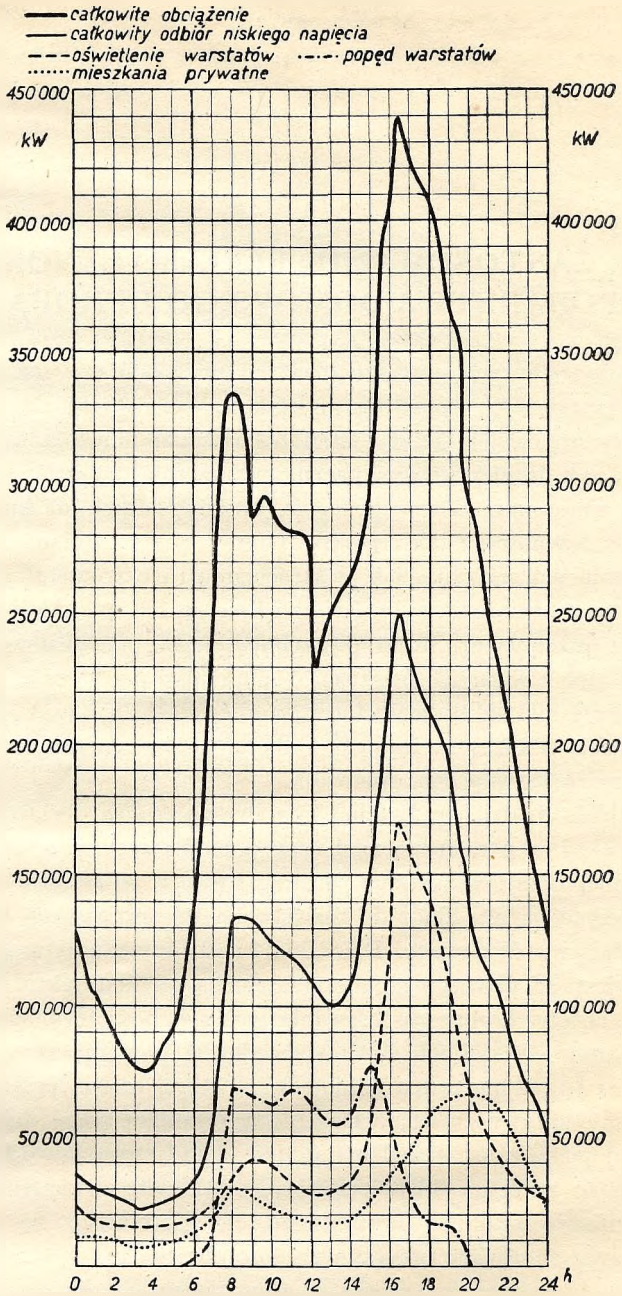
#### **IV. ZASTOSOWANIE ELEKTRYCZNOŚCI DO GOSPODARSTWA DOMOWEGO I PROPAGANDA.**

Przeglądając starannie wzgórze obciążeń miejskich czy też okręgowych zakładów elektrycznych spostrzegamy jako główne braki do wypełnienia wykresów obciążenia bez reszty, stałe doliny południowe a przede wszystkim nocne, a z drugiej strony znacznie spłaszczone wykresy letnie w porównaniu z zimowemi. Dla wypełnienia braków letnich można korzystać z przemysłów sezonowych jak cegielnie, pompy do nawadniania, lub z przemysłów pracujących na zapas jak elektrochemja i elektrometalurgia, z przemysłów, których obciążenia są w lecie większe aniżeli w zimie jak browary, wodociągi; z przemysłów, które potrzebują ciepła przemysłowego i mogą je pokrywać albo z własnych urządzeń w zimie albo przez pobór prądu w lecie, np. topienie metali, suszenie form w odlewniach, a nawet wytwarzanie pary w kotłach. Wreszcie w krajach wodnych można energję letnią eksportować za granicę (Szwajcarja, Austrja).

Jeżeli jednak chodzi o radykalną poprawę wykresów obciążenia nie tylko w lecie, ale i w porach nocnych czy południowych przez cały rok, to według zgodnej opinji wszystkich, którzy kwestję tę zarówno w Europie jak i w Ameryce badali, klucz do rozwiązania tej sprawy leży w elektryfikacji gospodarstwa domowego. Dziedzina ta obejmuje najliczniejsze rzesze odbiorców, jest do pewnego stopnia niezależna od konjunktury gospodarczej i każde choćby drobne zastosowanie prądu w poszczególnem gospodarstwie może przy wielkiej ich ilości spowodować poważny przyrost zbytu. Następnie jest to jedyna grupa odbiorców, u której można przez odpowiednie postawienie sprawy zyskać obciążenie w dowolnej porze dnia lub nocy i w dowolnej porze roku. Dziedzina ta jest dotąd stosunkowo mało wyzyskana, a to, co zrobiono, idzie przeważnie na konto oświetlenia, zastosowania stosunkowo najmniej korzystnego, bo piętrzącego się wieczorami zimowemi, przez co właśnie przyczynia się do obniżenia wyzyskania zakładu. Ale nawet zastosowanie do światła w gospodarstwach domowych jest dla zakładów wytwórczych mniej dokuczliwe, niżby się to na pierwszy rzut

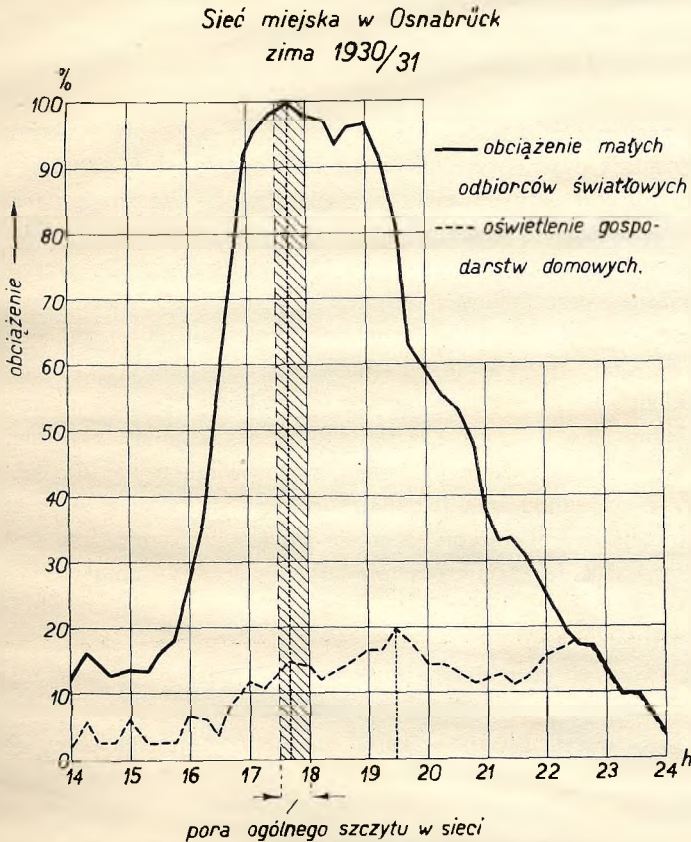


## Dzienny wykres obciążenia Berlina z 18.XI.1928.



Rys. 37.

oka wydawało. Badania przeprowadzone w Berlinie w r. 1928<sup>1</sup> (rys. 37), a potwierdzone przez szczegółowe pomiary w Osnabrück w r. 1930 (rys. 38), wykazały, że szczyt światłowy wieczorów zimowych w mieszkaniach prywatnych bynajmniej nie przypada na czas szczytu ogólnego elektrowni, ale jest o 2—3 godzin przesunięty, tak że przypada na okres spadającego



Rys. 38.

już obciążenia. Następnie okazało się, że oświetleniowy szczyt domowy jest szerszy i łagodniej spada, aniżeli szczyt ogólny; w wykresie berlińskim z 18/XI 1928 (rys. 37) szczyt w pomieszkaniach prywatnych wystąpił dopiero około godziny 20-ej (szczyt ogólny był o godzinie 16,30), wykazywał między 19 a 21 bardzo małe wahania, a nawet między 18,15 a 21,30 zmiana

<sup>1</sup> Dr. Adolph, Der Belastungsfaktor. Światowa konferencja energetyczna 1930, sekcja 3, ref. 42.



wynosiła zaledwie 7,5%, podczas gdy w szczycie ogólnym skok między 15 a 16,30 wyniósł 31,3%, a między 16,30 a 18 jeszcze zawsze 7,3%.

Jeżeli przebieg obciążenia oświetleniowego w gospodarstwach domowych jest dla elektrowni korzystniejszy niż w innych grupach odbiorców światłowych, to dalsze zastosowania prądu w gospodarstwie są wprost idealnymi obciążeniami dla zakładu wytwórczego. Chodzi tu głównie o gotowanie, grzanie wody i chłodzenie; inne zastosowania jak prasowanie, pranie, odkurzanie, wentylacja i mniejszy sprzęt są dla elektrowni bardzo pożądane, ale nie mogą odegrać większej roli w ogólnej gospodarce. Natomiast trzy pierwsze zastosowania nadają się wybitnie do poprawy wykresu obciążenia. Gotowanie daje obciążenia przez cały ranek od 8 do 14-ej i to przeważnie w półroczu letnim, gdyż w zimie chętniej gotuje się na kuchni węglowej ze względu na ogrzanie ubikacji kuchennej; szczyty do pewnego stopnia wypadają na czas między 12 a 13-ą, kiedy z powodu przerwy obiadowej obciążenie przemysłowe słabnie. Wieczorne obciążenie spowodowane gotowaniem wypada na 2 do 3 godzin później aniżeli szczyt ogólny.

Grzanie wody w wankach (bulierach) opatrzonych automatycznym wyłącznikiem zależnym od temperatury przekłada się powszechnie na porę nocną między 22 a 6-ą rano i w ten sposób uzyskuje się wypełnienie doliny nocnej, której prawie żadnym innym zastosowaniem nie da się osiągnąć.

Przyrządy do chłodzenia (frigidaire) załącza się tylko w lecie, kiedy i tak panuje zmniejszone obciążenie, a celem ich jest utrzymywanie stałej niskiej temperatury od 4 do 8° C, którą uzyskuje się przez automatyczną regulację. Przy systemie kompresyjnym moc chłodzarki jest niewielka, ale czas użytkowania bardzo długi.

Mamy więc w gospodarstwie domowym możliwość uzyskania stałego obciążenia nocnego i obciążenia przedpołudniowego z przewagą w półroczu letnim; są to wprost idealne warunki dla ujednostajnienia pracy elektrowni.

Zbadajmy teraz, o jakie ilości mocy i pracy rozchodzi się przy tych zastosowaniach.

Gotowanie odbywa się albo na płytkach przy mocy przyłączonej 0,8 do 1,8 kW albo w kuchniach oszczędnościowych (ekonomy) o mocy przyłączonej 0,4 do 0,9 kW. Przez różniczość załączenia poszczególnych przyrządów szczyt ogólny przeliczony na jedno przyłączenie nie wynosi więcej aniżeli 20% mocy nominalnej. Fr. Mörtzsch<sup>1</sup> podaje wzór na obliczenie maksymalnej mocy do gotowania

$$y = \frac{100}{x^{0,385}}$$

<sup>1</sup> Fr. Mörtzsch, Vereinfachtes Annäherungsverfahren zur Bestimmung der Höchstlast beim elektrischen Kochen. Elektrizitätswirtschaft 1931, Nr. 12, str. 359.

gdzie  $y$  jest udziałem mocy maksymalnej wyrażonym w procentach mocy instalowanej, a  $x$  jest ilością miejsc do gotowania, więc sumą ilości płytek czynnych we wszystkich załączonych kuchniach; np. dla  $x=41$  wypada  $y=24\%$ , z czego widać, jak szybko spada udział mocy poszczególnej płytki w ogólnym szczycie.

Zużycie energii do gotowania zależy oczywiście od ilości osób w gospodarstwie; rozmaite źródła podają to zużycie na osobo-dobę w rozmaitych wysokościach, średnio można jednak liczyć w gospodarstwach nie używających bulierów do podgrzewania wody dla celów kuchennych

przy ilości osób w rodzinie . . . . .	2	3	4	5
kWh na osobo-dobę . . . . .	1,2	1	0,85	0,76
przy zastosowaniu buliera, jednak bez uwzględnienia zużycia prądu przez bulier . . . . .	1	0,82	0,73	0,68
w kuchniach oszczędnościowych . . . . .	0,69			0,48

Zużycie prądu na grzanie ciepłej wody zależne jest od stopy życiowej i pojemności buliera; średnio można przyjąć 0,7—0,5 kWh na osobo-dobę w zależności od ilości członków rodziny. Znacznie większe będzie zużycie prądu, jeżeli ciepła woda ma służyć nie tylko dla kuchni ale i dla kąpieli. Ciekawe są pod tym względem rezultaty uzyskane w osiedlu Römerstadt obok Frankfurtu n/Menem, gdzie 1200 pomieszkań zostało w zupełności zelektryfikowanych, a dokąd gazu wogóle nie doprowadzono. W każdym mieszkaniu znajduje się kuchnia z piekarnikiem o mocy przyłączonej 5,4 kW i bulier 80 litrowy o mocy przyłączonej 0,95 kW. Wyniki jednorocznego okresu były następujące:

ilość członków rodziny . . . . .	2	3	4
użycie światła w kWh na osobo-dobę . . . . .	0,27	0,18	0,135
prąd do gotowania w kWh na osobo-dobę . . . . .	0,98	0,77	0,73
prąd do ciepłej wody w kWh na osobo-dobę . . . . .	2,13	1,43	1,26

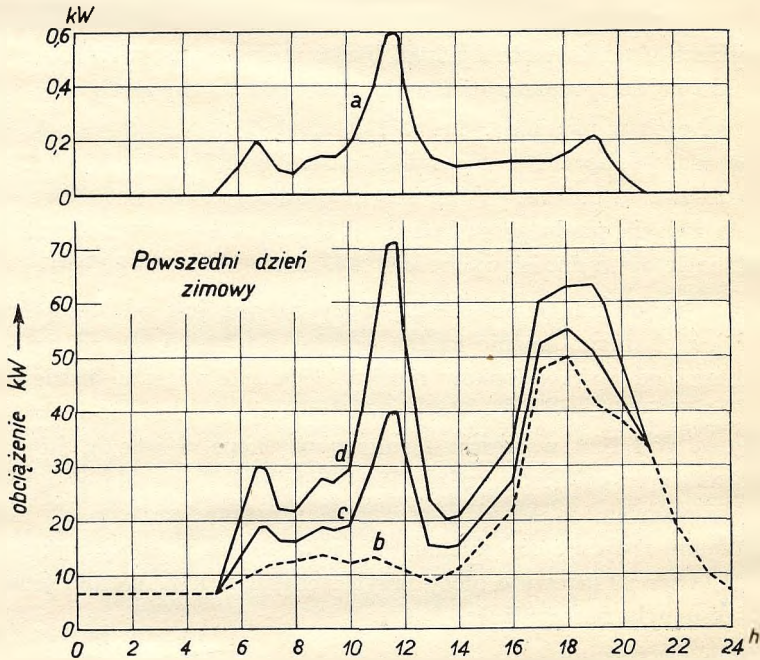
Pomiary wykazały, że przy załączonych 1200 kuchniach każda o mocy 5,4 kW przeciętne obciążenie jednej kuchni wynosiło tylko 0,8 kW.

Wpływ gotowania na wykres obciążenia i na wykorzystanie mocy szczytowej zależy od procentowego stosunku ilości gospodarstw gotujących elektrycznie do ogólnej ilości odbiorców w grupie gospodarstw domowych; optimum tego stosunku, który odpowiada wyrównaniu południowego szczytu gotowania z wieczornym szczytem oświetleniowym, wypada w granicach ok. 25%. Przy dalszym wzroście tego stosunku wykorzystanie jest wprawdzie lepsze niż przy wyłącznym stosowaniu prądu do światła, ale współczynnik obciążenia powoli spada przy wzrastającym szczycie południowym, który wychodzi ponad wieczorny szczyt światłowy (ob. rys. 39).



Wpływ grzania wody porą nocną daje bezwzględnie korzystne wyniki w wykresie obciążenia, a podany na rys. 40 wykres obciążenia grudniowego w Bazylei, gdzie prawie co czwarte gospodarstwo korzysta z buliera, zbliża się do idealnego wykresu prostokątnego, który odpowiada 100% współnikowi obciążenia.

Chłodzarnie zużywają w mniejszych typach 0,75–1,1 kWh na dobę,



Rys. 39.

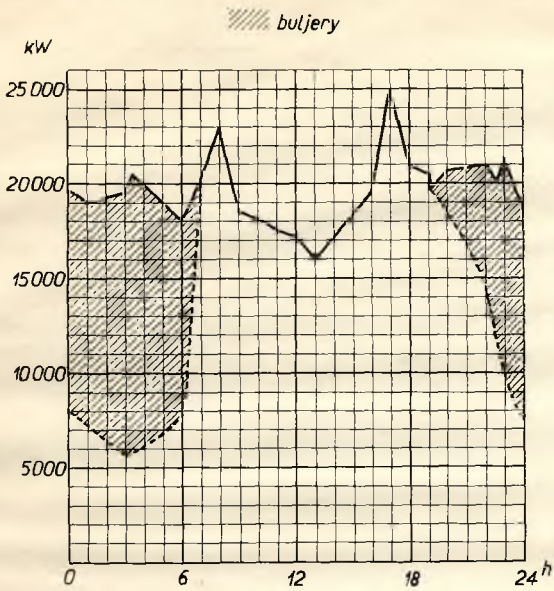
- a) przebieg udziału obciążenia poszczególnej kuchni w większej grupie gospodarstw gotujących elektrycznie;  
 b) przebieg obciążenia światłowego dla grupy 400 gospodarstw domowych;  
 c) przebieg obciążenia ogólnego w razie jeżeli 10% gospodarstw gotuje elektrycznie;  
 d) przebieg obciążenia ogólnego w razie jeżeli 25% gospodarstw gotuje elektrycznie.

we większych 1,5–3 kWh. Roczne zużycie prądu do chłodzenia można liczyć na 250 kWh, jakkolwiek bywa i zużycie znacznie większe, jak to widać w rys. 41, który przedstawia wyniki z praktyki amerykańskiej.<sup>1</sup>

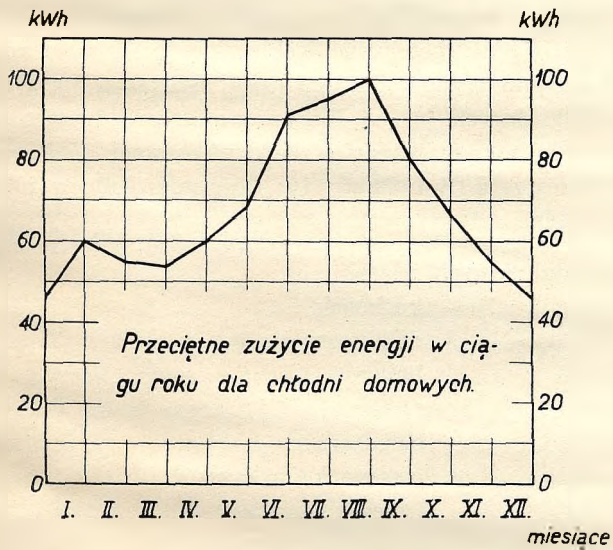
Jeżeli zsumujemy ilości energii potrzebnej do gotowania, grzania wody i chłodzenia dla gospodarstwa złożonego z trzech osób i trzymając się raczej dolnej granicy publikowanych cyfr, dochodzimy do następującego zestawienia:

<sup>1</sup> Jones, Effect of load factor on the cost of production and methods of improving load factor. Światowa konferencja energetyczna 1930, sekcja 3, ref. 278.

## Wykres obciążenia Bazylei z 20. XII. 1928.



Rys. 40.



Rys. 41.



gotowanie 0,7 kWh na osobo-dobę =rocznie $365 \cdot 0,7 \cdot 3 =$ . . . . .	766 kWh
grzanie wody 0,6 kWh na osobo-dobę =rocznie $365 \cdot 0,6 \cdot 3 =$ . . .	657 kWh
chłodzenie rocznie . . . . .	250 kWh
<u>r a z e m . . . . .</u>	<u>1673 kWh</u>

podczas gdy dla samego oświetlenia to samo gospodarstwo zużyłoby rocznie najwyżej 100 kWh. Ganguillet<sup>1</sup> oblicza w referacie VII — 1 Międzynarodowego Zjazdu Związku Elektrowni w Zurychu 1934 zużycie prądu dla rodziny czteroosobowej do gotowania, grzania wody, świecenia i drobnego sprzętu według szwajcarskich stosunków na 3450 kWh rocznie. Z cyfr tych widać, że powszechne zastosowanie prądu w gospodarstwach domowych daje możliwości kilkunastokrotnego powiększenia zbytu przy równoczesnym znacznym polepszeniu rozkładu odbioru i współczynnika wyzyskania. W szeregu kolonii zelektryfikowanych mamy zresztą praktyczne potwierdzenia powyższych obliczeń i tak w cytowanym powyżej osiedlu Römerstadt zużyto w r. 1929 obok 194 000 kWh do oświetlenia 1 065 000 kWh do gotowania, a 1 565 000 kWh do grzania wody.

Wyniki takiego zastosowania prądu do gospodarstw poza oświetleniem odbijają się w miastach na cyfrach zużycia prądu w kWh rocznie na mieszkańca wzgl. na gospodarstwo; mamy więc obok stosunkowo niewielkich cyfr zużycia prądu w kWh na mieszkańca nawet w tak wielkich miastach jak Londyn (442), Paryż (349), Berlin (306), Wiedeń (184), Warszawa (103), znacznie większe zużycie w miastach amerykańskich, skandynawskich i szwajcarskich, gdzie gotowanie elektryczne bardzo się rozpowszechniło. Dla przykładu przytaczamy Chicago (916), Detroit (710), Winnipeg (1200), Bazyleję (823), Zurych (690).<sup>2</sup> Bliższe szczegóły dotyczące miasta Winnipeg w Kanadzie, jako najbardziej zelektryfikowanej miejscowości na świecie, przytaczamy za ETZ 1932 str. 19: Ilość mieszkańców 200 000, ilość gospodarstw 60 000.

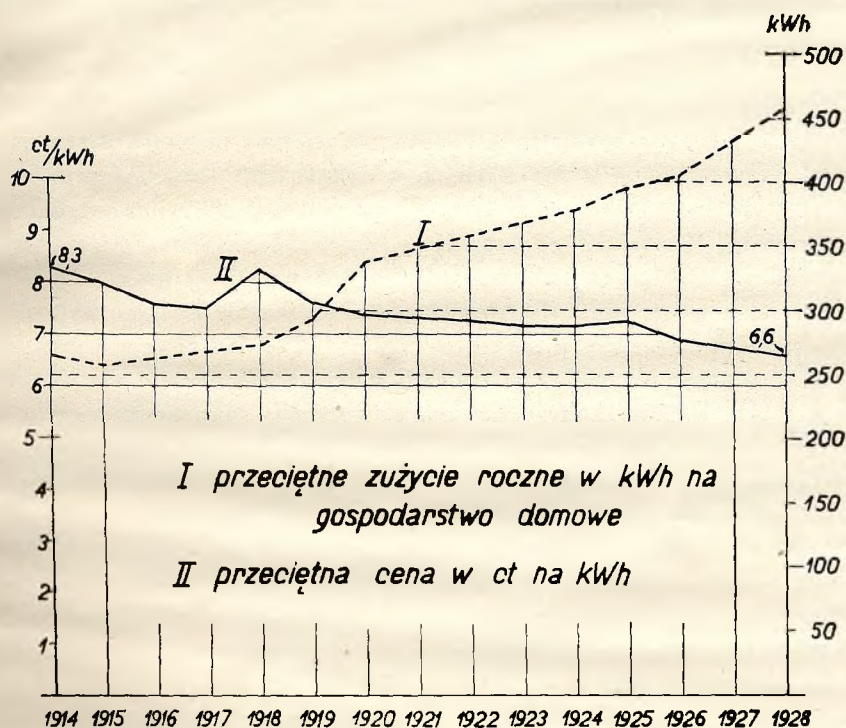
Ilość zainstalowanych żelazek . . . . .	60 000
„ „ kuchenek . . . . .	32 500
„ „ odkurzaczy . . . . .	27 000
„ „ bulierów . . . . .	23 500
„ „ pralek . . . . .	18 000
„ „ chłodzarń . . . . .	5 000
„ „ maszynek do kawy . . . . .	3 000
„ „ froterek . . . . .	1 300

<sup>1</sup> Ganguillet, Le progrès réalisé en Suisse dans les applications ménagères de l'énergie électrique.

<sup>2</sup> Cyfry za rok 1932.

W 251 nowych willach jednomieszkaniowych zainstalowano w r. 1930 19 000 wypustów, t. j. 75 wypustów na pomieszkanie, sprzedano w tym roku przyrządów elektrycznych za 489 000 \$, a przyrost ze sprzedaży prądu dla gospodarstw domowych wyniósł w tym roku  $10 \cdot 10^6$  kWh.

Z rys. 42 widoczny jest przyrost przeciętnego zużycia energii elektrycznej na gospodarstwo domowe w Stanach Zjednoczonych A. Półn. od r. 1914 do r. 1928 przy równoczesnem obniżaniu się przeciętnej taryfy prądowej.



Rys. 42.

Te bardzo korzystne wyniki zawdzięcza się obok zręcznej polityki taryfowej, celowej i konsekwentnej propagandzie. W Stanach Zjednoczonych i w Kanadzie zdąża się od szeregu lat wytrwale do zupełnej elektryfikacji gospodarstwa domowego, co się tam o tyle łatwiej daje przeprowadzić, że służba domowa jest bardzo droga i mało kto może sobie na nią pozwolić. Dla propagandy zużycia prądu stworzono specjalne organizacje pod egidą Neli (National Electric Light Association). Organizacje te wydają niezliczoną ilość broszur, około 200 periodycznie wychodzących pism, powódź afiszów, urządzają odczyty, wykłady i pokazy dla gospodyń i innych grup



odbiorców, wystawy przyrządów z demonstracjami, odczyty przez radja, filmy propagandowe w kinach, wreszcie systematyczną akwizycję między klientelą przez odpowiednio wykształconych fachowców. Zwyczajnie poświęca się po jednym miesiącu dla obrobienia przez stosowną reklamę i akwizycję pewnego działu zastosowania prądu np. w styczniu buliery (warniki), w lutym wypiekanie sucharków, w marcu wentylatory, w kwietniu chłodzarnie i t. p. Sprzedaż przyrządów odbywa się na wygodne spłaty, dla zachęty daje się bezpłatnie prąd do próbnego ruchu; organizacje przeznaczają dla zakładów elektrycznych premje po 1000 i 2000 \$ za największy przyrost sprzedaży energii dla gospodarstw domowych w ciągu pewnego roku. Pod hasłem „Jedna kWh przyrostu na gospodarstwo dziennie“ 160 zakładów brało udział w konkursie w r. 1928; zwycięstwo uzyskała elektrownia, której przyrost wyniósł 376 kWh, a u dalszych 25 zakładów przeciętny przyrost wyniósł 93 kWh. W r. 1929 przeprowadzono olbrzymią propagandę pod hasłem „Poniżej 50° (Fahrenheita) leży bezpieczeństwo“ celem rozpowszechnienia chłodziarek elektrycznych dla konserwacji żywności.

Specjalną uwagę zwracają Amerykanie na doskonale i celowo wykonaną instalację domową, która przez zastosowanie wielkiej liczby gniazdek wtyczkowych rozmieszczonych we wszystkich ubikacjach zachęca i ułatwia stosowanie przyrządów. Domy odpowiadające pewnym normom przyjętym za podstawę wzorowych instalacji otrzymują na widocznym miejscu t. zw. „czerwoną pieczęć“ (red seal), co stanowi w wielu wypadkach o pierwszeństwie przy wynajmowaniu pomieszkania.

Metody amerykańskie powoli przyszczepiają się na grunt europejski; tworzą się i tu organizacje propagandy jak *Apel* (Société pour le développement des applications de l'électricité) we Francji, *Aniel* (Assoziazione nazionale elettrica) we Włoszech, wydaje się pisma jak „Bip“ w Paryżu, *Elektrizitätsverwertung* w Zurychu, wprowadza się systematyczną propagandę przyrządów i t. p. W Paryżu powstało specjalne „Bureau des architectes“ przy kierownictwie sieci rozdzielczej mające na celu informowanie zarówno architektów jak i właścicieli domów o wszystkich kwestjach związanych zarówno z projektowaniem instalacji domowych jak też z zastosowaniem prądu w gospodarstwach domowych. W Strassburgu istnieje przy elektrowni specjalna sekcja „Comfört électrique“, która oddaje swe usługi do dyspozycji przedsiębiorstw budowlanych i właścicieli projektowanych domów, aby jeszcze przed rozpoczęciem budowy opracować celowy plan ułatwiający stosowanie wszelkich urządzeń elektrycznych w mieszkaniu i kuchni. Współpraca z architektami i przedsiębiorcami budowlanymi jest dziś wogóle wszędzie uważana za bardzo ważny czynnik propagandowy. O ile przeróbka istniejących urządzeń kuchennych i w łazienkach jest kosztowna

i mało kto da się na to namówić, to w nowych blokach domów, a nawet w całych nowych osiedlach urządzenie wyłącznie elektrycznych kuchen, pralni i łazienek nie następuje zbytnich trudności, a na całkowitych kosztach budowy odbija się to tylko w nieznaczny sposób. Można bowiem przy dysponowaniu kuchni elektrycznej zaoszczędzić tyle miejsca w rzucie poziomym planu budynku, że na każdym poziomie można zaprojektować dodatkowe izby mieszkalne i uzyskać w ten sposób w wyższych czynszach rekompensatę za zwiększone wkłady.<sup>1</sup>

W Polsce Związek Elektrowni Polskich od szeregu lat zapoczątkował akcję propagandową urządzając najpierw podczas zjazdu w Toruniu 1928, a potem we Wilnie 1930 wystawy przyrządów i zastosowań prądu. W roku 1931 rozpoczął Związek przez specjalną komisję propagandową systematyczną akcję na rzecz sprzedaży żelazek przez wydanie afiszów, ulotek i zachęcił do szeroko zakrojonej propagandy szereg elektrowni jak w Sosnowcu, Częstochowie, Piotrkowie i t. p. Od r. 1934 wydaje Związek dwumiesięcznik „Elektryczność w domu“ przeznaczony dla odbiorców elektrowni zrzeszonych. W Łodzi rozpoczęto w r. 1934 szerszą akcję dla sprzedaży normalnych kuchen elektrycznych i bulierów, co zostało ułatwione przez podjęcie fabrykacji tych przyrządów przez kilka firm krajowych; w pierwszym rzędzie należy tu wymienić fabrykę grzejników Pomorskiej Elektrowni „Gródek“, która obok swego właściwego charakteru wytwórni rozwija niezwykle energiczną działalność propagandową. Wszystkie te usiłowania stanowią dopiero początek akcji poważniejszej, a dla jej powodzenia potrzeba obok energicznej propagandy, odpowiednich taryf prądowych, którym poświęcamy następny rozdział.

---

<sup>1</sup> Melzer, Rapport sur le développement de la cuisine électrique et sur les autres applications domestiques à Prague. Międzynarodowy Zjazd Związku Elektrowni, Zurych 1934. Referat V—8—e.



## V. TARYFY.

### Ogólne zasady taryfikacji.

Podstawą taryfy są koszty własne energii elektrycznej. Koszta te, które rozpatrywaliśmy szczegółowo w rozdziale II, wyraża się dla celów taryfowych najlepiej we formie następujących trzech składników: 1) składnika mocy, 2) składnika pracy i 3) składnika kosztów manipulacyjnych; w składniku pierwszym mieszczą się zwyczajnie ukryte koszty pogotowia. Porządkując w ten sposób koszty własne 1 kWh otrzymujemy według równania (14b)<sup>1</sup>

$$k = k_m + k_e + C.$$

W równaniu tem zarówno składnik  $C$ , który odpowiada kosztom manipulacyjnym, jak i część kosztów zależna od pracy  $k_e$  da się zupełnie jednoznacznie i ściśle ująć; natomiast część zależna od mocy  $k_m$  wymaga dokładniejszego omówienia, o ile chodzi nie o całość elektrowni, ale o poszczególnego odbiorcę albo choćby o grupę odbiorców.

Jeżeli  $K_m$  nazwiemy całkowite roczne koszty zależne od mocy, więc

$$K_m = A k_m$$

gdzie  $A$  jest ilością rocznie wytworzonych kWh, to możemy związek między  $K_m$  i  $k_m$  przedstawić w trojaki sposób

$$\text{a) } k_m = \frac{K_m}{A} = \text{const} \quad \text{b) } k_m = \frac{K_m}{8760} \cdot \frac{1}{P_{\text{sr}}} = f(P_{\text{sr}}) \quad \text{c) } k_m = \frac{K_m}{P_s} \cdot \frac{1}{h} = f(h).$$

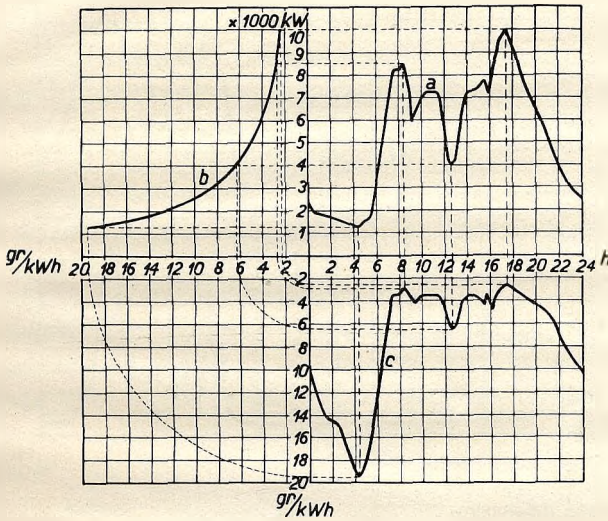
W formie a) rozkładamy koszty stałe analogicznie jak zmienne na wszystkie wytworzone kWh i wówczas  $k_m$  jest ilością stałą, co przy rozpatrywaniu elektrowni jako całości jest słuszne. Ponieważ jednak skład odbiorców zawiera elementy różnorodne co do mocy szczytowej, jej pory i ilości godzin jej użytkowania, więc dla poszczególnych grup odbiorców musi się uciec do interpretacji stosunku  $K_m$  do  $k_m$  na podstawie formy b) lub c).

W formie b) rozkładamy koszty stałe według ilości godzin rocznych na każdą godzinę ruchu w jednakowej wysokości, a w każdej godzinie według

<sup>1</sup> Str. 70.

wytworzonej w tej godzinie ilości kilowattgodzin; jest więc w tym wypadku  $k_m$  funkcją średniego obciążenia ( $P_{sr}$ ). Stosunek kosztów stałych w ciągu doby do chwilowego obciążenia wykazany jest na rys. 43, z którego widać fałszywą podstawę tej metody, gdyż obciążeniu szczytowemu odpowiada rzekomo najniższy koszt prądu, a najmniejszemu obciążeniu koszt najwyższy.

W formie c) rozkładamy koszt stałe według kW obciążenia szczytowego ( $P_s$ ) a dla każdego kW według ilości godzin użytkowania tego obciążenia; w tym wypadku  $k_m$  jest funkcją ilości godzin użytkowania mocy szczytowej ( $h = \beta 8760$ ). Rozkład kosztów stałych w zależności od obciążenia w cią-



Rys. 43.

- a) wykres obciążenia dziennego;
- b) koszt stałe na godzinę ruchu w zależności od wytworzonych w godzinie kWh;
- c) wykres kosztów stałych odpowiadających poszczególnym obciążeniom wykresu a).

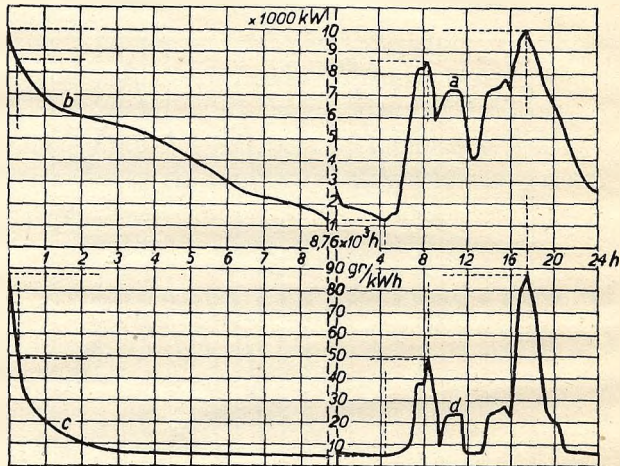
gu doby uwidoczniony jest na rys. 44 (str. 104) i odpowiada rzeczywistym wykazując tem większe koszty im wyższe jest obciążenie.

Metoda b) daje nam udział w kosztach stałych w zależności od czasu, metoda c) w zależności od mocy. Ta ostatnia metoda „wydaje się słuszniejszą uzależniając udział w kosztach stałych danego odbiorcy czy grupy odbiorców od ich udziału w ogólnym szczycie zakładu, czyli od t. zw. „odpowiedzialności za szczyt“ (rys. 45, str. 105).

W określeniu tem mieści się jednak dużo nieścisłości; samo ujęcie szczytu elektrowni nie bardzo jest uchwytnie, nie wiadomo przez jaki czas należy to obciążenie brać w rachubę. Obciążenia bowiem poprzedzające i następu-



jące po chwilowym szczycie odgrywają ze względu na osiągnięcie dozwolonej temperatury maszyn, przewodów i przyrządów wielką rolę. Jeżeli bierzemy pod uwagę nie jakiś sekundowy szczyt, ale np. okres 15 minutowy w okolicy najwyższego obciążenia, to również obciążenie odbiorcy w tym czasie może ulec daleko idącej zmianie. Trzebaby więc za podstawę brać średnie obciążenie odbiorcy albo grupy odbiorców w czasie trwania okresu szczytowego. Licząc się z granicą przeciążalności w zależności od podwyższenia temperatury należałoby określać odpowiedzialność za szczyt przez



Rys. 44.

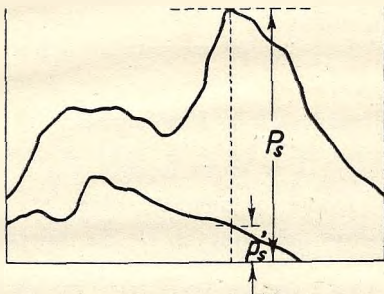
- a) wykres obciążenia dziennego;  
 b) uporządkowany wykres obciążenia rocznego;  
 c) koszt stałe na 1 kW w zależności od ilości godzin użytkowania;  
 d) wykres kosztów stałych odpowiadających poszczególnym obciążeniom wykresu a).

pomiar temperatury w przewodach odbiorcy. Z tych rozważań widać już, jakie trudności nastęrcza wyznaczenie prawdziwej i sprawiedliwej podstawy uczestnictwa odbiorcy w kosztach stałych w zależności od mocy. Jeżeli zechcemy udział ten możliwie sprawiedliwie wyznaczyć, to musimy wciągnąć obydwaj czynniki powyżej przytoczone, t. j. moc i czas. Eisenmenger<sup>1</sup> wykazał, że przy sprawiedliwym rozkładzie kószków stałych nie jest obojętnym, jak dany odbiorca zatrudnia elektrownię poza szczytem. Weźmy za Eisenmengerem wypadek taki, gdzie dwaj jedyni odbiorcy elektrowni A i B (rys. 46) odbierają prąd o jednakowym i stałym obciążeniu  $P_s$  ale

<sup>1</sup> H. Eisenmenger, Die Verteilung der festen Stromkosten unter Abnehmer mit Verschiedenheitsfactor. ETZ 1927, Nr. 40, str. 1450.

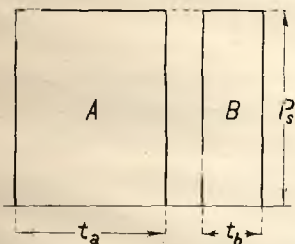
w odmiennych porach doby, jeden przez czas  $t_a$ , drugi przez czas  $t_b$ . W wypadku tym należałoby koszty stałe rozdzielić według czasu użytkowania  $t_a$  i  $t_b$ , a zatem w stosunku pobranych ilości kWh. Gdyby jednak obciążenie odbiorcy A wzrosło o  $\Delta P_s$ , to za nadwyżkę kosztów stałych musiałyby płacić wyłącznie odbiorca A, a reszta kosztów rozdzieliłaby się jak poprzednio. Tak samo rozdziela się koszty stałe przy odbiorze przez dwóch odbiorców o dowolnej krzywej obciążenia, byle tylko szczyty obu odbiorców były jednakowe i żaden nie pobierał prądu podczas szczytowego obciążenia drugiego odbiorcy.

Jeżeli z kolei rozpatrzmy wypadek, gdzie dwaj jedyni odbiorcy A i B pobierają prąd według dowolnych krzywych (rys. 47, str. 106), to odpowiedzialność każdego z nich za szczyt oznaczmy w sposób następujący. Niech  $p_a$  względnie  $p_b$  będą indywidualne szczyty odbiorców A i B, wówczas ze sumarycznej krzywej  $S$  obciążenia elektrowni o szczycie  $P_s$  możemy ustalić, że odbiorca A ponosi odpowiedzialność za nadwyżkę  $g_b = P_s - p_b$ , jaką on powoduje w szczycie  $P_s$  przez swój pobór prądu, gdyż bez jego udziału szczyt wyniósłby tylko  $p_b$ . Analogicznie odbiorca B ponosi odpowiedzialność za nadwyżkę  $g_a = P_s - p_a$ . Pozostaje tedy do rozdziału obciążenie  $P_s - (g_a + g_b)$ . Aby część tę sprawiedliwie rozdzielić, zakładamy, że zarówno odbiorca A



Rys. 45.

$P_s$  . . . . . szczyt ogólny zakładu;  
 $P'_s$  . . . . . udział odbiorcy w szczy-  
 cie ogólnym zakładu.



Rys. 46.

jak i B wyzyska zapłaconą już część kosztów stałych w ten sposób, aby ją rozłożyć na największą ilość kWh, możemy przeto przesunąć odcinki  $g_a$  i  $g_b$  na dolną najszerszą część obu wykresów. Szczyt odbiorcy A po odrzuceniu uwzględnionej części  $g_b$  wynosi teraz  $x = p_a - g_b = p_a + p_b - P_s$  a szczyt odbiorcy B po odrzuceniu uwzględnionej części  $g_a$  wynosi  $y = p_b - g_a = p_b + p_a - P_s$ . Widzimy stąd, że  $x = y$ , czyli że zostają dla obu odbiorców przebiegi obciążeń o równych szczytach nierównoczesnych, tak że tę resztę kosztów stałych można podzielić według ilości pobranych kWh, t. j. według powierzchni zakreskowanych na rys. 47.

Analogicznie rozpatruje też Eisenmenger wypadek trzech odbiorców o rozmaitych przebiegach krzywych obciążenia, który wymaga jednak skomplikowanych kombinacji, aby wypośrodkować udział każdego z nich w ko-

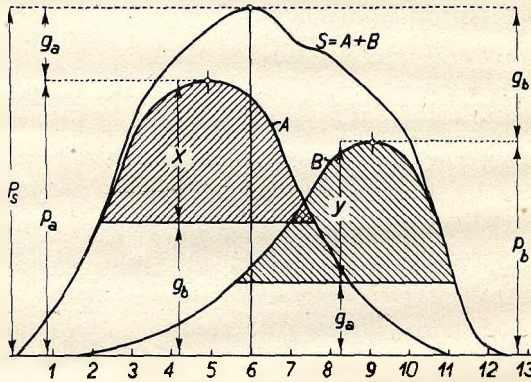


sztach stałych. Ogólne rozwiązanie problemu tego opracowane zostało przez szereg autorów według rozmaitych metod. Najstarszy i dotąd bardzo rozpowszechniony sposób pochodzi od Wrighta (1894), który bierze za podstawę obliczenia udziału szczytu indywidualnego czy też grupowego  $s_i$  w ogólnym szczycie  $P_s$  współczynnik równoczesności  $\varrho$ . Odbiorca czy też grupa odbiorców odpowiada wtedy za część mocy szczytowej w wysokości

$$s_i \varrho = s_i \frac{P_s}{\sum s_i} = P_s \frac{s_i}{\sum s_i}$$

Ułamek  $\frac{s_i}{\sum s_i} < 1$  oznacza udział odbiorcy czy grupy ze szczytem indywidualnym  $s_i$  w szczycie ogólnym  $P_s$ .

Obok tej metody, która stanowi punkt wyjścia dla wszystkich innych metod opierających się na zależności od mocy, Lauriol rozwinął w r. 1902



Rys. 47.

metodę opierającą udział w szczycie na zależności od czasu. Lauriol<sup>1</sup> dzieli roczny wykres elektrowni (ob. str. 80, rys. 28) na  $Z$  urojonych elektrowni cząstkowych o jednakowych szczytach  $\Delta P_s$  kW i oblicza dla każdej z nich koszt stały na godzinę ruchu  $k_1 \frac{\Delta P_s}{h}$ , gdzie  $k_1$  oznacza koszt stały na 1 kW, a  $h$  ilość godzin ruchu poszczególnej elektrowni cząstkowej. Dla dowolnego odbiorcy albo grupy o obciążeniu szczytowym  $s_i$  i czasie użytkowania  $T$  podaje Lauriol następujący wzór na koszt stały, za które dany odbiorca odpowiada

$$k_1 \Delta P_s \sum_0^T s_i \frac{1}{P_s} \sum_1^Z \frac{1}{h}$$

<sup>1</sup> Lauriol, Eclairage électrique 1902, str. 325.

Metody opierające się na zależności od mocy używają też zamiast bezpośrednich pomiarów szczytów indywidualnych czy grupowych obliczenia tych szczytów na podstawie rachunku prawdopodobieństwa; tak postępuje Dettmar<sup>1</sup> (1926) i Kummer<sup>2</sup> (1925). Metody opierające się na zależności od czasu wprowadzają znowu uzupełnienie wykresów obciążeń do pełnego prostokata, przydzielając odbiorcom czy grupom poszczególnym obliczony według pewnego klucza udział w tem obciążeniu urojonego odbiorcy uzupełniającego (ang. phantom costumer). Tu należą metody Hillsa<sup>3</sup> (1927) i Oram-Robisona.<sup>4</sup> Hills rozdziela odbiór urojony pomiędzy uczestników szczytu według różnicy pomiędzy obciążeniem średnim a udziałem w szczycie i podczas kiedy w jego metodzie jako szczyt przyjmuje się faktyczne najwyższe obciążenie, to Oram-Robison uważają za szczyt wszystkie obciążenia, które przekraczają obciążenie średnie. Według Hillsa oblicza się odpowiedzialność za szczyt w procentach ogólnej mocy szczytowej dla jednego z  $n$  odbiorców lub grup odbiorców o udziale w szczycie  $p_{si}$  przy średnim obciążeniu rocznym  $p_{sr}$ , o ilości kWh pobranej w dniu obciążenia szczytowego  $A_i$ , przy ogólnej produkcji tego dnia  $A$  kWh, wreszcie przy współczynniku obciążenia  $\alpha$  danego dnia, formułą

$$\frac{A (1 - \alpha) \frac{p_{si} - p_{sr}}{n} + A_i}{\alpha \sum_1^n (p_{si} - p_{sr})}$$

$$\sum_{i=1}^{i=n} \left\{ \frac{A (1 - \alpha) \frac{p_{si} - p_{sr}}{n} + A_i}{\alpha \sum_1^n (p_{si} - p_{sr})} \right\}$$

Wkońcu przytaczamy dwie metody pośrednie, które uwzględniają zarówno zależność od mocy jak i od czasu, a to metoda Eisenmengera (1916 i 1927) i Pungi (1931). Metoda Eisenmengera opiera się na rozumowaniach podanych powyżej na str. 104 i 105, a została praktycznie rozwinięta przez prof. Lista,<sup>5</sup> który bierze za podstawę wykresy obciążeń dwóch skrajnych dni danego roku i dzieli je na strefy według charakterystycznych godzin obciążenia w czasie doby (dzień, noc, wieczór zimowy i letni) i na bloki według charakterystycznej wysokości obciążenia (obciążenie podstawowe, dzienne zimowe, dzienne letnie, szczytowe zimowe, szczytowe letnie). Przyj-

<sup>1</sup> Dettmar, Über den Ausgleich der Einzelbelastungen bei Elektrizitätswerken, (Verschiedenheitsfaktor) ETZ 1926, str. 33—78—100—184.

<sup>2</sup> W. Kummer, Die wissenschaftlichen Grundlagen der Preisbildung für die elektrische Arbeit, Braunschweig 1929.

<sup>3</sup> Hills, Electrical World 1927, str. 249.

<sup>4</sup> Oram i Robison, Electrical World 1928, str. 359.

<sup>5</sup> Vl. List, Hospodareni elektrických podniku. Praga 1929, str. 80.



Tablica 17.

Grupa odbiorców	Metody w zależności od mocy				Metody w zależności od czasu				Wartości przeciętne	Rozpiętości wyników w % <sub>0</sub> od wartości przeciętnej	
	Z obliczonym udziałem w szczycie		Z mierzonym udziałem w szczycie <sup>2</sup>	Punga	Schneider <sup>3</sup>	Metody z urojonym odbiorcą				+	-
	Wright	Rückward <sup>1</sup>				Hills <sup>4</sup>	Hills <sup>5</sup>	Oram i Robison			
1. Odbiorcy na wysokim napięciu i hurt . . .	4,75	5,52	3,22	4,16	4,89	3,89	3,71	4,52	4,33	26	26
2. Tramwaj . . . . .	4,74	5,65	5,09	4,83	5,26	4,89	4,97	4,78	5,02	12,56	5,6
3. Drobny przemysł . .	13,00	16,52	9,93	11,65	11,94	9,77	9,83	12,28	11,36	39,4	17,6
4. Gospodarstwa domowe	30,56	31,11	38,01	33,54	32,13	36,35	36,88	31,45	33,75	12,6	9,5
5. Oświetlenie uliczne . .	14,26	21,06	17,53	15,65	17,72	17	17,16	18,43	17,35	21,4	17,8
6. Sklepy i wystawy . .	52,26	30,8	66,46	58,47	61,79	67,33	64,27	66,17	57,94	14,7	46,7
7. Biura . . . . .	94,11	51,16	76,23	86,32	58,17	72,38	73,59	70,08	72,77	29,6	29,6

<sup>1</sup> Metoda Rückwarda jest rozszerzeniem metody Wrighta przez uwzględnienie 12 obciążeń miesięcznych.

<sup>2</sup> Metoda ta opiera się na bezpośrednim pomiarze udziału w szczycie danej grupy.

<sup>3</sup> Metoda prof. Schneidra odpowiada ściśle zasadom metody Lauriola; ETZ 1932, Nr. 8, str. 174.

<sup>4</sup> Na podstawie dziennego wykresu obciążenia szczytowego.

<sup>5</sup> Na podstawie wykresu obciążenia rocznego.

**Uwaga:** Dopiero w czasie druku doszło do rąk naszych trzecie wydanie bardzo godnego uwagi dzieła Siegla „Elektrizitätstarife“ (Berlin 1935). Omawiając metody rozdziału kosztów stałych stawia autor swoją „nienaukową“ konkluzję, że wobec nieścisłości wszystkich metod najlepiej jest zastosować metodę oszacowania wartości (ob. str. 110) opartą na czuciu kierownika zakładu.

mując koszty stałe  $p$  jednej kWh w przypadku, gdyby elektrownia pracowała stale z pełnym obciążeniem szczytowym, oblicza List współczynniki dla poszczególnych stref i bloków w odniesieniu do tych kosztów  $p$  i przy pomocy tych współczynników konstruuje procentowe udziały w ogólnym szczycie dla poszczególnych grup odbiorców.

Wreszcie Punga<sup>1</sup> opiera rozdział kosztów stałych na podziale zysków, jakie się otrzymuje przy wspólnym poborze prądu przez większą ilość odbiorców, czy grup w porównaniu z poborem prądu przez poszczególnego odbiorcę czy grupę oddzielnie.

Praktyczne przeliczenie wartości dla jednego i tego samego wykresu obciążenia rozmaitemi metodami daje wyniki bardzo rozbieżne. Prof. Schneider<sup>2</sup> obliczył na podstawie rozdziału kosztów stałych według 8 metod własne koszty wytwarzania prądu dla pewnej elektrowni okręgowej zasilanej z miasta o 100 000 mieszkańców przy obszarze zasilania 1500 km<sup>2</sup> dzieląc odbiorców na 7 grup i dostał następujące wypadkowe koszty własne<sup>3</sup> w fenigach na kWh (ob. tabl. 17 na str. 108).

W ostatnich dwóch rubrykach podane są odchylenia wartości poszczególnych metod od wartości przeciętnych i jak widać rozpiętość procentowa tych odchyleń waha w bardzo szerokich granicach.

Studja przeprowadzone dla elektrowni lwowskiej na podstawie wyników eksploatacyjnych r. 1929/30<sup>4</sup> dały jako wynik rozdziału kosztów stałych według metod Wrighta, Eisenmengera, Lista i Hillsa następujące porównawcze cyfry procentowe, w których również widoczne są rozbieżności poszczególnych metod:

Tablica 18.

Grupa odbiorców	Procentowy rozdział kosztów stałych metodą			Faktyczny udział w szczycie %/o
	Eisenmengera-Lista	Wrighta	Hillsa	
1. Odbiorcy na wys. nap. .	14,95	15,4	10,72	8,45
2. Tramwaj . . . . .	22,5	14,8	15	14,65
3. Drobny przemysł . . . . .	8,1	8,5	6	4,6
4. Wodociągi . . . . .	5,18	2,8	2,98	3,3
5. Oświetlenie nisk. nap. .	49,27	58,5	65,3	69

<sup>1</sup> F. Punga, Die Verteilung der konstanten Kosten auf die einzelnen Abnehmer eines Elektrizitätswerkes. ETZ 1931, Nr. 1, str. 9.

<sup>2</sup> R. Schneider, Die Verfahren für die Verteilung der festen Kosten in der elektrischen Energiewirtschaft. ETZ 1932, Nr. 1, str. 5.

<sup>3</sup> Koszty te zawierają zarówno rozdzielone koszty stałe, jak i koszty zmienne, jednak bez kosztów manipulacyjnych.

<sup>4</sup> M. Altenberg, Analiza wykresów obciążenia MZE we Lwowie. Przegląd Elektrotechniczny 1931, Nr. 17, str. 557.



Z tablicy 17 widać pomimo rozbieżności wyników w poszczególnych metodach, że koszta stałe, a tem samem ogólne koszta własne dla grup odbiorców o dłuższym czasie użytkowania wypadają znacznie niższe aniżeli dla grup odbiorców o krótkim czasie użytkowania, co zresztą z ogólnej formuły kosztów własnych było do przewidzenia. Przy opracowaniu analizy kosztów ważną jest rzeczą, aby podział wykresu obciążenia na grupy był jak najbardziej zróżniczkowany; w lwowskiej analizie oświetlenie stanowi np. jedną grupę, podczas gdy w pracy prof. Schneidra oświetlenie podzielone jest na cztery grupy pomocnicze, które między sobą wykazują znaczne różnice pod względem kosztów własnych.

x Zestawiając wszystkie koszta własne, a więc stałe zależne od mocy, zmienne zależne od pracy, i manipulacyjne zależne od ilości odbiorców, mamy w rękach wszystkie podstawy do ustalenia ceny sprzedażnej prądu przez dobicie zysku do kosztów własnych. Trzy są metody ustalania zysku: 1) pierwsza polega na dobieciu jednakowego zysku procentowego do kosztów własnych każdej grupy odbiorców, jest to zasada kosztów własnych. 2) Druga metoda polega na wyciągnięciu największego zysku, jaki się da w danej grupie osiągnąć, przyczem zysk procentowy może być dla poszczególnych grup rozmaity, jest to metoda maksymalnego zarobku. 3) Wreszcie trzecia metoda uwzględnia siłę kupna odbiorcy dostosowując wysokość zysku do zdolności płatniczej klienta, jest to metoda oszacowania wartości. W praktyce zwyczajnie ta trzecia metoda jest najbardziej rozpowszechniona, przyczem różniczkuje się taryfy wedle grup odbiorców. Jeżeli się w tym wypadku taryfę obniża poniżej normy odpowiadającej zdolności płatniczej, to tylko wtedy, jeżeli zachodzi pewność że przez zwiększony zbyt odbije się utracony obniżeniem taryfy zysk.

Grupy odbiorców, według których różniczkujemy taryfę, rozdzielają się według wielkości odbioru, albo według rodzaju odbioru. Według wielkości mamy odbiorców drobnych, średnich i wielkich. Odbiorcy drobni, ekonomicznie najslabsi, muszą być obciążeni stosunkowo mniejszym zyskiem ze strony elektrowni, bo i tak taryfa dla nich wypada wysoka z powodu małego czasu użytkowania, niekorzystnego rozłożenia odbioru i wysokich kosztów manipulacyjnych. Średni odbiorcy (5—50 kW) jak większe sklepy, restauracje, mniejsze zakłady przemysłowe, są tą kategorią, dla której zyski elektrowni mogą być sućiej obliczone, w każdym razie powyżej przecięcia. U odbiorców wielkich (powyżej 50 kW) wchodzi przy ustaleniu ceny sprzedażnej nowy moment w rachubę, a to możliwość własnego popędu mechanicznego względnie prądu wytworzonego we własnym zarządzie. Przy akwizycji takiego klienta, u którego zachodzi możliwość konkurencji z wła-

— snym popędem czy prądem, kierownik elektrowni musi sam dokładnie zrobić całą kalkulację kosztów niezależnego pędzenia danego przedsiębiorstwa, aby mógł na tej podstawie wykazać faktyczne korzyści przyłączenia się do sieci ogólnej i tą drogą nakłonić odbiorcę do zrezygnowania z popędu własnego. Kalkulacje takie bywają dosyć trudne i drażliwe, gdyż przeważnie i odbiorca ma swego znawcę, który broni jego stanowiska nieraz niezupełnie obiektywnie przeocząc z rozmysłu albo nieświadomości całe grupy wydatków zwłaszcza pośrednich odnoszących się do własnego popędu.<sup>1</sup>

Według rodzaju odbioru dzielimy odbiorców na odbiorców światła i siły, do których w ostatnich latach dochodzi trzecia kategoria odbiorców do celów grzejnych. Taryfy dla siły kalkuluje się zwyczajnie z mniejszym zyskiem aniżeli dla światła, a że z rozkładu kosztów stałych siła wychodzi znacznie korzystniej aniżeli światło z powodu większej ilości godzin użytkowania, więc taryfa siły jest znacznie niższa od światłowej. Stosunek 1 : 2 przyjęty jeszcze w czasach, kiedy badania taryfowe nie były tak ściśle ujęte jak obecnie, przetrwał dotąd prawie bez zmiany, bo okazał się z grubsza odpowiadający faktycznym stosunkom. Drobne motorki jak odkurzacze, wentylatory, przyrządy dentystyczne i t. p. liczy się przeważnie po cenach oświetleniowych. Przy taryfach dla siły ważne jest, gdzie odbywa się odbiór i pomiar energii, na wysokiem czy na niskiem napięciu. W pierwszym wypadku odbiorca przyłączony jest bezpośrednio do sieci wysokiego napięcia i straty jednej lub dwóch grup transformatorów idą już na jego rachunek, natomiast koszta związane z siecią niskiego napięcia odpadają zupełnie. Przy poborze z sieci niskiego napięcia wszystkie powyżej podane ciężary i koszta ponosi elektrownia i musi je odpowiednio w taryfie uwzględnić. Nie mówi się tu o poborze z sieci wysokiego napięcia do własnego transformatora odbiorcy, jeżeli pomiar odbywa się po stronie niskiego napięcia; w tym wypadku odbiorca musi tylko pokryć dodatkowo straty w transformatorze.

Kalkulacja energii elektrycznej dla celów grzejnych wymaga specjalnych rozpatrywań; trzeba się tu liczyć z konkurencją gazu, o ile istnieje, a w każdym razie wytyczną stanowi w tym wypadku koszt bezpośredniego spalania węgla w piecu lub pod kuchnią. Jeżeli porównamy ze sobą m<sup>3</sup> gazu, 1 kWh prądu i 1 kg węgla, ich zawartość cieplną, skutek użyteczny przy racjonalnem urządzeniu kuchni i zechcemy na podstawie tej obliczyć maksymalną taryfę prądową dla celów gotowania równoważną z dwoma innymi sposobami wytwarzania ciepła do tego celu, to dostaniemy biorąc za podstawę np. ceny lwowskie z listopada 1935 r.:

<sup>1</sup> Dolzmann, Was darf die Kilowattstunde kosten? Elektrizitätswirtschaft 1931, Nr. 6 i 31.

Konorski, Przykład elektrycznej polityki taryfowej przedsiębiorstwa przemysłowego. Przegląd Elektrotechniczny 1932, Nr. 2, str. 32.



Tablica 19.

	węgiel	gaz	elektryczność
	J e d n o s t k a		
	kg	m <sup>3</sup>	kWh
Ilość ciepłostek . . . . .	6 000	3 600	865
Sprawność cieplna % . . . . .	12,5	50	70
Cena za 1000 kal użytecz- nych w groszach . . . . .	1000·5,9	1000·37,8	1000·x
	6000·12,5/100	3600·50/100	865·70/100

Jeżeli w tych warunkach cena prądu ma być konkurencyjna — a przyjęto według cen lwowskich z listopada 1935 r. 1 kg węgla w sprzedaży detalicznej 5,9 gr, a 1 m<sup>3</sup> gazu 37,8 gr — to musiałyby ze względu na węgiel zejść do 4,8 gr/kWh, a ze względu na gaz do 13,3 gr/kWh. Uwzględniając cały szereg zalet gotowania prądem zamiast na kuchni węglowej musieliśmy jednak ze względu na gaz ustalić cenę prądu w okolicy 12 gr/kWh. Stosunek ilości kWh równoważnej z 1 m<sup>3</sup> gazu był w literaturze wielokrotnie omawiany i zależnie od tego, czy sprawę przedstawiał zwolennik gazu czy też elektryczności stosunek ten wahał w dość szerokich granicach. Ostatnio sprawa ta była poddana szczegółowym i obiektywnym badaniom przez związek niemieckich inżynierów<sup>1</sup> i jako wynik podają tam cyfrę 2,2—2,8 kWh/m<sup>3</sup>, przyczem cyfra wyższa, która w skrajnym wypadku dochodzi nawet do 3, odnosi się do pomieszczeń o większej powierzchni i o większej ilości członków rodziny.

W krajach o prądzie czysto wodnym przy drogiej cenie węgla (Skan-dynawja, Szwajcaria, zachód Stanów Zjednoczonych) może być nawet mowa o zastosowaniu prądu grzejjego do ogrzewania pomieszczeń wzgl. do wytwarzania pary w kotłach. Parytetowe ceny prądu obracają się wówczas w granicach 0,7—2 gr/kWh.<sup>2</sup>

### Konstrukcje taryf.

Ogólna formuła taryfy opiera się na równaniu kosztów własnych (14b) i da się przedstawić w sposób następujący

$$R = ax + by + c \dots \dots \dots (15)$$

<sup>1</sup> W. Raisz, Der Energieverbrauch beim Kochen auf Gas- und Strombeheizten Herden. ZVDI 1934, Nr. 29, str. 879.

<sup>2</sup> Aspestrand, Elektrisitetsokonomi. Oslo 1933.

Elektrische Raumbeheizung. Elektrizitätswirtschaft 1934, Nr. 2, str. 39.

gdzie  $R$  jest wysokością należności rocznej w złotych

$a$  stawka za 1 kW rocznie

$b$  stawka za 1 kWh

$c$  należność manipulacyjna

$x$  ilość kW odebranych czy też abonowanych (obciążenie szczytowe)

$y$  ilość kWh odebranych w ciągu roku.

Z tej ogólnej formuły wyłaniają się trzy zasadnicze grupy taryf:

a) oparte tylko na składniku pracy o formie  $R = by$  t. zw. taryfy kilowattgodzinowe,

b) oparte tylko na składniku mocy o formie  $R = ax$  t. zw. taryfy ryczałtowe,

c) oparte na obu składnikach o formie  $R = ax + by$  lub  $R = ax + by + c$  t. zw. taryfy składane dwu lub trzyczłonowe. Poza tem rozróżniamy

d) kombinacje którejkolwiek z taryf a)–c) z porą użytkowania t. zw. taryfy wielokrotne, a więc podwójne, potrójne, poczwórne i t. p.

Z tych ogólnych form opracowano całe mnóstwo szczegółowych konstrukcji taryfowych, przyczem w metodach taryfowania przebijają wyraźnie dwie rozbieżne tendencje; jedna niemiecka zdążająca do jak największej jednolitości formuły, druga amerykańska dążąca do jak największego różniczkowania. Niemcy w komisji specjalnej Związku Elektrowni od r. 1926 pracują nad ujednostajnieniem formuły taryfowej; z początkiem r. 1928 na specjalnym Zjeździe Związku uchwalono wytyczne układania taryf dwuczłonowych dla drobnych odbiorców.<sup>1</sup> Wytyczne te wydane dla poufnego użytku członków Związku były dla obcych bezwarunkowo niedostępne, tak że dla zapoznania się z nimi trzeba było się w swoim czasie uciec do fotograficznej odbitki całej broszury, w której zresztą nie było żadnych rewelacyjnych nowości. Dopiero w r. 1932 zarówno te wytyczne jak i dalsze prace nad ujednostajnieniem formuły taryfowej zostały drukiem ogłoszone dla szerszego ogółu.<sup>2</sup> Amerykanie wychodzą znowu z założenia, że dla każdego rodzaju odbioru trzeba ułożyć formułę, która w danych warunkach najlepiej odpowiada i tem samem stanowi jak największą zachętę intensywnego poboru prądu. To też nigdzie niema tylu różnorodnych taryf, nieraz w jednym i tem samem mieście do wyboru, co w Stanach Zjednoczonych. Arnold<sup>3</sup> naliczył w swoim sprawozdaniu z podróży amerykańskiej aż 14 najbardziej rozpowszechnionych konstrukcji taryfowych w elektrowniach amerykańskich.

<sup>1</sup> Richtlinien zur Ermittlung der Gestehungskosten elektrischer Arbeit und zur Ableitung von Grundgebührentarifen für Kleinabnehmer.

<sup>2</sup> Pirrung, Elektrizitätstarife. Berlin 1932.

<sup>3</sup> Arnold, Die Tariformen (Welches ist nach dem Urteil amerikanischer Werke der zweckmässigste Haushalttarif?) ETZ 1933, Nr. 6, str. 121.



### a) Taryfa kilowattgodzinowa (sztywna).

Ta jednolita taryfa uwzględniająca tylko ilość pobranych kWh według zwyczajnego licznika była długi czas najbardziej rozpowszechniona i jest jeszcze dzisiaj najłatwiej zrozumiała dla publiczności, która może każdej chwili skontrolować stan licznika i zorientować się w wysokości zużycia prądu, a tem samem w wydatku za pobraną energję. Przy taryfie tej dadzą się zastosować liczniki monetowe, przy których przez wrzucenie pewnej monety opłaca się z góry jakąś określoną ilość kWh, poczem prąd samoczynnie się wyłącza po przekroczeniu zapłaconej ilości kWh. System monetowy bardzo rozpowszechniony w Holandji i Anglii jest dla odbiorców bardzo wygodny, umożliwiając im zapłatę za prąd w mniejszych odcinkach, a elektrownię chroni przed abonentami zwlekającymi z zapłatą. Ujemną stroną zwłaszcza w okolicach o niskim poziomie kulturalnym jest możliwość kradzieży puszek z monetami przy tych licznikach.

Przy taryfie kilowattgodzinowej rozróżnia się zwyczajnie kilka grup odbiorców, które korzystają z taryf o rozmaitej wysokości. Jeżeli chodzi o to, aby u jednego i tego samego odbiorcy zastosować dwie różne taryfy np. do światła i celów grzejnych we wspólnej instalacji o jednym liczniku, używa się do tego celu t. zw. liczników odliczających, które ruszają dopiero przy większem obciążeniu np. powyżej 200 W. Liczniki takie w wykonaniu przenośnem włącza się przy stosowaniu przyrządów grzejnych i wykazaną przez nie ilość kWh odlicza się od ogólnej ilości pobranych kWh wstawiając je do rachunku po specjalnej cenie. Słabą stroną systemu tego przy nieuczciwej klienteli jest możliwość „nabijania“ takiego licznika w obcej instalacji motorowej, która korzysta i tak z niższej taryfy i gdzie istnieje możliwość wypracowania dowolnej ilości kWh przy większem obciążeniu.

Inne rozwiązanie polega na zastosowaniu oddzielnych obwodów do światła i do grzejnictwa, w którym to wypadku muszą oczywiście być zastosowane dwa odrębne liczniki (taryfa dwuobwodowa).

Metody umożliwiające przy formule taryfy sztywnej stosowanie pewnego stopniowania polegają na wprowadzeniu rabatów od ceny zasadniczej. Rabatów tych udziela się albo szczeblami albo blokami; w pierwszym wypadku odbiorca dostaje tem niższą cenę jednostkową, im więcej kWh odebrał w oznaczonym czasokresie. Aby zapobiec możliwości uzyskania niższej taryfy w okresach przejściowych dla celów spekulacyjnych, wprowadzono przy tem rabatowaniu modyfikację tego rodzaju, że przy przechodzeniu od szczebla do szczebla przeskakuje się pewną ilość kWh tak, aby najwyższa cyfra kWh przy wyższej taryfie kosztowała to samo, co najniższa przy najbliższym następnym szczeblu.

W wypadku rabatów blokowych stosuje się w poszczególnych blokach, na jakie się dzieli odbiór prądu, coraz to niższe taryfy. Różnica między temi rabatami a szczeblowemi polega na tem, że cena dla pewnego bloku odnosi się tylko do tego bloku, a nie do całego rachunku rocznego jak w taryfach o rabatach szczeblowych. Taryfa z rabatami blokowemi może być interpretowana jako taryfa zwyczajna kilowattgodzinowa z uwzględnieniem dodatkowych kosztów manipulacyjnych. Jeżeli bowiem przy odbiorze rocznym  $y$  kWh przewidujemy w blokach poszczególnych  $y_1 y_2 y_3$  i t. d. kWh, taryfy  $b_1 b_2 b_3$  i t. d. gr/kWh, to otrzymamy dla pierwszego bloku rachunek

$$R = b_1 y_1$$

$$\text{a za dwa bloki} \quad . \quad . \quad R = b_1 y_1 + b_2 (y - y_1) = (b_1 y_1 - b_2 y_1) + b_2 y = c_2 + b_2 y$$

$$\text{a za trzy bloki} \quad . \quad . \quad R = b_1 y_1 + b_2 y_2 + b_3 (y - y_1 - y_2) = b_1 y_1 + b_2 y_2 - \\ - b_3 (y_1 + y_2) + b_3 y = c_3 + b_3 y$$

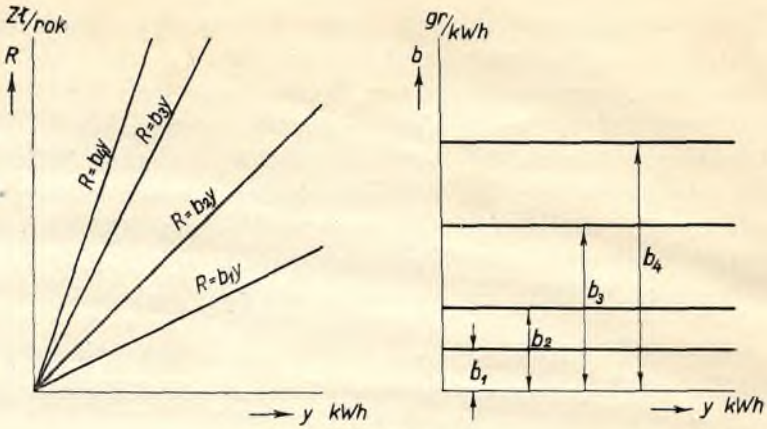
$$\text{ogólnie za } n \text{ bloków} \quad R = \left\{ \sum_{\lambda=1}^{\lambda=n-1} b_{\lambda} y_{\lambda} - b_n \sum_{\lambda=1}^{\lambda=n-1} y_{\lambda} \right\} + b_n y = c_n + b_n y.$$

Wartości  $c_2 c_3 \dots c_n$  można uważać za stałe koszty manipulacyjne przy przekroczeniu 2, 3, ...,  $(n-1)$  bloków, a za ogólną ilość odebranych kWh ( $y$ ) płaci się wówczas po cenie ostatniego bloku ( $b_n$ ).

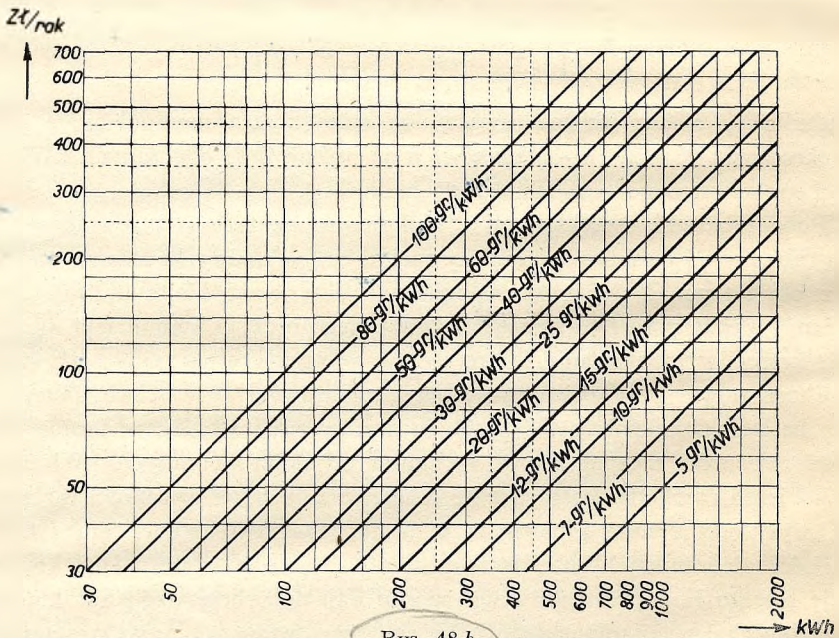
Poza rabatami szczeblowemi i blokowemi niektóre elektrownie udzielają rabatów od punktualnej zapłaty rachunku, od nadwyżki poboru w pewnym okresie ponad pobór w analogicznym okresie dawniejszym (opusty premiowe), a poza tem są możliwe wszelkiego rodzaju kombinacje wszystkich sposobów rabatowania, które jednak w praktyce są rzadko używane.

Chcąc taryfę przy pewnym systemie rabatowym przedstawić przejrzysto, najłatwiej uczynimy to sposobem graficznym i to albo w formie wykresu zależności rocznej kwoty rachunku od ilości pobranych kWh albo też — jeżeli rozchodzi się o szybkie zorientowanie się w wysokości przeciętnej taryfy przy danym odbiorze — w formie zależności średniej ceny 1 kWh od ilości odebranych kWh. Pierwszy sposób daje nam wykres jako kombinację szeregu linii prostych, drugi sposób daje hiperbolę względnie kombinację hiperbol z linjami prostymi. Na rys. 48a uwidoczniło wykres taryfy sztywnej, której rachunek roczny przedstawia się jako prosta przechodząca przez początek układu współrzędnych pochyłona do osi odciętych o kąt proporcjonalny do wysokości taryfy. Przy różnych wartościach  $b$  otrzymujemy pęk prostych o rozmaitem nachyleniu przechodzących przez punkt zerowy. Przeciętna a zarazem stała wysokość jednostkowa taryfy da się przedstawić linią prostą równoległą do osi odciętych a odcinającą na osi rzędnych wielkość  $b$ .





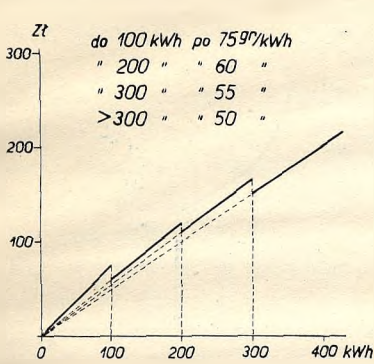
Rys. 48 a.



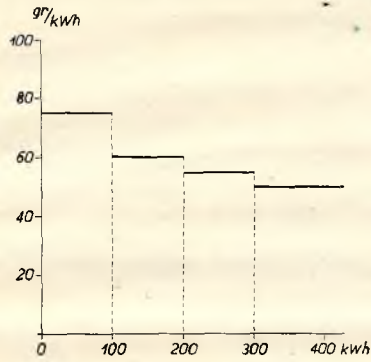
Rys 48 b.

Jeżeli chodzi o uwzględnienie większego odbioru rocznego np. przy pełnej elektryfikacji gospodarstwa domowego, gdzie ilość kWh ( $y$ ) może przekroczyć wartość 2000, dobrze jest stosować podziałkę logarytmiczną. W wypadku tym (por. rys. 48b) wysokość rachunku rocznego przy rozmaitych taryfach sztywnych przedstawia się w formie szeregu prostych równoległych, nachylonych pod kątem  $45^\circ$  do osi XX.

Na rys. 49 a i b przedstawiono rachunek roczny i przeciętną cenę taryfy sztywnej z opustami szczeblowymi, na rys. 50 a i b te same wykresy dla opustów szczeblowych z przeskokami, wreszcie na rys. 51 a i b dla taryfy sztywnej z opustami blokowymi.

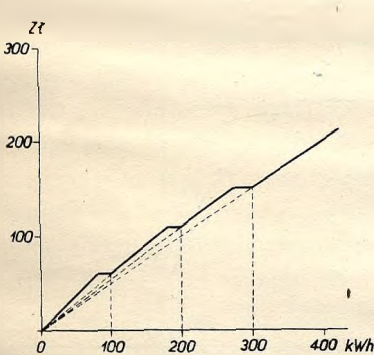


Rys. 49 a.

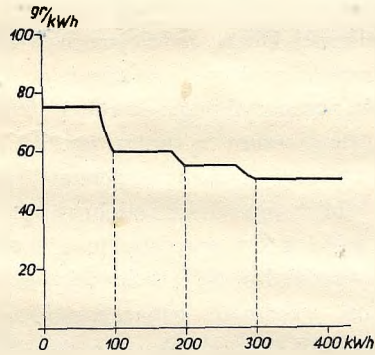


Rys. 49 b.

Z rys. 51 a widać również jak taryfa sztywna z rabatami blokowymi daje się zastąpić przez taryfę o jednolitej cenie ostatniego bloku z dodatkem kosztów manipulacyjnych (*oa*, *ob*).



Rys. 50 a.

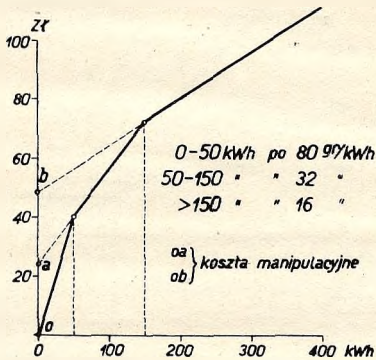


Rys. 50 b.

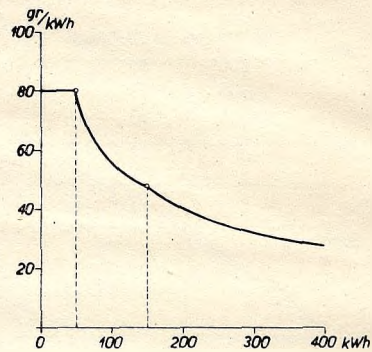
Jeżeli chodzi o wyrysowanie wykresu przeciętnej taryfy kilowattgodzinowej z opustami szczeblowymi lub blokowymi w formie kombinacji linii prostych zamiast hiperbol, których kreślenie jest nieco żmudniejsze, to w wypadku tym używa się dla odciętych podziałki hiperbolicznej i tym sposobem redukuje się wykres do samych odcinków linii prostych. Podziałkę hiperboliczną można w bardzo łatwy sposób wykreślić; mając równanie



hiperboli  $x = \frac{a}{y} + \beta$  dostajemy dla  $y = \infty$ ,  $x = \beta$ , t. j. linię równoległą do osi rzędnych, którą nazwiemy linią nieskończonościową ( $NB\infty$  na rys. 52). Jeżeli od punktu  $N$  (rys. 52), jako od początku układu, wykreślimy na do-

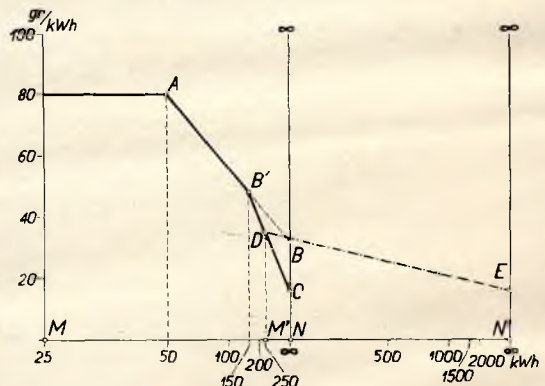


Rys. 51 a.



Rys. 51 b.

wolnym odcinku  $MN$  punkty odpowiadające  $\frac{1}{2}, \frac{1}{3}, \frac{1}{4}, \dots, \frac{1}{n}$  długości  $MN$  i nazwiemy te punkty podziału przez 2, 3, 4, ...  $n-1$ ,  $n$ , a w punkcie  $M$  przyjmujemy wartość „1”, to miejsca oznaczone poszczególnymi cyframi stanowią właśnie punkta podziałki hiperbolicznej. Dla wygodniejszego rachowania możemy oznaczone punkty pomnożyć przez dowolną stałą (w naszym rysunku np. przez 25), aby uzyskać potrzebne przy obliczeniu ilości odebranych kWh, które przedstawione są w podziałce hiperbolicznej. Na osi rzędnych oznaczamy w zwyczajnej podziałce przeciętne taryfy w gr/kWh. Rys. 52 przedstawia w tej podziałce przykład identyczny jak rys. 51 b;



Rys. 52.

jeżeli chcemy w wypadku tym znaleźć dowolną wartość przeciętną taryfy w bloku drugim, t. j. między 50 a 150 kWh, to wystarczy końcowy punkt  $A$  pierwszego bloku znajdujący się na odciętej 50 i rzędnej 80 (taryfa pierwszego bloku) połączyć linią prostą z punktem  $B$  na linii nieskończonościowej o rzędnej 32 (taryfa drugiego bloku). Analogicznie znajdujemy prze-

cięte taryfy w bloku trzecim (przy stawce 16 gr powyżej 150 kWh) łącząc punkt  $B'$  o odciętej 150 na linii  $AB$  z punktem  $C$  odpowiadającym 16 gr na linii nieskończonościowej.

Ponieważ wartości odciętych w pobliżu linii nieskończonościowej bardzo się zagęszczają, więc dla wygodniejszego odczytywania tych wartości można w dowolnym punkcie skali hiperbolicznej np.  $M'$  na rys. 52 odpowiadającym odciętej 10 (wzgl. 250) rozpocząć nową podziałkę odcinając w kierunku przeciwnym w przedłużeniu linii  $MN$  odcinek  $M'N' = MN$  i dzieląc go, analogicznie jak poprzednio odcinek  $MN$ , według skali hiperbolicznej. Dostajemy wówczas między  $M'$  i  $N'$  odcięte od 10 (wzgl. 250) do np. 80 (wzgl. 2000) wzgl. do  $\infty$  znacznie wygodniej rozłożone w stosunku do nowej linii nieskończonościowej  $N'\infty$ . Zamiast odcinka  $DC$  na prostej  $B'C$  w pierwotnym układzie otrzymujemy prostą  $DE$  łącząc punkt  $D$  z punktem  $E$  odpowiadającym 16 gr na nowej linii nieskończonościowej. W ten sposób można dowolnie zwiększyć dokładność odczytu w miarę potrzeby.

Papier z podziałką hiperboliczną na osi odciętych, bardzo pożyteczny dla wszelkich obliczeń taryfowych, jest w Ameryce a ostatnio w Niemczech ogólnie rozpowszechniony i można go w handlu dostać jak zwyczajny papier milimetrowy.

### b) Taryfa ryczałtowa.

Przy tej taryfie pobiera się należytość tylko w zależności od mocy, a ilość odebranych kWh nie wchodzi zupełnie w rachubę tak, że odbiorca może z prądu za umówionem wynagrodzeniem stałym korzystać przez pełnych 24 godzin. Moc określa się albo ilością kW przyłączonych albo ilością żarówek i ich typem. Kontrola nie przekroczenia umówionej i abonowanej mocy odbywa się automatycznie zapomocą t. zw. ograniczników, które po przekroczeniu mocy albo wyłączają zupełnie prąd (motorowy czy grzejny), albo powodują perjodyczne wyłączenia i związane z tem miganie światła, przez co ostrzegają odbiorcę, aby zmniejszył moc załączoną do umówionej wysokości. W Norwegii, gdzie taryfa ta jest bardzo rozpowszechniona, a nawet całe sieci rozdzielcze na podstawie tej prąd odbierają, taryfa opiewa na pewną kwotę za 1 kW roczny. Przy takiej konstrukcji taryfy odbiorca ma interes w tem, aby możliwie przez całą dobę wykorzystywał abonowaną moc, więc oprócz światła instaluje kuchnię elektryczną, bulier i stosuje wszelkie możliwe przyrządy, byle tylko nie przekroczył mocy umówionej przez równoczesne użytkowanie zainstalowanych odbiorników. Stąd też po części pochodzi niewidziane prawie gdzie indziej wyzyskanie prądu w gospodarstwach domowych Norwegii, które podają przeciętnie na 5300 godzin użytkowania



mocy abonowanej, t. j. szczytowej.<sup>1</sup> Jeżeli moment ten jednak jest wyzyskiwany na bezwzględne poparcie taryf ryczałtowych,<sup>2</sup> to nie należy zapominać, że w Norwegii nie tylko stosuje się ryczałty, ale w dodatku tak niskie, że elektrownie nie pokrywają kosztów własnych.<sup>3</sup>

Słabą stroną taryfy ryczałtowej jest hamowanie odbiorcy w stosowaniu prądu o dowolnej mocy w dowolnym czasie; włączanie specjalnych liczników szczytowych rejestrujących energię zużyta po przekroczeniu mocy abonowanej pozbawia taryfę ryczałtową prostoty i tej najważniejszej zalety, że poza bardzo tanimi ogranicznikami taryfa ta żadnych przyrządów pomiarowych nie wymaga.

Oplata ryczałtowa, o ile jest stosowana tylko do światła, może być pobierana albo w równych stawkach miesięcznych albo w stawkach rocznych rozłożonych na miesiące w stosunku godzin ciemnych, aby wywołać wrażenie, że należność miesięczna pozostaje w realnym związku z wielkością odbioru.

Ryczałty stosowane do oświetlenia klatek schodowych, numerów orjentacyjnych, reklam świetlnych, oświetlenia ulicznego i t. d. są właściwie zamaskowanymi taryfami kilowattgodzinowymi, bo w wypadkach tych zarówno moc załączona, równocześnie świecąca jak i czas świecenia jest z góry określony, a często automatycznymi wyłącznikami sterowany, tak że chodzi w wypadkach tych tylko o oszczędność licznika, którego odczyty dadzą się teoretycznie obliczyć i stanowią podstawę żądanej opłaty ryczałtowej.

Rys. 53 a i b przedstawia wykres taryfy ryczałtowej raz w formie rachunku rocznego, który odpowiada prostej równoległej do osi odciętych w odstępach równym wysokości rocznego ryczałtu, a drugi raz w formie przeciętnej opłaty przy pewnym poborze kWh w ciągu roku, która leży na hiperboli stromo spadającej w miarę przyrostu odebranej ilości kWh.

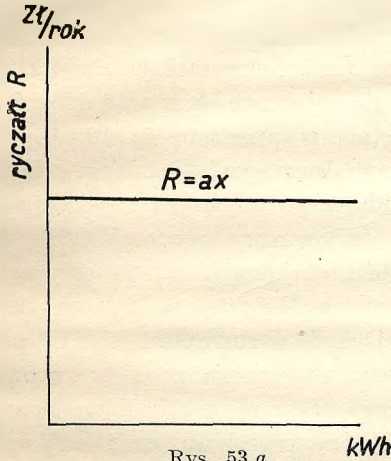
Porównując taryfę ryczałtową z taryfą licznikową wydaje się ze stanowiska elektrowni, że ryczałt jest krzywdzący tam, gdzie się rozchodzi o odbiór czysto świetlny przy większej ilości godzin użytkowania; jednak już przy stosowaniu rabatów szczeblowych i blokowych, a jeszcze bardziej przy opustach uzależnionych od ilości godzin użytkowania, o czym będzie poniżej mowa, taryfa ryczałtowa nie daje pod względem efektu finansowego wyników gorszych, gdyż przy przeciętnych cenach stosowanych w praktyce ryczałt dopiero przy użytkowaniu powyżej 1100—1500 godzin staje się tań-

<sup>1</sup> Schulz, Die Versorgung Norwegens mit elektrischer Arbeit für bürgerliche Zwecke. ETZ 1931, Nr. 29, str. 938.

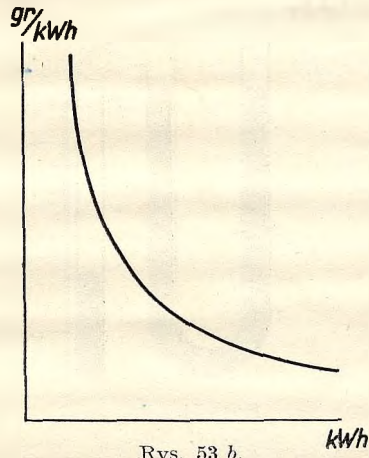
<sup>2</sup> I. Krymko, Zależność współczynnika wyzyskania elektrowni od systemu taryfowego. Przegląd Elektrotechniczny 1931, Nr. 15, str. 516.

<sup>3</sup> M. Altenberg, Taryfa dla gospodarstw domowych. Przegląd Elektrotechniczny 1931, Nr. 19, str. 610.

szym od taryfy kilowattgodzinowej lub składanej. Takiej ilości godzin użytkowania przy świetle nie osiąga się jednak nawet wtedy, jeżeli się odbiorca z zapłatą za prąd wcale nie liczy np. w pomieszkaniach służbowych, w których rachunek za światło opłaca służbodawca. Ścisłe daty zebrane w sieci borysławskiej w r. 1928<sup>1</sup> wykazały, że z 82 pomieszkań służbowych tylko 21 miało czas użytkowania powyżej 1000 godzin, 7 powyżej 1500, 4 powyżej 2000, a tylko 1 powyżej 3000 godzin. Średni czas użytkowania wszystkich tych 82 odbiorców wynosił 1050 godzin, natomiast u 61 odbiorców,



Rys. 53 a.



Rys. 53 b.

którzy mieli czas użytkowania poniżej 1000 godzin, byłaby taryfa ryczałtowa dała ze stanowiska elektrowni korzystniejsze wyniki, aniżeli kilowattgodzinowa.

Taryfa ryczałtowa może też być kombinowana z opustami zależnymi od ilości lampek i może być różniczkowana w zależności od rodzaju odbioru, a więc inna dla gospodarstw domowych, sklepów, restauracyj i t. p.

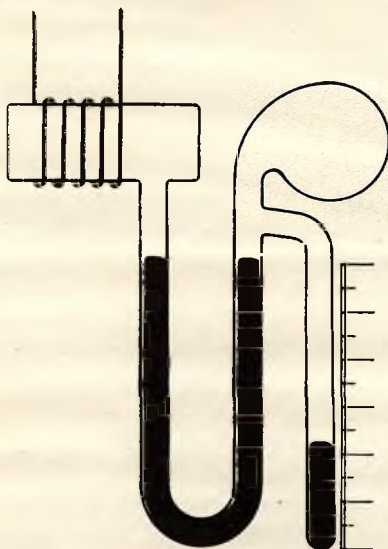
### c) Taryfa składana.

Najbardziej zbliżone do konstrukcji kosztów własnych są taryfy oparte zarówno na składniku mocy jak i pracy o formie  $R = ax + by$ . Formę tę zastosował pierwszy w r. 1892 J. Hopkinson, a w r. 1905 uzupełnił ją H. L. Doherty przez dodanie kosztów manipulacyjnych, wskutek czego formuła przybrała kształt  $R = ax + by + c$ . W obu tych formułach trudność stanowi

<sup>1</sup> M. Altenberg, Przyczynki do rewizji taryfy prądowej według uprawnień rządowych. Przegląd Elektrotechniczny 1929, Nr. 11, str. 243.



ustalenie mocy  $x$  kW, za którą odbiorca obowiązany jest płacić elektrowni. W praktyce nie jest możliwe zastosowanie teoretycznych studjów nad rozdziałem kosztów stałych zakładu dla poszczególnego odbiorcy, natomiast dla



Rys. 54.

ważnych a wielkich odbiorców udział ich w kosztach stałych wzgl. ich odpowiedzialność za szczyt elektrowni ustala się przez pomiar, rezygnując z czasowego związku między tym pomierzonym szczytem indywidualnym, a szczytem ogólnym zakładu. Do celu tego służą liczniki ze wskazówką maksymalną, które wykazują najwyższe obciążenie osiągnięte przeciętnie w przeciągu 5, 10, 15 lub 30 minut. Inny sposób ustalania szczytu indywidualnego polega na zasadzie podwyżki temperatury proporcjonalnie do wysokości obciążenia. Są to przyrządy maksymalne Wrighta, w których ciecz znajdująca się w rurce kształtu „U” pod wpływem rozszerzenia powietrza spowodowanego nagraniem spirali metalowej, przez którą przepływa prąd odbiorcy,

przelewa się do bocznej rurki i wysokością poziomą cieczy nagromadzonej mierzy się na podziałce wysokość szczytów (rys. 54).

Przy krótszych okresach aniżeli te, na jakie są nastawione przyrządy maksymalne elektromagnetyczne, wykazują one mniejsze obciążenia aniżeli przyrządy termiczne Wrighta. Jeżeli np. licznik elektromagnetyczny ze wskazówką maksymalną ustawiony jest na przeciętne maksimum 30-minutowe, to przy krótszem trwaniu obciążenia odczyty na obu rodzajach przyrządów dla np. 1 kW będą następujące:

Obciążenie 1 kW przez minut	Odczyt na liczniku ze wskazówką maksymalną w watach	Odczyt na przyrządzie Wrighta w watach
5	167	800
10	333	950
30	1000	1000

Wartości maksymalne odczytuje się zwyczajnie co miesiąca i nastawia się przyrząd z powrotem na zero. W ten sposób otrzymuje się w ciągu roku 12 wartości, z których miarodajna jest wedle umowy albo najwyższa, albo druga czy trzecia z rzędu, albo średnia, albo też średnia po odrzuceniu jed-

nej lub dwóch wartości najwyższych. Czasem elektrownia stawia warunek, że obciążenie szczytowe musi mieć co najmniej pewną z góry oznaczoną wartość (gwarancja minimum obciążenia), albo że nie może spaść o określony % poniżej wartości osiągniętej w poprzednim okresie rocznym.

Jeżeli chodzi nie tylko o oznaczenie największego obciążenia miesięcznego czy rocznego, ale o dokładniejszy przebieg całkowitego obciążenia chwilowego, używa się t. zw. maksigrafów. Przyrządy te obok zwykłego licznika kWh zawierają urządzenie samopiszące na odwijającym się walcu papierowym, na którym piórko metalowe co 15, 30 czy 60 minut wykreśla prostą proporcjonalną do ilości pobranych czy oddanych w ciągu tego czasu kWh, a odpowiednia podziałka pozwala nam odczytać wprost średnią moc w ciągu przepisanego czasu.

Przyrządy wykazujące maksima obciążenia są dość kosztowne i nie mogą być stosowane dla mniejszych odbiorców, a już zupełnie nie w poszczególnych mieszkaniach prywatnych dla odbiorów w gospodarstwie domowym. W wypadkach tych konieczna jest dla określenia mocy jakaś wartość zastępcza, a jako taka wchodzi na pierwszym miejscu w rachubę moc załączona. Może to być moc transformatora przyłączonego, przyczem przyjmuje się jakąś relację między ilością kW, a mocą transformatora wyrażoną w kVA, np.  $1 \text{ kW} = 0,8 \text{ kVA}$ , albo też moc przyłączona określa się z mocy żarówek, przyrządów i motorów przyłączonych. Moc tę uwzględnia się albo w 100% albo w innym, mniejszym, z góry ułożonym, stałym albo zmiennym procencie. Przy mniejszych instalacjach świetlnych system ten nie jest celowy, bo hamuje przyłączenia, jest bardzo trudny do kontroli i daje pokusę do rozmyślnego wprowadzania w błąd elektrowni.

Zamiast faktycznej mocy przyłączonej można w instalacjach świetlnych brać za podstawę przeciętną teoretycznie przyjętą moc żarówki pomnożoną przez ilość wypustów, przyczem można moc tę stopniować od 20 do 50 watów, można uwzględniać tylko ubikacje główne, można gniazdka wtyczkowe jako przypuszczalne miejsca załączenia przyrządów całkiem pominąć i t. p.

Jeszcze inny sposób zastępczy jest określenie mocy wielkością licznika, albo ilością pokoi wzgl. izb lub ich powierzchnią. I w tym wypadku można uwzględniać tylko pokoje główne, a przy kombinacji ilości pokoi i ich powierzchni ograniczyć wielkość powierzchni w tym sensie, że pokój o powierzchni większej aniżeli przyjęta jako zasadnicza liczy się za dwa pokoje. Wreszcie u odbiorców na wsi można wziąć za podstawę dla obliczenia składnika mocy ilość morgów pod zbożami, stan bydła i t. p.

We wszystkich podanych systemach są ponadto możliwe od ustalonych

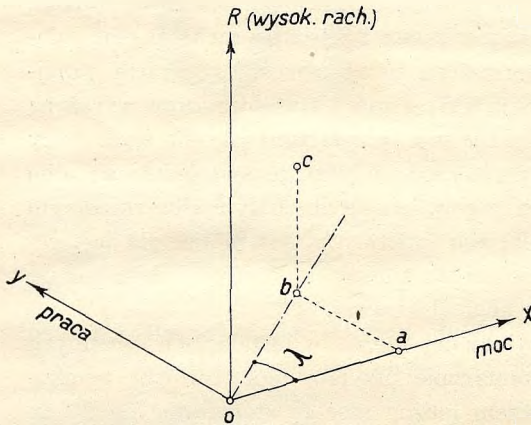


za moc lub pracę lub moc i pracę stawek opusty, a to zarówno szczeblowe jak i blokowe.

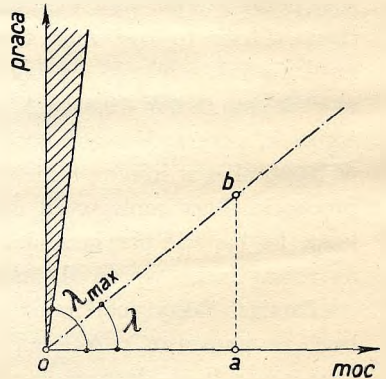
Chcąc graficznie przedstawić taryfę składaną musimy się uciec do modelu trzywymiarowego. Na rys. 55 oś XX przedstawia moce szczytowe, oś YY pracę odebraną miesięcznie lub rocznie w kWh, oś ZZ wysokość rachunku  $R$ . Jeżeli dla pewnej mocy szczytowej  $oa$  (rys. 56) wykreślimy przynależną pracę  $ab$ , to stosunek  $\frac{ab}{oa} = \operatorname{tg}\lambda$  przedstawia ilość godzin użytkowania mocy szczytowej i prosta  $ob$  będzie miejscem geometrycznym wszystkich odbiorów o jednakowym czasie użytkowania szczytu  $\operatorname{tg}\lambda = h$ . Ponieważ ilość godzin użytkowania nie może przekroczyć miesięcznie 744 (31 dni po 24 godziny), a rocznie 8760, więc

$$\operatorname{tg}\lambda_{\max} = 744 \text{ wzgl. } 8760,$$

stąd  $\lambda_{\max} < 90^\circ$ , wskutek czego pewna część modelu trójwymiarowego zakreskowana na rys. 56 będzie wyłączona z praktycznego zastosowania. Cał-



Rys. 55.



Rys. 56.

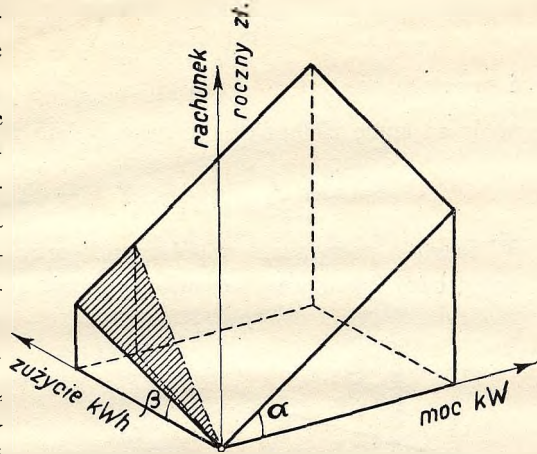
kowity wykres taryfy Hopkinsona wzgl. Doherty'ego uwidoczniiony jest w rys. 57 i 58, gdzie zarazem partje nieczynne są zakreskowane. W obu wykresach kwoty rachunków rocznych leżą na płaszczyźnie, która jest do osi mocy (XX) i osi pracy (YY) nachylona pod kątami  $\alpha$  wzgl.  $\beta$ , których wielkość zależy od wysokości opłaty za składnik mocy wzgl. pracy (współczynniki  $a$ ,  $b$  we formule (15) na str. 112). W wykresie 58 płaszczyzna taryfy jest ponadto przesunięta ponad płaszczyznę  $xy$  o wysokość  $c$ , która odpowiada współczynnikowi  $c$  w formule (15).

Jako skrajny wypadek można też w modelu trzywymiarowym przed-

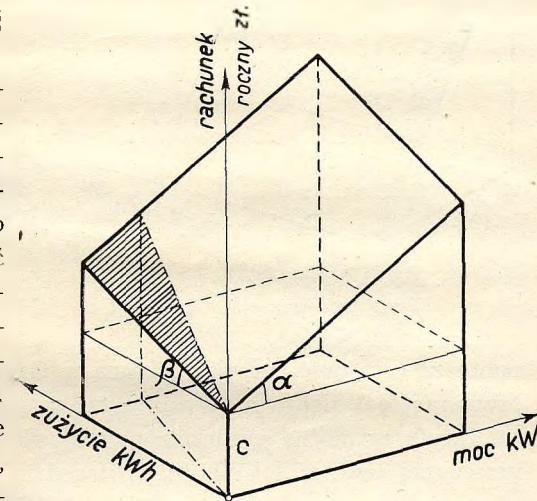
stawić sztywną taryfę kilowattgodzinową wzgl. taryfę ryczałtową, przyjmując w pierwszym wypadku  $\alpha = 0$  (rys. 59), w drugim wypadku  $\beta = 0$  (rys. 60).

Jeżeli chcemy taryfę składaną przedstawić w wykresie dwuwymiarowym, to musimy się ograniczyć do pewnej określonej mocy i wyrysować w wykresie płaskim szereg równoległych prostych, które odnoszą się do rozmaitych mocy (rys. 61 a). Dla większych odbiorów taki sam szereg krzywych wykreślony w podziałce logarytmicznej daje w sposób wygodniejszy dla każdego odbioru i mocy taryfę przeciętną za 1 kWh (rys. 61 b), którą odczytujemy na przynależnej prostej taryfy sztywnej przebiegającej pod  $45^\circ$  do osi XX i przecinającej krzywą w punkcie o odciętej równej danemu odbiorowi.

Poza jawną formą taryfy składanej istnieją pewne jej odmiany, które pozornie mają charakter jednolitej taryfy kilowattgodzinowej, jednak pośrednio kryją w sobie również zależność od składnika mocy. Jako pierwszą odmianę tego rodzaju wymieniamy bardzo rozpowszechnioną taryfę A. Wrighta (1896). Taryfa ta wyraża się w formie pewnej zasadniczej ceny za kWh, która się obniża przez wprowadzenie opustów blokowych zależnych nie od ilości pobranej energii, ale od współczynnika wyzyskania, a więc od ilości godzin użytkowania mocy szczytowej, przyłączonej lub t. p. Jeżeli dla  $h_0$  godzin zasadniczych użytkowania wybranej mocy taryfa za 1 kWh wynosi  $T$ , to za dalszych  $h_1$  godzin otrzymuje odbiorca opust  $p_1\%$ ; płaci więc za te



Rys. 57. Model 3-wymiarowy taryfy Hopkinsona.



Rys. 58. Model 3-wymiarowy taryfy Doherty'ego.



dalsze kWh po  $T\left(1 - \frac{p_1}{100}\right)$ , za następnych  $h_2$  godzin otrzymuje opust  $p_2 > p_1$  i płaci za kWh w tym bloku  $T\left(1 - \frac{p_2}{100}\right)$  i t. d. Ogólnie przy  $n$  blokach o ilości godzin użytkowania

$$h_0 h_1 h_2 \dots h_{n-1} h_n$$

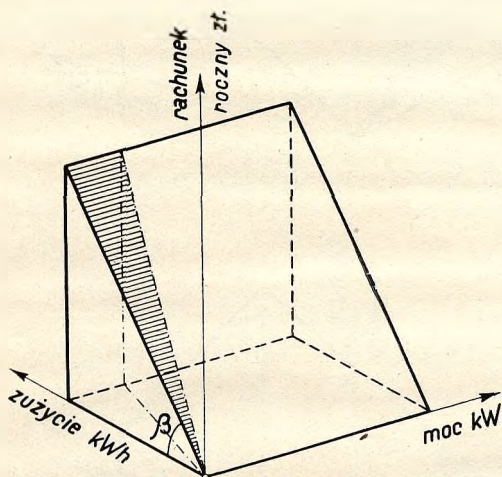
$$p_1 p_2 \dots p_{n-1} p_n$$

i opustach

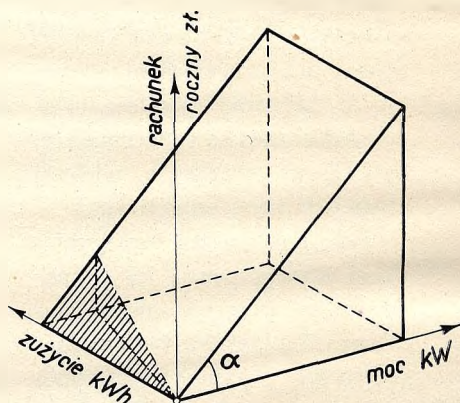
wzór za sumę rachunku rocznego będzie wyglądał:

$$R = ax + by = \frac{T}{100} \left( p_n \sum_0^{n-1} h_\lambda - \sum_1^{n-1} p_\lambda h_\lambda \right) x + T \left( 1 - \frac{p_n}{100} \right) y \quad (16)$$

W formule powyższej<sup>1</sup> współczynnik przy  $x$  oznacza opłatę za kW roczny szczytowej lub inaczej umówionej mocy, a współczynnik przy  $y$  opłatę jed-



Rys. 59. Model 3-wymiarowy taryfy kilowattgodzinowej.



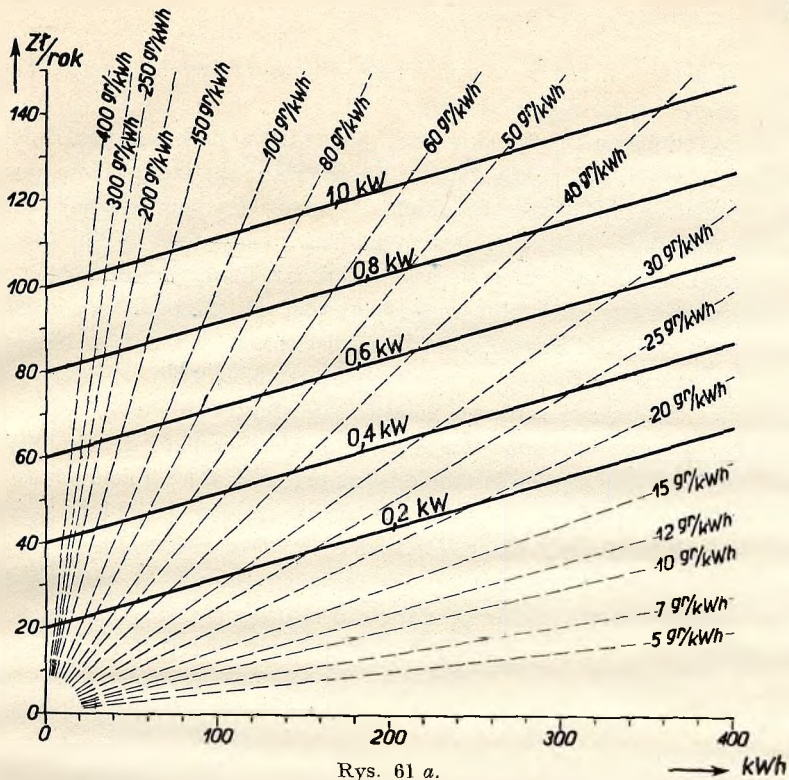
Rys. 60. Model 3-wymiarowy taryfy ryczałtowej.

nolity za całą ilość energii odebraną w ciągu roku. W ten sposób zamieniliśmy taryfę Wrighta na wyraźną taryfę składaną.

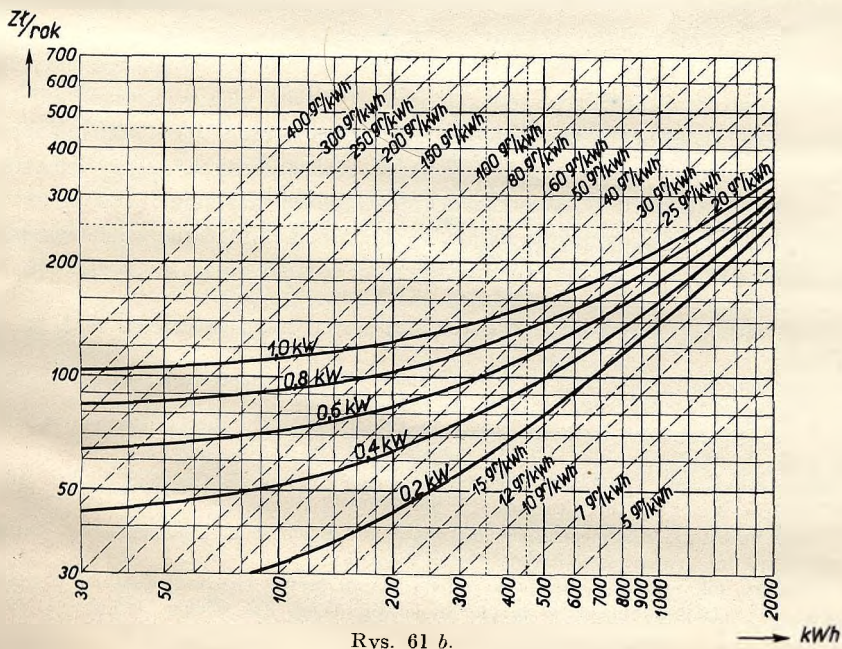
Taryfę tę można graficznie przedstawić najłatwiej w formie zależności przeciętnej ceny za 1 kWh od ilości godzin użytkowania albo też w formie zależności przeciętnego opustu od ilości godzin użytkowania. W obu wypadkach najwygodniej wykreślić diagramy w skali hiperbolicznej, aby uzyskać wykres złożony z samych linii prostych.<sup>2</sup> Na rys. 62 uwidoczony jest

<sup>1</sup> M. Altenberg, Rapport sur les tarifs dans les cahiers des charges en Pologne. III Międzynarodowy Kongres Związku Elektrowni. Bruksela 1930, sekcja XII, ref. 4.

<sup>2</sup> A. Mayzner, Prostolinijne wykresy taryf prądu elektrycznego. Przegląd Elektrot. 1930, Nr. 3, str. 79.



Rys. 61 a.



Rys. 61 b.



wykres w formie pierwszej w współrzędnych zwyczajnych, na rys. 63 w formie drugiej w skali hiperbolicznej.

Dalszą odmianą taryfy składanej jest taryfa blokowa uzależniona od ilości lub powierzchni pokoi, taryfa, która cieszy się szczególnem powodzeniem w elektrowniach amerykańskich. W taryfie tej podobnie jak w taryfie Wrighta podstawą obliczenia jest tylko ilość odebranych kWh, ale odbiór roczny wzgl. miesięczny dzieli się na dwa lub trzy bloki o spadających cenach jednostkowych. Pierwszy blok ma odpowiadać prawdopodobnej ilości energii pobranej przez odbiorcę dla celów oświetleniowych i w tym celu określa się według ilości izb danego pomieszczenia przydział kWh po cenie zasadniczej, który ma pokryć zarówno koszt stałe elektrowni jak i koszt manipulacyjne. Po przekroczeniu tego odbioru zasadniczego (t. zw. *Regelverbrauch* u Niemców) następuje albo odrazu przeskok do całkiem niskiej ceny prądu, albo też dopiero po przejściu przez stopień pośredni, w którym pewną dalszą ilość kWh dla celów małego sprzętu elektrycznego w gospodarstwie domowym zalicza się np. po cenie motorowej. W pierwszym wypadku taryfa blokowa składa się z dwóch, w drugim z trzech bloków, przy czem trzeci blok przeznaczony jest dla odbiorów grzejnych w kuchni, łazience i t. p., które wytrzymują tylko stosunkowo niską cenę prądu.

Największą trudność konstrukcji tej taryfy stanowi trafny wybór wielkości pierwszego bloku dla każdej grupy mieszkań, aby z jednej strony elektrownia nie poniosła zbyt wielkiej straty w porównaniu z poprzednimi dochodami przy taryfie sztywnej, a z drugiej strony odbiorca znalazł faktyczną zachętę przez łatwy sposób dojścia do drugiego wzgl. trzeciego bloku. Cały szereg prac statystycznych i opartych na nich wykresach zależności odbioru świetlnego od ilości izb,<sup>1</sup> jak również prac teoretycznych ujmujących matematycznie wyniki wykresów statystycznych<sup>2</sup>, służy elektrowniom przy ustalaniu wielkości pierwszego bloku dla nowo projektowanej taryfy blokowej.<sup>3</sup> Zwyczajnie ustala się przydział bloków nie we formie rocznej ilości kWh, ale odcinkami miesięcznymi umożliwiając w ten sposób ko-

<sup>1</sup> K. Bieliński, Taryfa blokowa w Gdyni. Przegląd Elektrotechniczny 1932, Nr. 13, str. 353.

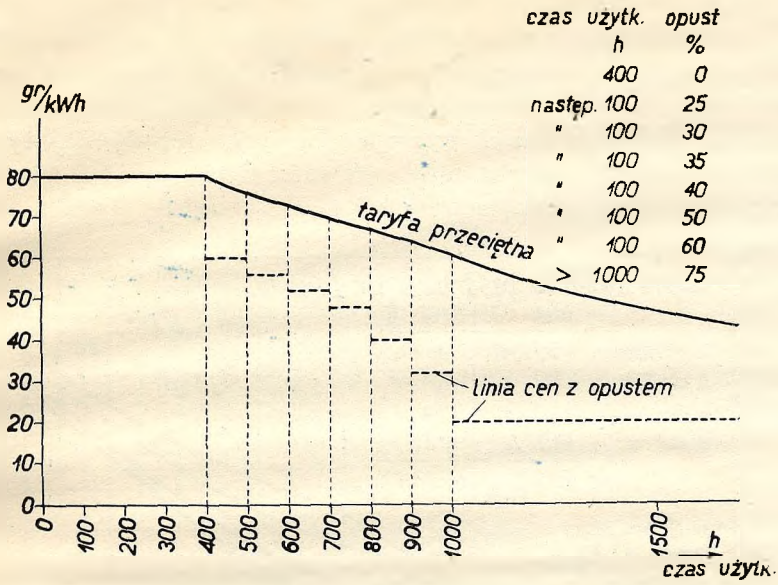
A. Mayzner, Rola taryf w rozwoju elektryfikacji gospodarstw domowych. Przegląd Elektrotechniczny 1932, Nr. 19, str. 582.

<sup>2</sup> K. Kopecki, Konstrukcja taryfy blokowej. Przegląd Elektrot. 1932, Nr. 21, str. 648.

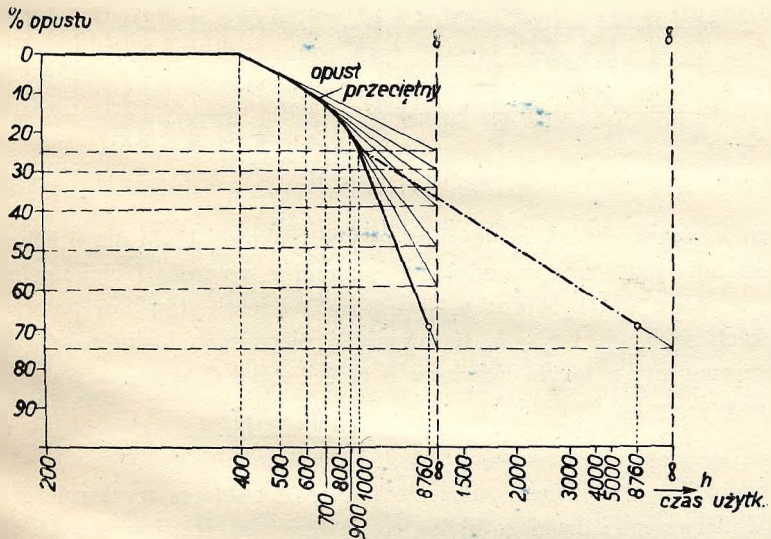
A. Hirszhorn, Podstawy statystyczne taryfy blokowej. Przegląd Elektr. 1934, Nr. 1/2, str. 6.

M. Bercovici, Tarifs ménagers dégressifs par tranches de consommation. Zurych 1934. Zjazd międzynarod. Zw. Elektr. Ref. IV—A 9.

<sup>3</sup> Dobry tok postępowania przy projektowaniu taryfy blokowej znajdzie czytelnik w pracy St. Gołębiowskiego, O taryfie blokowej. Wyd. Zw. Elektr. Warszawa, 1936.



Rys. 62.

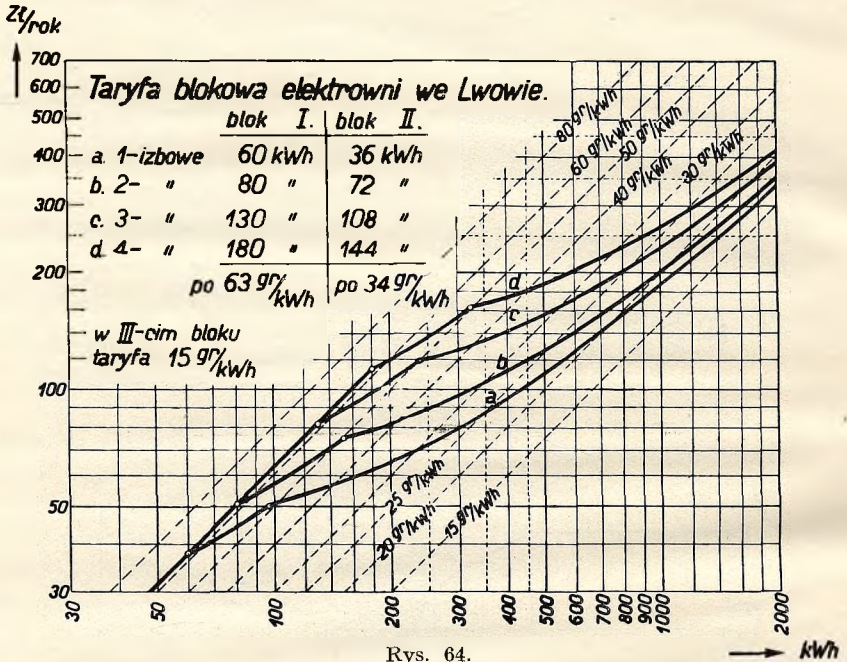


Rys. 63.



rzystanie z tańszego prądu w każdym miesiącu, co wpływa jeszcze bardziej zachęcająco na odbiorców.

Chcąc znaleźć zamiennność taryfy blokowej na równoważną składaną o formie rachunku  $R = ax + by$ , musimy przejść z tą formułą na typ mieszkania  $n$  izbowego. Dla mieszkania takiego niech będzie  $x_n$  szczytową mocą światłową, wówczas rachunek przybierze formę  $R_n = ax_n + by = C_n + by$ , gdzie  $C_n$  stanowi opłatę stałą roczną, a  $by$  część zmienną zależną od ilości odebra-



nych w ciągu roku kWh. Jeżeli w taryfie blokowej bloki dla  $n$  izbowego pomieszkania przy ogólnym odbiorze rocznym  $y_n$  wynoszą I blok:  $y_{n1}$ , II blok:  $y_{n2}$ , a pobór w III bloku:  $y_n - (y_{n1} + y_{n2})$  i jeżeli stawki w poszczególnych blokach są  $b_1$ ,  $b_2$  i  $b_3 = b$ , to wysokość pierwszego bloku taryfy blokowej równoznacznej z taryfą składaną o części stałej  $C_n = ax_n$ , a o stawce części zmiennej  $b = b_3$ , wyniesie<sup>1</sup>

$$y_{n1} = \frac{C_n - y_{n2}(b_2 - b_3)}{b_1 - b_3}$$

W wypadku tym cichem założeniem jest, że odbiorca wyczerpie cały przydział pierwszego i drugiego bloku, co się sprawdzi, jeżeli wysokość tego przydziału została trafnie przyjęta.

<sup>1</sup> M. Altenberg, Taryfa dwuczłonowa czy blokowa dla gospodarstw domowych? Przegląd Elektrotechniczny 1932, Nr. 23, str. 694.

Zarówno taryfa Wrighta, jak i blokowa różnią się zasadniczo od taryfy składanej tem, że przy malejących odbiorach nie wzrastają te taryfy bez ograniczenia, ale zatrzymują się na pierwotnej stawce zasadniczej; może się więc zdarzyć, że przy zbyt małym odbiorze pokrycie kosztów stałych elektrowni będzie niewystarczające. Liczy się jednak na ogólny znaczny przyrost sprzedanej energii, który powinien z okładem pokryć ewentualne straty spowodowane czyto przez zbyt mały odbiór, czy też przez sporadyczne przejście abonenta z odbiorem światłowym do bloku drugiego lub trzeciego.

Wykres taryfy blokowej, przy której rozchodzi się przeważnie o odbiory większej ilości kWh w ciągu roku, najwygodniej przedstawić w skali logarytmicznej, która pozwala też odczytać wartości przeciętne taryfy przy danym odbiorze rocznym (rys. 64). W wykresie takim trzeba oczywiście dla każdej grupy mieszkań  $n$  izbowych wyrysować odrębną krzywą, jak to uwidoczniło w rys. 64 odpowiadającym lwowskiej taryfie blokowej.

#### d) Taryfa wielokrotna.

Na zupełnie odmiennej zasadzie polegają taryfy wielokrotne; wychodzi się mianowicie z przebiegu obciążenia w ciągu doby dnia zimowego wzgl. w ciągu doby zimy i lata i według zasad rozdziału kosztów własnych wykazanych na rys. 44 (str. 104) ustala się rozmaite ceny prądu w rozmaitych porach doby lub roku. Najbardziej rozpowszechniony jest podział godzin odbioru na normalne i szczytowe (u Niemców zwane Sperrstunden) i ostatnio też bardzo często wyróżniane godziny nocne. We wielu wypadkach wprowadza się systematyczny rozdział godzin doby na trzy a nawet cztery okresy, nieraz różniczkowane według miesięcy, ustalając 3 wzgl. 4 rozmaite stawki, albo jedną stawkę zasadniczą z opustami albo dopłatami w rozmaitych porach użytkowania.<sup>1</sup> Dla rozdzielenia odbioru na poszczególne okresy stosuje się liczniki o podwójnym, potrójnym lub poczwórnym liczydłe z zegarami do przełączania liczydeł. Dla zmniejszenia kosztów można stosować wspólny zegar przełączający dla całego domu lub bloku, a ostatnio<sup>2</sup> myślą już o przełączaniu liczydeł na wielokrotne taryfy przez sterowanie na odległość z jednego centralnego punktu. W niektórych elektrowniach używane są liczniki o jednym tylko liczydłe, które zależnie od nastawienia szyb-

<sup>1</sup> Szczegółowe teoretyczne obliczenie taryfy wielokrotnej podaje W. Rennwagen w artykule: Beitrag zur Kostenteilung eines Elektrizitätswerkes. ETZ 1935, Nr. 27, str. 773.

<sup>2</sup> Zur Megede, Die Überlagerung grösserer Hochspannungsnetze mittels des Te-lenerg-Systems. Siemens Zeitschrift 1933, Nr. 7/8, str. 165.



kiej lub wolniej się obraca i wskazuje tem samem w porze o niskiej taryfie mniej, a w porach droższych więcej kWh aniżeli odpowiada rzeczywistości, skutek czego odpada potrzeba obliczania rozmaitych cen taryfowych w rozmaitych porach; przy systemie takim traci się jednak ewidencję ogólnej ilości faktycznie odebranych kWh zarówno u danego abonenta, jak i w całej sieci i dla celów statystycznych potrzebaby jednak dodać jeszcze drugie liczydło, wyłącznie dla ewidencji prawdziwego odbioru.<sup>1</sup>

### e) Zmienność taryf pod wpływem warunków gospodarczych.

Przy wszystkich rozpatrywanych taryfach można wprowadzić zależność ceny prądu od zmieniających się warunków gospodarczych. Zwłaszcza po wojnie, w okresach inflacyjnych okazały się wielkie trudności zabezpieczenia dochodów elektrowniom przy obliczaniu taryfy w sposób sztywny bez uwzględnienia zmienności cen ważniejszych składników wpływających na własne koszty wytwarzania prądu. Z biegiem czasu utarły się jako mierniki najbardziej stosowane: opał, robocizna i waluta. Oznaczenie wysokości wpływu każdego z tych czynników na taryfę jest sprawą dość trudną; przypominamy obliczenia udziału paliwa w ogólnych kosztach produkcji (str. 43) tak bardzo różne zależnie od wielkości zakładu, współczynnika wyzyskania, stopy procentowej, ceny opału i t. p. Rozdział wpływu poszczególnych czynników gospodarczych na koszty własne i taryfę jest jeszcze zawilszy, jeżeli się rozchodzi nie tylko o wytwarzanie, ale i o przesyłanie i rozdzielanie energii elektrycznej, w których to wypadkach opał coraz mniejszą odgrywa rolę. Niektóre elektrownie posunęły ostrożność w ustalaniu ostatecznej ceny prądu tak daleko, że wyrażają cenę wprost w kg węgla lub w stawkach godzinowych robotnika.

W polskich uprawnieniach rządowych przewidywana była<sup>2</sup> do r. 1931 zależność ceny prądowej w 25<sup>0</sup>/<sub>0</sub> od ceny węgla loko kopalnia, 25<sup>0</sup>/<sub>0</sub> od robocizny i 40<sup>0</sup>/<sub>0</sub> od waluty; po r. 1931 zniesiono z powodu braku ścisłych podstaw kalkulacyjnych zależność od robocizny i pozostała tylko 50<sup>0</sup>/<sub>0</sub>-owa zależność od węgla loko kopalnia i 40<sup>0</sup>/<sub>0</sub>-owa od waluty.

<sup>1</sup> F. Ekert, Tarification multiple pratique de l'énergie électrique basée sur la période d'utilisation, Zurich 1925.

L. Kopec, Rapport sur le nouveau système de tarification, Zurych 1934. V. Zjazd międzynarodowego Związku Elekrowni, sekcja IV A, ref. 4.

<sup>2</sup> K. Gayczak, Taryfa na energję elektryczną w uprawnieniach rządowych. Przegląd Elektrotechniczny 1922, Nr. 22, str. 337.

## Praktyczne przykłady taryf.

### a) Bezwzględna wysokość taryfy.

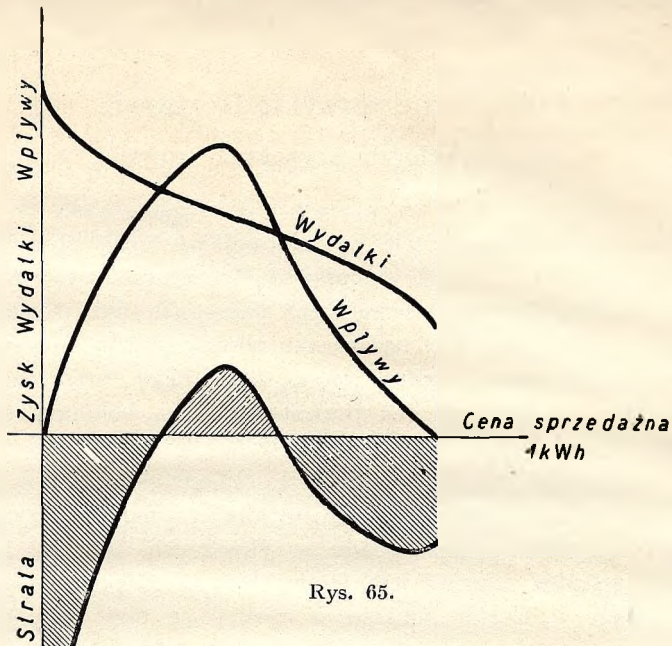
Zanim przedstawimy na przykładach poszczególne systemy taryfowe, chcielibyśmy parę słów poświęcić wypadkowej wysokości stawek dla poszczególnych zastosowań, które pomimo najrozmaitszych systemów i najrozmaitszych walut dają w poszczególnych państwach cyfry bardzo do siebie zbliżone. Wynik ten polega na związku między średnią ceną sprzedażną a rentownością elektrowni z jednej strony, a z drugiej strony na możliwości uzyskania tylko pewnych cen pozwalających na konkurencyjny zbyt energii elektrycznej do rozmaitych zastosowań.

Jeżeli uwidocznimy (rys. 65) przychody i rozchody elektrowni w zależności od wysokości ceny sprzedażnej, otrzymamy dla przychodów krzywą, która przechodzi przez punkt zerowy układu współrzędnych, bo przy cenie „zero“ suma przychodów również jest zerem; krzywa ta przecina jednak oś odciętych jeszcze w drugim punkcie, a mianowicie przy cenie tak wysokiej, przy której z prądu już nikt nie chce albo nie może korzystać. Krzywa rozchodów osiąga swoje maksimum przy cenie „zero“, gdyż wypadek ten odpowiada największemu napływowi odbiorców, a tem samym największej możliwej produkcji; wysokość rozchodów maleje w miarę zwiększania się ceny sprzedażnej, osiągając swoje minimum równe wysokości kosztów stałych, kiedy użyteczna produkcja spada do zera. Wykres różnicy obu tych krzywych daje krzywą rentowności, która przy bardzo niskich i bardzo wysokich taryfach wykazuje stratę, a tylko w pewnym ograniczonym obszarze taryf umiarkowanych wykazuje zysk.

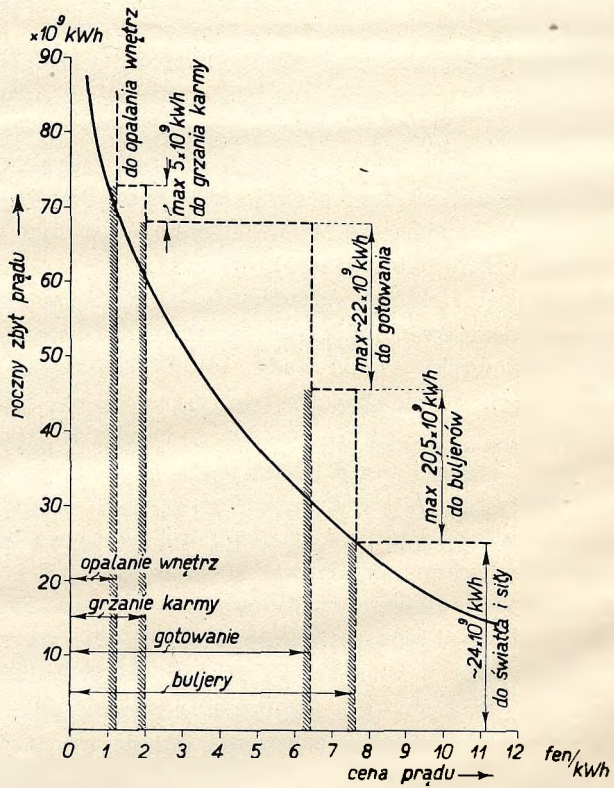
Jeżeli zamiast globalnej sprzedaży będziemy rozpatrywali zbyt dla poszczególnych zastosowań, a to dla światła, siły, małego sprzętu w gospodarstwach domowych, grzania wody, gotowania, grzania karmy dla bydła, wreszcie opalania pomieszczeń, to otrzymamy w porządku powyżej podanym możliwości coraz większego zbytu energii elektrycznej przy spadających cenach jednostkowych. Jeżeli ceny te w grupach wytrzymałych nieco wyższy poziom są ostrożnie kalkulowane, to w rezultacie elektrownia może się uchronić od straty. Wykres odpowiadający według tego toku myśli stosunkom niemieckim opublikował Musil w ETZ 1934, Nr. 10, str. 243 (rys. 66), który wykazuje możliwość podwyższenia zbytu w Niemczech z  $13,4 \cdot 10^9$  kWh w r. 1932 na przeszło  $90 \cdot 10^9$  kWh przy stopniowej obniżce ceny prądu poprzez 7 fen/kWh dla grzania wody, 6 dla gotowania, 2 dla grzania karmy do 1 fen/kWh dla opalania pomieszczeń.

Faktyczne ceny prądowe dla światła wahają we wszystkich państwach między 60 a 100 groszy/kWh po odpowiedniemu przeliczeniu walutowem;





Rys. 65.



Rys. 66.

średnie ceny dla gospodarstw domowych z uwzględnieniem światła osią-  
gają wysokość 35 gr/kWh, prąd do gotowania obraca się w granicach 15  
do 20 gr/kWh, prąd do grzania wody spada poniżej 10 gr/kWh; ogrzewa-  
nie pomieszczeń wchodzi narazie tylko wyjątkowo w zakres zastosowań ener-  
gji elektrycznej.

### b) Taryfy kilowattgodzinowe.

#### Opusty szczeblowe.

Podkarpackie Towarzystwo Elektryczne w Borysławiu  
liczy za oświetlenie szybów kopalnianych

przy poborze do	250 kWh miesięcznie	68 gr/kWh
„ „	251—400 „ „	60 „ „
„ „	powyżej 400 „ „	50 „ „

za popyd motorów szybowych

przy poborze do	500 000 kWh rocznie	15 gr/kWh + 1 m <sup>3</sup> gazu ziemn.
„ „	0,5 do 1 milj. „ „	13 „ „ „ „
„ „	1 do 1,5 „ „	12 „ „ „ „
„ „	1,5 do 2 „ „	11 „ „ „ „
„ „	powyżej 2 „ „	10 „ „ „ „

W tej ostatniej taryfie mamy oprócz opustów szczeblowych wyraźną za-  
leżność od czynnika gospodarczego, t. j. od ceny gazu ziemnego jako za-  
sadniczego składnika wytwarzania prądu w elektrowni borysławskiej.

Prošćiejów (Czechosłowacja) liczy za oświetlenie ěk. 2,90 za  
1 kWh i udziela

przy poborze rocznym	250— 500 kWh	2,5 <sup>0</sup> / <sub>0</sub> opustu
„ „ „	500— 1 000 „ „	5 <sup>0</sup> / <sub>0</sub> „ „
„ „ „	1 000— 2 500 „ „	7,5 <sup>0</sup> / <sub>0</sub> „ „
„ „ „	2 500— 5 000 „ „	10 <sup>0</sup> / <sub>0</sub> „ „
„ „ „	5 000— 7 500 „ „	15 <sup>0</sup> / <sub>0</sub> „ „
„ „ „	7 500—10 000 „ „	20 <sup>0</sup> / <sub>0</sub> „ „
„ „ „	powyżej 10 000 „ „	25 <sup>0</sup> / <sub>0</sub> „ „

Elektrownia żąda przytem minimum odbioru rocznego w wysokości 25 kWh.

Sztokholm (Szwecja) udziela rabatów od kwoty zaliczonej, a nie  
od ilości pobranej energii, co się da łatwo przeliczyć na kWh. Przy cenie  
zasadniczej 30 öre/kWh za światło dostaje się przy rachunku rocznym

100— 200 kor. szwedz.,	co odpowiada pob.	333— 666 kWh	opust 5 <sup>0</sup> / <sub>0</sub> ,
200— 500 „ „ „ „	„ „ „ „	666—1666 „ „	10 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>
500—1500 „ „ „ „	„ „ „ „	1666—4999 „ „	15 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>
powyżej 1500 „ „ „ „	„ „ „ „	powyż. 4999 „ „	20 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>



### Opusty szczeblowe z przeskokami.

Miejskie Zakłady Elektryczne w Zurychu liczą za prąd do motorów w porze dziennej

przy poborze rocznym do	5 000 kWh po	17 cent. szw.
„ „ „	5 666— 15 000	„ 15 „ „
„ „ „	17 307— 40 000	„ 13 „ „
„ „ „	47 272— 70 000	„ 11 „ „
„ „ „	77 000—100 000	„ 10 „ „
„ „ „	powyżej 111 111	„ 9 „ „

Przeskoki poszczególnych szczebli są tak obliczone, że niższa wartość graniczna pewnego szczebla pomnożona przez odpowiednią cenę jednostkową równa się najwyższej wartości poprzedniego szczebla pomnożonej przez poprzednią cenę jednostkową np.  $5666 \cdot 15 = 5000 \cdot 17 = 85\ 000$ .

### Opusty blokowe.

Fort Wayne (Ind) w Stanach Zjednoczonych liczy za prąd dla małych odbiorców motorowych

za pierwszych	50 kWh po	5 cent. amer.
za dalszych	100 „ „	4 „ „
powyżej	150 „ „	2 „ „

Sacramento w Stanach Zjednoczonych liczy za prąd do światła dla odbiorców przemysłowych

za pierwszych	50 kWh po	6 cent. amer.
za następnych	400 „ „	5 „ „
za następnych	600 „ „	4 „ „
powyżej	1050 „ „	3 „ „

Kombinowaną taryfę z zamaskowanymi opustami blokowymi, zaliczeniem kosztów manipulacyjnych i gwarantowaną opłatą minimalną posiada Nowy York. Taryfa zasadnicza wynosi 9 cent. amer. za kWh, stała opłata 60 cent. amer. miesięcznie, taryfa wypadkowa niema wynosić więcej aniżeli 11 cent. amer. za kWh, a minimalna wysokość rachunku miesięcznego musi wynosić co najmniej 1 \$. Z rys. 67, na którym taryfa ta jest graficznie przedstawiona, wynikają następujące stopnie opłaty:

do 9,1 kWh poboru miesięcznego	stała opłata	1 \$
od 9,1 do 30 „ „ „	11 cent. amer. za kWh	
powyżej 30 „ „ „	9 „ „ „ „	

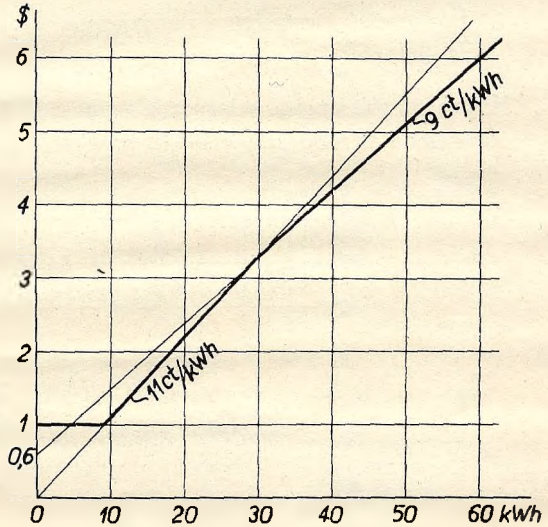
### Opusty premjowe.

Elektrownia w Łodzi udziela odbiorcom opustu 12<sup>0</sup>/<sub>0</sub>-owego przy zapłacie rachunku do dnia 14, a 18,5<sup>0</sup>/<sub>0</sub>-owego w razie uiszczenia rachunku bezpośrednio przy jego przedłożeniu.

Elektrownia Warszawska ogłosiła w r. 1935, że połowa nadwyżki pobranej przez 6 miesięcy letnich ponad odbiór z r. 1934 zostanie bezpłatnie dostarczona.

San Joaquin Milwaukee (Kalifornia) ogłosiła na maj i czerwiec 1934 r., że nadwyżka ponad rachunek marcowy tego roku będzie dostarczona bezpłatnie. Z obwieszczenia tego skorzystali odbiorcy, konsumując bezpłatnie ok. 6 milionów kWh.

W stanie Georgia (St. Zj. Am. Płn.) ogłoszono 1/I 1934 nową taryfę zniżoną odrazu w dwóch warjantach, a to dla poborów niedochodzących do ilości pobranych w r. 1933 w blokach od 25 do ponad 200 kWh po stawkach 6,5 do 1,5 cent. amer., zaś dla poborów przekraczających ilości pobrane w r. 1933 w blokach od 15 do ponad 700 kWh po stawkach znacznie niższych od 4,5 do 1 centa amer.



Rys. 67.

### Taryfa dwuobwodowa.

Reńsko-Westfalskie Elektrownie wprowadziły pierwotnie stawki za światło 33<sup>1</sup>/<sub>3</sub> fen/kWh, a za prąd gospodarczy na osobnym obwodzie i osobnym liczniku po 8 fen/kWh. Z czasem obniżono stawkę światłową na 15<sup>2</sup>/<sub>3</sub> fen/kWh pozostawiając stawkę gospodarczą bez zmiany, jednak wymagana jest gwarancja odbioru całkowitego w ilości 1200 kWh na rok.

Ostatnio zaprowadzono tam również alternatywnie jednolitą taryfę gospodarczą w wysokości 8 fen/kWh jednak z gwarancją odbioru 1800 kWh rocznie i ze zniżką na 5 fen/kWh za ilości kWh przekraczające gwarantowaną ilość 1800 kWh. Jest to taryfa sztywna z opustem blokowym wybitnie przeznaczona dla zastosowań grzejnych.

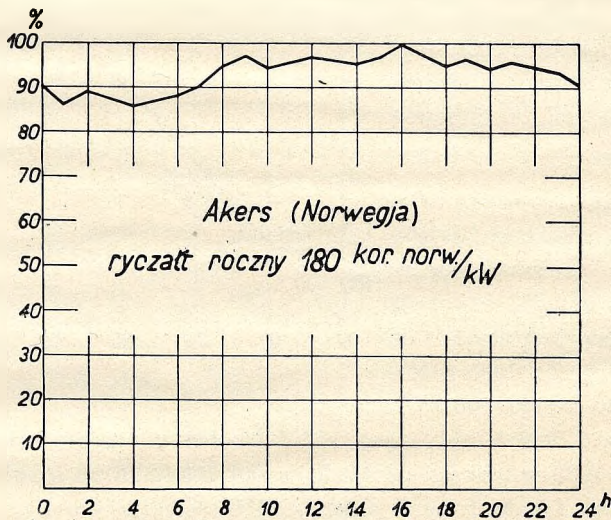


### c) Taryfy ryczałtowe.

W rządowych uprawnieniach w Polsce przewidziane są dla średnich zakładów następujące opłaty ryczałtowe<sup>1</sup> dla lampki 40 wattowej:

za styczeń . . . . .	zł. 3,50
za luty, marzec i kwiecień . . . . .	po „ 2,60
za maj, czerwiec i lipiec . . . . .	„ „ 1,75
za sierpień, wrzesień i październik . . . . .	„ „ 2,60
za listopad i grudzień . . . . .	„ „ 3,50

W ten sposób opłata całoroczna wynosi zł. 31,35, co dla 1000 h użytkowania odpowiada taryfie sztywnej 78 gr/kWh, a dla 2000 h taryfie 39 gr/kWh.



Rys. 68.

W Bazylei oddawano do r. 1931 ryczałtowo prąd do grzania wody w bulierach, przyczem prąd załączał się samoczynnie o godzinie 22-ej, a wyłączał o 6-ej rano. Opłaty wynosiły za bulier o pojemności 30 l przy mocy 360 W miesięcznie 4 fr. szw., a za bulier 50 l o mocy 600 W miesięcznie 6 fr. szw. Przeliczając te opłaty na kWh, które dzięki określonej mocy i z góry oznaczonemu czasowi załączenia dadzą się dość ściśle obliczyć, dostajemy taryfę w wysokości 4,7 cent. szw. za 1 kWh. Dzięki tak niskiej taryfie i oddawaniu urządzeń odnośnych na wygodne spłaty buliery, tak się w Ba-

<sup>1</sup> Przy cenie węgla loko kopalnia 37,70 zł/tonnę; ob. str. 132.

zylei rozpowszechniły, że w r. 1929 na 162 000 mieszkańców było zainstalowanych 9576 bulierów o ogólnej pojemności  $1,3 \cdot 10^6$  l wody (8 l/mieszk.), a krzywa obciążenia dziennego dzięki wypełnieniu doliny nocnej przybrała prawie kształt prostokąta (rys. 40 str. 97). Ta niezwykle zachęcająca taryfa doprowadziła wkońcu do tego, że obciążenie nocne zaczęło przekraczać dzienne i zanosilo się na utworzenie się szczytu nocnego. Aby temu zapobiec, wprowadzono w r. 1931 nową taryfę, ale już nie na zasadzie ryczałtowej, tylko kilowattgodzinowej oznaczając opłatę dla bulierów na 3 cent. szw./kWh w lecie, a 5 cent. szw./kWh w zimie, co oznacza w porównaniu z poprzednią taryfą znaczne potanie prądu w lecie (jest to okres nadmiaru prądu wodnego, jakim się Bazylea zasila), a podrożenie o ok. 7<sup>0</sup>/<sub>0</sub> w zimie, kiedy brak prądu wodnego.

Taryfa ryczałtowa w Akers (Norwegja) dla gospodarstw domowych wynosi 180 k. norw. za 1 kW roczny; jest to typowy sposób określania taryfy w Norwegji, gdzie reguluje się tylko moc abonowaną ogranicznikiem, a poza tem można do woli używać prądu o każdej porze doby. Ponieważ według źródeł wiarygodnych ilość godzin rocznych użytkowania mocy abonowanej dochodzi tam przeciętnie do 5300, więc cena wypadkowa 1 kWh stosowanej do wszelkiego rodzaju odbioru wynosi 0,034 kor. norw. Wykres obciążenia elektrowni w Akers jest naturalnie znakomity ( $\alpha = 0,79$ ), jak to widać z rys. 68, ale wynik finansowy, jak prawie wszędzie w Norwegji, jest słaby.

#### d) Taryfy składane.

##### Oznaczenie składnika mocy.

W uprawnieniach rządowych w Polsce do r. 1931 włącznie moc załączona stanowiła jedną z podstaw obliczania taryfy jako wartość zastępcza udziału w szczycie elektrowni; jako moc przyłączoną przyjmowało się całkowitą moc nominalną wszystkich odbiorników. Ten sposób ujęcia był niekorzystny dla odbiorcy i nie sprzyjał załączaniu przyrządów elektrycznych w gospodarstwach domowych, które przyczyniały się do podwyższenia mocy nominalnej i przez to wpływały podrażająco na taryfę. Konstrukcję dokładną taryfy uprawnieniowej podajemy poniżej jako przykład taryfy Wrighta.

Biegunowo przeciwne oznaczenie mocy załączonej wykazuje praktyka elektrowni w Buffalo, gdzie w pomieszkaniach prywatnych zalicza się tylko 25<sup>0</sup>/<sub>0</sub> nominalnej mocy światła, co prawda przy minimalnej mocy 250 W; natomiast przyrządy, kuchenki i t. p. poniżej 1 kW wogóle nie są



brane w rachubę, a powyżej 1 kW tylko w wysokości 2,5<sup>0</sup>/<sub>0</sub> mocy nominalnej. W lokalach przemysłowych bierze się nie 25 a 50<sup>0</sup>/<sub>0</sub> mocy nominalnej światła za podstawę obliczenia.

W Cleveland przy obliczaniu mocy załączonych motorów uwzględnia się wielkość mocy nominalnej i ilość motorów w sposób następujący:

nominalna moc	1 motor	2 lub więcej motorów
	moc obliczeniowa w <sup>0</sup> / <sub>0</sub> mocy nominalnej	
do 5 kW	80 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>	75 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>
5—10 „	75 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>	70 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>
powyżej 10 „	70 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>	65 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>

W Youngstown, gdzie moc zastępczą oblicza się według wypustów, uwzględnia się tylko ubikacje główne bez łazienek, klozetów, strychów i t. p. i oblicza się 70<sup>0</sup>/<sub>0</sub> wypustów po 50 W, a 30<sup>0</sup>/<sub>0</sub> po 25 W i redukuje się sumę znalezioną o 60<sup>0</sup>/<sub>0</sub> np. przy 10 wypustach liczy się

$$(7 \cdot 50 + 3 \cdot 25) \cdot 0,4 = 170 \text{ Wattów.}$$

W Berlinie moc oblicza się według zainstalowanych żarówek, przyczem żarówki do 15 W liczy się według nominalnej mocy

15—60 „ „ „	po 30 W
powyżej 60 „ „ „	według nominalnej mocy
oprawki bez żarówek „ „	po 30 W
przyrządy do 1500 W „ „	po 30 W
przyrządy ponad 1500 W	liczy się po 550 W za każdy kW nadwyżki.

Od wielkości mocy obliczeniowej płaci się miesięcznie za 220 Wattów 80 fen., za 440 Wattów 1,60 marki, za 660 Wattów 2,40 marki i t. d. w trzydziestu różnych stopniach wysokości mocy, licząc od 2200 W wzwyż po 35 fen./100 W.

W kwietniu 1934 wprowadzono dla nowych przyłączeń zmienione podstawy do obliczania składnika mocy, a to w zależności od ilości pokoi, wg. następujących norm:

Ilość pokoi	1	2	3	4	5	6	7	8	za każdy dalszy pokój
opłata mies.									
mar. niem.	0,80	1,—	1,50	2,30	3,10	3,90	4,80	6,05	1,25

Elektrownia Freital AG. w Saksonji określa moc szczytową na podstawie propozycji odbiorcy (podobnie jak elektrownia warszawska) zakładając ogranicznik odpowiadający zgłoszonej mocy.

We wszystkich podanych przykładach z wyjątkiem uprawnień polskich oznaczenie mocy na podstawie wielkości zastępczych zmierza do przybliżonego uwzględnienia równoczesności odbioru, aby nie moc przyłączona, tylko moc szczytowa została uchwycona.

### Taryfa Hopkinsona.

Elektrownia w Bostonie oblicza przy odbiorach motorowych zarówno opłaty za moc jak i za energję z opustami blokowymi w sposób następujący:

Opłata za moc do . . . . .	15 kW	60 \$ za kW/rok
za dalszych . . . . .	40 „	36 \$ „ „
„ „ . . . . .	100 „	30 \$ „ „
opłata za energję do . . . . .	1 000 kWh	5 cent. amer./kWh
za dalszych . . . . .	4 000 „	3 „ „ „
„ „ . . . . .	50 000 „	1,5 „ „ „
„ „ . . . . .	50 000 „	1,25 „ „ „

Kolonja Bremersiedlung pod Bremą zawierająca 189 kompletnie zelektryfikowanych gospodarstw o mocy przyłączonej 1000 kW płaci elektrowni w Bremie po 7,50 marek miesięcznie za 1 kW obciążenia szczytowego wykazanego na liczniku maksymalnym i 8 fen. za 1 kWh. Kolonja zgłosiła moc abonowaną 100 kW, a w razie przekroczenia tej mocy płaci za dodatkowe kWh rejestrowane włączającem się samoczynnie liczydłem licznika szczytowego po 35 fen./kWh. W czasie między 1/X 1930 a 1/IV 1931 licznik szczytowy wykazał tylko 16 kWh, co jest dowodem jak korzystnie w gospodarstwach domowych wypada współczynnik różnoczesności.

W Szwecji bardzo rozpowszechnionym jest ten sposób taryfowania według taryfy składanej z podwyższoną opłatą za szczytowe kWh, które specjalny licznik rejestruje po przekroczeniu mocy abonowanej. W Sztokholmie płaci się 160 kor. szw.<sup>1</sup> za kW/rok abonowanej mocy, po 4 öre za kWh odbioru normalnego i po 21 öre za szczytowe kWh. Zwyczajnie stosuje się tam automat, który wyłącza kuchnię albo bulier w chwili, kiedy moc tych przyrządów koliduje z mocą abonowaną; kuchnie są tam z tego powodu specjalnego typu akumulatorowego (ognisko Sevesa), aby pomimo przerwy prądu stały dopływ ciepła był zapewniony.

<sup>1</sup> 1 korona szwedzka = zł 2,25.



Elektrownia w Amsterdamie liczy część stałą taryfy składanej według powierzchni pokoi danego pomieszczenia. Dla każdego typu pokoi (jadalnia, pokój dziecienny, pokój mieszkalny, salon, sypialnia i t. d. a tak samo ubikacje boczne) sporządzone są wykresy zależności opłaty stałej od powierzchni danego pokoju, a wynoszą one od 0,1 do 0,6 guld. hol. za m<sup>2</sup>/rok np.: dla jadalni o powierzchni 20 m<sup>2</sup>: 0,4 guld. hol. za m<sup>2</sup>/rok, za sypialnię o tej samej powierzchni 0,09, za kuchnię o 14 m<sup>2</sup> po 0,257 guld. hol. za m<sup>2</sup>/rok. Ponadto płaci się za każdą pobraną kWh 4 centy hol. a w porze nocnej tylko 2 centy hol. Ta niższa taryfa obowiązuje również od soboty w południe do poniedziałku z rana.

Elektrownia w Linzu liczy opłatę stałą od ilości izb, a to: miesięcznie 60 gr za pokój i 20 gr za kuchnię, a osobno 30 gr za każdą pobraną kWh albo miesięcznie 1,50 sz.<sup>1</sup> za izbę i 15 gr za kWh. Odbiorcy gotujący elektrycznie płacą 2 sz. za izbę miesięcznie i 12 gr za kWh przy minimalnej opłacie 3 sz. miesięcznie. Za prąd nocny od 22 h do 6 h po 7 gr za kWh.

Oficjalna taryfa gospodarcza w Rosji sowieckiej wprowadzona w 1932 r. oblicza część stałą za moc w zależności od powierzchni pokoi nie różniczkując ich już jednak, jak Amsterdam; opłata za m<sup>2</sup>/rok wynosi 64 kop. Opłata za energję wynosi 8 kop./kWh, przyczem przeciętna cena wypadkowa nie może być wyższa aniżeli 16 kop./kWh.

### **Taryfa Wrighta.**

Pionierem taryfy tej, jak wogóle szeroko ujętej taryfy gospodarczej, możemy nazwać dyr. Aghte z górnośląskich zakładów elektrycznych (OEW), który w r. 1900 zaproponował taryfę po 50 fen./kWh za pierwszych 400 godzin użytkowania mocy przyłączonej z jednym, ale bardzo silnym skokiem, na 2 fen./kWh po przekroczeniu 400 godzin użytkowania.

Taryfę Wrighta wprowadzono w Polsce jako oficjalną formę taryfy do uprawnień rządowych; przytaczamy jako przykład taryfę elektrowni w Sierszy:

a) Dla światła niskiego napięcia 65 gr/kWh<sup>2</sup> do 400 godzin użytkowania mocy załączonej określonej j. w. na str. 139.

<sup>1</sup> 1 szyling austriacki = 1 zł.

<sup>2</sup> Przy cenie węgla loko kopalnia zł 30,75; ob. str. 132.

Za odbiór między	400 a 500	godz. użyt.	mocy załącz.	opust	25%
„ „	500 a 600	„ „	„ „	„ „	30%
„ „	600 a 700	„ „	„ „	„ „	35%
„ „	700 a 800	„ „	„ „	„ „	40%
„ „	800 a 900	„ „	„ „	„ „	50%
„ „	900 a 1000	„ „	„ „	„ „	60%
„ powyżej	1000	„ „	„ „	„ „	70%

Układając taryfę tę według formuły (16) otrzymujemy dla  $h \geq 1000$

$$R = 299x + 0,195y$$

co odpowiada miesięcznej opłacie  $\frac{299}{12}$  zł. za 1 kW i 19,5 gr/kWh; od lampy 40 wattowej opłata roczna wyniosłaby przy  $h=1000$  19,80 zł., za 2000 godzin zł. 27,60. W tem samym uprawnieniu opłata ryczałtowa za żarówkę 40 W ustalona jest na zł 25,20.

b) Analogiczna taryfa dla siły wysokiego napięcia opiewa na 25 gr/kWh do 1000 godzin użytkowania mocy załączonej określonej j. w.

Za odbiór między	1000 a 1500	godz. użyt.	mocy załącz.	opust	45%
„ „	1500 a 2000	„ „	„ „	„ „	60%
„ „	2000 a 3000	„ „	„ „	„ „	80%
„ powyżej	3000	„ „	„ „	„ „	90%

Formuła tej taryfy opiewa dla  $h \geq 3000$

$$R = 343,75x + 0,025y$$

co odpowiada opłacie miesięcznej  $\frac{343,75}{12}$  zł/kW i 2,5 gr/kWh.

Elektrownia Okręgu Warszawskiego w Pruszkowie pierwsza zmodyfikowała i zmodernizowała warunki uprawnienia rządowego prowadząc u siebie taryfę gospodarczą opartą na następujących podstawach:

Dla instalacji do 2,5 kW w gospodarstwach domowych, które mogą się wykazać posiadaniem i użytkowaniem grzejnika elektrycznego, oblicza się moc przyłączoną jedynie na podstawie odbiorników świetlnych i za tę moc użytą przez 400 godzin rocznie gwarantuje odbiorca opłatę zasadniczą po normalnej cenie prądu 80 gr/kWh.<sup>1</sup> Z tej stałej kwoty opłaca się w styczniu i grudniu po 14%, w listopadzie 13%, w lutym i październiku po 10%, w marcu 9%, w kwietniu 7%, w maju i wrześniu po 6%, w czerwcu

<sup>1</sup> Jest to średnia cena z 2 uprawnień i 2 koncesyj.



i sierpniu po 4<sup>o</sup>/<sub>o</sub>, a w lipcu 3<sup>o</sup>/<sub>o</sub>. Całą nadwyżkę energii pobranej ponad 400 godzin użytkowania rocznego zalicza elektrownia z opustem 60<sup>o</sup>/<sub>o</sub> na cenę zasadniczą.

Elektrownia w Buffalo oblicza moc załączoną według zasad podanych na str. 139 i za tę moc płaci odbiorca przez pierwszych 60 godzin użytkowania miesięcznego 6 cent. ameryk./kWh, przez dalszych 120 godzin po 4, a powyżej 180 godzin po 1,5 cent. amer./kWh. Rezultatem tej tak zachęcającej taryfy jest odbiór miesięczny ok. 750 kWh rocznie na gospodarstwo.

### Taryfa blokowa.

Pierwsza w Polsce wprowadziła taryfę blokową w r. 1932 elektrownia w Gdyni; taryfa ta oparta jest na ilości pokoi, a nie izb w danym pomieszkaniu, a konstrukcja jej wygląda jak następuje:

Ilość pokoi . . . . .	1	2	3	4	5	6	7	8
Wielkość I bloku kWh .	50	80	140	200	250	300	350	400
„ II „ „ .	24	36	48	60	72	84	96	96

Cena w I bloku 70 gr, w II 35 gr, za nadwyżki 20 gr, dla instalacji z bułierami nadwyżki po 15 gr/kWh.

Za przykładem Gdyni poszedł szereg elektrowni należących do koncernu belgijskiego w Polsce, gdzie w owym czasie (1932) srożył się zacięty bojkot ze strony abonentów. Elektrownie te wprowadziły taryfę blokową w zależności od ilości izb, a więc z uwzględnieniem kuchni, który to system w Polsce w dalszym ciągu prawie wszędzie jest stosowany. Jako typowy przykład taryfy w tych elektrowniach przytaczamy taryfę w Piotrkowie o następującej konstrukcji:

Ilość izb . . . . .	1	2	3	4	5	6	7	8
Wielkość I bloku kWh .	30	50	80	120	180	240	300	350
„ II „ „ .	36	60	96	120	144	180	216	252

Cena w I bloku 89 gr, w II 40 gr, nadwyżki 20 gr/kWh.

Elektrownia w Frankfurcie n/Menem rozróżnia tylko dwa bloki, a taryfa w zależności od ilości pokoi jest w ten sposób ułożona:

Ilość pokoi . . . . .	1	2	3	4	5	6	7	8
Wielkość I bloku kWh .	27	38	58	88	131	187	246	313

Cena w I bloku 45 fen., za nadwyżki 10 fen., w godzinach nocnych (22<sub>h</sub>—6<sub>h</sub>) po 5 fen./kWh.

Elektrownia w Paryżu zalicza przy trzech blokach:

Ilość pokoi . . . . .	1	2	3	4	5	6	7	8
Wielkość I bloku kWh.	70	100	130	160	200	240	300	380
„ II „ „ .	35	50	65	80	100	120	150	190
Maksymalna moc dopuszczalna kW. . . . .	1	1	1,5	1,5	2	2	2,5	2,5

dla kuchen i bulierów dopuszczalna podwójna moc w kW.

Cena w I bloku 1,96 fr.,<sup>1</sup> w II bloku 1,03 fr., nadwyżki 0,338 fr./kWh.

Elektrownia w Chicago zalicza za każdy pokój miesięcznie za pierwszych 3 kWh po 8 cent. amer., za dalszych 3 kWh po 6 cent. amer., a za nadwyżki po 3 cent. amer./kWh. W bloku pierwszym i drugim opłata zmniejsza się o 1 cent. amer. przy zapłacie do 10 dni od przedłożenia rachunku.

Elektrownia w Bostonie bierze przy taryfie światłowej za podstawę nie ilość pokoi, ale powierzchnię pomieszczenia i liczy za każdego 100 stóp kwadratowych (9,29 m<sup>2</sup>)

pierwsze 2 kWh miesięcznie po	8,5 cent. amer./kWh
dalsze 70 „ „ „	5 „ „
powyżej 72 „ „ „	3 „ „

Elektrownia w Bukareszcie przyjmuje wielkość bloków miesięcznych z dwiema zmianami w lecie od maja do października i w zimie od listopada do kwietnia w sposób następujący:

	lato	zima	
1 pokój kWh	6	12	miesięcznie
2 pokoje „ „	8	16	„
3 „ „	10	20	„
4 „ „	13	25	„
5 pokoi „ „	16	30	„

i t. d. po 4 kWh za każdy dalszy pokój w lecie, wzgl. 6—8 kWh za każdy dalszy pokój w zimie. Cyfry podane odnoszą się do I bloku, ale II blok przyjęto w tej samej wysokości. Cena w I bloku 10 lei, w II bloku 7 lei, za nadwyżki 4 leje, a dla bulierów załączanych w nocy 2,7 lei/kWh. Oprócz tego istnieje tam opłata stała w wysokości 20—120 lei miesięcznie według mocy licznika, która ma charakter należytości manipulacyjnej i podatek 1/2 lei/kWh zaliczany tylko w I bloku.

Wkońcu podajemy jeszcze przykład rozkładu kontyngentu rocznego kWh w I i II bloku na odcinki miesięczne według konstrukcji elektrowni w Piotrkowie (ob. tabl. 20 na str. 146).

<sup>1</sup> 1 frank francuski = 0,35 zł.



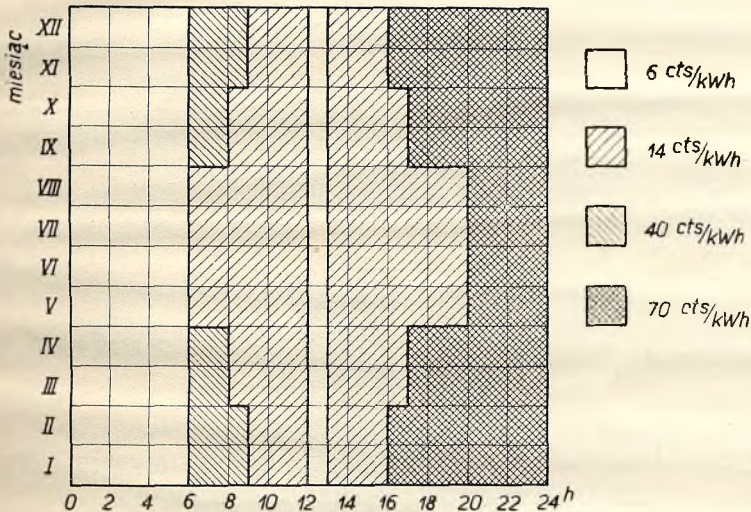
Tablica 20.

Kategoria mieszkania	1 izb.		2 izb.		3 izb.		4 izb.		5 izb.		6 izb.		7 izb.		ponad 7 izb.	
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
Blok																
Miesięczna ilość kilowattgodzin															plus za każdą następną izbę kWh mies.	
Styczeń . . . . .	4	3	7	5	11	8	17	10	25	12	34	15	42	18	7	3
Luty . . . . .	3	3	5	5	7	8	11	10	16	12	21	15	27	18	5	3
Marzec . . . . .	3	3	5	5	7	8	11	10	16	12	21	15	27	18	5	3
Kwiecień . . . . .	2	3	3	5	5	8	7	10	11	12	17	15	21	18	3	3
Maj . . . . .	2	3	3	5	5	8	7	10	11	12	14	15	18	18	3	3
Czerwiec . . . . .	1	3	2	5	4	8	5	10	8	12	10	15	12	18	2	3
Lipiec . . . . .	1	3	2	5	4	8	5	10	8	12	10	15	12	18	2	3
Sierpień . . . . .	1	3	2	5	4	8	5	10	8	12	10	15	12	18	2	3
Wrzesień . . . . .	2	3	3	5	5	8	7	10	11	12	14	15	18	18	3	3
Październik . . . . .	3	3	5	5	7	8	11	10	16	12	21	15	27	18	5	3
Listopad . . . . .	4	3	6	5	10	8	17	10	25	12	34	15	42	18	6	3
Grudzień . . . . .	4	3	7	5	11	8	17	10	25	12	34	15	42	18	7	3
Razem . . . . .	30	36	50	60	80	96	120	120	180	144	240	180	300	216	50	36

Przy takim rozkładzie na miesiące może odbiorca w każdym miesiącu korzystać z ulgowej ceny II i III bloku pomimo tego, że jego odbiór roczny może nie osiągnąć przewidzianego kontyngentu rocznego.

### e) Taryfy wielokrotne.

Elektrownia Neuchatel (Szwajcaria) wprowadziła taryfę poczwórną, a to dzienną, nocną, szczytową ranną i szczytową wieczorną, przyczem rozkład godzin w poszczególnych miesiącach zależy od wschodu i zachodu słońca, jak to uwidoczniło na rys. 69. Cena taryfy nocnej, t. j.



Rys. 69.

od godziny 24—6 i od godziny 12—13 wynosi 6 cent. szw., cena taryfy dziennej wynosi 14, cena taryfy szczytowej rannej 40, a wieczornej 70 cent. szw./kWh. Przełączanie liczydła odbywa się w ten sposób, że przy najwyższej taryfie cewka napięciowa licznika jest stale załączona, podczas kiedy przy innych taryfach napięcie w pewnych odstępach czasu się przerywa. I tak, w przeciągu 120 sek. cewka napięciowa jest załączona przy taryfie

nocnej	przez	10,3 sek.
rannej	„	68,6 „
dziennej	„	24 „
wieczornej	„	120 „

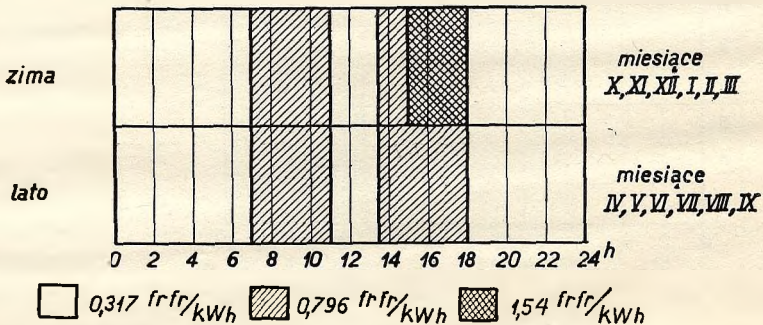


W ten sposób mamy możliwość zapomocą jednego liczydła rejestrować wszystkie cztery taryfy. Regulacja załączenia cewki napięciowej odbywa się od jednego zegara sterującego na wszystkie liczniki jednego domu, a nawet całej ulicy.

Niektóre elektrownie szwajcarskie zmieniają przy taryfie wielokrotnej nie tylko godziny taryfowe w poszczególnych porach roku, ale także ceny jednostkowe ze względu na ciasnotę energii wodnej w porze zimowej. I tak liczą Bernische Kraftwerke przy taryfie potrójnej:

w lecie od godziny	6—19	19—23	23—6
cent. szw. za kWh	4	50	2
w zimie od godziny	6—9	9—16	23—6
	i 16—23		
cent. szw. za kWh	50	8	4

Elektrownia w Paryżu wprowadziła obok taryfy blokowej potrójną taryfę o rozkładzie godzin poszczególnej wysokości taryfy według rys. 70. Zasadnicza cena prądu wynosi 1,03 fr., od której udziela się 23<sup>0</sup>/<sub>0</sub>



Rys. 70.

opustu w godzinach dziennych, 70<sup>0</sup>/<sub>0</sub> opustu w godzinach nocnych i południowych, a do której dobiega się 50<sup>0</sup>/<sub>0</sub> w zimowych godzinach szczytowych. Charakterystyczną w tej taryfie jest wielka ilość godzin, bo aż 15 i pół na dobę po taryfie najniższej; tylko 3 godziny zaliczane są po wysokiej taryfie przez 6 miesięcy zimowych, resztę liczy się według taryfy dziennej. Zwłaszcza przyznanie w południe od 11 do 13,30 taryfy nocnej ułatwia ogromnie zastosowanie kuchni elektrycznej, a nieprzerwany okres taryfy nocnej od godziny 18 do 7 rano umożliwia nie tylko stosowanie bulierów, ale nawet pieców elektrycznych systemu akumulacyjnego.

### f) Taryfy kombinowane.

Taryfa Górnośląskich Zakładów Elektrycznych (OEW) w Chorzowie dla średnich i wielkich odbiorców motorowych.

Prąd mierzy się na licznikach z maksymalną wskazówką i z podwójnym liczydłem, które wykazują oddzielnie energję zużytą w następujących 883 godzinach szczytowych:

w styczniu i listopadzie . . . . .	od 16 do 21
w lutym i październiku . . . . .	„ 17 „ 21
w marcu i wrześniu . . . . .	„ 18 „ 21
w grudniu . . . . .	„ 15,30 „ 21

Z 12 miesięcznych odczytów maksymalnych odrzuca się dwa najwyższe, a trzeci z rzędu jest miarodajny dla obliczenia mocy. Za pierwszych 500 godzin użytkowania tej mocy płaci się równowartość 40 kg węgla za 1 kWh; resztę kWh liczy się w równowartości 4 kg węgla. Na tak obliczony rachunek daje elektrownia sześć rodzajów opustów:

1. Dla urządzeń do mocy 50 kW zniża się ilość godzin o wyższej taryfie z 500 na 400, o ile nie więcej aniżeli 10% poboru rocznego przypada na godziny szczytowe.

2. Dla urządzeń o mocy powyżej 50 kW zmniejsza się pod powyżej podanym warunkiem ilość godzin o wyższej taryfie za każdych pełnych 10 kW o dalszą godzinę aż do 300 godzin, które stanowią dolną granicę godzin droższych.

3. O ile z całkowitego poboru mniej aniżeli 5% przypada na godziny szczytowe, abonent otrzymuje dodatkowy opust 5%; o ile zaś na godziny szczytowe więcej niż 10%, to taryfa podwyższa się o 5%.

4. Przy pomiarze prądu na wysokim napięciu (6 kV) udziela się 5% opustu.

5. Na ilości węgla wynikające z rachunku rocznego udziela się opustów:

na pierwszych . . . . .	100 tonn	—	0%
na należności od 100 do 1000 „		„	15%
„ „ „ 1000 „ 3000 „		„	30%
„ „ „ 3000 „ 10000 „		„	40%
„ „ „ powyżej 10000 „		„	50%

6. Przy użyciu przez jednego i tego samego odbiorcę dla jednej lub kilku instalacji w sumie prądu za więcej niż za 5000 tonn węgla rocznie otrzymuje się dodatkowy opust w wysokości  $\frac{3x}{10000}$  % gdzie  $x$  oznacza ilość tonn węgla wynikającą z rocznego rachunku. Opust ten ograniczony



jest wysokością 24<sup>0</sup>/<sub>0</sub>, który uzyskuje się przy rachunku rocznym równym lub większym od równowartości 80 000 tonn węgla.

O premjach wzgl. karach w związku ze współczynnikiem mocy będzie mowa w rozdziale VI.

Ostateczny rachunek oblicza się według średniej z ceny mialu i grubego węgla „Polskich kopalń skarbowych“ w dniu rachunku wzgl. płatności.

Taryfa gospodarcza w St. Louis (St. Zj. Am. Płn.)

W czterech pierwszych pokojach po 4 kWh, a w dalszych pokojach po 2,5 kWh po cenie za kWh. . . . . 8 cent. am.  
za dalsze kWh aż do 7 kWh na każdy pokój . . . . . 6 „ „  
za wszelkie dalsze pobrane kWh . . . . . 3 „ „

Chcąc dla tej taryfy ułożyć formułę, musimy wyjść z ilości pokoi jako wartości zastępczej składnika mocy i możemy ogólnie napisać, że wysokość rachunku wynosi

$$R = ax + by$$

gdzie  $x$  oznacza ilość pokoi, a  $y$  ilość odebranych kWh. Na rys. 71, na którym wykreślamy na osi odciętej ilość pokoi, a na osi rzędnej ilość kWh, otrzymujemy 5 stref rachunkowych o następujących formułach taryfy:

1. W strefie  $OAMM'$ , gdzie  $AA' = 4 \cdot 4 = 16$  kWh

$$MM' = 4 \cdot 4 + 3 \cdot 2,5 = 23,5 \text{ kWh}$$

dla  $x \leq 4$ ,  $y = 4x$  wzgl.  $x > 4$ ,  $y = 16 + 2,5(x - 4)$

formuła brzmi

$$R = 8y$$

2. W strefie  $OBA$ , gdzie  $BA' = 7 \cdot 4 = 28$  kWh

$$\text{dla } x \leq 4, 7x > y > 4x$$

$$R = 4x \cdot 8 + (y - 4x) 6 = 8x + 6y$$

3. W strefie  $ABMN$ , gdzie  $NM' = 7 \cdot 7 = 49$  kWh dla  $x > 4$ ,  $7x > y > 16 + 2,5(x - 4)$ , będzie np.  $z$  kWh po 8 cent. amer., a wartość tego  $z$  znajdziemy z równania  $z = 4 \cdot 4 + 2,5(x - 4) = 6 + 2,5x$ , a w takim razie cały rachunek wyniesie  $R = 8z + 6(y - z) = 2z + 6y$ , a podstawiając za  $z = 6 + 2,5x$

otrzymamy  $R = 12 + 5x + 6y$

4. W strefie  $OBC$  dla  $x \leq 4$ ,  $y > 7x$

$$R = 8 \cdot 4x + 6(7 - 4)x + 3(y - 7x) = 29x + 3y \text{ albo też}$$

$$R = 8x + 6 \cdot 7x + 3(y - 7x) = 29x + 3y$$

5. W strefie  $CBN$  dla  $x > 4$ ,  $y > 7x$

$$R = 12 + 5x + 6 \cdot 7x + 3(y - 7x) = 12 + 26x + 3y.$$

W strefie 1 mamy więc zwyczajną taryfę kWh; w strefach 2 i 4 taryfę składaną zależną od ilości pokoi i pobranej energii; w strefach 3 i 5 dochodzą jeszcze koszty manipulacyjne, jest to więc taryfa Doherty.

## Ogólne uwagi o wyborze odpowiedniej taryfy.

Na zakończenie tego rozdziału chcielibyśmy dać pewne wytyczne, jakie taryfy w danych warunkach należy stosować.

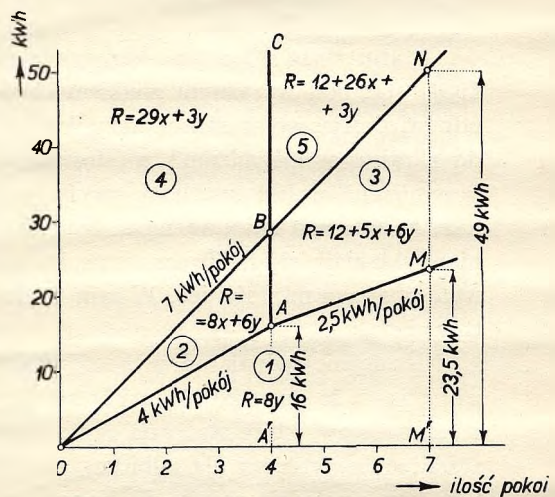
Zasadniczo należy z systemem taryfikacji zbliżyć się o ile możności do szematu kosztów własnych, wobec czego z tego punktu widzenia najodpowiedniejsza jest taryfa składana. Taryfa ta jest wówczas najwłaściwiej zastosowana, jeżeli składnik mocy opiera się na faktycznie pomierzonym szczycie. Taki pomiar wymaga jednak stosunkowo drogich urządzeń pomiarowych, a więc daje się stosować tylko u większych odbiorców zarówno światłowych jak i przede wszystkim przemysłowych.

Dla odbiorców mniejszych, a rozchodzi się tu w pierwszym rzędzie o gospodarstwa domowe, najodpowiedniejsza taryfa jest ciągle jeszcze przedmiotem rozważań i dyskusji międzynarodowych. Na wszechświatowej konferencji energetycznej w Berlinie w r. 1930 ustalono cechy charakterystyczne, jakim powinna odpowiadać dobra taryfa.

Dobra taryfa powinna:

1. pokrywać z odpowiednim zyskiem wszystkie odnośne koszty elektrowni,
2. nie wymagać nieproduktywnych wydatków, np. na specjalne urządzenia pomiarowe lub instalacje,
3. obciążać równomiernie i w sposób słuszny poszczególne rodzaje odbiorców,
4. umożliwić jak najszersze zastosowanie energii elektrycznej w sposób konkurencyjny w porównaniu z innymi rodzajami energii,
5. możliwie nie ograniczać odbiorcy pod żadnym względem,
6. posiadać siłę atrakcyjną, wzmagającą zużycie energii,
7. powodować polepszenie stosunków eksploatacyjnych, a przez to obniżyć koszty,
8. być prostą w obliczeniu i łatwo zrozumiałą,
9. nie służyć polityce podatkowej i t. p. względem, sprzecznym z interesem kupieckim.

Z dotychczasowych doświadczeń wynikałoby, że najbardziej do podanych cech idealnych zbliżają się dwie odmiany taryfy składanej, a to taryfa



Rys. 71.



dwuczłonowa z zależnością części stałej od ilości izb i taryfa blokowa z zależnością wielkości bloku pierwszego od ilości izb. Pierwszy system znajduje większe rozpowszechnienie w Niemczech, drugi w Stanach Zjednoczonych Ameryki Północnej. Holandia i Rosja idą w kierunku taryfy dwuczłonowej z zależnością od powierzchni mieszkania, Polska grawituje wyraźnie ku taryfie blokowej uzależnionej od ilości izb.

Z innych systemów taryfowych dla gospodarstw domowych utrzymuje się taryfa ryczałtowa w Norwegji, dwuobwodowa w Szwajcarji, wielokrotna w Szwajcarji i Francji.

Ostatni zjazd Międzynarodowego Związku Elektrowni (Zurych-Lozanna 1934) stał pod wyraźnym znakiem chwiejności decyzji co do wyboru najodpowiedniejszego systemu taryfikacji. W referatach znajdujemy opinie do skrajnego optymizmu<sup>1</sup> w stosunku do taryfy blokowej do skrajnego pesymizmu<sup>2</sup> wobec wszelkiej taryfy degresywnej. Dyskusja wykazała jednak, że zarówno najpoważniejsi teoretycy fachowi, jak i praktycy elektrowniani skłaniają się niedwuznacznie ku taryfom dwuczłonowym wzgl. blokowym opartym na ilości izb. W tym też kierunku idzie obecna praktyka elektrowniana.

Niezależnie jednak od wyboru właściwej konstrukcji taryfy nie należy zapominać, że powodzenie taryfy zależy poza zaletami jej formy od cyfrowych podstaw, które stanowią czyto bezpośrednio czy też po odpowiednim przeliczeniu probierz dla odbiorcy, czy taryfa mu odpowiada czy też nie. I w tym względzie należy się kierować w szerokiej mierze metodą oszacowania wartości (ob. str. 110). Tok postępowania przy ustalaniu taryf powinien więc być następujący:

1) obliczenie kosztów własnych i rozdział ich na poszczególne kategorie odbiorców z możliwie daleko posunięciem ich różniczkowaniem,

2) ustalenie godziwego zysku dla zapewnienia rentowności zakładu i rozdzielenie go między poszczególne kategorie odbiorców kierując się metodą oszacowania wartości,

3) wyznaczenie na tej podstawie średnich cen sprzedażnych dla każdej kategorii odbiorców osobno,

4) opracowanie jednej lub kilku konstrukcji taryfowych, któreby odpowiadały wyznaczonym średnim cenom sprzedażnym, a zachęcały odbiorców do wzmożonego poboru energii elektrycznej i to z uprzywilejowaniem okresów słabego obciążenia zarówno dziennego jak i sezonowego.

<sup>1</sup> M. Bercovici et Sorin I. Stefanescu-Rađu, Tarifs ménagers dégressifs par tranches de consommation— Expériences faites à Bucarest avec un tel tarif.

<sup>2</sup> J. Verboud, Expériences faites avec la tarification dégressive pour vente en basse tension à Strassbourg.

## VI. WSPÓŁCZYNNIK MOCY.

Przy rozpatrywaniu czynników, jakie wpływają na obniżenie kapitału zakładowego, wymieniliśmy również poprawę współczynnika mocy (ob. str. 33). Dokładniejsze omówienie wpływu współczynnika mocy na koszt energii elektrycznej i sposobów poprawy  $\cos \varphi$  odłożyliśmy aż do zaznajomienia się z ogólnymi zasadami taryfikacji, gdyż kwestja poprawy współczynnika mocy łączy się ściśle z dziedziną taryfową.

Jak wiadomo, od czasu rozszerzenia dostawy energii elektrycznej na większe obszary miejskie i okręgi powiatowe lub prowincjonalne, zapanował jako system zarówno przesyłania energii, jak i jej rozdzielania prawie wszechwładnie prąd zmienny trójfazowy. Nie wdając się na tem miejscu w ocenę, czy system ten — o ile dotyczy przesyłania — i w przyszłości ostanie się w całej pełni, o czem wspominaliśmy w rozdziale II na str. 63, musimy stwierdzić, że razem z niezaprzeczonemi zaletami prądu zmiennego w dziedzinie przetwarzania i z możliwością stosowania wprost idealnych silników, spowodował ten system prądu pewne komplikacje zarówno w zakładach wytórczych, jak i w sieciach przez zjawiska indukcyjności i pojemności. Zjawiska te powodują przesunięcie faz prądu i napięcia o kąt „ $\varphi$ “, a przez to zwiększają prąd pozorny płynący w sieci w stosunku  $\frac{1}{\cos \varphi}$ , a zmniejszają w tym samym stosunku moc efektywną. Aby więc móc oddać do sieci pewną moc rzeczywistą  $P_{rz}$ , muszą generatory wytworzyć, transformatory przetworzyć, a sieć przesłać moc pozorną

$$P_{\text{poz}} = \frac{P_{rz}}{\cos \varphi} \dots \dots \dots (17)$$

Stosunek powiększenia mocy wynosi  $\frac{1}{\cos \varphi} - 1$ , gdyż

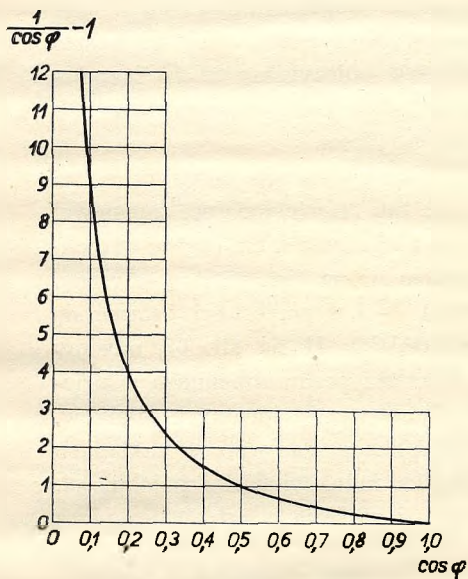
$$P_{\text{poz}} - P_{rz} = P_{rz} \left( \frac{1}{\cos \varphi} - 1 \right)$$

Prąd pozorny podwyższony w tym samym stosunku powoduje zwiększone straty przez ciepło Joule'a i to już w kwadracie, a więc w stosunku

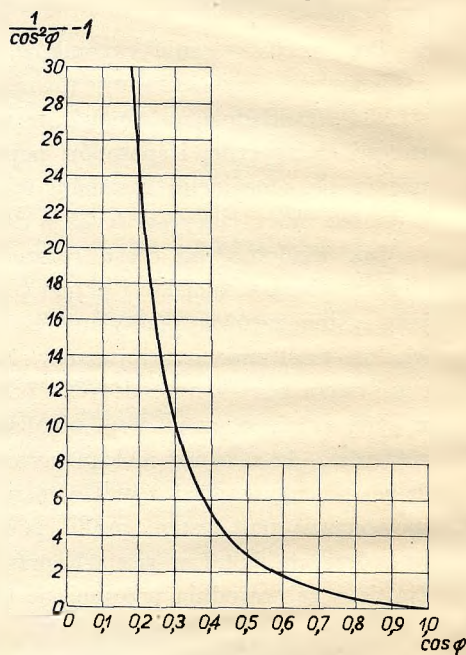
$$\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1.$$



Z wykresów 72 i 73 widać, jak prąd i straty Joule'a rosną przy zmniejszającym się współczynniku mocy; dla  $\cos \varphi = 0,6$  podwyżka prądu wynosi już 66%, a przy zmniejszeniu  $\cos \varphi$  z 0,8 na 0,6 straty Joule'a zwiększają się o 125%. Gorszy współczynnik mocy może spowodować niemożliwość pełnego wyzyskania maszyn popędowych, o ile  $\cos \varphi$  w rzeczywistości jest mniejszy aniżeli przewidywany. Jeżeli przyjmiemy np.  $\cos \varphi = 0,8$ , jak to zwyczajnie w praktyce się stosuje, to do generatora o mocy  $P_{rz} = P_{poz} \cos \varphi =$



Rys. 72.



Rys. 73.

$= 0,8 \cdot P_{poz}$  zastosujemy motor popędowy wymiarowany na  $\frac{0,8 P_{poz}}{0,736}$  KM.

Jeżeli się jednak okaże, że  $\cos \varphi$  faktycznie wynosi 0,6 zamiast przewidywanych 0,8, to  $P_{rz} = 0,6 P_{poz}$  i pomimo tego, że generator będzie pełno obciążony prądem pozornym, motor popędowy będzie za mało wyzyskany

o  $\frac{0,2 P_{poz}}{0,736}$  KM.

Współczynnik mocy pogarsza w dalszym ciągu wewnętrzny spadek napięcia i sprawność generatorów i transformatorów. I tak jeżeli spadek napięcia między biegiem luźnym a pełnym obciążeniem generatora wynosi przy  $\cos \varphi = 1$  np. 7%, to przy  $\cos \varphi = 0,7$  spadek ten dochodzi do 22%. Jeżeli sprawność transformatora o mocy 300 kVA wynosi np. 98%, a straty 2%

przy  $\cos \varphi = 1$ , to dla tego samego transformatora przy  $\cos \varphi = 0,7$  spadnie sprawność na

$$\eta = \frac{0,7 \cdot 300}{216} = 0,972$$

a tem samem straty podnoszą się z 2 na 2,8<sup>0</sup>/0 czyli o 40<sup>0</sup>/0.

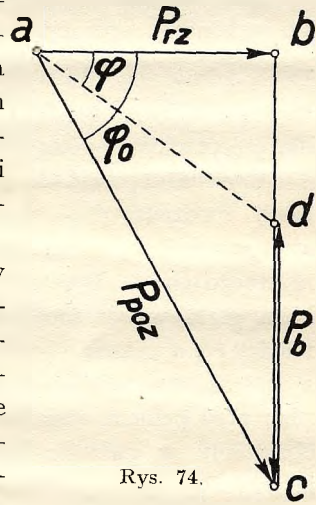
Wkońcu wpływa  $\cos \varphi$  niekorzystnie na stosunki napięciowe w większych sieciach przesyłowych zarówno przez zwiększenie spadku ohmowego przy większym prądzie pozornym jak i przez zwiększenie spadku indukcyjnego, a tem samem ogólnego spadku wypadkowego.

Powód małego współczynnika mocy leży po części w urządzeniach odbiorczych, po części w urządzeniach zakładu elektrycznego. Odbiorcy psują  $\cos \varphi$  przez stosowanie motorów asynchronicznych nie należące obciążonych lub o niskich obrotach. Transformatory stanowią urządzenia po części odbiorców a po części zakładu, które niekorzystnie wpływają na wielkość współczynnika mocy. Wreszcie w sieciach przesyłowych przy wyższych napięciach i większych odległościach indukcyjność i pojemność linii powoduje przesunięcia fazy niekorzystne dla zakładu.

O ile chodzi o poprawę współczynnika mocy w urządzeniach poszczególnych odbiorców, to najskuteczniejszą drogą jest uzależnienie taryfy prądowej od wysokości współczynnika mocy. Polepszenie  $\cos \varphi$  uzyskuje się zasadniczo przez sztuczne dodanie mocy biernej, któraby zmniejszyła bezwattową składową mocy pozornej. Jeżeli na rysunku 74 moc rzeczywista  $P_{rz} = ab$ , to przy przesunięciu fazy o kąt  $\varphi_0$  moc bierna wynosi  $bc$ , a moc pozorna  $P_{poz} = ac$ . Chcąc polepszyć współczynnik mocy z  $\cos \varphi_0$  na  $\cos \varphi$  musimy zastosować moc bierną o wielkości  $ed$ , a o kierunku przeciwnym, aniżeli był kierunek składowej bezwattowej  $bc$ . Jeżeli więc  $bc$  była moc indukcyjna, to  $cd$  musi być mocą pojemnościową. Wielkość potrzebnej dla kompensacji mocy biernej wyraża się równaniem

$$P_b = P_{rz} (\operatorname{tg} \varphi_0 - \operatorname{tg} \varphi) \dots \dots \dots (18)$$

Wielkość  $P_b$ , która ma służyć do kompensowania współczynnika mocy, proporcjonalna jest w przybliżeniu do kosztów urządzenia potrzebego na wytworzenie tej mocy  $P_b$ . Jeżeli chcemy znaleźć warunki, przy jakich uzyskamy najkorzystniejszą wartość współczynnika mocy dla pewnego wkładu



Rys. 74.



zainwestowanego na urządzenia mające polepszyć wartość  $\cos \varphi$ , to musimy znaleźć maksimum dla wyrażenia

$$\frac{d \cos \varphi}{d \frac{P_b}{P_{rz}}} = \max$$

Z (18) znajdujemy

$$\frac{d \cos \varphi}{d \frac{P_b}{P_{rz}}} = \frac{d \cos \varphi}{d (\operatorname{tg} \varphi_0 - \operatorname{tg} \varphi)} = \frac{-\sin \varphi}{-\frac{1}{\cos^2 \varphi}} = \sin \varphi \cos^2 \varphi$$

Maksimum dla wyrażenia  $\sin \varphi \cos^2 \varphi$  znajdziemy dla wartości  $\cos \varphi$ , która sprawdza równanie  $d (\cos^2 \varphi \sin \varphi) = 0$ .

Po wykonaniu operacji tych znajdujemy  $\cos \varphi = \sqrt{\frac{2}{3}} = 0,817$ .

Dochodzimy więc do wyniku, że najkorzystniejsze warunki poprawy  $\cos \varphi$  leżą w okolicy  $\cos \varphi = 0,8$  i że poza tę wartość nie oplaca się robić inwestycji dla polepszenia współczynnika mocy.

Aby nie dopuścić do zbyt niskich wartości współczynnika mocy w sieciach rozdzielczych, elektrownie powinny same uświadamiać klientów, aby przy zakupywaniu motorów zwracać uwagę na uzyskanie możliwie korzystnego  $\cos \varphi$ . Może się to stać bez dodatkowych kosztów przede wszystkim przez wybór motorów o właściwej mocy, które pracują przeważnie między  $\frac{3}{4}$  a pełnym obciążeniem. O ile motory te mają częściowo pracować z małym obciążeniem, to zaleca się stosowanie przełącznika trójkąt/gwiazda; przy pełnym obciążeniu łączy się uzwojenie w trójkąt, a przy małym obciążeniu w gwiazdę. Wynik takiego przełączania jest bardzo korzystny, jak wynika z porównania  $\cos \varphi$  na jednym i tym samym motorze łączonej raz w trójkąt a raz w gwiazdę:

	przy obciążeniu $\frac{1}{2}$	przy obciążeniu $\frac{1}{4}$
dla połączenia w trójkąt	$\cos \varphi = 0,7$	$\cos \varphi = 0,51$
dla połączenia w gwiazdę	$\cos \varphi = 0,91$	$\cos \varphi = 0,85$

Następnie zaleca się stosowanie motorów zwartych zamiast motorów pierścieniowych, przez co uzyskuje się przy równej mocy i ilości obrotów współczynniki mocy o 0,03–0,05 korzystniejsze, a więc np. 0,85 zamiast 0,8 lub 0,88 zamiast 0,85; pozatem motory zwarte mają lepsze  $\eta$  i są tańsze. Europejskie elektrownie robią jednak trudności z przyłączaniem motorów zwartych o mocy ponad kilka (2–5) kW do sieci rozdzielczej ze względu na prąd rozruchowy dochodzący do ośmiokrotnej wartości prądu normalnego, co po-

woduje przy puszczeniu motoru w ruch wahania napięcia w instalacjach światłowych. Cały szereg urządzeń rozruchowych jak przełączniki gwiazda, trójkąt, sprzęgła tarciove i t. p. łagodzą ten niekorzystny wpływ, ale pomimo tego konserwatyzm zakładów europejskich pozostał przeważnie przy swoich starych zasadach. Amerykańska praktyka jest pod tym względem znacznie wyrozumialsza, bo dopuszcza stosowanie motorów zwartych z odpowiedniami rozrusznikami do mocy 40 kW a nawet i wyżej.

Radykalny środek poprawy  $\cos \varphi$  jest stosowanie motorów synchronicznych zamiast asynchronicznych, bo przez odpowiednie wzbudzenie umożliwia się nie tylko uzyskanie  $\cos \varphi = 1$ , ale nawet pojemnościowego współczynnika mocy, który może przyczynić się do poprawy  $\cos \varphi$  nie tylko w urządzeniach danego odbiorcy, ale nawet w sąsiednim odcinku sieci. W tym wypadku musi jednak odbiorca poświęcić pewne koszty, gdyż zasadniczo motor synchroniczny jest droższy od asynchronicznego.

Tam, gdzie istnieją już motory o zbyt niskim współczynniku mocy, można uzyskać poprawę przez zastosowanie przesuwacza faz, motorów kompensowanych, motorów synchronicznych albo baterji kondensatorów. Wszystkie te urządzenia połączone są z pewnymi stratami mocy i wymagają większych lub mniejszych wkładów zależnie od potrzebnej do poprawy  $\cos \varphi$  mocy bezwattowej.

Aby w wypadkach takich umożliwić odbiorcom amortyzację potrzebnych wkładów i zachęcić ich do poprawy  $\cos \varphi$ , elektrownie wprowadzają pewne podwyżki, względnie zniżki taryfy zależne od wartości współczynnika mocy. Podstawą kalkulacji przy tych poprawkach taryfowych są rozważania teoretyczne, o ile koszty stałe (kapitału) i zmienne (opalu) zwiększają się w zależności od  $\cos \varphi$ . Prof. Niethammer obliczył i wyrysował w formie krzywych te zależności uwidocznione na rys. 75, w którym krzywa I oznacza przyrost kosztów stałych na kW/rok, a krzywa II przyrost kosztów zmiennych na 1 kWh przy 3000 godzin użytkowania mocy szczytowej, jako przy najczęściej występującym współczynniku obciążenia.

Chcąc uwzględnić fakt, że polepszenie  $\cos \varphi$  ponad 0,8 już się odbiorcy nie opłaca, można początek układu krzywych Niethammera przesunąć z  $\cos \varphi = 1$  na  $\cos \varphi = 0,8$  i przedłużyć krzywe poniżej osi XX (rys. 76) i wówczas dostajemy pod osią XX opusty, jakiby odbiorca powinien otrzymać na swoją normalną taryfę przy polepszeniu wartości  $\cos \varphi$  ponad 0,8 w przeciwnieństwie do nadwyżek taryfy, jakie musi płacić przy wartościach  $\cos \varphi$  poniżej 0,8.

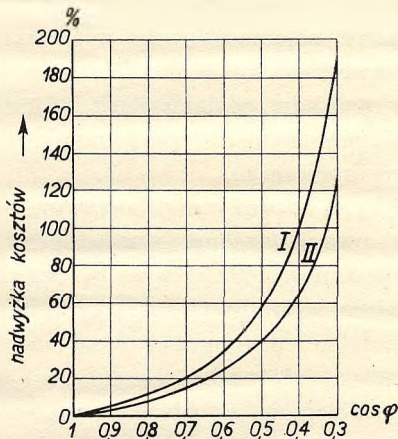
Dla skonstruowania zależności taryfowej od współczynnika mocy trzeba przedewszystkiem ustalić wielkość  $\cos \varphi$  u danego odbiorcy. Do celu tego możemy zastosować jedną z trzech metod następujących:



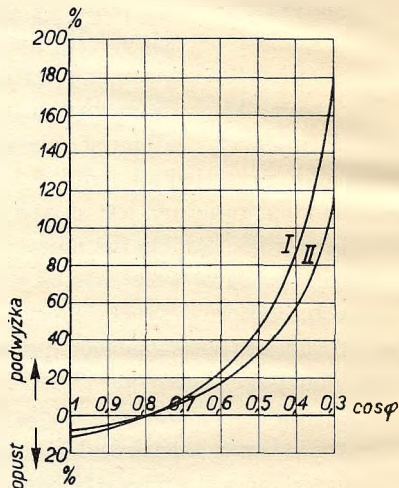
1) mierzymy zarówno odbiór energii rzeczywistej w kWh jak i pozornej w kVAh; w wypadku tym średni  $\cos \varphi$  za pewien okres wyniesie

$$\cos \varphi = \frac{\text{kWh}}{\text{kVAh}}$$

Metoda ta na pozór łatwa jest w praktyce niedokładna i niestosowana, gdyż liczniki mocy pozornej tylko w pewnych granicach  $\cos \varphi$  są wiarygodne.



Rys. 75.



Rys. 76.

2) mierzymy obok energii rzeczywistej w kWh zużycie energii bezwattowej w kVarh, a wówczas otrzymujemy średni

$$\text{tg } \varphi = \frac{\text{kVarh}}{\text{kWh}}, \text{ a stąd } \cos \varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + \text{tg}^2 \varphi}}$$

3) oznacza się średnią wartość  $\cos \varphi$  z rejestrującego  $\cos \varphi$ -mierza; aparat ten jest stosunkowo drogi, a wypośrodkowanie średniej wartości ze wstążek całorocznych jest pracą bardzo żmudną.

Najbardziej rozpowszechniona jest metoda druga, bo daje wyniki łatwo obliczalne, podobnie zresztą jak metoda pierwsza, natomiast liczniki energii bezwattowej są znacznie dokładniejsze od liczników energii pozornej i odchylenia wypośrodkowanych tym sposobem wartości  $\cos \varphi$  w porównaniu ze ścisłymi wartościami matematycznymi są minimalne.

Elektrownie uzależniają w rozmaity sposób taryfę prądową od współczynnika mocy. Zasadniczo można albo moc rzeczywistą wyrażoną w kW przy taryfie składanej zastąpić mocą pozorną w kVA, przechodząc z  $\text{kW}_{\text{max}}$

na  $kVA_{\max} = \frac{kW_{\max}}{\cos \varphi}$ , albo też podwyższa się opłatę za kWh według teoretycznej krzywej Niethammera (rys. 75) jakąś metodą przybliżoną. Poniżej wyjaśniamy na kilku przykładach praktyczne stosowanie korekty przy zmiennym współczynniku mocy.

1) Formuły stosowane w polskich uprawnieniach rządowych przewidują przy stwierdzeniu współczynnika mocy mniejszego od pewnej przyjętej wartości zasadniczej podwyżki ceny kWh o tyle procent, o ile setnych  $\cos \varphi$  pozostaje poniżej przepisanej wartości. Ta wartość graniczna wynosi w niektórych uprawnieniach starszych 0,7, w nowszych 0,8, a w uprawnieniu elektrowni w Gródku na Pomorzu nawet 0,9. Opustów za  $\cos \varphi$  lepszy od wartości granicznej żadna z tych formuł nie zawiera. Wkreślając zwykłe taryfy obliczone na podstawie tej formuły w rys. 75 przekonalibyśmy się, że dla wartości granicznych 0,9 lub 0,8 dostajemy podwyżki większe aniżeli według krzywej teoretycznej, a dla 0,7 w granicach między 0,6 a 0,4 podwyżki bardzo zbliżone do wartości teoretycznych. Z tego widać, że zaliczanie podwyżek taryfowych między 0,9 a 0,8 jest nieuzasadnione, gdyż obszar ten kwalifikuje się raczej do udzielania zniżki prądowej.

2) Elektrownia berlińska (BEWAG) stosuje do stwierdzenia wielkości  $\cos \varphi$  liczniki bezwattowe; graniczna wartość  $\cos \varphi$  jest 0,8, która wtedy zachodzi, jeżeli licznik bezwattowy wykaże ilość kVarh równą 75% kWh rzeczywistych ( $\text{tg } \varphi = 0,75$ , więc  $\cos \varphi = 0,8$ ). Za każdą więcej odebraną kVarh płaci odbiorca należność w wysokości 20% taryfy normalnej; za każdą mniej odebraną kVarh otrzymuje odbiorca premję w wysokości 5% taryfy normalnej kWh.

3) Górnośląskie Zakłady Elektryczne (OEW) liczą podobnie jak elektrownia berlińska przy przekroczeniu ilości kVarh ponad 75% kWh (t. j. dla  $\cos \varphi < 0,8$ ) za każdą kVarh po 12% ceny normalnej kWh; w obszarze między  $\cos \varphi = 0,8$  i  $\cos \varphi = 0,857$  ( $\text{tg } \varphi = 0,6$ ) poprawa  $\cos \varphi$  pozostaje bez wpływu na taryfę, a powyżej 0,857 otrzymuje odbiorca premję w wysokości 6% taryfy normalnej kWh za każdą kVarh poniżej 60% odebranych kWh.

4) Od r. 1932 wprowadziły Sowiety obowiązkową formułę dla korekty taryfy w związku z wartością współczynnika mocy, przyczem dla wartości  $\cos \varphi$  poniżej 0,8 taryfa podwyższa się przez pomnożenie ceny normalnej przez współczynnik  $f$ , gdzie

$f = 1 + 0,26 (\text{tg } \varphi - \text{tg arc cos } 0,8)$ , albo w przybliżeniu

$$f = \sqrt{\frac{0,8}{\cos \varphi}};$$

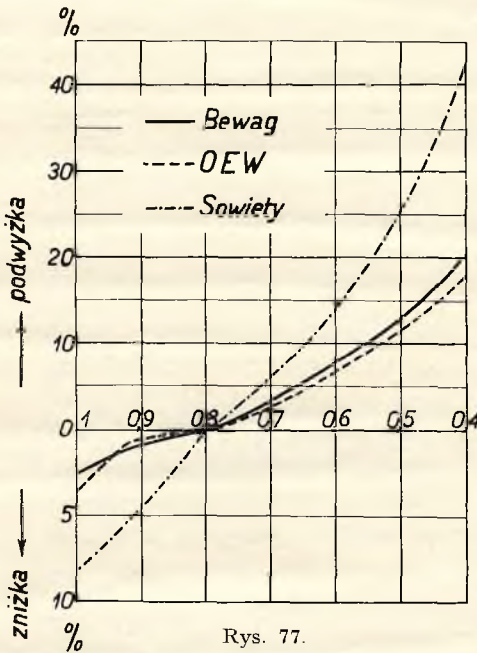
dla  $\cos \varphi > 0,8$  udziela się zniżek taryfowych, a to 5% przy  $\cos \varphi = 0,9$ , a 9% przy  $\cos \varphi = 1$ .



Na rys. 77 uwidocznione są zależności taryfy od  $\cos \varphi$  dla przykładów 2, 3 i 4.

5) Saskie elektrownie w Dreźnie zaliczają należność za moc w zależności od  $\cos \varphi$  przez oznaczenie składnika mocy w taryfie składanej według maksymalnej mocy pozornej  $kVA_{\max} = \frac{kW_{\max}}{\cos \varphi}$ .

6) Societa Adriatica di Elettricità (S. A. d. E.), towarzystwo o kapitale zakładowym  $1160 \cdot 10^6$  lirów, którego sprzedaż energii w r. 1929



Rys. 77.

wynosiła  $630 \cdot 10^6$  kWh, ułożyło formułkę dla poprawy  $\cos \varphi$  na podstawie faktycznie stwierdzonych kosztów dodatkowych z powodu niekorzystnej wartości  $\cos \varphi$  w swoich sieciach. Badania odnośnie rozpoczęto w r. 1920, kiedy to zostało stwierdzone, że przeciętna wartość  $\cos \varphi$  w sieciach S. A. d. E. wynosi 0,65; wówczas postawiono sobie za zadanie doprowadzić  $\cos \varphi$  do wartości 0,78. Pierwsza formułka nadwyżki, jaką spółka wprowadziła, była dopłata taryfowa w stosunku 60% różnicy między stwierdzonym u odbiorcy a przewidzianym współczynnikiem mocy, co się wyrażało dla przeciętnego  $\cos \varphi = 0,65$  w porównaniu z przepisany  $\cos \varphi = 0,78$  w wysokości dopłaty  $60 \cdot \frac{0,78 - 0,65}{0,65} = 12\%$ . Ponieważ po

przeprowadzeniu dokładnych obliczeń okazało się, że zbyt niska wartość współczynnika mocy powoduje faktyczną stratę ok. 14%, więc wprowadzono drugą formułę obliczania dopłaty taryfowej, a to w stosunku 40%-owej nadwyżki energii bezwattowej faktycznie pobranej nad energią bezwattową odpowiadającą przepisanej wartości  $\cos \varphi = 0,78$ . W tym wypadku dla  $\cos \varphi = 0,65$  mielibyśmy współczynniki do obliczenia energii bezwattowej

$$\text{dla } \cos \varphi = 0,78 \dots \text{tg } \varphi = 0,802 \quad \text{dla } \cos \varphi = 0,65 \dots \text{tg } \varphi = 1,169$$

Dopłata oblicza się więc w wysokości  $40 \cdot (1,169 - 0,802) = 14,6\%$ ,<sup>1</sup> co odpowiada faktycznej stracie.

<sup>1</sup> G. Fracanzani, L'Influence de la tarification de l'énergie réactive sur l'exploitation technique et commerciale. Bruksela 1930. Sekcja XII, ref. 3 Zjazdu międzynarodowego Związku elektrowni.

Jeżeli odbiorca chce dla uzyskania korzystniejszej taryfy przez poprawę  $\cos \varphi$  wprowadzić pewne inwestycje, to musi wpierv dokładnie przeliczyć, jaki będzie efekt finansowy z uwzględnieniem kosztów kapitału i strat przez własne zużycie urządzenia pomocniczego; w wypadkach takich dobrze jest porównać ze sobą dwie lub trzy alternatywy przy zastosowaniu motorów kompensowanych, synchronicznych lub kondensatorów. Na rys. 78 mamy uwidocznione koszty inwestycji i straty własne motorów synchronicznych i kondensatorów do mocy 1000 kVar.

Z wykresu tego widać, że przy mniejszych mocach biernych do 250 kVar na niskiem, a do 450 kVar na wysokiem napięciu kondensatory są tańsze, przy większych mocach motory synchroniczne; następnie widać, że kondensatory są tańsze przy wysokiem napięciu, a motory synchroniczne przy niskiem. Wreszcie widzimy, że straty w kondensatorach odgrywają minimalną rolę, bo mieszczą się w granicach około 0,6%, podczas gdy przy motorach synchronicznych zależnie od mocy wynoszą straty od 10 do 5%.

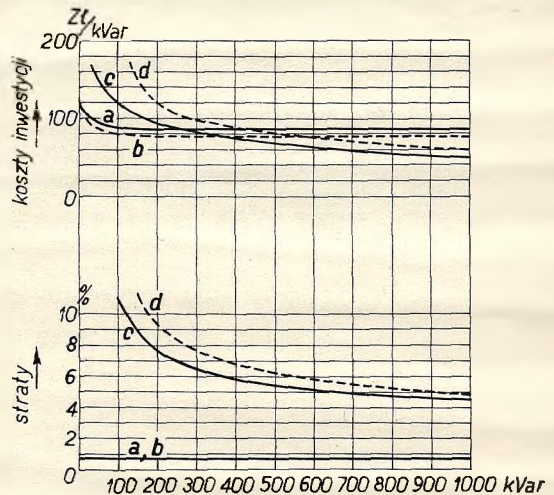
Dla lepszego wyjaśnienia praktycznych warunków poprawy  $\cos \varphi$  przytaczamy następujący przykład:

Przyjmijmy, że w danej sieci obowiązuje taryfa składana w wysokości 10 zł/miesiąc od 1 kVA i po 9 gr/kWh przy  $\cos \varphi = 0,8$ ; dopłata za każdą

kVarh powyżej 75% kWh po 0,8 gr/kWh, bonifikata za każdą kVarh poniżej 75% kWh po 0,4 gr/kWh. Przyjmijmy dalej, że u rozpatrywanego odbiorcy szczytowe obciążenie wynosiło 268 kW przy przeciętnym czasie użytkowania 380 h/miesiąc; stąd ilość odebranych w miesiącu kWh była  $268 \cdot 380 = 101\,840$ , a że stwierdzono  $\cos \varphi = 0,72$  więc ilość kVarh = kWh  $\cdot \operatorname{tg} \varphi = = 101\,840 \cdot 0,964 = 98\,174$ . Aby  $\cos \varphi$  poprawić z 0,72 na 1 musimy dodać moc bierną pojemnościową  $268 \operatorname{tg} \varphi = 268 \cdot 0,964 = 258$  kVar. Koszta zakładowe urządzenia poprawczego wyniosą przy zastosowaniu czy to kondensatorów, czy też motorów synchronicznych ok. 80 zł/kW (por. rys. 78), a więc 20 640 zł. Straty w kondensatorach będą 0,6%, w motorach synchro-

*Straty i koszty inwestycji kondensatorów i motorów synchronicznych.*

- a kondensatory 500 V
- b " " 6000 V
- c motory synchroniczne 500V
- d " " " 6000V.



Rys. 78.



nicznych 6,8% (według rys. 78). Rachunek porównawczy będzie wyglądał w sposób następujący:

1. Bez poprawy współczynnika mocy, więc przy  $\cos \varphi = 0,72$  należytość za prąd wyniesie: miesięcznie:

a) za moc pozorną $\frac{268}{0,72} = 372$ kVA po 10 zł . . . . .	zł 3 720,—
b) za pracę użyteczną 101 840 kWh po 9 groszy . . . . .	„ 9 165,60
c) za nadwyżkę kVarh $98174 - 0,75 \cdot 101\ 840 = 21\ 794$ kVarh po 0,8 gr . . . . .	„ 174,35
	<u>zł 13 059,95</u>

2. Przy poprawie  $\cos \varphi$  z 0,72 na 1 zapomocą synchronicznego motoru o  $\eta = 93,2\%$

a) za moc $268 + 0,068 \cdot 258 = 285,5$ kW po zł 10	zł 2855,—
b) za pracę $(101\ 840 + 17,5 \cdot 380) = 108\ 490$ kWh po 9 gr . . . . .	„ 9764,10
c) bonifikata za mniejszą ilość kVarh $0,75 \cdot 108\ 490 =$ $= 81\ 367$ kVarh po 0,4 gr . . . . .	„ 325,47
	<u>zł 12 293,63</u>

3. Przy zastosowaniu kondensatorów o stratach 0,6%

a) za moc $268 + 0,006 \cdot 258 = 269,5$ kW po zł 10	zł 2695,—
b) za pracę $(101\ 840 + 1,5 \cdot 380) = 102\ 410$ kWh po 9 gr . . . . .	„ 9216,90
c) bonifikata za mniejszą ilość kVarh $0,75 \cdot 102\ 410 =$ $= 76\ 807$ kVarh po 0,4 gr . . . . .	„ 307,23
	<u>zł 11 604,67</u>

Oszczędność na prądzie wynosi w wypadku 2) rocznie 9192 zł (5,86%), w wypadku 3) 17 460,— zł (11,1%) i umożliwia amortyzację inwestycji 20 640,— zł po latach 2,24 wzgl. 1,18. W wypadku tym wyższość zastosowania kondensatorów jest uderzająca.

Sprawa poprawy współczynnika mocy straciła w ostatnich latach na tej aktualności, jaką przywiązywały do niej elektrownie jeszcze przed 10 laty. Przedewszystkiem zabiegi taryfowe do pewnego stopnia osiągnęły cel swój przez wyśrubowanie  $\cos \varphi$  do wartości zbliżonej do 0,8 np. cytowane wyżej towarzystwo włoskie S. A. d. E. mogło po 7 latach stosowania formuły karnej stwierdzić poprawę  $\cos \varphi$  z 0,65 na 0,78, przyczem globalna kwota dopłat taryfowych wyniosła tylko 2,9% ogólnych przychodów. Na-

stępnie większe elektrownie przechodzą coraz częściej na centralne regulowanie współczynnika mocy przez ustawianie w odpowiednich punktach rozgałęzionej sieci urządzeń poprawczych przeważnie w formie wielkich maszyn synchronicznych (fazownic), często agregatów, które pracują już to jako użyteczne maszyny wytwórcze, już to jako przesuwacze faz, przyczem nic nie stoi na przeszkodzie, aby przy takim rozwiązaniu utrzymywać  $\cos \varphi$  w wysokości „1”.

Jako takie urządzenia poprawcze stosuje się generatory synchroniczne zespołów zapasowych dieslowskich czy też w pompowych zbiornikach wodnych (ob. rozdział VII).

Wkońcu zastosowanie prądu do celów grzejnych zarówno w zakładach przemysłowych, a przede wszystkim w gospodarstwach domowych, wprowadziło dziedzinę odbioru energii elektrycznej, która wykazuje współczynnik mocy równy jedności i oddziałuje tem samem na ogólne polepszenie przeciętnego  $\cos \varphi$ . Stąd też przebija nowsza tendencja zakładów elektrycznych, aby nie zniechęcać odbiorców motorowych przez dopłaty taryfowe, które mają coraz mniejsze znaczenie ogólne. Tendencja ta wystąpiła całkiem wyraźnie na zjeździe międzynarodowego Związku Elektrowni we wrześniu 1934 w Zurychu<sup>1</sup> i może być uważana za ogólną opinię najnowszej doby.

---

<sup>1</sup> C. Budeanu, Rapport général du comité Nr. III—D. Etat actuel du problème du facteur de puissance dans la pratique des exploitations électriques.



## VII. EKONOMICZNA PRODUKCJA ENERGJI SZCZYTOWEJ W ELEKTROWNIACH CIEPLNYCH.<sup>1</sup>

Niezależnie od zabiegów mających na celu poprawę współczynnika wyzyskania, wzgl. obciążenia zapomocą celowo prowadzonej propagandy i umiejętnie ułożonej taryfy, musimy się liczyć z istnieniem obciążenia szczytowego i musimy się starać o to, aby produkcja energii szczytowej, którą traktujemy jako *malum necessarium*, wypadła jak najtaniej.

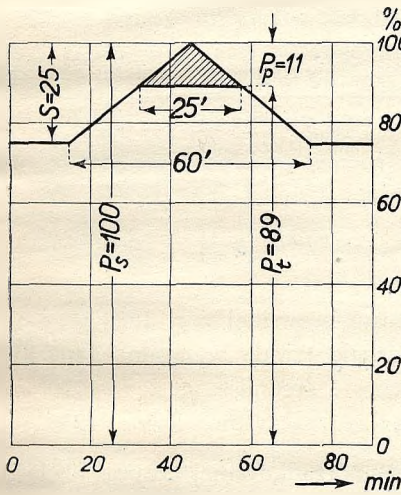
Przystępując do tego t. zw. problemu szczytowego, który był przedmiotem bardzo bogatej literatury w czasopismach i podręcznikach, starajmy się przede wszystkim zdefiniować pojęcie szczytu. Szczyt daje się ograniczyć przez dwa ściśle oznaczone czasokresy.<sup>2</sup> Jeżeli urządzenie elektrowni (kotły, maszyny, transformatory, kable i t. p.) obliczone są na pewną moc trwałą  $P_t$  i wytrzymują odpowiadającą tej mocy temperaturę nagrzania  $\vartheta_t$ , to urządzenia te wytrzymują też pewne krótkotrwale przeciążenie  $P_p$ , o ile temperatura pod wpływem tego przeciążenia nie przekroczy dozwolonej granicy  $\vartheta_p$ . Czas, przez jaki to przeciążenie jest dopuszczalne bez potrzeby powiększenia mocy elektrowni, stanowi dolną granicę  $t_{\min}$  wytwarzania energii szczytowej. Na podstawie teoretycznych krzywych przyrostu temperatury i dopuszczalnych granic przekroczenia temperatury można dla rozmaitych przeciążeń obliczyć czas  $t_{\min}$ , jaki wytrzymują poszczególne urządzenia elektrowni. Jeżeli np. dopuścimy przekroczenie temperatury o 10%, to przy przeciążeniu od 10—50% będziemy mogli przeciążyć generator o mocy 20—50 MVA przez czas od 15,8 do 2 minut, transformator o mocy 12,5 MVA od 47,3 do 6,1 minut, transformator mały o mocy 250 kVA od 158 do 20,2 minut, kabel napięcia 6 kV 70—150 mm<sup>2</sup> od 56,9 do 7,3 minut. Jeżeli jednak dopuszczalne przekroczenie temperatury ustalimy na tylko 5%, to przy przeciążeniu od 5 do 50% będziemy mieli dla analogicznych części zakładu elektrycznego czasy  $t_{\min}$  od 16 do 1, od 48 do 2,9, od 160 do 9,5 względnie od 57,6 do 3,4 minut.

<sup>1</sup> Pokrywanie szczytów w elektrowniach wodnych stanowi zupełnie odrębny problem, który będzie rozpatrywany w rozdziale IX.

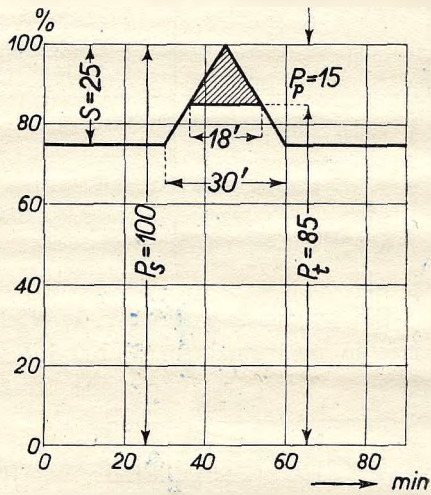
<sup>2</sup> E. Krohne, *Wirtschaftliche Erzeugung der elektrischen Spitzenkraft in Grosstädten*. Berlin 1929.

Z wykresów zależności temperatur przeciążenia i współczynnika przeciążenia  $\frac{P_t + P_p}{P_t}$  można wypośredkować przy z góry danym rozkładzie obciążenia, jakie należy przy pewnym obciążeniu szczytowem  $P_s$  przyjąć obciążenie trwałe  $P_t$ , aby móc szczyty opanować przeciążeniem maszyn zasadniczych bez przekroczenia dozwolonych temperatur, a wyczerpując w zupełności przeciążalność w danych warunkach.

Na rys. 79 a) i b) podane są wyniki dla dwóch wypadków teoretycznych przy stałej czasu równej 60 minut i przy dopuszczalnej temperaturze przeciążenia 100%. W wypadku a) przy szczycie  $S = 0,25 \cdot P_s$  ponad obciążenie



Rys. 79 a.



Rys. 79 b.

żenie normalne i czasie szczytu 60 minut można maszyny i urządzenia przewidzieć na 89% mocy szczytowej  $P_s$  i wówczas maszyny będą przez 25 minut przeciążone o  $\frac{89 + 11}{89} = 1,13$  czyli 13% bez nadmiernego nagrzania. W wypadku b) przy takim samym szczycie, ale przy czasie szczytu 30 minut można maszyny i urządzenia przewidzieć na tylko 85% mocy  $P_s$ , gdyż maszyny będą tylko przez 18 minut przeciążone o  $\frac{85 + 15}{85} = 1,18$  czyli 18%. Każdy inny podział mocy dałby niezupełne wykorzystanie przeciążalności albo za wysokie temperatury przeciążenia.

Jeżeli czas ruchu szczytowego przekracza rozpatrywane wyżej  $t_{\min}$ , wówczas na pokrycie szczytów nie wystarczą istniejące urządzenia wytwórcze, ale trzeba przewidzieć oddzielne urządzenia szczytowe. Zachodzi teraz py-



tanie, jak określić górną granicę czasu  $t_{max}$ , dla którego możemy jeszcze mówić o obciążeniu szczytowem. Ta górna granica nie zależy od warunków fizycznych ani technicznych, ale od momentów ściśle gospodarczych. Możemy ją określić jako ten czas użytkowania urządzeń specjalnych, poniżej którego kosztom wytwarzania prądu zależnym do mocy przypada znaczna przewaga w ogólnej cenie 1 kWh nad kosztami zależnymi od pracy.

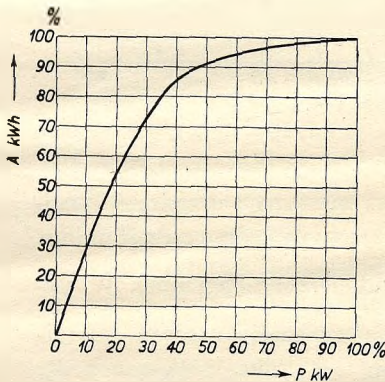
Ogólną wysokość obciążenia możemy pod kątem widzenia rozdziału procentowego kosztów zależnych od mocy i pracy podzielić na następujące grupy:

Tablica 21.

	Ilość godzin użytkowania rocznie	Udział w kosztach ogólnych 1 kWh	
		% zależny od pracy	% zależny od mocy
1. Obciążenie trwałe .	8760	> 90—65	< 10—35
2. Obciążenie średnie .	< 8760, > 1000	< 90—65, > 50—20	> 10—35 < 50—80
3. Suma 1. + 2. t. zw. obciąż. podstawowe	< 8760, > 1000		
4. Obciążenie szczyt. .	< 1000	< 20—50	> 80—50

Dla przykładu podajemy, że w elektrowni lwowskiej w r. 1929 przy obciążeniu maksymalnym 11 100 kW obciążenie trwałe wynosiło 1400 kW

„ średnie „ 4770 „  
 „ szczytowe „ 4930 „



Rys. 80.

Jeżeli w uporządkowanej krzywej obciążenia rocznego we Lwowie za r. 1929 (rys. 28 str. 80) ułożymy wykres procentowy pracy i mocy w ten sposób, że jako odcięte przyjmujemy procenty mocy szczytowej, a jako rzędne procenty pracy rocznej odpowiadające tym procentom mocy, to otrzymamy charakterystyczny wykres (rys. 80), który najtrafniej określa pojęcie obciążenia szczytowego. Obciążeniu temu, które stanowiło 44,5% mocy całkowitej odpowiada praca zaledwie 6,34%, podczas kiedy 93,66% produkcji rocznej wytworzone zostało przez obciążenie podstawowe, które stanowiło 55,5% mocy całkowitej. Możemy więc problem szczytowy określić w krótkich słowach jako dysproporcję małej pracy wyprodukowanej przez stosunkowo dużą moc. Przy problemie tym odgrywa więc główną rolę możliwie mały koszt zakładowy

urządzeń do pokrycia szczytu, a na drugi plan schodzi ekonomja ruchu ze względu na małą produkcję szczytową.

Do wytwarzania obciążeń szczytowych można zastosować albo oddzielne maszyny albo też pokrywać szczyty ze zbiorników zasilanych przy małych obciążeniach maszyn wytwórczych, a wyładowywanych podczas obciążeń szczytowych.

## 1. Pokrywanie szczytów oddzielnymi maszynami.

W wypadku tym można stosować stare zespoły zamortyzowane, aby nie obciążać kosztów kapitału, albo tańsze maszyny nawet o mniejszej doskonałości termicznej, albo wreszcie przy zakładach parowych zespoły Dieslowskie, które przy małych ilościach godzin użytkowania mogą dać lepsze wyniki gospodarcze aniżeli zespoły parowe, a jednocześnie stanowią cenną rezerwę przez natychmiastową gotowość do ruchu w każdej chwili.

Dla porównania kosztów ruchu poszczególnych typów maszyn popędowych najlepiej jest sporządzić wykresy tych kosztów w zależności od ilości godzin ruchu i wówczas dostajemy czas graniczny  $t_{gr}$ , przy którym następuje wyrównanie kosztów, a poniżej którego jeden z typów maszynowych ma przewagę. Ten czas graniczny wyraża się formułą

$$t_{gr} = \frac{B_1 p_1 - B_2 p_2}{b_2 - b_1} \dots \dots \dots (19)$$

gdzie  $B_1 B_2$  oznaczają kapitały zakładowe na 1 kW mocy instalowanej obu typów maszynowych,  $p_1 p_2$  przynależne współczynniki procentowe kosztów rocznych, a  $b_1 b_2$  kosztu opału na wyprodukowaną kWh obu systemów.

Ten czas  $t_{gr}$  będzie jednocześnie owem  $t_{max}$ , które poprzednio przyjęliśmy jako górną granicę obciążenia szczytowego. Z krzywej rocznej czasów trwania obciążeń możemy dla tego  $t_{gr}$  znaleźć moc, na którą należy urządzenia szczytowe wybudować. Z rys. 81a widać, że moc ta może się albo odnosić wprost do czasu  $t_{gr}$  i wówczas wynosić będzie  $P_1 = bc$  albo też do czasu  $t'_{gr}$ , który odpowiada średniemu czasowi  $t_{gr}$  (powierzchnia  $abc = cde$ ) i wówczas moc wynosić będzie  $P_2 = bd$ . Aby przekonać się, która z tych dwóch mocy odpowiada minimum kosztów wychodzimy z równania kosztów

$$k = \int_0^{P_1} \left( \frac{B_2 p_2}{t} + b_2 \right) t dP + \int_{P_1}^{P_2} \left( \frac{B_1 p_1}{t} + b_1 \right) t dP.$$

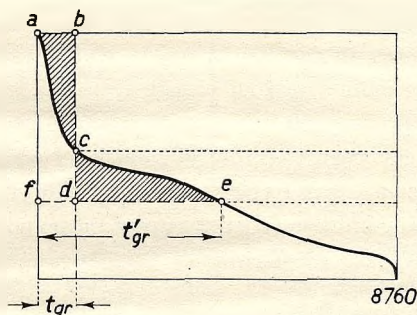


Przez przyrównanie pochodnej do zera otrzymujemy jako minimum kosztów warunek

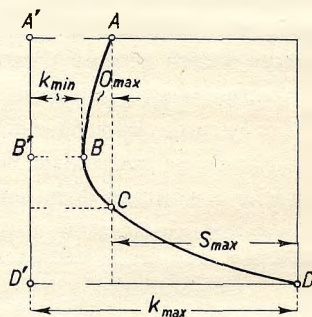
$$t = \frac{B_1 p_1 - B_2 p_2}{b_2 - b_1} \quad \text{czyli równanie (19), więc}$$

$$t = t_{gr}.$$

Wypada więc minimum kosztów dla czasu granicznego, co uwydatniono w wykresie kosztów (rys. 81b). Z wykresu tego widać, że koszty wypadkowe przy wytwarzaniu energii przez dwa źródła o odrębnej charakterystyce (maszyny normalne i szczytowe) zmniejszają się w miarę pokrywania coraz większej części szczytu przez tańsze źródło szczytowej mocy, aż do punktu  $B$ , w którym przy największej oszczędności ( $O_{max}$ ) koszty stają się najmniejsze ( $k_{min}$ ); jest to moc odpowiadająca czasowi granicznemu  $t_{gr}$ . Po przekroczeniu tego punktu koszty zaczynają rosnąć przechodząc w  $C$  przez wartość po-



Rys. 81 a.



Rys. 81 b.

czątkową, kiedy całą moc pokrywało się z jednego tylko źródła maszyn normalnych, rosną w dalszym ciągu, gdy źródło szczytowe pokrywa za wielką część obciążenia, aż wreszcie dochodzą do swego maximum ( $k_{max}$ ), kiedy całą moc pokrywamy źródłem szczytowym i otrzymujemy przytem największą stratę ( $S_{max}$ ).

Dla przykładu bierzemy elektrownię o produkcji, rozdziale mocy i przebiegu krzywej obciążenia rocznego, odpowiadającym warunkom elektrowni lwowskiej z r. 1929. Całkowita produkcja roku tego wynosiła 34 308 451 kWh, przy szczycie 11 100 kW. Całkowita moc była pokryta turbinami parowymi, których charakterystykę przyjmujemy na  $B_p = 800$  zł/kW, przy kosztach zmiennych  $b_1 = 3$  gr/kWh. Jeżelibyśmy chcieli szczyty pokryć motorem dieslowskim o charakterystyce  $B_d = 700$  zł/kW, przy kosztach zmiennych  $b_2 = 7$  gr/kWh, to przy współczynnikach procentowych  $p_1 = 22,5$  (str. 28) i  $p_2 = 22$  (str. 49) otrzymalibyśmy jako czas graniczny

$$t_{gr} = \frac{800 \cdot 22,5 - 700 \cdot 22}{7 - 3} = 100 \cdot \frac{180 - 154}{4} = 650 \text{ h.}$$

Z wykresu 28 (str. 80) wyczytujemy, że czasowi 650 h odpowiada podział na moc szczytową 4100 kW i moc podstawową 7000 kW. Z wykresu 80 (str. 166) znajdujemy, że mocy 7000 kW (63%) odpowiada praca 95,5% ogólnej produkcji, czyli 32 743 451 kWh; mamy więc następujący podział mocy podczas obciążenia szczytowego:

$$\frac{1\,565\,000}{4100} = 380 \text{ godz. użytkowania,}$$

$$\frac{32\,743\,451}{7000} = 4680 \text{ godz. użytkowania.}$$

Tym ilościom godzin użytkowania odpowiadają koszty własne wytwarzania 1 kWh

$$\text{dla diesli } k_d = \frac{700\,000 \cdot 0,22}{380} + 7 = 47,5 \text{ gr/kWh}$$

$$\text{dla turbin } k_p = \frac{80\,000 \cdot 0,225}{4680} + 3 = 6,85 \text{ gr/kWh.}$$

Dla średniego czasu użytkowania całkowitej mocy  $\frac{34\,308\,451}{11\,100} = 3090$  h znajdujemy koszt 1 kWh dla diesli  $k_d = \frac{15\,400}{3090} + 7 = 12$  gr/kWh, a dla turbin  $k_p = \frac{18\,000}{3090} + 3 = 8,84$  gr/kWh. Mamy więc przy wyłącznym ruchu parowym

koszt roczny ( $AA'$  na rys. 81b)  $k = 34\,308\,451 \cdot 8,84 = 3\,032\,867$  złotych.

Przy ruchu mieszanym i najkorzystniejszym podziale mocy na diesle i turbiny (4100+7000 kW) wypadają koszty roczne ( $BB'$  na rys. 81b):

$$1\,565\,000 \cdot 47,5 + 32\,743\,451 \cdot 6,85 = 2\,986\,301 \text{ złotych} = k_{\min}.$$

W punkcie  $C$  wykresu 81b obciążenie diesli wypada 6200 kW (56%  $P_s$ ), czemu z wykresu 80 odpowiada 11,7% całkowitej pracy t. j. 4 015 000 kWh i w punkcie tym średni czas użytkowania  $\frac{4\,015\,000}{6200} = 650$  równa się czasowi granicznemu, a koszty roczne są te same, co przy ruchu wyłącznie parowym.

Wreszcie przy wyłącznym ruchu dieslowskim wypadłyby koszty roczne ( $DD'$  na rys. 81b)  $34\,308\,451 \cdot 12 = 4\,117\,014$  złotych  $= k_{\max}$ .

Największa oszczędność przy ruchu mieszanym wypadła

$$O_{\max} = k - k_{\min} = 46\,566 \text{ złotych rocznie,}$$

największa stała byłaby

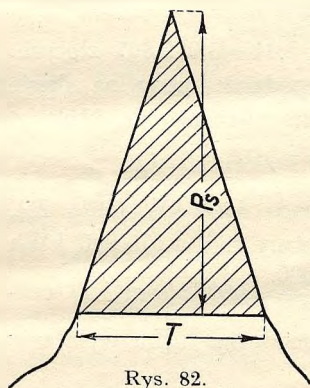
$$S_{\max} = k_{\max} - k = 1\,084\,147 \text{ złotych rocznie.}$$



## 2. Pokrywanie szczytów przez zbiorniki.

Zasada pokrywania szczytów przez zbiorniki polega na gromadzeniu energii w czasie małych obciążeń w porze południowej lub nocnej, aby ją zaprząć do pracy podczas szczytów wieczornych lub rannych. W zakładach parowych gromadzić można albo parę albo podgrzaną wodę zasilającą albo zbędną chwilowo energią pompować wodę do zbiornika wysoko położonego, aby woda ta mogła pracować podczas szczytów, albo wreszcie można wprost gromadzić energię elektryczną w akumulatorach elektrycznych. Każda z tych metod wymaga pewnych inwestycji i związana jest z pewnymi kosztami ruchu; cel, jaki przyświeca przy zastosowaniu poszczególnych sposobów pokrywania szczytów, jest obniżenie kapitału zakładowego przeliczonego na jednostkę mocy szczytowej do minimum, przy równoczesnym możliwym obniżeniu kosztów zmiennych, a tem samem uzyskanie jak najtańszej energii szczytowej.

a) Cieplarki Ruthsa są to dobrze izolowane zbiorniki stosowane do gromadzenia pary i mają na celu jednostajną produkcję pary w kotłach zasadniczych przez czerpanie pary w szczytowej porze z zapasu nagromadzonego podczas małego obciążenia. Cieplarki połączone są ze specjalnymi turbinami, które muszą pracować przy zmiennem a malejącem ciśnieniu w miarę, jak zapas pary w zbiorniku się wyczerpuje. Ciśnienia stosowane przy tej



Rys. 82.

metodzie wahają się w granicach od 14 do 1,5 atmosfery, a wybiera się te niższe ciśnienia, aby zmniejszyć wymiary zbiornika. Przy niższych ciśnieniach mamy bowiem większe skoki temperatury od atmosfery do atmosfery i przy spadku ciśnienia większe ilości kalorii stoją do dyspozycji dla parowania (przy przejściu z 16 na 15 atm. zwalniają się z 1 kg pary 3 kalorie, przy przejściu z 2 na 1 atm. zwalnia się 20 kalorii). W podanych granicach ciśnień trzeba liczyć objętość cieplarek ok. 1 m<sup>3</sup> na 100—140 kg pary. Turbiny Ruthsa są mniej ekonomiczne aniżeli turbiny normalne i zużywają 8—9,5 kg

pary na 1 kWh; cena takich turbin jest o ok. 10% wyższa od normalnych, ale cieplarki, które ustawia się na wolnym powietrzu, są znacznie tańsze od kotłów normalnych z budynkami.

Porównanie kosztów urządzenia normalnego do pokrywania szczytów z cieplarkami Ruthsa przy kształcie szczytu w formie trójkąta wg rys. 82 przedstawia się następująco:

Przy obciążeniu szczytowem  $P_s$  i czasie trwania szczytu  $T$  praca szczytowa przedstawia się wyrażeniem  $\frac{P_s T}{2}$  kWh, a przy zużyciu pary przez turbinę Ruthsa  $S$  kg/kWh, pojemności cieplarki  $p$  kg pary /m<sup>3</sup>, wreszcie cenie  $c$  urządzenia zbiornikowego w zł/m<sup>3</sup>, koszt całego urządzenia będzie

$$k = \frac{P_s T}{2} \cdot \frac{S \cdot c}{p}.$$

Analogiczny koszt przy zastosowaniu kotłów normalnych wyniesie

$$k' = \frac{P_s S_n c_n}{p_n}$$

gdzie  $S_n$  kg/kWh przedstawia zużycie pary przez turbinę normalną,  $p_n$  odparowanie w kg/godz./m<sup>2</sup> powierzchni ogrzewalnej kotła, a  $c_n$  cenę za 1 m<sup>2</sup> powierzchni ogrzewalnej kotła. Zrównanie kosztów nastąpi dla

$$\frac{T S c}{2 p} = \frac{S_n c_n}{p_n}.$$

Przyjmując z praktyki  $S = 8,5$  kg/kWh,  $S_n = 5$  kg/kWh,  $p = 140$  kg/m<sup>3</sup>,  $p_n = 50$  kg/m<sup>2</sup>, wreszcie  $c = 850$  zł/m<sup>3</sup> i  $c_n = 1250$  zł/m<sup>2</sup>, otrzymamy

$$T = 4,85 \text{ h.}$$

Stąd wniosek, że cieplarki opłacają się tylko przy szczytach, które trwają krócej aniżeli 5 godzin i to urządzenia te tem lepiej się opłacają, im krótszy jest szczyt.

Jedno z największych urządzeń cieplarek Ruthsa zostało uruchomione w r. 1929 w elektrowni w Charlottenburgu, gdzie pokrywa się moc 40 000 kW przy ogólnym czasie trwania szczytu 3 godziny i pracy szczytowej dochodzącej do 67 000 kWh. Turbina Ruthsa pracująca tam przy prężności 13—0,5 atm., zużywa 9,1 kg pary na 1 kWh; ogólna ilość pary, którą trzeba zamagazynować, wynosi więc 67 000 · 9,1 = 609 700 kg, co się uskutecznia w 16 stojących zbiornikach o wysokości 21 m przy średnicy 4,5 m o ogólnej pojemności 5000 m<sup>3</sup>. Stąd wypada po 121 kg pary na m<sup>3</sup> pojemności zbiornika. Koszta ogólne wypadły na 425 zł/kW, podczas gdy w owym czasie koszta normalnych kotłów i turbin byłyby wypadły na 560 zł/kW.

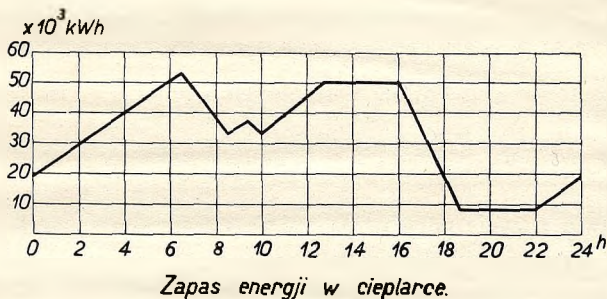
Na rys. 83—86 widoczny jest przebieg ładowania cieplarek (rys. 83), obciążenie szczytów w wykresie obciążenia dziennego przez zastosowanie cieplarek (rys. 84), ogólny widok baterji zbiorników (rys. 85) i szemat gospodarki cieplnej elektrowni w Charlottenburgu (rys. 86).

Jeżeli weźmiemy pod uwagę całkowite zapotrzebowanie energii elektrycznej w Berlinie, które elektrownia Charlottenburska tylko w drobnej



części pokrywa, to jak widać z rys. 87 przy mocy oddanej przez turbiny Ruthsa, która stanowiła 6,5% ogólnej mocy podczas szczytu, energia oddana przez cieplarkę stanowiła zaledwie 1% całkowitej produkcji dziennej.

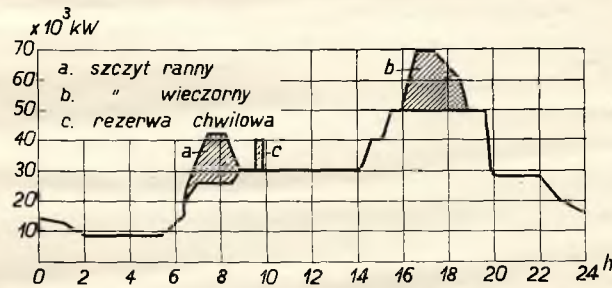
Cieplarki Ruthsa stosuje się z reguły bezpośrednio przy zakładach wytwórczych; można je jednak umieścić w dowolnym, korzystnym punkcie



Rys. 83.

sieci, o ile jest tam para do dyspozycji. Jako skrajny wypadek przytaczamy zastosowanie odpadkowego, bardzo taniego wodnego prądu elektrycznego do wytwarzania pary w kotle elektrycznym, a w następstwie zużytkowanie

nagromadzonej w zbiornikach pary do popędu turbin Ruthsa w godzinach szczytowych albo jako rezerwy. Klasycznym przykładem takiej kombinacji jest elektrownia w Malmö (Szwecja) zasilana normalnie z sieci 50 kV elektrowni wodnej w Lagan. W wypadku tym urządzenia parowe służą jako rezerwa i przejściowo do pokrywania szczytów, a generator elektryczny stale utrzymywany w ruchu jako motor synchroniczny służy do kompensacji współczynnika mocy.<sup>1</sup>



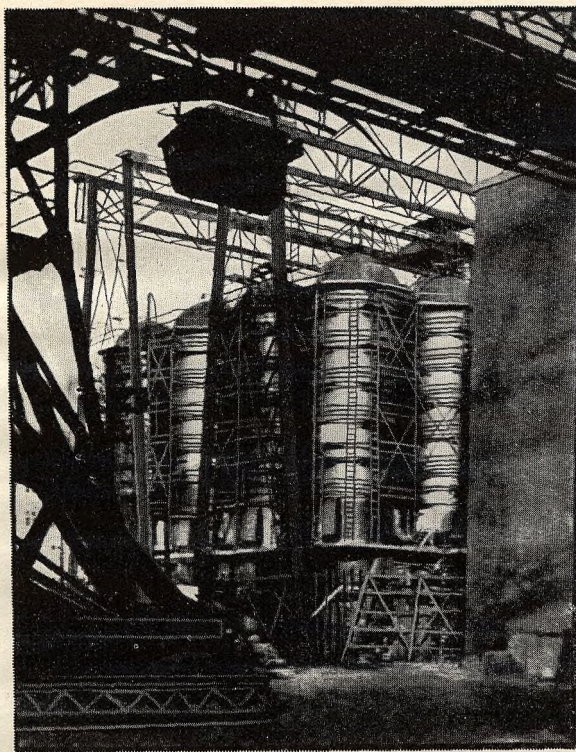
Wykres obciążenia dziennej elektrowni Charlottenburg

Rys. 84.

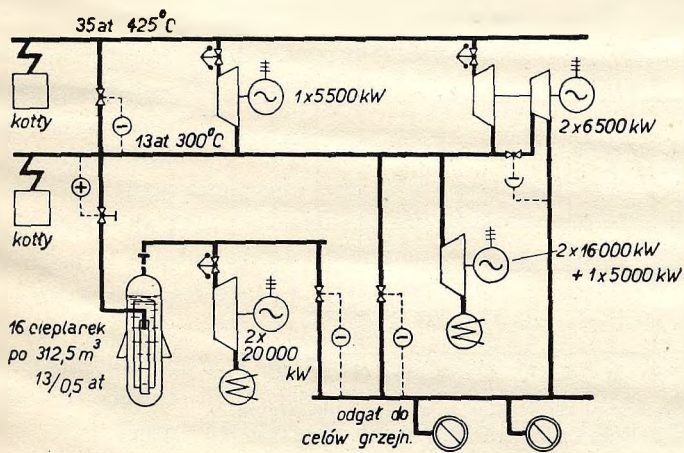
Podobna myśl gromadzenia energii w zakładach ciepłych w stadjach przejściowych wytwarzania energii przyświecała zainstalowaniu zbiorników wody zasilającej, jakie zastosowano w elektrowni w Mannheim.<sup>2</sup> Przy tem rozwiązaniu ilości pary wychodzące z kotłowni pracują podczas większych obciążeń na pełne rozprężenie aż do próżni w kondensatorze, a przy mniejszych obciążeniach odprowadzone bywają na pośrednich stopniach turbiny do podgrzewania

<sup>1</sup> Przy kombinacji zastosowanej w elektrowni Malmö potrzeba do wytworzenia 1 kWh parowej ok. 5,8 kWh wodnych.

<sup>2</sup> Dr. F. Marguerre, Spitzendeckung ETZ 1927, Nr. 41, str. 1474.



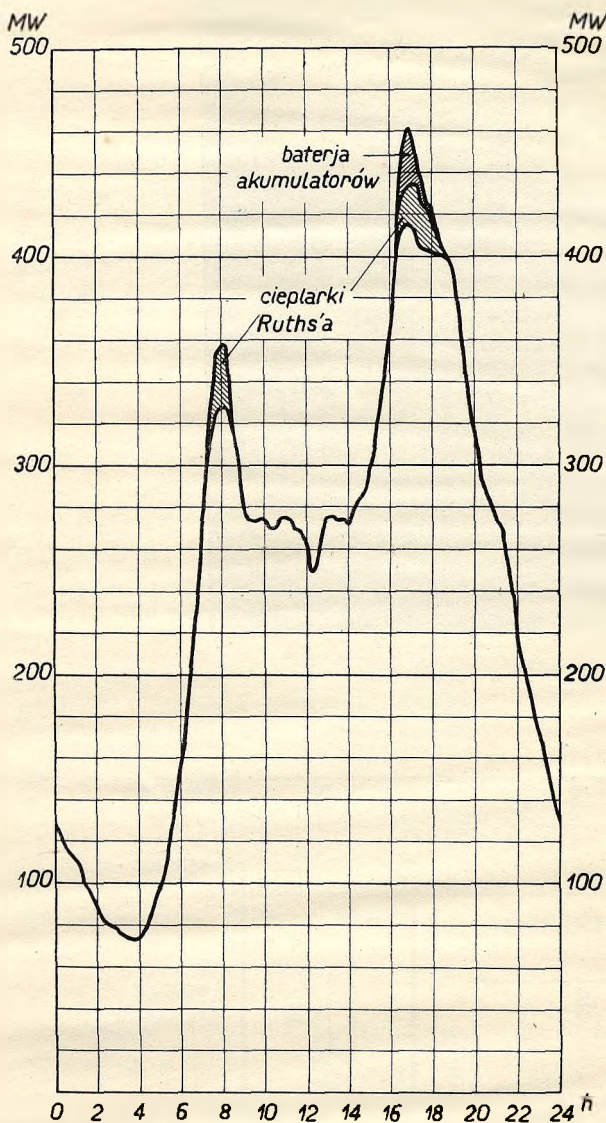
Rys. 85.



Rys. 86.



wody zasilającej. Brak wzgl. nadmiar podgrzanej wody zasilającej czerpie się wzgl. gromadzi w zbiorniku. W wypadku tym można wprowadzić tylko 20% normalnej mocy kotłów zamagazynować, ale pojemność zbiorników spada



Rys. 87. Udział zbiorników w wykresie obciążenia dziennego elektrowni berlińsk. z dn. 17. XII. 1930.

<sup>1</sup> Dr. F. Marguerre, Le système d'accumulation thermodynamique de Marguerre, referat II - 10.

do  $\frac{1}{3}$  pojemności ciepłarek Ruthsa, a temsamem i koszt wypada odpowiednio mniejszy; ponadto nie potrzeba stosować specjalnych turbin, ale turbiny normalne jak w reszcie urządzenia.

Autor tego systemu zbiorników wody zasilającej dyr. Marguerre z Mannheim przedstawił na V Międzynarod. Zjeździe Związku Elektrowni w Zurychu w r. 1934 nowy system akumulacji pary w zakładach ciepłych polegający na zasadach bardzo zbliżonych do systemu wodnych zbiorników pompowych, o których będzie mowa poniżej.<sup>1</sup> W systemie tym, który dotąd nie został praktycznie w życie wprowadzony, stosuje Marguerre zespół turbiny parowej, kompresora i maszyny elektrycznej, która pracuje jużto jako generator, jużto jako motor synchroniczny i albo ładuje parę ze zbiornika dolnego poprzez kompresor do zbiornika górnego, albo też wyładowuje parę ze zbiornika górnego przez turbinę do zbiornika dolnego.

b) O ile zbiorniki parowe lub wody zasilającej pozwalają na magazynowanie stosunkowo małych ilości energii, to w pompowych zbiornikach wodnych znaleziono narzędzie, które teoretycznie umożliwi nagromadzenie setek tysięcy kWh do zużycia ich w porze szczytowej i wyrównania wykresu obciążenia do idealnego prostokąta. Mówimy tu narazie tylko o zbiornikach wodnych z zakładami pompowymi; zbiorniki ściśle wodne z naturalnym dopływem będą omawiane w rozdziale IX.

Zasada pompowych urządzeń zbiornikowych jest bardzo prosta; zakłada się dwa zbiorniki wodne o jednakowej pojemności, a o możliwie wielkiej różnicy poziomów. Z dolnego zbiornika, jako który może służyć wprost rzeka, przepompowuje się wodę w czasach małego obciążenia odpadkowym prądem (ciepłym lub wodnym) do zbiornika górnego, a w chwilach obciążenia szczytowego wypróżnia się zbiornik główny przez turbinę wodną, która pędzi generator elektryczny i wytwarza prąd do pokrywania szczytów. Napełnianie zbiornika górnego może się odbywać przez 10 i więcej godzin, wypróżnianie przez 6 i mniej godzin, a cała gospodarka wodna powinna być jak najściślej zgrana z przebiegiem obciążenia dziennego.

Zastosowanie tego idealnego środka wyrównawczego zależy jest jednak od szeregu warunków, których zaistnienie nie zawsze i nie wszędzie leży w naszej mocy, a to:

1) trzeba rozporządzać źródłem wody, któreby po pierwszym napełnieniu zbiornika wystarczało na pokrycie strat przez odparowanie i wsiąkanie w teren;

2) trzeba rozporządzać możliwie wielkim spadem między dwoma obszarami blisko siebie położonymi, nadającymi się na założenie zbiornika górnego i dolnego;

3) całe urządzenie powinno się znajdować jak najbliżej, a najlepiej wprost w centrum zbytu energii szczytowej albo przy jakiejś głównej linii przesyłowej najwyższego napięcia, aby umożliwić łatwy i tani transport do miejsc głównego zbytu;

4) cena prądu odpadkowego do pompowania powinna być tak niska, aby pomimo strat w całym urządzeniu jeszcze wykazać rentowność;

5) koszty zbiorników wraz z urządzeniami elektromechanicznymi nie powinny przekraczać na 1 kW inst. pewnych granic, aby w danych warunkach umożliwić konkurencyjną cenę energii szczytowej.

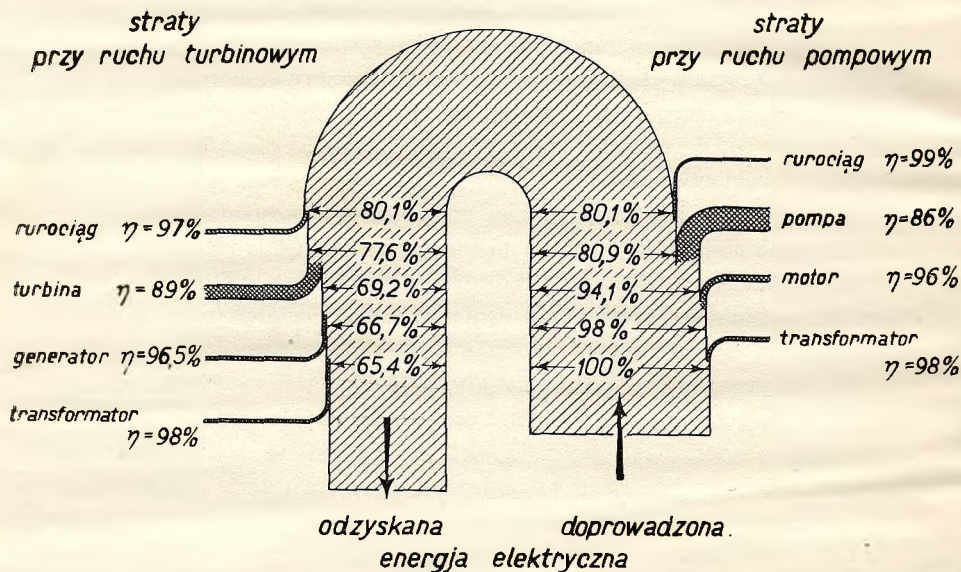
• Aby warunki te się spełniły, najkorzystniejsze jest tuż przy centrum zbytu sąsiedztwo dużej rzeki z wysokimi brzegami i odpowiednią platformą u góry dla pomieszczenia zbiornika. Jeżeli ilość zamagazynowanych kWh nazwiemy  $A$ , to przy spadku  $H$  w m i pojemności zbiornika  $Q$  w m<sup>3</sup> mamy związek

$$A = \frac{2 Q H}{1000} \text{ kWh,}$$



z którego czytamy, że dla uzyskania pewnej określonej ilości zamagazynowanej energii pojemność zbiornika, a więc i koszt jego wypadnie tem mniejszy, im wyższy spadek stoi do dyspozycji.

Elektromechaniczne urządzenia przy takich zbiornikach składają się ze zespołów złożonych z trzech maszyn, a to jednostki elektrycznej, która służy równocześnie jako motor i jako generator, i bezpośrednio z nią połączonych turbiny wodnej i pompy odśrodkkowej. Przy pompowaniu motor porusza pompę, podczas szczytów turbina pędzi generator. Pierwsze urządzenia tego rodzaju miały stosunkowo małą sprawność nawet uwzględniając tylko



Rys. 88.

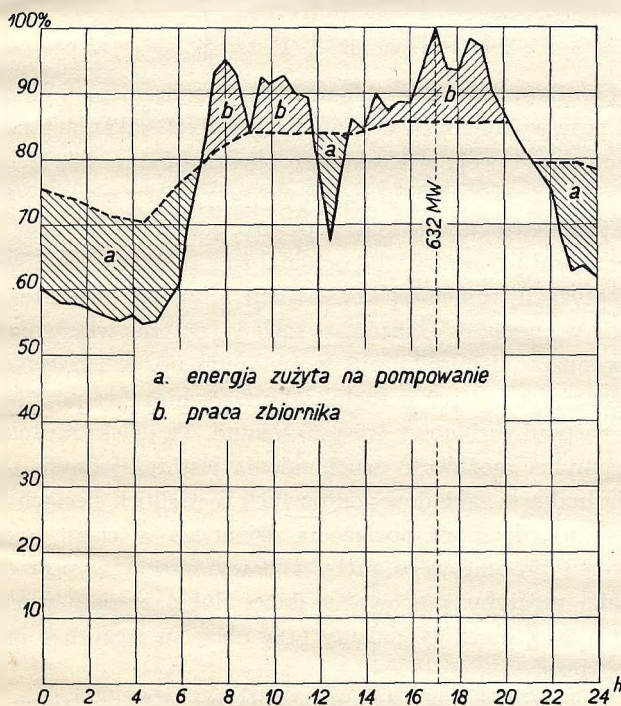
straty w maszynach i rurociągach bez strat w transformatorach. Jeszcze w roku 1927 podaje prof. Pomianowski w „Podręczniku inżynierskim“<sup>1</sup> jako ogólne  $\eta = 0,535$  bez uwzględnienia transformatorów zniżających i podwyższających napięcie. Ale już na konferencji energetycznej w Berlinie 1930 (Sekcja 15, ref. 26) można było przy dwukrotnej transformacji wykazać faktycznie pomierzone  $\eta$  w wysokości 0,654 a bez transformacji przeszło 0,68 (rys. 88).

Budowa zakładów pompowych ze zbiornikami do wyrównania szczytów najbardziej rozpowszechniła się w Niemczech, a ostatnio i we Francji. Jako największe dotąd wykonane przytaczamy w tablicy 22 następujące:

<sup>1</sup> Podręcznik inżynierski t. I. Lwów 1927, str. 530.

Tablica 22.

Miejscowość i rzeka	Spad w m	Pojemność kWh	Moc szczytowa kW	Wyrównuje szczyty w mieście wzgl. sieci	kV
1. Niederwartha Łaba	143	500 000	60 000 <sup>1</sup>	Drezno	110
2. Bringhausen Eder .	296	500 000 <sup>2</sup>	110 000	Pruskie państw. zakłady	220
3. Herdecke Ruhr . .	160	580 000	140 000	Sieć Reńsko-Westf.	220
4. Lac Noir—Lac Blanc	130	500 000	100 000	Sieć Alzacka (Kembs)	220



Rys. 89. Wpływ zakładu pompowego Herdecke na wykres obciążenia dziennego sieci reńsko-westfalskiej (RWE).

Wpływ zbiornika na obciążenie zakładów podstawowych uwidocznił się plastycznie na rys. 89, gdzie w wykresie dziennym sieci Reńsko-Westfalskiej zaznaczone jest obcięcie szczytu spowodowane pracą zbiornika Herdecke i obciążenie dodatkowe wytwórczych zakładów parowych przez pompowanie wody. Szczyt jest obniżony o ok. 25%, a wyzyskanie zespołów wytwórczych wzrasta o 50%, a mianowicie z 60 na 90%.

W Polsce w dwóch miejscach były badane warunki zaprojektowania za-

<sup>1</sup> Projektowane powiększenie do 120 000 kW.

<sup>2</sup> Projektowane powiększenie do 2·500 000 kWh.



kładów pompowych, a to w Krakowie i we Lwowie.<sup>1</sup> Dany techniczne tych zakładów są następujące:

T a b l e c a 23.

Miejscowość i rzeka	Spad w m	Pojem- ność kWh	Moc szczytowa kW	Wyrównuje szczyty w mieście wzgl. sieci	kV
1. Bielany Wisła . . .	149	20 000	6 000	Kraków	60
2. Lesienice Potok Lesienice. . . . .	110	60 000	15 000	Lwów	30

Koszt zbiorników wraz z całkowitem urządzeniem elektromechanicznym wypadł przy wykonanych w Niemczech dużych zakładach na 600—700 zł za 1 kW mocy szczytowej; w Krakowie obliczany był na 500 zł. Jest to koszt odpowiadający budowie zakładu parowego przy mocy ok. 40 000 kW. Jeżeli zakłady pompowe wykazują jednak w pewnych warunkach przewagę nad normalnymi zakładami parowymi, to pochodzi to z niższych kosztów ruchu przy dłuższej amortyzacji, mniejszej konserwacji i tańszej obsłudze. Ta ostatnia została prawie w zupełności zautomatyzowana, co czas włączenia turbin łącznie ze synchronizowaniem redukuje do minimum np. w Herdecke do  $3\frac{1}{2}$  minuty; o ile generator był już w ruchu jako fazownica (do poprawy  $\cos \varphi$ ), to przełączenie na prąd turbinowy trwa 35 sekund. Ta dzięki zautomatyzowaniu szybka i nieomylna możliwość uruchomienia jest też jednym z momentów, który sprzyja budowie zakładów pompowych w wielkich sieciach okręgowych.

Z wykresu największego obciążenia dziennego w ciągu roku i przynależnego wykresu procentowego mocy i pracy można wypośredkować moc stałą  $p$ , z jaką mogłyby pracować w danej dobie zespoły wytwórcze elektrowni podstawowej przez 24 godziny przy obcięciu szczytu i przy zapełnieniu dolin wykresu.

Jeżeli w wykresie rys. 90  $A$  przedstawia pracę 24 godziną przy obciążeniu szczytowem  $P$ , to obciążenie wyrównane  $p$  dzieli wykres na dwie powierzchnie

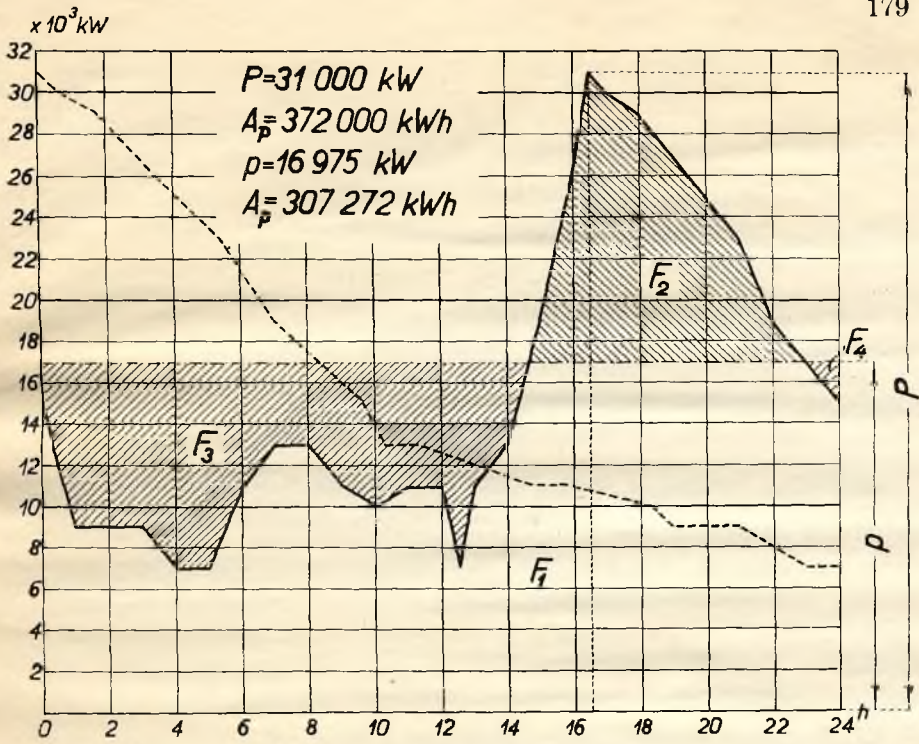
$$A_P = F_1 + F_2 \dots \dots \dots (20)$$

Powierzchnia  $F_2$  odpowiadająca pracy szczytowej, a mająca być pokryta ze zbiornika, do którego pompujemy wodę w czasie obciążeń mniejszych aniżeli  $p$ , da się wyrazić przy ogólnej sprawności urządzenia pompowego  $\eta$  przez

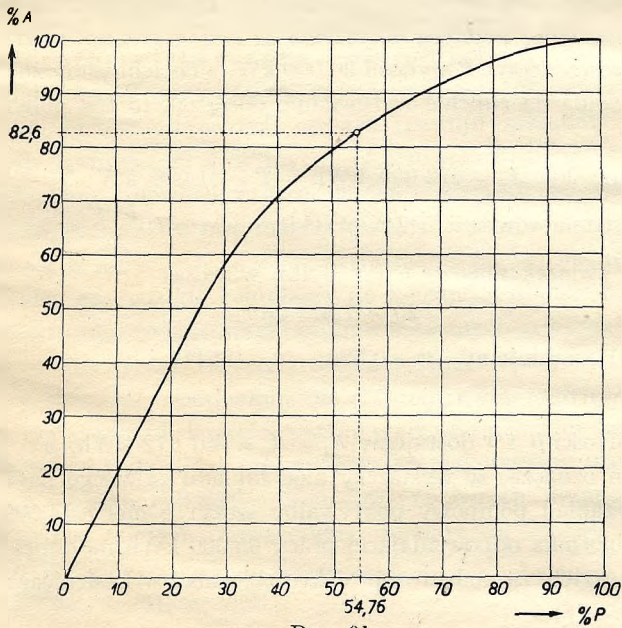
$$F_2 = \eta (F_3 + F_4) \dots \dots \dots (21)$$

gdzie  $F_3$  i  $F_4$  przedstawiają pracę potrzebną do pompowania.

<sup>1</sup> K. Pomianowski, Zakłady pompowe w Polsce w związku z kryciem szczytów zapotrzebowania energii. Przegląd Techn. 1932, Nr. 19/20, str. 201.



Rys. 90.



Rys. 91.



Podstawiając za  $F_3 + F_4 = 24 p - F_1$  w równaniu (21) otrzymujemy

$$F_2 = \eta (24 p - F_1) \dots \dots \dots (22)$$

Eliminując z równań (20) i (22)  $F_2$  otrzymujemy związek

$$A_p = 24 p \eta - F_1 (\eta - 1) \dots \dots \dots (23)$$

Z wykresu procentowego rys. 91 mamy jednak związki

$$F_1 = \mu A_p \quad p = \nu P.$$

Podstawiając te wartości w (23) otrzymujemy

$$A_p = 24 \eta \nu P - \mu A_p (\eta - 1)$$

$$\text{wzgl. } \frac{\mu (\eta - 1) + 1}{\eta \nu} = \frac{24 P}{A_p} \dots \dots \dots (24)$$

Przy danych ilościach  $P$  i  $A_p$  można dla każdego  $\eta$  znaleźć z wykresu 91 wartości  $\mu$  i  $\nu$ , które sprawdzają równanie (24). Wówczas szukana wartość

$$p = \nu P.$$

Lewa strona równania (24) przybiera dla rozmaitych wartości  $\eta$  następujące formy:

$\eta = 0,5$	$0,55$	$0,6$	$0,65$
$\frac{2 - \mu}{\nu}$	$\frac{20 - 9 \mu}{11 \nu}$	$\frac{5 - 2 \mu}{3 \nu}$	$\frac{20 - 7 \mu}{13 \nu}$

Jako przykład praktycznego zastosowania tych wyników obieramy warunki pracy elektrowni lwowskiej, zakładając, że wykresy 90 i 91 przedstawiają przypuszczalny przebieg obciążenia za szereg lat, np. w grudniu 1950. Jeżeliby ówczesny szczyt  $P$  wynosił 30 000 kW, a chcielibyśmy znaleźć moc  $p$ , która by pozwoliła na zupełne wyrównanie obciążeń, to tok obliczenia byłby następujący:

$$\text{W wykresie 90 } A_p = 372\,000 \text{ kWh} \quad P = 31\,000 \text{ kW}$$

więc prawa strona równania (24) przybiera wartość  $\frac{24 P}{A_p} = 2$ .

Dla  $\eta = 0,65$  związek między  $\eta$  i  $\nu$  byłby wówczas

$$20 - 7 \mu = 26 \nu.$$

Z wykresu 91 znajdujemy  $\mu = 0,826$   $\nu = 0,5476$

dla których wartości równanie (24) się sprawdza.

Z tych wartości  $\mu$  i  $\nu$  dostajemy  $F_1 = A_p = 307\,272 \text{ kWh}$ ,  $p = 16\,975 \text{ kW}$ .

Wynik ten oznacza, że wystarczy moc zakładu głównego na 17 000 kW, podczas gdy zakład pompowy pokrywałby szczyt o mocy 14 000 kW przy pojemności zbiornika odpowiadającej pracy 65 000 kWh na dobę. Te właśnie warunki były wzięte za podstawę projektu zbiornika w Lesienicach pod Lwowem (ob. str. 178).

c) Kombinacja ciepłarek Ruthsa ze zbiornikami pompowemi.

Ponieważ przy ładowaniu zbiorników pompowych rentowność zależy w wielkiej mierze od ceny prądu, z którego korzystamy przy pompowaniu, H. Schulze<sup>1</sup> proponuje następującą kombinację obu rodzajów zbiorników.

W zakładzie podstawowym o średnim ciśnieniu pary dobudowuje się zespoły wstępne (czołowe) o wysokim ciśnieniu (35—100 atm.). W czasie małego obciążenia elektrowni t. zn. zespołów ruchu normalnego o średnim ciśnieniu (12—15 atm.), zespoły wysokiego ciśnienia pracują z niezmiennym obciążeniem (wzgl. tylko z trochę według potrzeby zredukowanym obciążeniem), a praca ta wytworzona najwyżej kosztem 1200 kal./kWh służy do pompowania w zakładzie zbiornikowym, podczas gdy nadwyżka pary (niepotrzebna dla zespołów normalnych przy małym obciążeniu) gromadzi się w ciepłarkach Ruthsa. W ten sposób mamy na czas szczytów do dyspozycji zarazem energię wodną jak i ciepłą, a Schulze w artykule zacytowanym analizuje warunki najkorzystniejszego rozdziału energii szczytowej między te dwa źródła wykazując w każdym razie oszczędności w porównaniu z pracą wyłącznie zapomocą zakładów pompowych. Oszczędność jest tem większa, im większą prężność stosuje się dla zespołów wstępnych. Przy 100 atm. prężności tych zespołów, a stosunkach obciążenia, jakie panowały w Berlinie w r. 1926, oblicza Schulze dla ceny węgla o 7200 kal. 20 marek/tonę najkorzystniejszy stosunek rozdziału energii szczytowej Ruthsa i pomp na 1,9 : 1, z czego wynikałaby oszczędność roczna 224 000 marek w porównaniu z pokrywaniem szczytów wyłącznie przez zakład pompowy.

d) Zbiorniki elektryczne (akumulatory).

Ten jedyny sposób gromadzenia energii w sposób bezpośredni drogą elektrochemiczną był w pierwszych czasach rozwoju zakładów elektrycznych w lokalnych (przeważnie świetlnych) elektrowniach prądu stałego bardzo rozpowszechniony i dawał korzystne wyniki. Nietylko bowiem można było podczas słabego obciążenia we dnie ładować akumulatory i wieczorny szczyt pokrywać, ale w nocy ruch zupełnie zatrzymać i zasilać sieć wyłącznie z baterji. Z chwilą, gdy wielkie kompleksy do zasilania i dłuższe linje przesyłowe zmusiły elektrownie do stosowania prądów zmiennych o wysokich napięciach, akumulatory elektryczne zaczęły tracić dawniejsze znaczenie. Do ładowania trzeba było stosować osobne urządzenia przetwórcze lub prostownicze, co wymagało dodatkowych kosztów i strat podwyższając tem samem już i tak wysokie koszta baterji i jej utrzymania. Te niekorzystne warunki nie zdołały jednak usunąć całkowicie zastosowania baterji akumulatorów, gdyż mają one jedną zaletę niezaprzeczną, że dają się ustawić wszędzie tam,

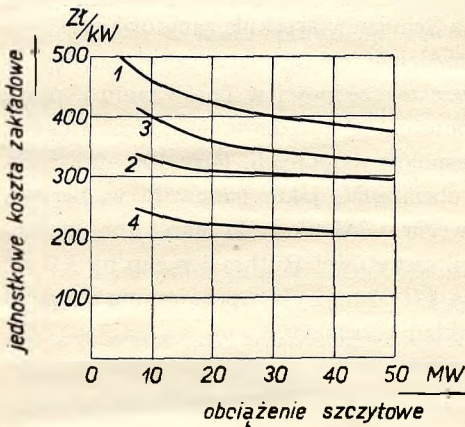
<sup>1</sup> H. Schulze, Die Verbundspitzenkrafterzeugung durch Pump- u. Ruths-Speicherwerke. ETZ 1931, Nr. 31, str. 992.



gdzie ze względu na obciążenie czy też ważność nieprzerwanego ruchu zachodzi tego potrzeba. Przez ustawienie akumulatorów w samym centrum największego zapotrzebowania możemy uzyskać znaczne oszczędności nie tylko na maszynach wytwórczych, ale także na całym systemie sieci rozdzielczych.

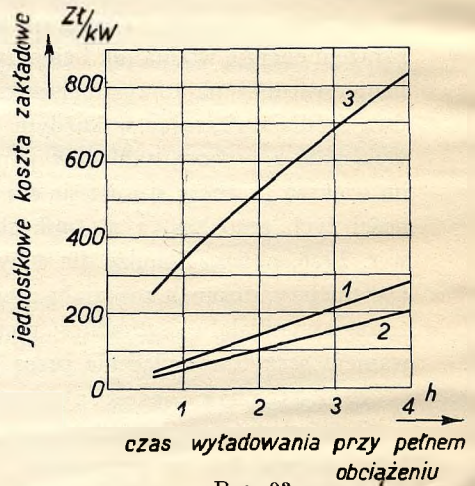
### 3. Porównanie rentowności poszczególnych systemów.

Ażeby móc przeprowadzić obliczenie porównawcze kosztów energii szczytowej przy zastosowaniu rozmaitych środków jej wytwarzania, musimy zbadać koszty zakładowe poszczególnych źródeł obliczone na 1 kW mocy szczytowej i wypośredkować procentowe współczynniki (ob. str. 24) dla każdego z tych urządzeń.



Rys. 92.

- |                                  |                             |
|----------------------------------|-----------------------------|
| 1. Zakład dieslowy               | } bez kosztów<br>zbiornika. |
| 2. Zakład Ruths'a                |                             |
| 3. Zakład pompowy                |                             |
| 4. Zakład z baterią akumulatorów |                             |



Rys. 93.

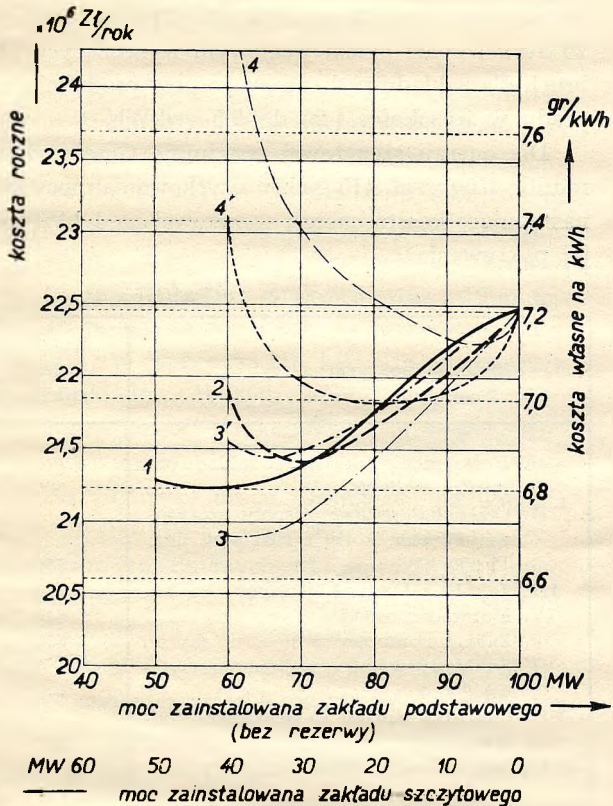
1. Cieplarka Ruths'a;
2. Pompy zbiornik wodny;
3. Bateria akumulatorów.

Przy zestawieniu tych kosztów porównawczych posługujemy się pracą Livoniusa i Wollega<sup>1</sup> i podajemy w pierwszym rzędzie według tego źródła w rysunkach 92 i 93 wykresy kosztów urządzeń szczytowych w zależności od ich mocy i koszty samych zbiorników (parowych, wodnych, elektrycznych) w zależności od czasu wyładowania zbiornika. W wykresach tych dla zbiorników wodnych przyjęto spad ok. 150 m, koszt samego zbiornika ok. 16 zł/m<sup>3</sup>, dla ciepłarek Ruthsa koszt zbiorników parowych na 410 zł/kW.

<sup>1</sup> Livonius i Wolle, Die Wahl der nach Art und Grösse zweckmässigsten Spitzenkraftquelle. ETZ 1931, Nr. 34, str. 1091.

Jako współczynniki procentowe przyjmują Livonius i Wolle<sup>1</sup> dla normalnych urządzeń parowych 21 (u nas 22, 5 str. 28), dla Diesli szczytowych 18,5 (u nas dla Diesli normalnych 22, str. 49), dla ciepłarek Ruthsa część maszynowa 19, właściwe zbiorniki 16,5, dla zbiorników pompowych część maszynowa 17,5, właściwe zbiorniki 12, dla akumulatorów elektrycznych część maszynowa 17, właściwe zbiorniki 18.

Na podstawie tych założeń zestawili Livonius i Wolle porównawcze koszty rozmaitych źródeł szczytowych, które uwidocznione są w wykresie 94 opierając się na stosunkach obciążenia w elektrowni berlińskiej z roku 1928. Z wykresu tego widać, jak w miarę zastępowania obciążenia elektrowni podstawowej przez źródło szczytowe oddzielne, koszty wypadkowe do pewnego punktu maleją przechodząc przez minimum (str. 168), aby potem znowu rosnąć. Z wykresu widać dalej, że w danych warunkach najtańszym źródłem pokrywania szczytów byłyby zbiorniki wodne, o ileby warunki przyrodzone pozwalały na ustawienie ich w samym miejscu zbytu. O ile zbiornik wodny oddala się o 25 km od centrum zbytu, wysuwają się motor dieslowski i ciepłarka Ruthsa jako kon-



Rys. 94.

1. Pokrywanie szczytów Dieslami;
2. Pokrywanie szczytów ciepłarkami Ruths'a;
3. Pokrywanie szczytów zakładami pompowymi w miejscu zbytu;
- 3'. Pokrywanie szczytów zakładami pompowymi z 25 km odległości;
4. Pokrywanie szczytów baterją akumulatorów;
- 4'. Pokrywanie szczytów baterją akumulat. z uwzględnieniem oszczędności w sieciach.

<sup>1</sup> Livonius i Wolle, l. c. Str. 1092, 1093, 1118 i 1119.



kurenci, a najkosztowniejsze są baterje akumulatorów nawet w wypadku, jeżeli baterja umieszczona będzie w sieci rozdzielczej, aby mogła zasilać bezpośrednio sieć niskiego napięcia.

Podobne obliczenia porównawcze przeprowadził Dr. Gosebruch<sup>1</sup> dla elektrowni parowej o mocy 40 000 kW, w której przyjmuje obciążenie szczytu o 12 000 kW przez oddzielne źródło przy maksymalnej pracy tego szczytu 30 000 kWh przez 24 godziny. Przy kosztach założenia elektrowni o ciśnieniu 25 atm. i opale pyłem węglowym wynoszących 610 zł/kW przyjmuje Gosebruch dla zakładu podstawowego przy produkcji rocznej  $150 \cdot 10^6$  kWh kosztą prądu w wysokości 4,25 do 5,5 gr/kWh.

Dla energii szczytowej przyjmuje Gosebruch pracę 9 wzgl.  $5 \cdot 10^6$  kWh rocznie (750 wzgl. 415 godzin użytkowania mocy źródła szczytowego) i podaje następujące koszty energii szczytowej na 1 kWh przy rozmaitych systemach jej pokrywania:

Tablica 24.

Sposób pokrycia szczytów	Koszta założenia zł/kW	Koszt w gr/kWh przy produkcji kWh/rok	
		$9 \cdot 10^6$	$5 \cdot 10^6$
I. Rozszerzenie normalnego zakładu parowego o 20 000 kW . . . . .	500	—	33
II. Oddzielne parowe zespoły szczytowe, 17 atm, kotły z rusztami, moc 12 000 kW . . . . .	550	—	24,5
III. Jak II z kotłami Bensona . . . . .	340	—	16,2
IV. Motor dieslowski . . . . .	640	—	35
V. Zakład pompowy w miejscu zbytu .	650	13,8	—
VI. Zakład pompowy z linią przesyłową 200 km . . . . .	—	26,7	—
VII. Ciepłarki Ruthsa w elektrowni podstawowej . . . . .	380	10	14,9
VIII. Jak VII w centrum obciążenia z kotłami elektrycznymi . . . . .	420	35,7	—
IX. Zbiorniki wody zasilającej (tylko do 20% mocy kotłów) . . . . .	280	—	13,8
X. Baterje akumulatorów w sieci prądu stałego . . . . .	1030	28	—
XI. Jak X w sieci prądu zmiennego .	1350	33,7	—

<sup>1</sup> Dr. Gosebruch, Erzeugung v. Spitzenstrom für grosstädtische Elektrizitätsversorgung. ETZ 1927, Nr. 26, str. 935.

## VIII. ELEKTROWNIE ZESPOLONE.

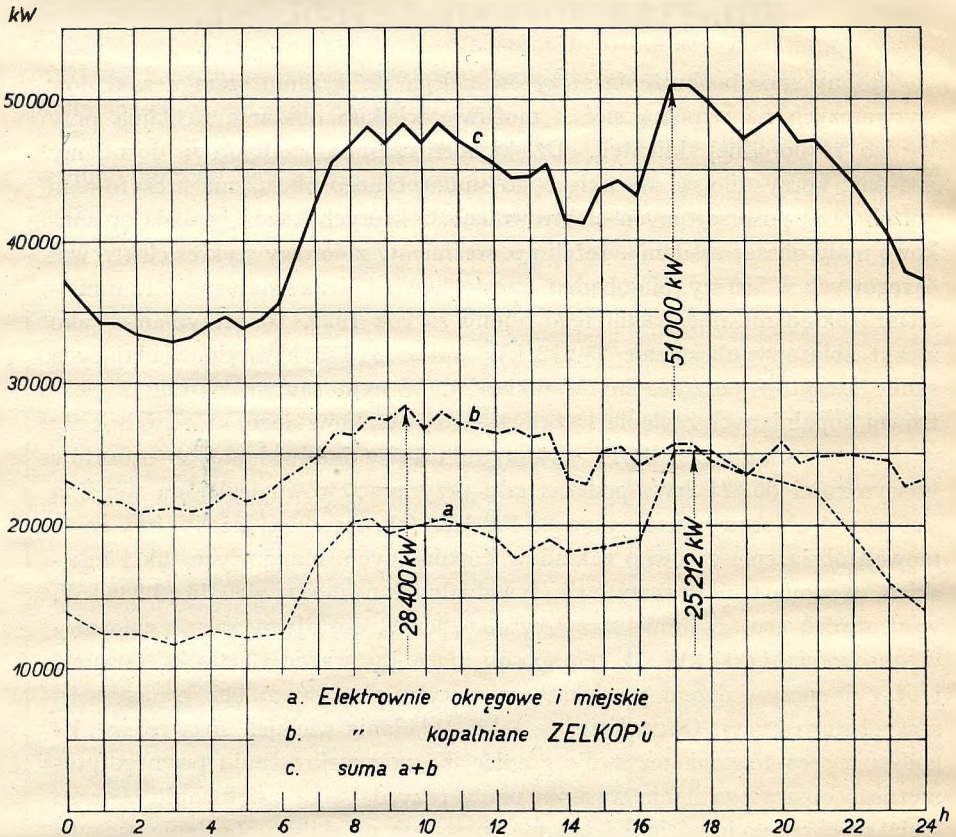
Osobny sposób obniżenia szczytów polega na łączeniu szeregu zakładów wytwórczych na wspólną sieć o możliwie wielkim obszarze zasilania przy bardzo różnorodnej klienteli. Dzięki różnoczesności odbiorów dostajemy znacznie korzystniejsze wyniki co do sumarycznego obciążenia szczytowego aniżeli przy poszczególnych elektrowniach, z których każda posiada stosunkowo mały obszar zasilania. Jeżeli np. weźmiemy zbiorowy wykres elektrowni okręgowych w Sierszy, Małobądzu, Częstochowie i Krakowie wraz z 12 mniejszymi zakładami miejskimi tego rejonu za rok 1929, to otrzymamy jako szczyt zbiorowy obciążenie 25 212 kW wobec 28 115 kW odpowiadających sumie szczytów poszczególnych zakładów. W tym samym okresie 7 elektrowni kopalnianych zagłębia Dąbrowskiego i Krakowskiego, które wchodziły w skład zrzeszenia ZELKOP, wykazywało sumę indywidualnych szczytów w wysokości 35 871 kW, podczas gdy przy pracy równoległej na wspólną sieć szczyt zbiorowy spadłby na 28 400 kW (ob. rys. 95). Jeżelibyśmy zesumowali obciążenie zarówno zakładów kopalnianych, okręgowych jak i miejskich, to zamiast sumy szczytów indywidualnych dochodzących do 63 986 kW, wzgl. dwóch grup o sumie szczytów 53 612 kW, dostajemy szczyt zbiorowy w wysokości 51 000 kW. W ten sposób możnaby prawie 13 000 kW zwolnić i użyć je przy dalszem powiększeniu szczytu zbiorowego bez konieczności nowych inwestycji. Oczywiście, że takie składanie wielkich sieci celem złagodzenia szczytów ma też swoje granice, bo po przekroczeniu pewnego granicznego obszaru zasilania warunki pracy przy dalszem zwiększaniu obszaru stają się coraz podobniejsze i już nie pozwalają na dalsze obniżenie szczytu zbiorowego. Dokładną analizę dla stosunków niemieckich, gdzie koncentracja sieci jest już bardzo daleko posunięta, przeprowadził Schraeder,<sup>1</sup> wykazując, że przy ewentualnem jeszcze dalszem sprzężeniu zakładów wytwórczych nie uzyskałoby się żadnej dalszej korzyści.

Złączenie szeregu zakładów wytwórczych na wspólną sieć ma poza możliwością złagodzenia szczytu zbiorowego jeszcze dalsze znaczenie w następujących kierunkach. Przedewszystkiem „system“ taki pozwala zmniejszyć rezerwy

<sup>1</sup> Fr. Schraeder, Die Problematik des Spitzenausgleiches bei der Grosskraftwirtschaft in Deutschland. ETZ 1931, Nr. 42, str. 1294.



poszczególnych zakładów wytwórczych. Jeżeli normalnie samodzielny wytwórczy zakład elektryczny miał rezerwy dochodzące do 50%, a nawet przekraczający tę cyfrę, to w systemie zakładów zespolonych rezerwa ta maleje do 15%. Nie trzeba się jednak oddawać złudzeniom co do faktycznego obniżenia globalnych kosztów budowy w stosunku 1,15 : 1,5, bo wzamian za oszczędności w instalowanej mocy zakładu wytwórczego dochodzi do ka-



Rys. 95.

pitału zakładowego koszt sieci łączących, które przy większych mocach nawet dla średnich odległości (50 do 150 km) muszą być wykonane na napięcia 100–150 kV, a przy większych odległościach (ponad 200 km) trzeba przejść na 200–380 kV. W cytowanej wyżej pracy Schraeder podaje jako równoważnik kosztów budowy mocy 1000 kW w elektrowni kosztu 5 km linii przesyłowej jednotorowej o napięciu 100 kV, albo 3 km linii analogicznej o napięciu 220 kV. Stąd wylicza, że wybudowane od r. 1925 do r. 1931 w Niem-

czech linje 100 kV o długości 6174 km i 220/380 kV o długości 1920 km pozwoliłyby na zainstalowanie mocy 1 900 000 kW jako dodatkowej rezerwy w zakładach wytwórczych. Moc taka równałaby się rezerwie 100<sup>0</sup>/<sub>0</sub>-owej, podczas gdy w r. 1913, kiedy gospodarka zespolona tak jakby nie istniała, rezerwa wynosiła globalnie tylko 70<sup>0</sup>/<sub>0</sub>. Trzeba więc i w tym kierunku naprzód dokładnie projekt rozważyć, zanim się decyduje na zespolenie dwóch zakładów zamiast indywidualnego powiększenia każdego z nich.

Rezerwy umieszczone w zakładach miejscowo rozdzielonych, a połączonych na wspólną sieć mogą jednak poza ewentualną oszczędnością kosztów mieć bardzo wielkie znaczenie dla utrzymania nieprzerwanego ruchu w całym systemie. W tym związku odgrywa wielką rolę szybkość puszczenia w ruch zespołów maszynowych będących w rezerwie. Najbardziej rozpowszechnione turbozespoły parowe są pod tym względem najmniej elastyczne, zwłaszcza jeżeli trzeba również uruchomić dodatkowe kotły. Jednak i pod tym względem ostatnie lata wykazują wielki postęp i tak turbozespoły berlińskiej elektrowni Westkraftwerk (1931) wymagają dla uruchomienia od spoczynku do normalnego ruchu łącznie z synchronizowaniem 36 minut.<sup>1</sup> Motory dieslowskie w Henigsdorf (pod Berlinem) ruszają ze spoczynku do synchronizacji w ciągu 3–5 minut, turbiny wodne w zakładach pompowych (Herdecke) w ciągu 3<sup>1</sup>/<sub>2</sub> minut, wprowadzony przez firmę Brown-Boveri kocioł „Velox“ pozwala na uruchomienie turbozespołu w przeciągu kilku minut<sup>2</sup> i dlatego te rodzaje popędów są ze względu na szybkość uruchomienia tak nadzwyczaj cenne. O ile rezerwowe generatory w zakładach dieslowskich lub pompowych są w ruchu jako fazownice, to przełączenie ich na sieć odbywa się w jeszcze krótszym czasie.

Że jednak przy najlepszej organizacji zespołu i wystarczających rezerwach nie są wykluczone przykre niespodzianki, dowodem wypadek, jaki wydarzył się w niedzielę 29. VII. 1934 o godz. 11<sup>24</sup> w angielskim „gridzie“ (ob. str. 233). Przez uszkodzenie jednego turbozespołu o mocy 30 MW w Deptford w ciągu kilku minut 14 zakładów wytwórczych o zainstalowanych 1271 MW i o 405 MW będących w ruchu przy obciążeniu 300 MW wypadło z sieci, przez co 30 000 km<sup>2</sup> i 13,5 · 10<sup>6</sup> mieszkańców zostało pozbawionych dopływu energii przez przeszło pół godziny, poczem powoli w ciągu dwóch godzin poszczególne zakłady synchronizowały się ponownie z siecią. Rozmiar przerwy był dlatego tak wielki, że przy niedzieli część gridu i część zespołów rezerwowych była dla kontroli wyłączona.

Dalsze niezaprzeczone znaczenie zakładów zespolonych polega na tem, że umożliwia najgospodarniejszą pracę zespołu przez przydzielenie każdej

<sup>1</sup> Siemens Zeitschrift 1932, Nr. 9, str. 307.

<sup>2</sup> Brown-Boveri Mitteilungen 1933, Nr. 1, str. 38.



z połączonych elektrowni zasilanie tej części wykresu obciążenia, w której praca danego zakładu jest najekonomiczniejsza.

Ponieważ przy połączeniu miejscowo rozdzielonych zakładów wytwórczych sieciami o poważniejszych długościach przy najwyższych napięciach powstaje cały szereg problemów technicznych związanych z regulacją napięcia, częstotliwości, rozdziału energii bezwattowej, a równocześnie chodzi o uzyskanie najkorzystniejszych wyników gospodarczych, wyłoniła się konieczność ustanowienia dla zespołów takich jednolitego kierownictwa naczelnego stojącego ponad poszczególnymi kierownictwami lokalnymi. W wielu wypadkach nawet przy wspólnej pracy każda z sieci zespolonych wraz ze swoim zakładem wytwórczym zachowuje samodzielność kupiecką sprzedając energję na własny rachunek, a połączenie ma na celu tylko wzajemną pomoc przez wspólne rezerwy, względnie pokrywanie szczytów jednego z zakładów kosztem innego zakładu zespolonego lub też rozbiór energii według zasad największej gospodarności. Takie rozwiązanie utrudnia wzajemne rozrachunki między zakładami zespolonymi, które się znacznie upraszczają przy zbywaniu energii na wspólny rachunek przez zespół zorganizowany jako jedno przedsiębiorstwo zjednoczone.

W każdym razie współpraca kilku elektrowni wymaga jednak wspólnego, jednolitego kierownictwa, którego zarządzeniom wszyscy współinteresowani muszą się bezwzględnie poddać. Taki naczelnny kierownik ruchu (franc. repartiteur, ang. dispatcher, niem. Lastverteiler) stanowi dziś w rozległych sieciach i zespolonych zakładach mózg całej organizacji elektryfikacyjnej. Kierownictwo powinno się znajdować o ile możliwości w środku ciężkości obciążenia sieci; kierownictwo takie musi mieć do dyspozycji wszelkie przyrządy kontrolne zwyczajne czy rejestrujące, telefony, telegrafy i teletypy dla kontroli na odległość i wydawania poleceń na odległość. Kierownictwo powinno być w ścisłym kontakcie z zarządem centralnym przedsiębiorstwa najlepiej we wspólnym budynku; kierownik musi być samodzielny, obiektywny, cieszyć się pełnem zaufaniem każdego z przedsiębiorstw; musi być poinformowany o wszelkich przebudowach i rozbudowach, aby mógł utrzymać ruch bez przerwy we wszystkich odcinkach sieci. Do zadań kierownictwa należy ułożenie codziennego rozkładu jazdy poszczególnych zakładów wytwórczych, kontrola rozkładu, oznaczenie rezerw, utrzymanie napięcia i rozptywu obciążenia bezwattowego, normowanie gaśników uzimienia, wykreślanie krzywych obciążenia dziennego, zarządzanie wszelkich połączeń lub rozłączeń w sieciach, wkraczanie w czasie przerw i ich usuwanie, odbieranie rozmów i meldunków telefonicznych o obciążeniach i t. p.

Dla ułatwienia w tych czynnościach znajdują się w biurze kierownictwa szematy świetlne całej sieci i zakładów wytwórczych geograficznie ułożone,

na których każde włączenie czy wyłączenie dowolnego automatu uwidocznia się sygnałem optycznym. Nastawianie położenia poszczególnych automatów odbywa się albo od ręki według meldunków telefonicznych albo automatycznie.

Dla stałej kontroli rozkładu obciążenia znajdują się w kierownictwie urządzenia pomiarowe sterowane z odległości, dotyczące produkcji poszczególnych zakładów wytwórczych i wymiany energii z sąsiednimi sieciami, urządzenia licznikowe sterowane z odległości z oznaczeniem mocy szczytowej, mocy bezwattowej i napięcia, urządzenia wskazujące kompensację gaśników uziemienia.

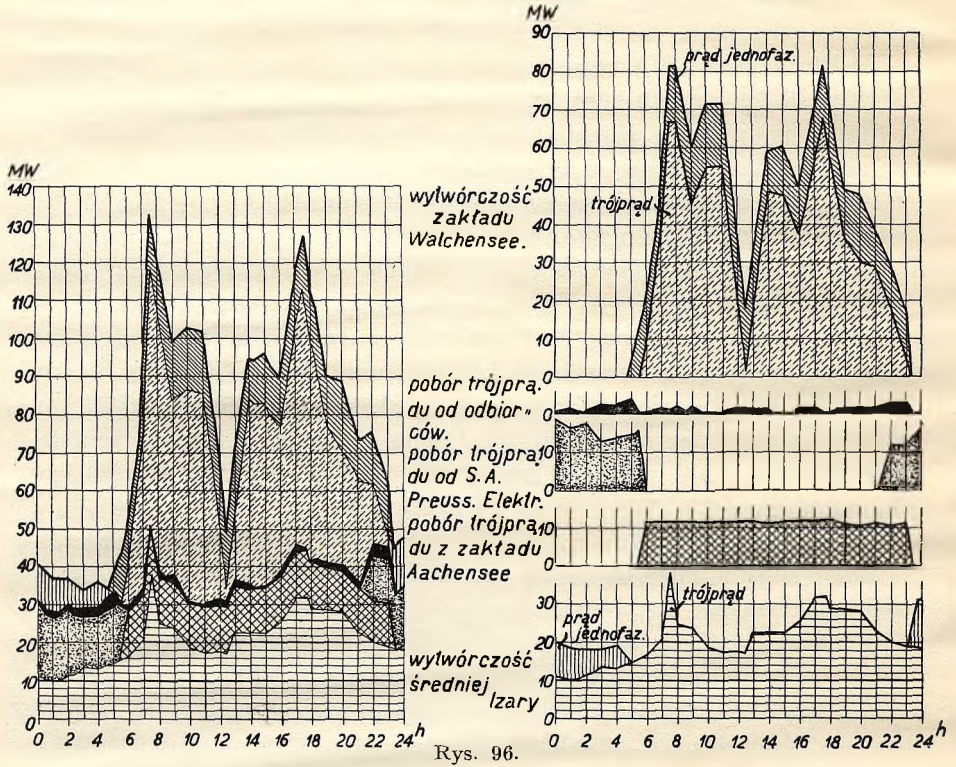
Większe urządzenia kierownicze znajdujemy w Europie w St. Denis pod Paryżem dla 6 parowych wytwórni paryskich (1 475 000 kW) i dla zespołu elektrowni wodnych z „Massif central“ (290 000 kW) połączonych z Paryżem sieciami 220 i 90 kV; w Smestad koło Oslo dla 18 zakładów wodnych (500 000 kW) zbiegających się tu swojemi sieciami 130 kV; w Moabit dla zjednoczonych zakładów miejskich Berlina (BEWAG), w Karlsfeld obok Monachjum dla całej sieci bawarskiej, w Leodjum (Linalux) dla zespołu elektrowni południowo-zachodniej Belgji, w Lanemezan dla sieci Związku Producentów Pirenei zachodnich. W Polsce tylko w dwóch okręgach spotykamy zjednoczone zakłady pod wspólnym kierownictwem, a to na Górnym Śląsku elektrownię w Chorzowie współpracującą z elektrownią w Łaziskach (26 km odległości) i na Pomorzu elektrownie wodne w Gródku i Żurze pracujące na wspólną sieć z elektrowniami parowymi w Toruniu i Grudziądzu (80 km odległości).

Na rys. 96 i 98 mamy uwidocznione przykłady wykresów obciążenia dziennego zespołu kilku zakładów pracujących na wspólną sieć. Rys. 96 przedstawia wykres zespolonych elektrowni bawarskich (Bayernwerk) raz w jednolitym wykresie sumarycznym podzielonym na poszczególne elektrownie zasilające wspólną sieć, a drugi raz rozbity na pięć wykresów składowych. Mamy więc u spodu zakłady wodne przepływowe rzeki Izary, ponad nimi w godzinach nocnych zakłady parowe spółki akcyjnej Pruskich Elektrowni (Preussen-Elektra), a w godzinach dziennych zakłady wodne przy jeziorze Aachen w Tyrolu (90 km odległości), wreszcie dla pokrycia szczytów zakłady wodne zbiornikowe przy jeziorze Walchen. Zespolone zakłady wytwarzają zarówno prąd jednofazowy dla kolei bawarskiej jak i trójprąd dla sieci ogólnokrajowej. Energia poszczególnych zakładów zbiega się w wartowni Karlsfeld koło Monachjum (ob. rys. 97), gdzie urządza naczelnie kierownictwo całego zespołu.

Rys. 98 przedstawia wykres zjednoczonych 8 elektrowni berlińskich, które wspólnie zasilają sieć miejską. W wykresie tym są oddzielnie zaznaczone części pokryte przez zbiorniki parowe i akumulatory elektryczne (por. rys. 87).

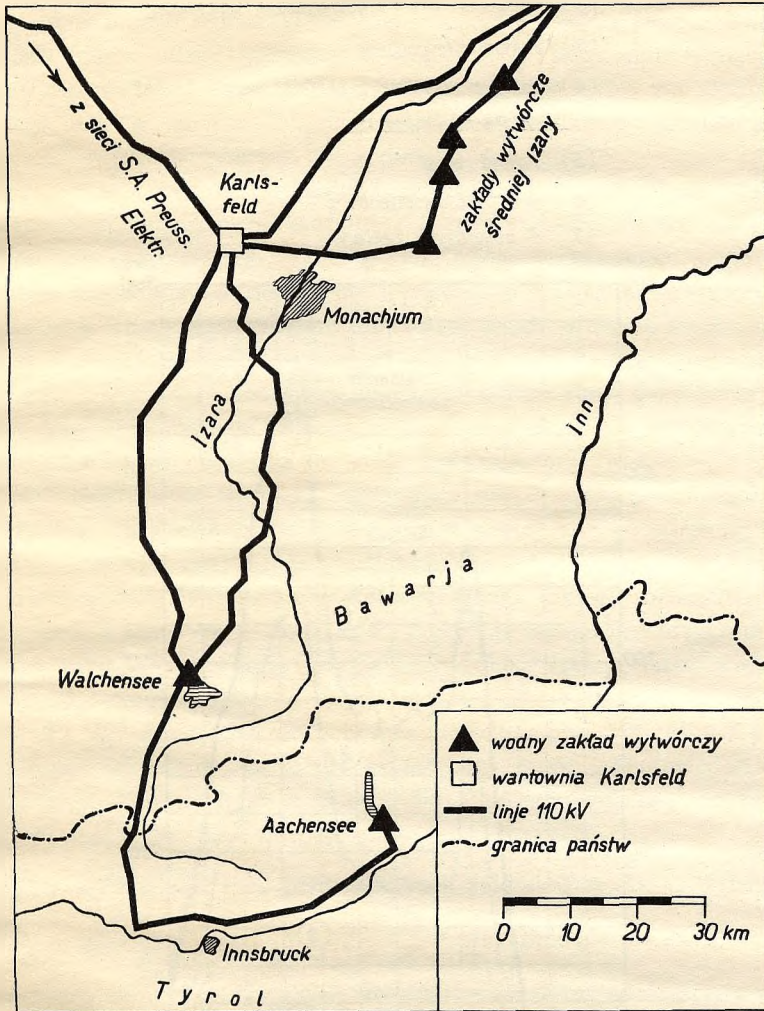


Jednym z zadań kierownictwa naczelnego jest właśnie podział obciążenia pomiędzy poszczególne współpracujące elektrownie na podstawie zasady największej gospodarności całego zespołu. Z zakładów zespolonych tylko jeden zakład może odgrywać rolę zakładu szczytowego o zmiennym obciążeniu, ale o stałej częstotliwości i ten zakład utrzymuje tę stałą częstotliwość w całej sieci. Reszta zakładów jedzie albo ze stałym obciążeniem bez przerwy, czy też przez z góry przepisaną ilość godzin, albo ze zmianami ob-



ciężenia z góry przepisaniem według dokładnego rozkładu jazdy. Rozdzielenie obciążenia na poszczególne zakłady względnie zespoły maszynowe nie można powierzyć samym regulatorom maszyn, któreby to uskuteczniały w stosunku ilorazów  $\frac{N}{n}$ , gdzie  $N$  oznacza moc danej maszyny, a  $n$  zmianę ilości obrotów maszyny między biegiem luźnym a pełnym obciążeniem. Przy takim rozdzieleniu nie zostałyby bowiem uwzględnione momenty gospodarcze lub warunki wzajemnych umów np. zobowiązanie do odbioru pewnej minimalnej mocy względnie nieprzekraczania pewnego maksymalnego obciążenia. Tu

właśnie wkracza naczelne kierownictwo przez wybór zakładu szczytowego, a rozdział obciążenia zasadniczego między resztę zakładów według przepię-



Rys. 97.

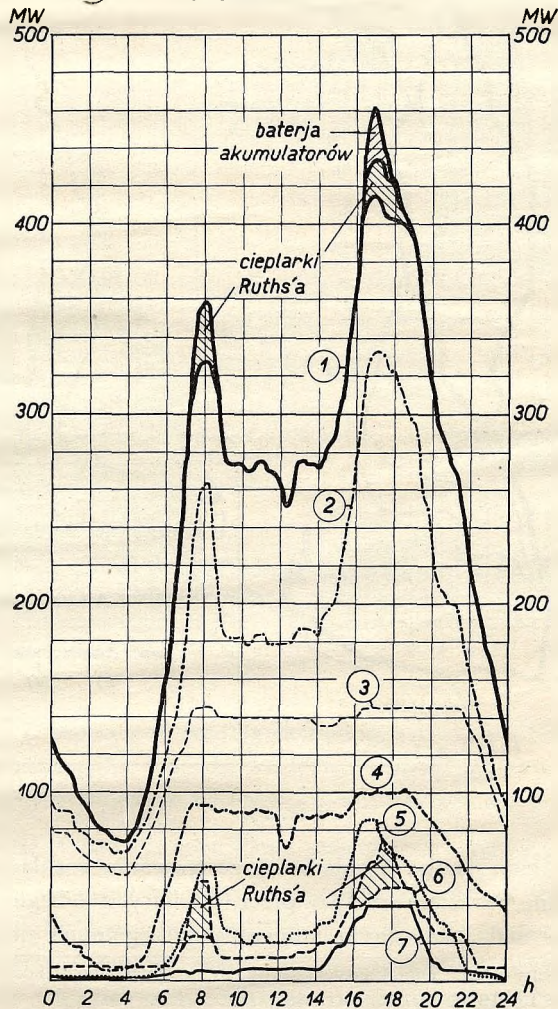
sanego im rozkładu jazdy. Dokładne przestrzeganie rozkładów jazdy jest zautomatyzowane,<sup>1</sup> a kierownictwo przez pomiary z odległości ma każdej chwili kontrolę nad faktycznym stanem poszczególnych obciążeń składo-

<sup>1</sup> Por. J. Leonpacher, Die Lastverteilung in u. zwischen Elektrizitäts-Grossversorgungsnetzen. ETZ 1929, Nr. 25, str. 887, rys. 3 i 9.



Podział wykresu obciążenia dziennego na poszczególne elektrownie zespolone zasilające Berlin.

- ① całkowite obciążenie
- ② " " miejscowych elektrowni
- ③ zakład Klingenberg
- ④ pobór z zewnątrz z zakładu węgla brunat. w Zschornewitz
- ⑤ zakład West
- ⑥ " Charlottenburg
- ⑦ 6 mniejszych zakładów



Rys. 98.

wych. W zakładach berlińskich centralna wartownia podaje stale wszystkim zakładom zespolonym chwilowe obciążenie sumaryczne i każdy z zakładów w stosunku do tej sumy reguluje swoje obciążenie indywidualne według z góry umówionego klucza. O ile wskutek zdefektowania pewnej stacji wytwórczej trzeba udział pozostałych zakładów w obciążeniu sumarycznym zmienić, kierownictwo podaje fałszywą, zwiększoną cyfrę zapotrzebowania ogólnego, aby w ten sposób przy niezmienionym kluczu rozdziału zmniejszona ilość zakładów pokryła obciążenie.

Utrzymanie stałej częstotliwości przydziela się zwyczajnie zakładowi o największej mocy rozporządzalnej; kontrola częstotliwości odbywa się samopiszącym przyrządem rejestrującym, który w granicach  $\pm 0,5$  okresu wykazuje najdrobniejsze odchylenia i pozwala je natychmiast wyregulować. W ostatnich latach wprowadzono też system zegaru o dwóch mechanizmach, jednym zwyczajnym astronomicznym regulowanym według obserwatorium, a drugim poruszonym motorem synchronicznym. Przy dokładnym utrzymaniu częstotliwości dwie wskazówki tego zegaru, każda poruszana osobnym mechanizmem, powinny się stale dokładnie przykrywać.

Jeżeli elektrownie zespolone zachowują niezależność pod względem kupieckim i każda z nich sprzedaje energję w swojej sieci po odrębnej taryfie, powstaje kwestja wzajemnego rozliczenia się między temi elektrowniami i podziału zysków. Przytaczamy kilka sposobów takiego rozliczenia:

1. Niech 6 zakładów A, B, C, D, E, F pracuje równolegle, przyczem pierwsze trzy zakłady dostarczają energii do wspólnej sieci, a dalsze zakłady D, E, F tylko energję pobierają. Niech wielkość dostarczonej mocy czy pracy będzie  $X_a, X_b, X_c$ , a wielkość pobranej mocy czy pracy  $X_d, X_e, X_f$ ; w dalszym ciągu zakładamy, że taryfy za moc czy pracę zakładów dostarczających energję wynoszą  $\alpha, \beta, \gamma$ . W wypadku tym całkowita moc czy praca we wspólnej sieci będzie  $X = X_a + X_b + X_c = X_d + X_e + X_f$ .

Udział w ogólnej dostawie poszczególnych zakładów A, B, C będzie

$$a = \frac{X_a}{X}, \quad b = \frac{X_b}{X}, \quad c = \frac{X_c}{X}, \quad \text{przyczem } a + b + c = 1.$$

Jako zapłatę za prąd proponuje się średnią taryfę zależną od iloczynów z udziału w dostawie ( $a, b, c$ ) i taryfy poszczególnych zakładów ( $\alpha, \beta, \gamma$ ). Poszczególne sieci odbierające energję D, E, F zapłacą więc

$$\begin{array}{ll} \text{sieć D} & \dots \dots \dots X_d(a\alpha + b\beta + c\gamma) \\ \text{sieć E} & \dots \dots \dots X_e(a\alpha + b\beta + c\gamma) \\ \text{sieć F} & \dots \dots \dots X_f(a\alpha + b\beta + c\gamma) \end{array}$$

Suma zapłaconych należności będzie  $\alpha X_a + \beta X_b + \gamma X_c$ ; z sumy tej otrzyma

$$\text{sieć A} \dots \alpha X_a \quad \text{sieć B} \dots \beta X_b \quad \text{sieć C} \dots \gamma X_c.$$



2. Inny sposób rozliczenia polega na opłacie według wysokości rezerwy oddanej do dyspozycji zespołu. Za podstawę służy wówczas „rezerwa kompleksu“ t. j. różnica między ogólną mocą zainstalowaną w elektrowniach zespolonych a największym obciążeniem sumarycznym sieci zespolonych.<sup>1</sup> Elektrownia, która ma rezerwę procentowo mniejszą od rezerwy kompleksu, płaci za rezerwę tym elektrowniom, których rezerwa procentowo przewyższa rezerwę kompleksu. Weźmy przykład trzech zakładów A, B, C o następujących danych zainstalowanej mocy i obciążenia sieci:

Tablica 25.

	A	B	C	Suma
1. Moc instalowana MW . . . . .	150	75	25	250
2. Maks. obc. sieci podczas szczytu MW	135	50	30	215
3. Rezerwa MW . . . . .	+15	+25	-5	+35
3a. Rezerwa wyrażona w % . . . . .	+10	+33,3	-20	+14
4. Normalna rezerwa według rezerwy kompleksu t. j. 14% mocy inst l. MW .	+21	+10,5	+3,5	+35
5. Niedobór rezerwy 4) - 3) MW . . . . .	+6	-14,5	+8,5	0

Wobec tego Elektrownia B ma nadwyżkę 14,5 MW ponad rezerwę kompleksu i otrzymuje zapłatę od dwóch innych zakładów, a to od zakładu A za 6000 kW, od zakładu B za 8500 kW.

3. Odminną zasadę rozliczenia przyjęło zrzeszenie belgijskich elektrowni (Linalux) według propozycji biura Courtoy w Leodjum, biorąc za podstawę oszczędności, jakie dany zakład osiąga: a) przez możliwość nierozszerzania elektrowni własnej o dalsze zespoły wytwórcze, b) przez nieuruchomienie części lub wszystkich istniejących zespołów, c) przez pędzenie tych zespołów bez obciążenia. System ten znany pod nazwą Erefka bierze za podstawę wysokość kosztów własnych wytwarzania prądu każdej z elektrowni zrzeszonych. Koszta te składają się z trzech czynników (wzór 4 na stronie 25): 1) z kosztów kapitału  $r$ , 2) z kosztów stałych ruchu  $f$ , t. zw. pogotowia niezależnego od wyprodukowanej energii, a związanego z mocą maszyn i ilością godzin ruchu, 3) z kosztów zmiennych ruchu  $k$ , t. j. opału zależnego od ilości wyprodukowanej energii; stąd nazwa  $r f k = \text{Erefka}$ .

Jeżeli któraś z elektrowni zrzeszonych dla sieci swojej potrzebuje moc większą aniżeli wynoszą jej zainstalowane maszyny, to zaoszczędza z niezainstalowanej nadwyżki  $r$ , t. j. amortyzację i oprocentowanie kapitału dodatkowego,  $f$  t. j. kosztu pogotowia i  $k$  t. j. kosztu opału; mówimy w tym wypadku o mocy dodatkowej. Jeżeli elektrownia zrzeszona ma potrzebną

<sup>1</sup> E. I. Fowler, Interchange of energy El. World 1926, str. 1187.

moc do dyspozycji, ale nie uruchamia wszystkich maszyn, to od maszyn odpowiadających nieuruchomionej mocy oszczędza  $f$  t. j. koszta pogotowia i  $k$  t. j. koszta opału; w wypadku tym mówimy o mocy zastępczej. Jeżeli wreszcie elektrownia rozporządza mocą potrzebną dla siebie i trzyma w ruchu potrzebne maszyny, ale nie wytwarza całkowitej potrzebnej ilości kWh, to w stosunku do niewytworzonej energii zaoszczędza  $k$  t. j. koszta opału; w wypadku tym mówimy o mocy kompensacyjnej.

Jeżeli w poszczególnych zakładach zrzeszonych zainstalujemy oprócz liczników energii oddanej do sieci, przyrządy rejestrujące ilość godzin ruchu zespołów maszynowych, to na podstawie wskazań tych przyrządów i na podstawie ustalonych dla poszczególnego zakładu wartości  $r$ ,  $f$ ,  $k$ , można łatwo każdemu z zakładów zrzeszonych obliczyć należytość za pobraną energię, przyczem zakład zapłaci zupełnie to samo, coby go kosztowała energia wyprodukowana we własnym zarządzie.

4. Znacznie bardziej uproszczone są rozliczenia organizacji elektryfikacyjnej we Francji południowej, t. zw. Union des Producteurs de l'énergie électrique des Pyrénées Occidentales (zwanej w skrócie UPEPO). Szesnaście zakładów wodnych częściowo przepływowym, częściowo zbiornikowym (na górskich jeziorach) należących do sześciu towarzystw wytwórczych, z czego 5 przedsiębiorstw elektrochemicznych i towarzystwo kolei południowej (Chemin de Fer du Midi) podlega wspólnemu kierownictwu dla sprzedaży nadmiaru produkcji nie dającej się zużytkować we własnych przedsiębiorstwach, przyczem sprzedaż ta odbywa się na wspólny rachunek według jednolitej taryfy. Udziałowcy dostają za energię dostarczaną do wspólnej sieci przede wszystkim pewną zapłatę za każdą dostarczoną kWh, której wysokość ustala się według wartości 1 kg związków azotowych, wytworzonych przez udziałowców; jest to równocześnie cena, po jakiej udziałowcy płacą organizacji za 1 kWh dostarczonej energii odpadkowej, a więc bardzo niska taryfa.

Po roku obliczeniowym następuje podział czystego zysku, jaki wynika z nadwyżki dochodów uzyskanych ze sprzedaży na wspólny rachunek i z wydatków, w których mieszczą się również opłaty za prąd po owej niskiej cenie za kWh. Zysk tak obliczony rozdziela się według mocy zarezerwowanych przez poszczególnych udziałowców na rzecz wspólnej organizacji. Rozróżnia się jednak trzy kategorie mocy „subskrybowanych“, które w rozmaitej wysokości wynagrodzenia brane są do rozrachunku.

a) Moc zarezerwowana w wysokości 1000 kW przez 14 godzin na dobę czyli 14 000 kWh dziennie, względnie  $5 \cdot 10^6$  kWh rocznie; jest to t. zw. moc przepływowa (puissance de rivière) w zakładach wodnych bez zbiorników,



b) Moc zarezerwowana w wysokości minimalnej 2000 kW z prawem pobierania tej mocy każdej chwili aż do  $3 \cdot 10^6$  kWh rocznie; jest to t. zw. moc jeziorowa (puissance de lac) w zakładach zbiornikowych,

c) Moc zarezerwowana w wysokości 4000 kW z prawem pobierania tej mocy każdej chwili aż do  $2,4 \cdot 10^6$  kWh rocznie; jest to t. zw. moc szczytowa (puissance de pointe).

We wszystkich rozpatrywanych powyżej metodach rozliczeń wzajemnych podlega zwyczajnie kontroli wzgl. obrachunkowi również energia bezwattowa. Dla każdego punktu pomiarowego wchodzi wówczas w rachubę zespół czterech liczników, a to dwóch liczników kilowattgodzinowych z hamowaniem wstecznym dla poboru wzgl. dostawy prądu rzeczywistego i dwóch liczników kilowargodzinowych dla poboru wzgl. dostawy prądu bezwattowego.

## IX. ZESPOŁY HYDROKALORYCZNE.

Między zakładami zespolonemi na szczególne wyróżnienie zasługują zespoły, w których pracują zakłady różnych typów we wspólnym obszarze zasilania, a między nimi najczęściej możliwości pod względem kombinacji gospodarczej wykazują połączenia zakładów ciepłych z wodnymi, t. zw. zespoły hydrokaloryczne. W pierwszych okresach budowy zakładów wodnych dla celów elektryfikacji zespoły takie miały charakter rezerw ciepłych dla zakładów wodnych na wypadek braków wody; obecnie nie traktuje się ani zakładu wodnego ani ciepłego jako elementu niezależnego czy zasadniczego, ale już w samym założeniu całość systemu projektuje się na podstawie największej gospodarności zespołu. Jeżeli dawniej wybierało się lub wrywało szczególnie tanie siły wodne, aby uzyskać „konkurencyjność“ w stosunku do zakładów parowych, jeżeli później nastąpiło „otrzeźwienie“ w ocenie „bezpłatnej“ energii wodnej w miarę polepszenia się ekonomii kotłów i turbin parowych, to dziś panuje powszechna opinia, że zakład wodny zawsze może dać korzyści gospodarcze, o ile projekt całego systemu, którego zakład czy zakłady wodne są jednym z elementów, opracowany jest na racjonalnych podstawach. Omówienie tych podstaw jest przedmiotem niniejszego rozdziału, przyczem opieramy się w wywodach swoich na pracy prof. M. Seidnera, *Energiewirtschaft* (Berlin 1930).

Seidner dla oceny wzajemnego oddziaływania zakładów parowych i wodnych wprowadza dwa pojęcia zasadnicze, a mianowicie „współczynnik hydrokaloryczny“ i „współczynnik odbioru hydrokalorycznego zespołu“.

Współczynnik hydrokaloryczny oznacza stosunek  $\delta = \frac{k_w}{k_p}$ , przy czym  $k_w$  rozumie się dla najkorzystniejszej rozbudowy zakładu wodnego, a  $k_p$  dla zakładu ciepłego ustawionego w miejscu zbytu energii wodnej o mocy odpowiadającej owej najkorzystniejszej rozbudowie wodnej zwiększonej o 50%<sub>0</sub>-ową rezerwę, przy produkcji rocznej energii  $A$  kWh, równej maksymalnej możliwej produkcji rozpatrywanego zakładu wodnego.

Współczynnik odbioru hydrokalorycznego zespołu  $\varepsilon$  oznacza iloraz z ogólnego zapotrzebowania energii w pewnym obszarze zasilania

<sup>1</sup> Ob. wzór (5) str. 25 i wzór (9) str. 51.



i energii rozporządzałnej zakładu wodnego pracującego w rozpatrywanym obszarze zasilania, a rozbudowanego na najkorzystniejszą moc.

Pierwszy z tych współczynników jest miarą konkurencyjności danego zakładu wodnego z teoretycznym zakładem cieplnym; w krajach czysto wodnych (por. str. 15) współczynnik ten może spaść do wartości 0,1; w krajach wodno-węglowych (por. str. 15) wykazuje on średnie wartości 0,2—0,4 zależnie od położenia zakładu wodnego względem kopalń węgla. W każdym razie wartość współczynnika hydrokalorycznego powinna być mniejsza od jedności, o ile siła wodna ma wogóle zasługiwać na rozbudowę. Dla przykładu podajemy obliczenie współczynnika hydrokalorycznego dla projektowanego zakładu wodnego w Uniżu na Dniestrze i rozpoczętego zakładu wodnego w Myczkowcach na Sanie. Oba obliczenia oparte są na cenach z r. 1932, co jednak nie wpływa na ostateczny wynik, gdyż wszystkie w grę wchodzące elementy uległy w ciągu późniejszych lat jednakowej niższe.

Chcąc znaleźć dla Uniża warunki najkorzystniejszej rozbudowy według konstrukcji podanej na rys. 14 (str. 50), wychodzimy z równania linjowego kapitału zakładowego jako funkcji rozbudowy w formie

$$y = px + r = 658,2x + 9\,944\,930.^1$$

Jako moc optymalną znajdujemy  $x = 17\,800$  kW, czemu odpowiada kapitał

$$y = 21\,661\,000 \text{ złotych i produkcja roczna } A = 134 \cdot 10^6 \text{ kWh.}$$

Stąd otrzymujemy  $k_w = \frac{0,125 \cdot 21\,661\,000 \cdot 100}{134 \cdot 10^6} = 2$  grosze/kWh loco Uniż.

Ponieważ przypuszczamy, że zakład uniski mógłby gros energii rozporządzałnej zbyć dopiero w okręgu lwowskim w odległości 150 km, przeto trzeba znalezionej wartość  $k_w$  powiększyć o koszt transportu energii. Przy linii dwutorowej o przekroju  $70 \text{ mm}^2$  miedzi i napięciu 100 kV oraz przy dwóch stacjach transformatorowych po  $2 \cdot 20\,000$  kVA koszt odnośny wyniósłby okr. 10 milj. złotych, co daje jako wydatek roczny  $1\frac{1}{2}$  milj. zł., a na jedną użyteczną kWh z uwzględnieniem 10% o-owych strat w transformatorach i sieci

$$\frac{1\,500\,000 \cdot 100}{0,9 \cdot 134\,000\,000} = 1,25 \text{ gr/kWh.}$$

W sumie otrzymujemy koszt energii wodnej loko Lwów 3,25 gr/kWh.

Jako koszt  $k_p$  energii cieplnej otrzymamy dla zakładu o mocy 17 800 kW z dodatkiem 50% o-owej rezerwy a dla produkcji  $134 \cdot 10^6$  kWh, przy kapitale

<sup>1</sup> Równanie to wypośredkowano na podstawie kosztów dla rozbudowy 70 wzgl. 120 m<sup>3</sup>/sek podanych w Podręczniku inżynierskim dr. Bryly, tom I, str. 531. Lwów 1927.

zakładowym 700 zł/kW licząc kotły na ciśnienie 35 atm., opał węglem sproszkowanym lub gazem ziemnym, przy średnim zużyciu ciepła 4500 kal./kWh, a przy cenie paliwa 5 gr/10 000 kal.

$$k_p = \frac{1,5 \cdot 17\,800 \cdot 700 \cdot 100 \cdot 0,225}{134 \cdot 10^6} + 4500 \cdot \frac{5}{10^4} = 5,4 \text{ gr/kWh.}$$

Jest więc  $\delta = \frac{k_w}{k_p} = \frac{3,25}{5,4} = 0,6$ ; w Uniżu na miejscu wartość ta spadłaby na 0,37.

Analogiczny rachunek przeprowadzono dla Myczkowiec na Sanie przy następujących danych:

Moc faktycznie rozpoczętej rozbudowy 5000 kW.

Kapitał zakładowy 5 900 000 złotych.

Produkcja roczna 22 milj. kWh.

Zakład zastępczy ciepły oparty na gazach ziemnych z motorami gazowymi na  $5000 + 50\% = 7500$  kW po 1000 zł/kW.

Zużycie gazu ziemnego o wartości cieplnej 9000 kal/m<sup>3</sup> i cenie 5 gr/10 000 kal 0,33 m<sup>3</sup>/kWh.

Stąd wypada współczynnik hydrokaloryczny  $\frac{k_w}{k_g} = \frac{3,35}{9,16} = 0,366$ , a więc mniej więcej ta sama wartość, co dla Uniża bez transportu energii do Lwowa.

Ten pierwszy przez Seidnera wprowadzony współczynnik nie daje jednak jeszcze pełnej miary wartości siły wodnej, opiera się bowiem na założeniu, że cała rozporządzalna energia wodna znajdzie użyteczne zastosowanie. I tutaj wchodzi w grę drugi współczynnik nazwany przez Seidnera współczynnikiem odbioru hydrokalorycznego zespołu.

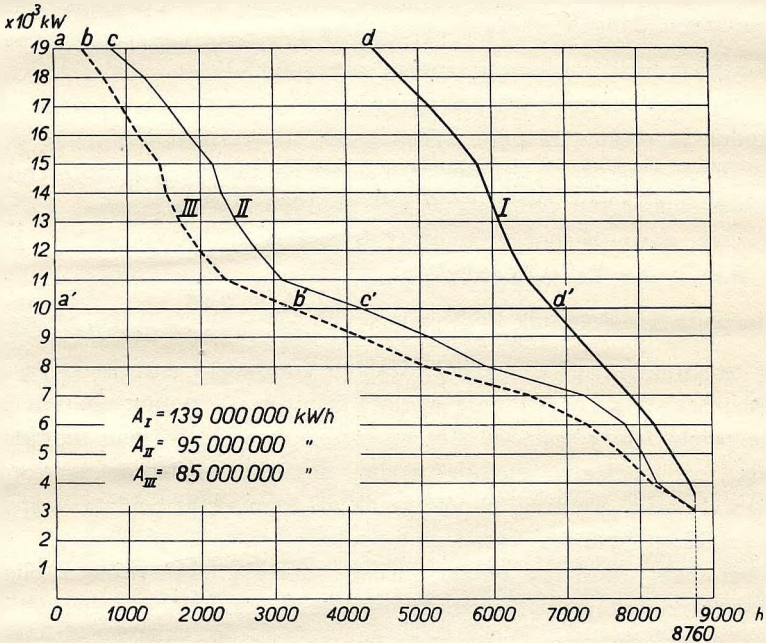
Jeżeli mamy dowolny obszar zasilany energią elektryczną z charakterystyczną krzywą uporządkowanych obciążeń rocznych, a z drugiej strony siłę wodną o pewnym przebiegu mocy rozporządzalnej w ciągu roku (rys. 99 krzywa II i I), to przedewszystkiem możemy stwierdzić, że te dwa ciągi o przypadkowym przebiegu wzajemnym, przeważnie uniemożliwiają wyzyskanie energii wodnej bez reszty. Nietylko bowiem część zapotrzebowania energii przypada na moce, które przekraczają rozbudowę optymalną, ale nawet w granicach rozbudowy zapotrzebowanie chwilowe danego obszaru zasilania wymaga nieraz mocy większej, aniżeli w tym dniu zakład wodny może dostarczyć.

Jeżeli w rys. 99 rozpatrzymy np. na krzywej I możliwość pokrycia mocy 10 000 kW przez zakład wodny, to odcinek  $a' d'$  oznaczy nam ilość godzin

<sup>1</sup> Przez  $k_g$  oznaczamy analogicznie do maszyn parowych wzgl. dieslowskich kosztą wytwarzania w elektrowni z popędem motorami gazowymi.



względnie dni w roku, przez jakie moc ta jest do dyspozycji. Będzie to  $h_1 = 6840$  godzin czyli  $\frac{6840}{24} = 284$  dni. Według krzywej II sieć wzięta za podstawę rozważań potrzebuje mocy 10 000 kW przez czas  $a'c'$  rocznie czyli przez godzin  $h_2 = 4200$ , a więc przez  $\frac{4200}{365} = 11,5$  godzin dziennie. Mnożąc  $\frac{h_1}{24}$  przez  $\frac{h_2}{365}$  czyli  $284 \cdot 11,5$  otrzymamy  $h_3 = \frac{h_1 \cdot h_2}{8760} = 3266$  godzin, jako tę ilość godzin, przez którą zakład wodny odpowiada wymaganiom sieci. Jest to ilość godzin przedstawiona odcinkiem  $a'b'$ , mniejsza od 4200, a  $b'$  jest jednym



Rys. 99.

punktem miejsca geometrycznego krzywej III energii użytkowalnej zakładu wodnego o przebiegu mocy według krzywej I w sieci o przebiegu II.

Wyrysowane w rys. 99 krzywe odpowiadają I) zakładowi uniskiemu rozbudowanemu na ilość wody  $150 \text{ m}^3/\text{sek.}$  t. j. na  $19\,000 \text{ kW}$  z produkcją roczną  $139 \cdot 10^6 \text{ kWh}$ , II) sieci okręgu lwowskiego w chwili, gdy zapotrzebowanie wzrośnie do  $100 \cdot 10^6 \text{ kWh}$  przy szczycie  $31\,000 \text{ kW}$ , jednak tylko dla obciążeń do  $19\,000 \text{ kW}$ , III) energii wodnej z Uniża dającej się w ówczesnej sieci lwowskiej użytkować t. j.  $85 \cdot 10^6 \text{ kWh}$ . Z rozporządzalnej energii wodnej odpada więc jako nie dające się w omawianych warunkach wyzyskać  $(139 - 85) \cdot 10^6 = 54 \cdot 10^6 \text{ kWh}$ ; rezerwowej energii cieplnej trzeba natomiast

$(100-85) \cdot 10^6 = 15 \cdot 10^6$  kWh rocznie przy szczycie  $31\ 000 - 3600 = 27\ 400$  kW, co odpowiadałoby wyzyskaniu tej rezerwy przez  $\frac{15 \cdot 10^6}{27\ 400} = 519$  godzin rocznie.

W metodzie tej wprowadzonej przez Seidnera dla obliczenia stopnia użyteczności danej siły wodnej mieści się jedno nieściśle założenie, że dzienne wykresy obciążenia rozpatrywanej sieci elektrycznej są w ciągu roku mniej więcej równe. Założenie to może być przyjęte, jeżeli chcemy zakładem wodnym pokrywać przeważnie obciążenia podstawowe; jeżeli jednak również i szczyty mają być uwzględnione, to krzywa wykorzystalnej energii wodnej przesunie się jeszcze cośkolwiek w kierunku osi rzędnej i tem samem ilość tej energii jeszcze się zmniejszy. Taką korektę krzywej Seidnera przeprowadza Musil<sup>1</sup> na podstawie faktycznych krzywych obciążenia z poszczególnych pór roku.

W przykładzie powyżej rozpatrywanym dało się z całkowitej energii wodnej w realnej sieci elektrycznej wyzyskać  $\frac{85}{139} = 61\%$  przy współczynniku odbioru hydrokalorycznego zespołu  $\varepsilon = \frac{100}{139} = 0,72$ .

Gdyby zakład uniski pracował nie tylko na okręg elektryfikacyjny lwowski, jak w przykładzie wyżej przytoczonym, ale ponadto jeszcze na całe województwo stanisławowskie i tarnopolskie i gdyby zapotrzebowanie roczne tych trzech obszarów wynosiło np.  $300 \cdot 10^6$  kWh, to przy współczynniku odbioru  $\varepsilon = \frac{300}{139} = 2,16$  krzywa II (rys. 99) objęłaby polem zapotrzebowanej energii krzywą I i znalazłoby się zastosowanie na przeważającą ilość poprzednio bezużytecznie odpływających rocznie  $54 \cdot 10^6$  kWh, a wyzyskanie rozporządzalnej energii wodnej wzrosłoby na przeszło 90%.

Ogólnie można powiedzieć, że w miarę wzrostu współczynnika odbioru hydrokalorycznego zespołu procent wykorzystalnej energii wodnej stale rośnie i może dojść do 100% stanowiąc w ten sposób ideał wykorzystania zakładu wodnego bez reszty. Równocześnie maleje wpływ gospodarczy siły wodnej na całość zespołu hydrokalorycznego. Jeśli współczynnik odbioru staje się bardzo wielki jak np. przy produkcji  $25 \cdot 10^6$  kWh zakładu wodnego na rzece Urft w zespole sieci Reńsko-Westfalskiej o zapotrzebowaniu  $1,5 \cdot 10^9$  kWh (współczynnik odbioru równy 600), to oczywiście wyzyskanie siły wodnej będzie idealne, ale wpływ finansowy energii hydraulicznej w systemie całkowitym przestaje wogóle odgrywać jakąkolwiek rolę, choćby ta siła wodna była faktycznie bezpłatna.

<sup>1</sup> Dr. L. Musil, Die Wirtschaftlichkeit der Energiespeicherung für Elektrizitätswerke. Berlin 1930, str. 50.



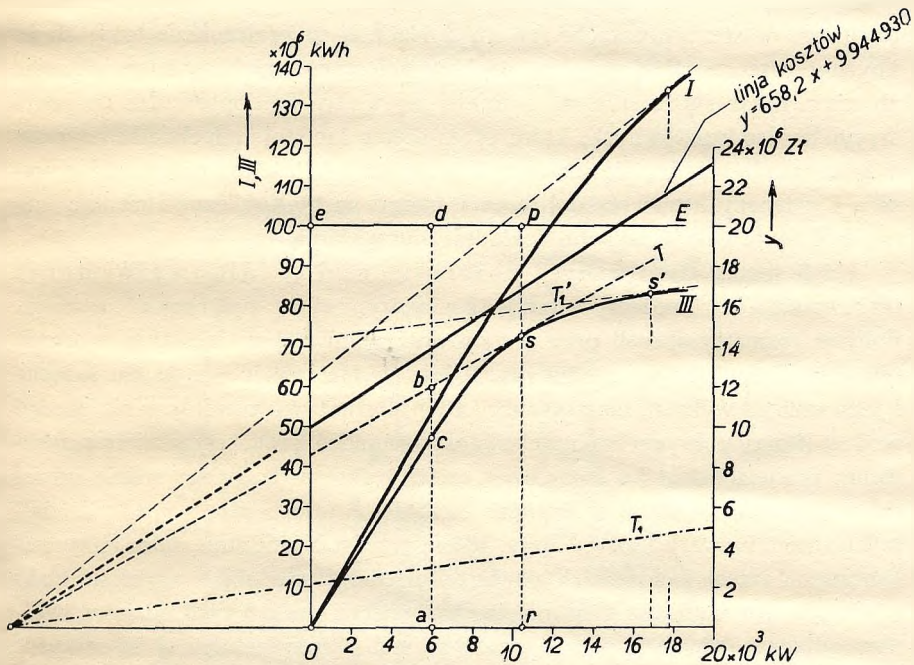
Jeżeli przy samodzielnym zakładzie wodnym najekonomiczniejsza rozbudowa (por. rys. 14, str. 50) powinna być wytyczną projektu wodnego, to przy zespole hydrokalorycznym miarodajnym dla gospodarności jest nie najniższy koszt siły wodnej, ale całego systemu. Rozpatrując ekonomję zespołu pod tym kątem widzenia dochodzimy do nieco odmiennych wyników co do najkorzystniejszej rozbudowy zakładu wodnego, stanowiącego jeden z elementów systemu.

Zagadnienie racjonalnej rozbudowy wodnej rozwiązujemy metodą konstrukcyjną wychodząc z krzywych rozporządzalnej w ciągu roku siły wodnej, obciążeń rocznych przynależnej sieci i zużytkowalnej w tym samym okresie energii wodnej (I, II, III na rys. 99). Krzywe I i III przerysowujemy w formie funkcji energii w zależności od mocy kreśląc, jak to uwidoczniiono na rysunku 100 na osi odciętych moce rozbudowy, a na osi rzędnych przynależne rozporządzalne roczne energie wodne. Jeżeli chodzi o sieć z zapotrzebowaniem energii rocznej w wysokości  $100 \cdot 10^6$  kWh, to prosta  $E$  przeprowadzona przez rzędną  $100 \cdot 10^6$  równoległe do osi  $XX$  przedstawi nam przez odstęp prostej  $E$  od krzywej III dla danej mocy rozbudowy wodnej tę część zapotrzebowania energii, którą będziemy musieli pokryć zakładem ciepłym. Przy tej kombinacji zakład wodny będzie pokrywał energję podstawową, a ciepły szczytową.

Gdyby chodziło o określenie najgospodarniejszej rozbudowy dla wykorzystalnej energii zakładu I w sieci II uwidocznionej krzywą III, to konstrukcją stycznych (por. str. 50) znaleźlibyśmy jako moc tej rozbudowy 10 400 kW przy produkcji  $72,3 \cdot 10^6$  kWh w punkcie styczności  $s$  stycznej  $T$  do krzywej III. Rzędne stycznej  $T$  proporcjonalne do kosztów rozbudowy przy mocy oznaczonej przez poszczególne punkty osi odciętej mogą nam w pewnej podziale przedstawić również koszty wytwarzania energii hydraulicznej przy danej rozbudowie. Jeżeli przyjmiemy, że koszty wytwarzania 1 kWh energii ciepłej równe są kosztom analogicznym dla energii hydraulicznej, to odcinki rzędnych zawarte między prostą  $E$  a krzywą III będą proporcjonalne do kosztów wytwarzania energii ciepłej. Dla dowolnego punktu np. 6000 kW kosztą ciepłe i wodne wyniosą  $cd + ab$ . Celem naszym jest znaleźć taką rozbudowę wodną, przy której suma kosztów energii ciepłej i wodnej będzie minimum. Punkt ten będzie leżał tam, gdzie krzywizna krzywej III zejdzie się z nachyleniem stycznej  $T$ , a więc w  $s$ , a suma kosztów będzie wówczas  $rs + sp$ . Z tego wynika, że przy założeniu równych kosztów 1 kWh ciepłej i hydraulicznej, najgospodarniejsza rozbudowa wykorzystalnej siły wodnej stanowi jednocześnie najkorzystniejszy rozdział zespołu hydrokalorycznego.

Ponieważ przyjęliśmy, że zakład ciepły będzie pokrywał szczyty, więc

koszta tej energii szczytowej nie będą równe, ale mniej więcej 4-y razy wyższe, aniżeli pracy podstawowej wodnej. Wobec tego linja kosztów energii wodnej będzie przebiegała nie według stycznej  $T$  ale według prostej  $T_1$ , której rzędne są 4-y razy mniejsze od rzędnych stycznej  $T$ . Wykreślając  $T_1'$   $T_1$  stycznie do krzywej III otrzymujemy nowy punkt styczności  $s'$ , który stanowi prawdziwą najgospodarniejszą rozbudowę zakładu wodnego dla rozpatrywanego zespołu i przy przyjętych założeniach. Jest to moc 16 900 kW przy produkcji rocznej  $83,1 \cdot 10^6$  kWh, wobec znalezionej dla samodzielnego



Rys. 100.

zakładu najgospodarniejszej mocy 17 800 kW i wobec znalezionej na rys. 99 przy mocy 19 000 kW wykorzystalnej pracy  $85 \cdot 10^6$  kWh.

Podział ról elementu cieplnego i wodnego w zespole nie jest jednak raz na zawsze ustalony w tym sensie, że zakład cieplny pokrywa energję szczytową. W bardzo wielu wypadkach przebieg odpływów w ciągu roku jest tego rodzaju, że przez szereg miesięcy zakład wodny rozporządza pełną mocą rozbudowy i przewidywaną energją, ale w innych — zimą w rzekach alpejskich, późnym latem i jesienią w rzekach średnio-górskich — pozostaje znacznie poniżej tej mocy i energii. W miesiącach tych odmieniają się role elementów



zespołu i zakład wodny obejmuje przy małej energii rozporządzalnej w ciągu doby pokrywanie części szczytowej wykresu obciążenia.<sup>1</sup>

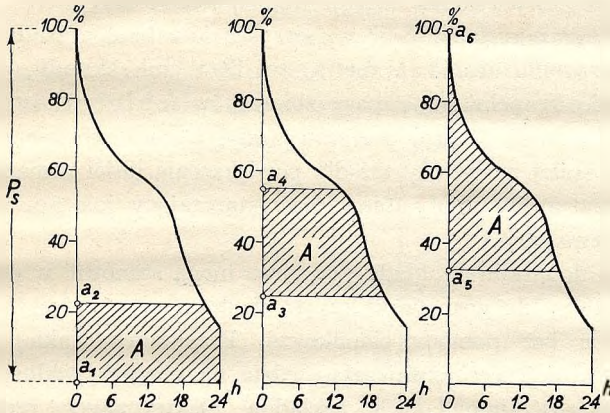
Te warunki rozkładu pracy na podstawie i szczyt wykresu obciążenia występują bardziej charakterystycznie przy zakładach wodnych zbiornikowych, które w przeciwieństwie do powyżej rozpatrywanych zakładów czysto przepływowych mogą w porach doby, tygodnia czy roku o mniejszym zapotrzebowaniu energii gromadzić zapas wody w zbiorniki dla wykorzystania go w okresach szczytowych wzgl. braku wody. Teoretycznie zbiornik wodny mógłby uniezależnić zakład hydroelektryczny od uzupełnienia cieplikowego w stu procentach. Ale im dokładniej uniezależnienie takie chcielibyśmy przeprowadzić, na tem większą pojemność trzeba zaprojektować zbiornik, licząc się ze stanami najmniejszej wody. To doprowadza do inwestycji bardzo kosztownych, które przez szereg lat stoją zupełnie bezczynnie, a tylko rzadko dadzą się użytecznie wyzyskać. Właściwa pojemność zbiornika i związany z tem podział mocy i energii na hydrauliczną i cieplną muszą być w projekcie zespołu dokładnie opracowane.

Jeżeli mamy do dyspozycji zbiornik wodny dla wyrównania dziennego, to możemy energię zamagazynowaną zużytkować w ciągu doby w rozmaity sposób przy danym uporządkowanym dziennym wykresie obciążeń sieci elektrycznej. Na rys. 101 I, II, III zaznaczone są dla jednego i tego samego wykresu elektrycznego trzy alternatywy pomieszczenia energii wodnej  $A$  przy pokryciu zapotrzebowania dziennego, przyczem w miarę przesuwania powierzchni  $A$  ku szczytowej części wykresu dziennego rośnie udział mocy zakładu wodnego w ogólnym szczycie  $P_s$  ( $a_2 a_c > a_3 a_4 > a_1 a_2$ ). W dalszych trzech figurach IV, V, VI rys. 101 są przedstawione stałe moce  $P_z$  w analogicznych trzech położeniach powierzchni energii wodnej w wykresie elektrycznym, a w wypadku tym maleją ilości energii wodnej i ich udział w ogólnym odbiorze dziennym w miarę przesuwania się powierzchni  $A$  ku szczytowej części wykresu dziennego ( $A_3 < A_2 < A_1$ ). Jeżeli chodzi o ustalenie t. zw. zabezpieczonej mocy  $P_z$ , która ma być do dyspozycji nawet przy najmniejszym dopływie wody, to rozstrzygająca jest figura VI rys. 101 odpowiadająca najmniejszej pracy w kWh, jaka jest do dyspozycji na dobę, przyczem wykres obciążenia elektrycznego odpowiada dniowi o największym zapotrzebowaniu pracy.

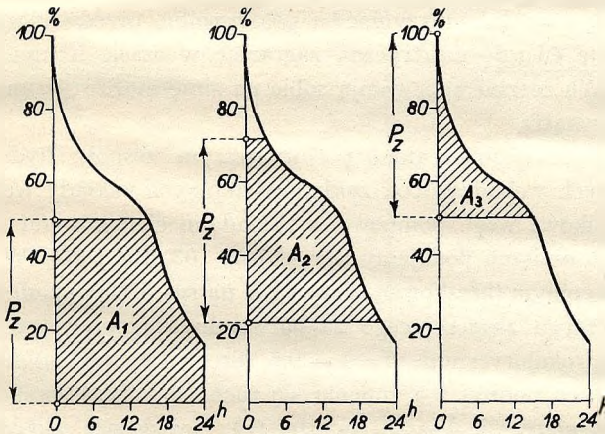
Zabezpieczoną moc można powiększyć przez gromadzenie nadmiarów odpływu wody w niedziele i soboty popołudniu przy odpowiednio zwiększonej pojemności zbiornika (zbiornik tygodniowy), przyczem pracę

<sup>1</sup> Por. referat 282 sekcji 8 na Światowej Konferencji Energetycznej w Berlinie 1930, dotyczący zakł. wodnego Conowingo o mocy 250 000 kW, produkcji rocznej  $1,35 \cdot 10^9$  kWh i stosunku małej wody do mocy rozbudowanej 1 : 250.

dzienną pokrywaną zbiornikiem zwiększamy o 16<sup>0</sup>/<sub>0</sub>, a moc o 6—8<sup>0</sup>/<sub>0</sub>. Przechodząc od zbiornika tygodniowego do zbiornika rocznego uzyskujemy przy znacznie zwiększonej pojemności możliwość podwojenia zbiornikowej pracy dziennej, jednak moc zabezpieczona podwyższy się tylko o ok. 40<sup>0</sup>/<sub>0</sub>.



Rys. 101. I — III.



Rys. 101. IV — VI.

Przebieg uporządkowanego rocznego wykresu obciążenia sieci ma również wielki wpływ na udział mocy zbiornikowego zakładu wodnego w szczytowem obciążeniu sieci. Im wyższe obciążenie szczytowe sieci przy tej samej ilości godzin jego wykorzystania, tem większy udział siły wodnej w mocy ogólnej, a im lepszy współczynnik obciążenia sieci ( $\alpha$ ), tem mniejszy udział zbiornika w zapotrzebowaniu mocy szczytowej.



Ogólnie mówiąc trzeba zakład zbiornikowy pracujący w zespole hydrokalorycznym dla pokrycia szczytów rozbudować na możliwie wielką moc, aby przez to obniżyć koszty założenia na 1 kW, a ponadto trzeba go włączyć w zespół o możliwie wysokim współczynniku odbioru ( $\varepsilon$ ) zapewniając zbiornikowi możliwość wyzyskania energii wodnej bez reszty.

Ostatnim wyrazem dokładnego wykorzystania zakładów wodnych w myśl dewizy, że nie wolno uронić ani metra, ani litra, ani sekundy, jest zastosowanie pomp do uzupełniania zapasu zbiorników (zbiorniki pompowe) czyto dla utrzymania stałego poziomu wody, a więc niezmiennego spadku, a tem samem stałej mocy, czy też dla powiększenia ilości zamagazynowanej wody, o ile naturalny dopływ jest niewystarczający jak np. w zakładzie Wägital w Szwajcarii.<sup>1</sup>

Zbiorniki i dodatkowe zakłady pompowe mogą stanowić w pewnych warunkach podstawy do gospodarki czysto wodnej, przy której możnaby się obejść zupełnie bez pomocy ciepłikowej. Przykładem takiej gospodarki w skali państwowej jest Szwajcarya, gdzie na energii wodnej opiera się ogromna większość istniejących zakładów elektrycznych reprezentująca 93% ogólnej mocy zainstalowanej i 99,5% całkowitej wytwórczości rocznej. Jednak i tam powstały w ostatnich latach pewne wątpliwości, czy na przyszłość uda się stan taki utrzymać<sup>2</sup> i poszczególne przedsiębiorstwa eksportujące obecnie energję elektryczną zagranicę w czasie letnim w ilości ok. 1 miljarda kWh rocznie zapewniają sobie na zimę możliwość importu energii ciepłej z zewnątrz.

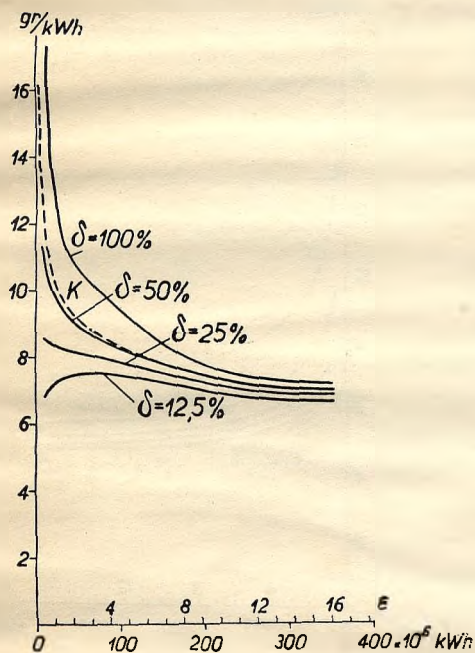
Seidner poddał obliczeniom porównawczym zespoły hydrokaloryczne, w skład których wchodzi obok zakładów ciepłych zakłady wodne przepływowe, zbiornikowe wzgl. pompowe, z zakładami ciepłikowymi samoistnymi, a wyniki tych obliczeń podajemy w rys. 102, 103, 104 i 105. W porównaniu z zakładem ciepłym (kreskowana krzywa  $K$  na rys. 102) wypada ruch zespołu hydrokalorycznego zawierającego zakład wodny przepływowy przy współczynniku hydrokalorycznym  $\delta = 1 - 0,5$  (droga siła wodna) niekorzystnie; jednak już nieco poniżej 0,5 zmienia się ruch na korzyść zespołu hydrokalorycznego w miarę jak  $\delta$  spada poniżej 0,5. Największe odchylenie między kosztami ruchu ciepłego i mieszanego wykazuje wykres przy najmniejszych wartościach  $\varepsilon$ , a w miarę zwiększania się tego współczynnika różnica w kosztach prawie się zaciera. Dla krzywych ruchu mieszanego przy  $\delta$  poniżej 0,5, a przy małych wartościach  $\varepsilon$  przebieg w przeciwieństwie do krzywej czysto ciepłej wykazuje wyraźny spadek kosztów.

Dla zespołów hydrokalorycznych z zakładem wodnym zbiornikowym

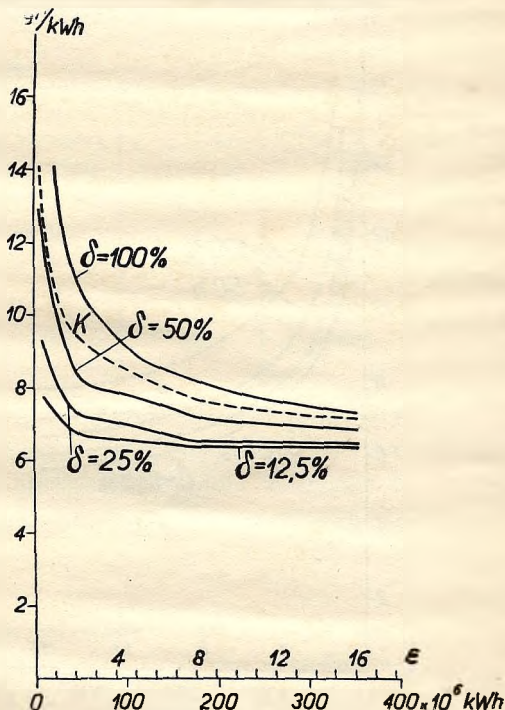
<sup>1</sup> Das Kraftwerk Wägital. Bericht der Bauleitung. Sieben 1930.

<sup>2</sup> Wirtschaftliches über die Energieversorgung des Landes im Winter. Bern 1928.

przebieg krzywej kosztów wykazuje wyższość zakładu czysto ciepłego (kreskowana krzywa  $K$  na rys. 103–104) w wypadkach  $\delta = 1 - 0,5$  wzgl. nawet przy mniejszych wartościach przy małych współczynnikach  $\varepsilon$ , przy czym musimy rozróżnić zbiorniki dzienne (rys. 103) i roczne (rys. 104). Przy zbiornikach dziennych obniżenie kosztów w miarę zwiększania się współczynnika  $\varepsilon$  dla niższych wartości współczynnika  $\delta$  mniej jest wyraźne, niż przy zbiornikach rocznych; natomiast przy małych wartościach  $\varepsilon$  wpływ małego współczynnika hydrokalorycznego więcej się uwydatnia przy zbiornikach dziennych aniżeli rocznych.



Rys. 102.



Rys. 103.

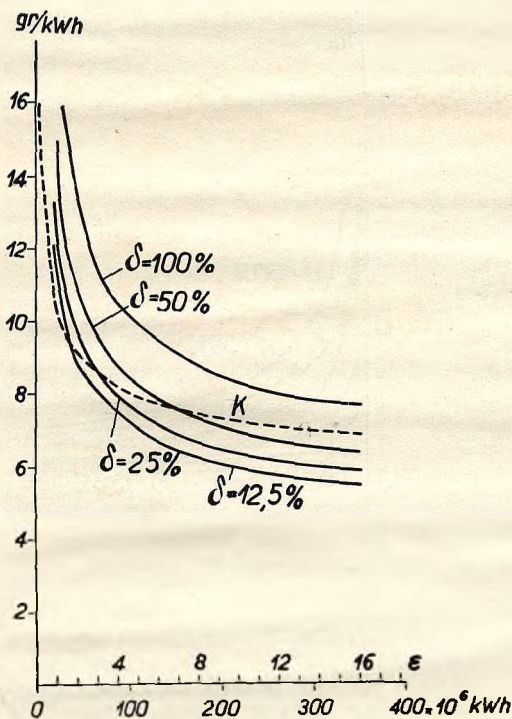
Wreszcie przy połączeniu zbiornika dziennego z zakładem pompowym kosztta wytwarzania zespołu hydrokalorycznego (rys. 105) wypadają niższe aniżeli w zakładzie czysto ciepłym, a to nawet przy współczynniku hydrokalorycznym  $\delta = 1$ . Warunki obniżenia się kosztów stają się nawet korzystniejsze przy małych wartościach  $\varepsilon$ , co się uwydatnia przez odchylenie ku dołowi krzywych kosztów zespołów hydrokalorycznych dla małych wartości odciętych.

Krauss rozszerzył studia Seidnera współpracy zespołów hydrokalorycznych przez przeniesienie rozważań swoich z wykresów obciążenia dzien-

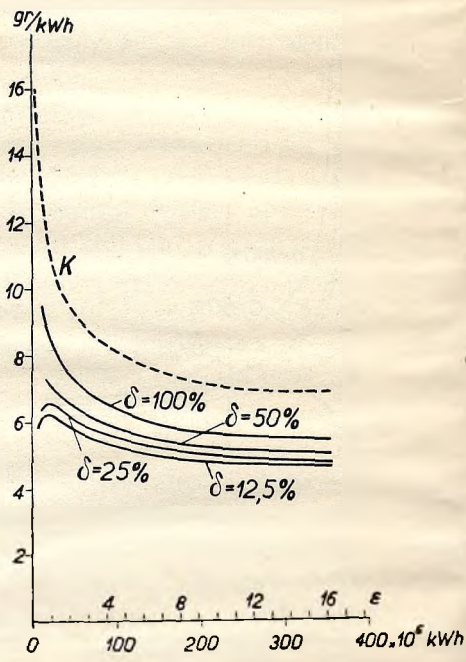


nego lub uporządkowanego wykresu rocznego wprost na całkowite wzgórze obciążeń pełnego roku. W pracy opublikowanej w r. 1930<sup>1</sup> zestawia Krauss możliwość pokrycia wodno-parowego przyszłej sieci państwowej w Niemczech przy współdziałaniu sił wodnych w Alpach bawarsko-austrjackich z wielkimi zakładami termicznymi położonymi w centrum węgla kamiennego i brunatnego.<sup>2</sup>

Krauss klasyfikuje alpejskie zakłady wodne według stosunku  $s$  ilości



Rys. 104.



Rys. 105.

odpływu wody w półroczu letnim i zimowym i przez zaprojektowanie odpowiednich zbiorników wyrównania rocznego dzieli zakłady na 5 grup, a to dla  $s > 1$ ,  $s = 1$ ,  $0 < s < 1$ ,  $s = 0$  i  $s < 0$ . Grupa pierwsza, w której  $s$  może dochodzić nawet do 10, stanowi normalne zakłady przepływowe wzgl. ze zbiornikiem o małej objętości; grupa  $s = 1$  przedstawia zakłady o zupełnym wy-

<sup>1</sup> K. Kraus, Arbeitsspeicher in den Alpen. ETZ 1930, Nr. 15/16, str. 525.

<sup>2</sup> Por. Mattern, Die hochalpinen Wasserkräfte im Rahmen d. mitteleuropäischen Stromversorgung (ETZ 1932, Nr. 38, str. 907). Mattern szacuje siły wodne w Alpach na 15 do 16 milj. kW z produkcją roczną 45 do 46 · 10<sup>9</sup> kWh, z czego chwilowo zaledwie 10% pracuje użytecznie.

równaniu sezonowem; grupa  $0 < s < 1$  powstaje, gdy zbiornik zakłada się na wyrównanie odpływu kilku sąsiednich dorzeczy; grupa  $s=0$  powstaje, gdy w lecie tylko się gromadzi wodę, a w zimie pracuje; wreszcie  $s < 0$  powstaje, gdy zbiornik przewidziany jest na pojemność większą niż naturalny letni dopływ i w lecie dopompowuje się dalsze ilości wody, aby wszystko razem zużytkować w zimie (np. Wäggital).

Wciągając do ogólnej gospodarki wodnej również zbiorniki o wyrównaniu dziennem dochodzi Krauss do następującego rozdziału poszczególnych źródeł energii pracujących na przyjęte wzgórze obciążień:

Tablica 26.

Grupa zakładów	Moc grupy w % mocy szczytowej	Udział grupy w % ogólnej pracy roczn.	Ilość godzin użytkowania
Zakłady wodne przepływowe . . . $s > 1$	8	18	6 200
Zakłady z wyrówn. dziennem . . . $s > 1$	39	36	3 600
Zakłady z wyrówn. rocznem . . . $s = 1$	6	4	2 800
Zakłady zimowe . . . . . $s = 0$	5	2	1 700
Zakłady cieplne . . . . .	42	40	4 000

Tak korzystny udział poszczególnych grup w ogólnym odbiorze wyrażający się w wysokiej cyfrze godzin użytkowania uzyskuje Krauss przez właściwe przydzielenie miejsca pracy we wzgórze obciążień. Kolejność wprzęgnięcia grup zakładów dla pokrywania udziału w mocy maksymalnej przedstawia się w sposób następujący

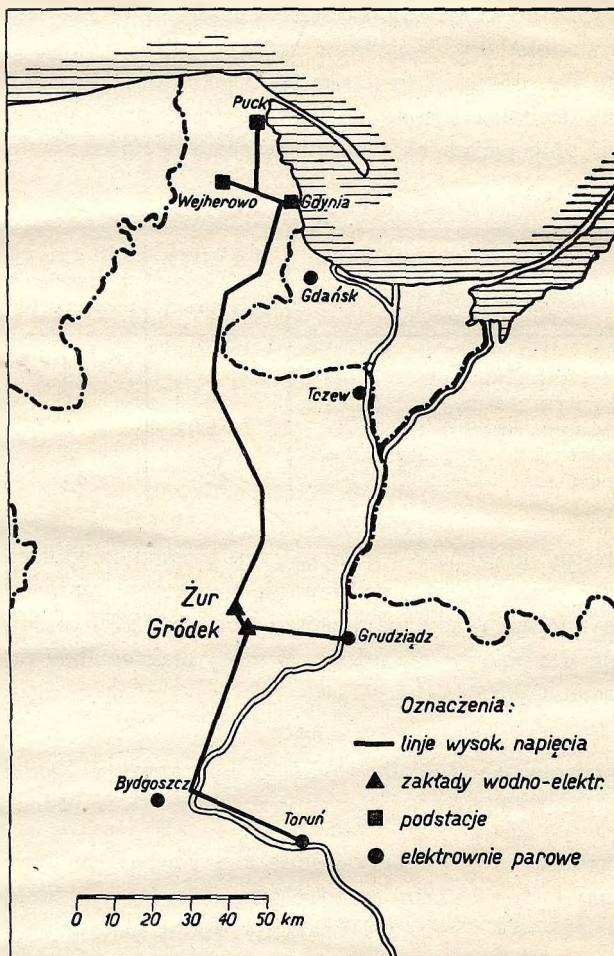
	Lato	Zima
Obciążenie podstawowe	Zakłady wodne przepływowe	Zakłady parowe i wodne przepływowe
Obciążenie średnie (część dolna)	Zakłady wodne z wyrównaniem dziennem i rocznem niezupełnem ( $s > 1$ ); w zimie dodatkowo zakłady wodne zimowe ( $s = 0$ )	
Obciążenie średnie (część górna)	Zakłady wodne z zupełnem wyrównaniem rocznem ( $s = 1$ )	
Obciążenie szczytowe	Zakłady wodne z wyrównaniem dziennem i rocznem niezupełnem ( $s > 1$ ).	

Dla wymiany energii między zakładami wodnymi w Alpach i cieplniami w ośrodkach węgla kamiennego i brunatnego projektuje Krauss wielką linię



przesyłową południe-północ, która według jego obliczeń będzie również dobrze wykorzystana, bo przez 4300 godzin rocznie.

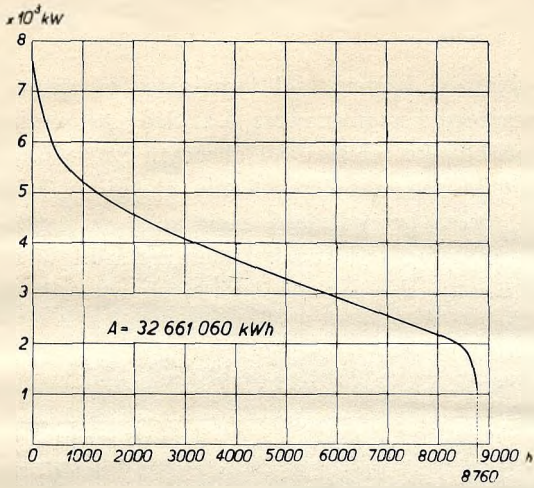
W Polsce mamy na Pomorzu dwa przykłady zespołów hydrokalorycznych,<sup>1</sup>



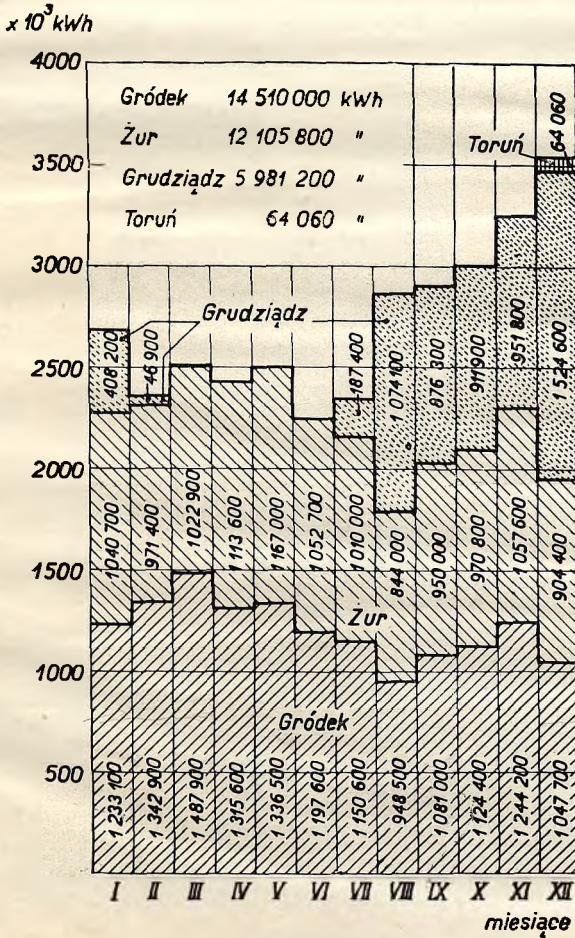
Rys. 106.

a to 1) Stocki Młyn—Wiechert—Tczew i 2) Gródek—Żur—Grudziądz—Toruń, z których ostatni zespół z produkcją roczną przeszło 30 milj. kWh zasługuje na szczególną wzmiankę. W zespole tym zakłady wodne pracują,

<sup>1</sup> A. Hoffmann, Organizacja współpracy elektrowni ciepłych i wodnych na Pomorzu i jej wyniki. Przegląd Elektrotechn. 1933, Nr. 10, str. 298.



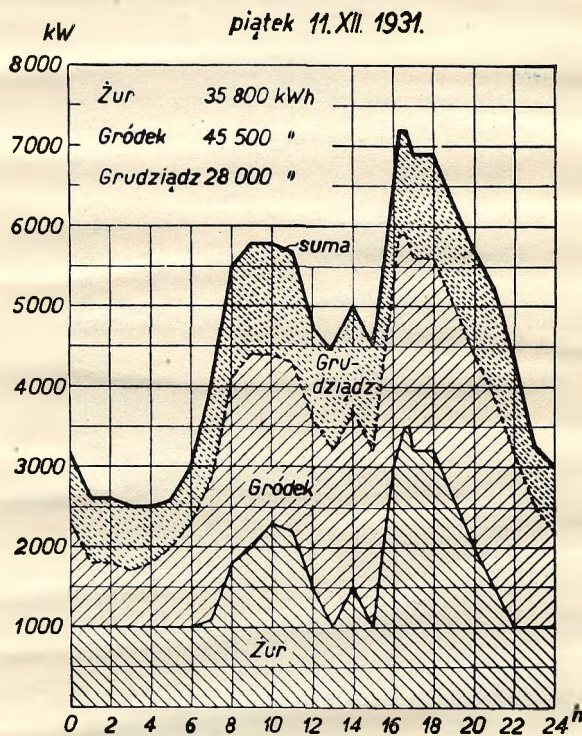
Rys. 107.



Rys. 108.



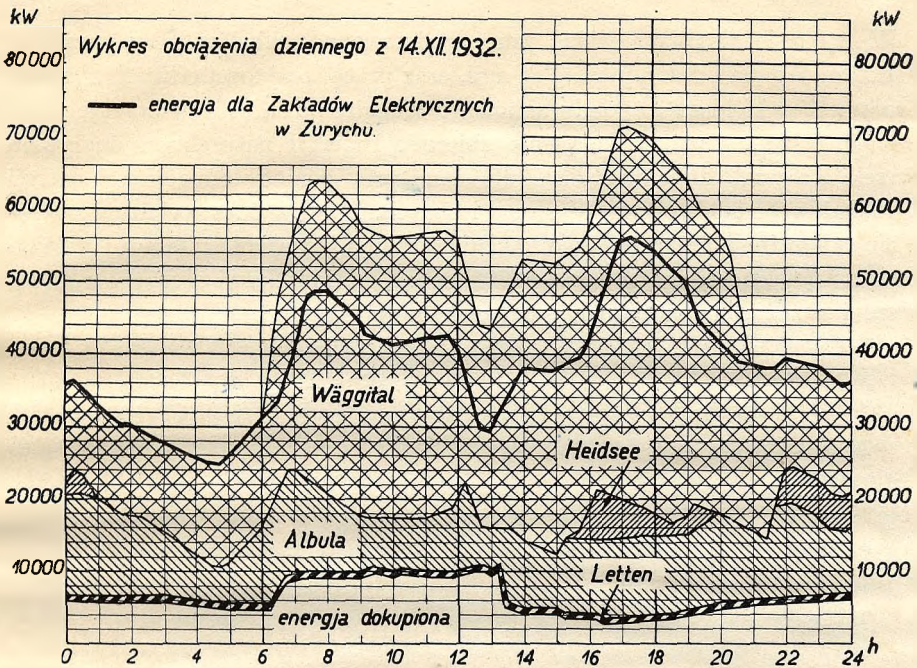
opierając się o zbiorniki dzienne wzgl. tygodniowe o pojemności 230 000 kWh jako zakłady szczytowe i wyrównawcze, a zakłady parowe dostarczają energii podstawowej i służą jako rezerwa. W obecnym czasie przesilenia gospodarczego przy zmniejszonym zapotrzebowaniu energii w miastach zasilanych ze sieci zespołu, przez przeważającą część roku wystarczają wogóle same zakłady wodne. W latach od uruchomienia zakładu w Żurze uzyskanie rozporządzalnej energii obu zakładów wodnych wynosiło 80—82%.



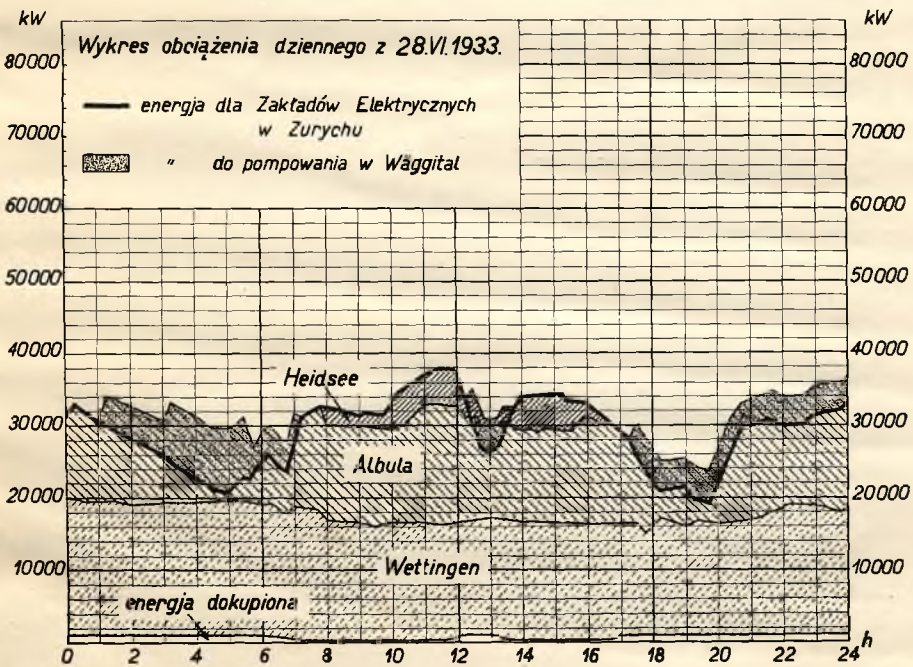
Rys. 109.

Na rys. 106—109 uwidoczniiony jest plan sytuacyjny zakładów wchodzących w zespół hydrokaloryczny Gródka, uporządkowany wykres obciążenia zespołu za rok 1931, wykres produkcji rocznej z r. 1933 i rozkład obciążenia dziennego z 11 grudnia 1931.

Wkońcu podajemy jako przykład współpracy zakładów wodnych różnych typów bez udziału zakładów ciepłych wykresy zespołu zakładów wytwórczych miasta Zurychu z grudnia 1932 (rys. 110) i z czerwca 1933 (rys. 111).



Rys. 110.



Rys. 111.



W wykresie zimowym widać pracę podstawową zakładów przepływowych Letten, Albula i dokupywanej energii, oraz pracę szczytową elektrowni zbiornikowej w Heidsee i zakładu zimowego Waggital. Ten ostatni pracuje tylko zimą ( $s < 0$ ), a w lecie napęlnia zbiornik Innertal naturalnym dopływem rzeki Aa wzgl. dopompowaniami ilościami przy pomocy odpadkowej energii zakładów przepływowych własnych i obcych. Letni wykres wykazuje pokrycie całkowite zapotrzebowania zakładami przepływowymi w Albuli i w Wettingen (uruchomiony na wiosnę 1933) z małemi dodatkami szczytów z Heidsee i z zużyciem energii do pompowania w Waggital.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> M. Altenberg, Miejskie Zakłady Elektryczne w Zurychu (EWZ). Przegląd Elektrotechniczny 1934, Nr. 5, str. 92.

## X. PRZYKŁADY PAŃSTWOWYCH I MIĘDZY- PAŃSTWOWYCH PROJEKTÓW ELEKTRYFIKACJI.

Z wyłuszczonej w poprzednich rozdziałach zasad wynika, że dla racjonalnego zasilania energią elektryczną większych obszarów należy tworzyć okręgi elektro-gospodarcze składające się ze systemu zakładów wytwórczych wzajemnie ze sobą połączonych i z sieci rozdzielczych ciężących gospodarczo do danego obszaru. Dalszą ewolucją na tej drodze byłoby łączenie takich okręgów sieciami o najwyższych napięciach (ang. super-power system) dla uzyskania jednolitej i planowej polityki elektryfikacyjnej w całym państwie na wzór kolejnictwa i teletechniki. Wreszcie przyjdzie kolej na międzynarodową wymianę energii elektrycznej dla wyrównania zasobów energetycznych poszczególnych państw.

Tego rodzaju idee przewodnie, które można odnaleźć we wszystkich państwach europejskich, prowadzą do opracowania planów ogólnej elektryfikacji tak, aby wszelkie projekty okręgowe mogły się dostosować do przyszłej sieci państwowej. Porządkowanie pierwotnego chaosu w dziedzinie elektryfikacji odbywa się w sposób rozmaity. W jednych państwach przedsiębiorstwa powstałe z inicjatywy prywatnej czy też publicznej lub mieszanej, rozrastając się organicznie, były siłą faktów zmuszone do wzajemnego porozumienia, stworzenia wspólnej sieci wyrównawczej, a nawet wspólnego kierownictwa, jak to miało miejsce w Niemczech, Włoszech, Szwajcarii, Belgii lub Francji. W innych państwach rząd sam bierze inicjatywę w swoje ręce, aby uporządkować elektryfikację, czego przykładem jest Anglja, Szwecja, Czechosłowacja lub Rosja. W obu wypadkach rządy od pierwszej chwili okazują duże zainteresowanie i jeżeli wprost nie są wykonawcami, to co najmniej subwencjonują prace teoretyczne, które mają służyć jako drogowskazy dla zawodowych elektryfikatorów. Tak się stało np. w Niemczech, gdzie rząd polecił znanemu działaczowi na polu elektryfikacyjnym O. von Millerowi jeszcze w r. 1927 opracować wytyczne ogólnej elektryfikacji całego państwa niemieckiego. Wyniki pracy tej wykończonyj w r. 1930 zostały wydane drukiem i stanowią cenny materiał porównawczy dla innych państw. Podobną pracę polecił „Polski Komitet Energetyczny“ w r. 1928 prof. Sokolnickiemu, który przy współudziale kilku fachowców dziel-



nicowych pracę tę opublikował w „Sprawozdaniach i pracach Polskiego Komitetu Energetycznego“ jako „Materiały do projektu elektryfikacji Polski“<sup>1</sup> i „Projekt elektryfikacji Polski“.<sup>2</sup>

Dwa te projekty Polski i Niemiec, które były opracowane oczywiście zupełnie niezależnie, a prawie równocześnie opublikowane, trzeba w tej chwili rozpatrywać z pewną korektą co do czasu, gdyż z powodu przesilenia gospodarczego, jakie panuje od publikacji tych projektów w r. 1930 aż do terminu końcowego przewidywanego u Millera na r. 1935 i pierwszego etapu elektryfikacji polskiej na ten sam rok oznaczonego, nastąpiło nietylko zahamowanie, ale nawet częściowo cofnięcie się poza stan z r. 1929. Pomimo tego projekty same nie straciły na aktualności, o ile punkt wyjściowy przełoży się na rok 1935, kiedy wróciła faza rozwojowa odpowiadająca pod względem elektryfikacji okresowi z r. 1929.

Zanim przystąpimy do omówienia projektu polskiego z r. 1930 podamy parę uwag historycznych, poprzedzających ten projekt.

Pierwsze próby ujęcia podstaw projektu ogólnej elektryfikacji Polski podjęło b. Min. Robót Publ., ogłaszając w latach 1921—1928 w czterech zeszytach p. t. „Elektryfikacja Polski“ (Małopolska, Wielkopolska—Pomorze, Województwa centralne i wschodnie, Zagłębie węglowe) cenne materiały odnoszące się do stanu przemysłu w Polsce w owej epoce wraz z obliczeniem zapotrzebowania energii elektrycznej dla przemysłu, światła i rolnictwa; następnie podane są dla poszczególnych dzielnic źródła energetyczne i charakterystyka rozwoju elektryfikacji.

Dalsze źródła do projektu można też znaleźć w wydawanych przez Min. Rob. Publ., a następnie przez Min. Przem. i H. rocznikach statystycznych elektrowni polskich, które w pięciu dotychczasowych tomach za lata 1925, 1926/7, 1928/9, 1930/32 i 1933/34 zawierają bardzo dużo materiału zarówno co do mocy i produkcji poszczególnych wytwórni, jak i co do wszystkich charakterystycznych dat potrzebnych dla zorientowania się w gospodarce zakładu wytwórczego i sieci.

Z końcem r. 1928 opublikował inż. J. Obrąpalski w „Technice ciepłej“ (Nr. 10/11 z r. 1928) „Kilka uwag w sprawie elektryfikacji Polski“, w których wykazuje korzyści, jakieby wynikły ze współpracy elektrowni kopalnianych w zagłębiu węglowym z wprzagnięciem rezerw o mocy 80—100 000 kW do pracy czynnej i oblicza, że elektrownie Zagłębia mogłyby ze zyskiem przesyłać energię elektryczną aż do Warszawy. Jako podstawę obliczenia bierze pierścień zamknięty o długości 621 km z Zagłębia przez Częstochowę, Łódź, Warszawę, Radom, Kielce z powrotem do Zagłębia, przyjmując moc przenie-

<sup>1</sup> Przegląd Techniczny 1929, Nr. 49, 50 oraz 1930, Nr. 1, 2, 3 i 10.

<sup>2</sup> Przegląd Techniczny 1930, Nr. 33 i 34.

sienia 70 wzgl. 140 MW przy 5500 godzinach użytkowania. Przy napięciu 110 kV dochodzi Obrąpalski do kosztów transportu 1,19 gr/kWh loko Warszawa i 0,74 gr/kWh loko Łódź, co wówczas dawało lepsze wyniki niż transport węgla koleją.<sup>1</sup>

Prawie równocześnie występuje inż. Siwicki z monografią elektryfikacji Pomorza na I Zjeździe Hydrotechnicznym w Warszawie.<sup>2</sup> Siwicki oblicza zapotrzebowanie energii elektrycznej na Pomorzu w r. 1945 — datę tę trzeba obecnie przesunąć o 6—7 lat — na  $215,5 \cdot 10^6$  kWh przy szczycie 69 000 kW. Cyfry tym przeciwstawia zasoby wodne Pomorza obliczone na  $327,5 \cdot 10^6$  kWh przy średniej mocy rocznej 37 384 kW z uwzględnieniem zbiorników wodnych o pojemności  $122 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup> czyli  $19,4 \cdot 10^6$  kWh. Wykresy pracy dziennej i rocznej dzieli Siwicki na trzy grupy biorąc w każdej z nich po  $\frac{1}{3}$  mocy szczytowej

1)	obciążenie podwalinowe	23 000 kW	z roczną produkcją	$161 \cdot 10^6$ kWh
2)	„ średnie	23 000	„ „ „ „	$46 \cdot 10^6$ „
3)	„ szczytowe	23 000	„ „ „ „	$8,5 \cdot 10^6$ „

Przez analizę wszystkich kombinacji udziału wody i pary w tych trzech grupach dochodzi Siwicki do wniosku, że najkorzystniejsze rozwiązanie polega na budowie jednej dużej elektrowni parowej dla całego Pomorza, podczas gdy wciągnięcie samych sił wodnych lub współpraca wodno-parowa daje według Siwickiego wyniki znacznie gorsze. W pracy tej nie został uwzględniony projekt sieci okręgowej, ani też wpływ takiej sieci na ogólne koszty energii przy scentralizowaniu wytwórczości w jednym zakładzie parowym.

Dalszym etapem opracowania planowej elektryfikacji Polski jest projekt Harrimana z r. 1929, który miał objąć 7 województw Polski centralnej i południowej (rys. 112). W projekcie tym znajdujemy, jakkolwiek tylko na ograniczonym obszarze Państwa, wszystkie elementa racjonalnej gospodarki elektrycznej. Przewidziane były dwa zakłady wytwórcze umieszczone przy źródłach energii, z tego jeden cieplny w Zagłębiu węglowym, a drugi wodny w Rożnowie na Dunajcu. Zakład cieplny miał zawierać jednostki o mocy po co najmniej 30 000 kW, a zakład wodny przy średnim spadku 38,5 m zaprojektowany był na najgospodarniejszą rozbudowę 50 000 kW z produkcją roczną  $164,4 \cdot 10^6$  kWh. Współczynnik hydrokaloryczny wynosił 0,75 a współczynnik odbioru zespołu hydrokalorycznego wypadł na 7,3, gdyż ogólne zapotrzebowanie roczne sieci projektowanego obszaru

<sup>1</sup> Por. też Obrąpalski, Program realizacji elektryfikacji Polski. Przegląd Elektryczny. 1935, Nr. 16, str. 511.

<sup>2</sup> K. Siwicki, Siły wodne w programie elektryfikacji Pomorza, referat E—5. Warszawa 1929.



zasilania wynosiło  $1,2 \cdot 10^9$  kWh. Przy zakładzie wodnym projektowany był zbiornik o pojemności  $218,85 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>, który przy wahaniami zwierciadła wody o 10 m dawał  $136 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup> pojemności użytecznej i pozwalał na obniżenie



Rys. 112.

wielkiej wody z 1700 na 719 m<sup>3</sup>/sek., a na podwyższenie małej wody z 12 na 28,1 m<sup>3</sup>/sek. W wykresie dnia grudniowego o maksymalnym obciążeniu 244 000 kW przy pracy  $4,39 \cdot 10^6$  kWh miała woda pokrywać 50 000 kW i 356 000 kWh. Studja przeprowadzone nad zużytkowaniem odpadkowej





kiem obciążenia ( $\alpha$ ) części termicznej i zasadniczym pokrywaniem szczytów zbiornikową energią wodną.

Projektowane zakłady wytwórcze miały być połączone ze sobą siecią o napięciu 110 kV względnie w razie potrzeby 150 kV, a całkowity szkielet sieci najwyższego napięcia pierwszej i drugiej rozbudowy miał łączyć zakłady wytwórcze z głównymi centrami zbytu w Łodzi, Warszawie, Tarnowie, Lublinie i t. p. według szkicu na rys. 112.

Wreszcie przygotowane były studja zakładu pompowego w górach kieleckich na Lubrzance niedaleko Kielc, gdzie projektowano zbiornik dolny o pojemności  $1,6 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup> przez spiętrzenie Lubrzanki o 8,5 m, a zbiornik górny  $1,4 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup> na górze Kłonówce w wysokości 180 m ponad zwierciadłem zbiornika dolnego. Dałoby to możliwość zamagazynowania 500 000 kWh przy mocy 60 000 kW.<sup>1</sup> Skąd projektowana była energia odpadkowa cieplna czy wodna do popędu pomp wobec ujemnego wyniku studjów w Rożnowie, niewiadomo.

O szkielet projektu Harrimanowskiego, który w czerwcu 1930 został przez b. Min. Rob. Publ. odrzucony, opiera się projekt Polskiego Komitetu Energetycznego opublikowany w r. 1930. Projektem tym zostało ujęte całe Państwo, ale współpraca na jednolitą sieć państwową i połączenie wytwórni położonych przy źródłach energetycznych nie zawiera województwa wileńskiego, nowogródzkiego i poleskiego.

Ideą przewodnią projektu było wprzągnięcie do pracy elektryfikacyjnej zasobów węgla kamiennego, gazu ziemnego i sił wodnych Podkarpacia i Pomorza i wyznaczenie zasadniczych tras sieci państwowej o napięciu 100 i 200 kV. Dla opracowania projektu podzielono Państwo na 33 okręgi elektrogospodarcze uwidocznione na rys. 114 i oszacowano w każdym z nich, jakie przypuszczalnie będzie zapotrzebowanie energii elektrycznej w trzech okresach, t. j. w r. 1935, 1950 i 1965. Według uwagi powyżej uczynionej trzeba te trzy okresy przesunąć o przynajmniej 6 lat, aby uwzględnić ostatnie przesilenie gospodarcze i trzeba zrobić dalsze założenie, że następnych 30 lat nie przyniesie poważniejszych nowych niespodzianek na polu gospodarczym. Z temi zastrzeżeniami podajemy wyniki pracy P. K. Energetycznego.

Jedną z zasadniczych podstaw takiego projektu zakrojonego na dłuższy czasokres jest ocena prawdopodobnego przyrostu zarówno energii jak i mocy. W projekcie polskim, który uwzględnia zarówno elektrownie użyteczności publicznej, jak i prywatnej, wypośrodkowanie przyrostu nastąpiło na podstawie analogji do rzeczywistych przyrostów z okresów 1926/1925 i 1927/1926,

---

<sup>1</sup> Dr. K. Pomianowski, Zakłady pompowe w Polsce w związku z kryciem szczytów zapotrzebowania energii. Przegląd Techniczny 1932, Nr. 19/20, str. 201.





a przy stosowaniu indywidualnego klucza dla poszczególnych okręgów powodowano się wielką ostrożnością. W rezultacie przyjęto dla całego Państwa

przyrosty rzeczywiste		przyrosty przyjęte		
1926/1925	1927/1926	1935/1927	1950/1935	1965/1950
15,2%	19,7%	12%	8,2%	6,4%

z czego wynikało zapotrzebowanie energii w trzech przyjętych epokach w kWh · 10<sup>6</sup>

	r. 1935	1950	1965
kWh · 10 <sup>6</sup> . . . . .	5650	18 460	47 680
przy ilości mieszkańców 10 <sup>6</sup> . . . . .	31,5	41,9	52,4

Analogiczne cyfry po wyeliminowaniu Zagłę-

bia węglowego wynoszą kWh · 10 <sup>6</sup> . . . . .	2150	8660	27 680
---	------	------	--------

z czego widać, że aż po rok 1950 większość zapotrzebowania energii elektrycznej koncentruje się w Zagłębiu węglowym.

Cyfry końcowe na rok 1965 były w gronie komisji ekspertów przedmiotem szerokiej dyskusji i miały po części stanowczych przeciwników. Jeżeli jednak wyeliminujemy Zagłębie, co do którego możnaby mieć pewne zastrzeżenia, nie wpływające jednak na całość projektu, gdyż chodzi tam o zaspokojenie lokalnego zapotrzebowania energii, to dla reszty Państwa przyjęta ilość kWh nie wzbudza żadnych obaw przesady. Licząc się z normalnym przyrostem ludności (średnio 1,2—1,5% rocznie), dostalibyśmy na rok 1965 zużycie prądu na mieszkańca ok. 570 kWh, co będzie cyfrą raczej niską, jeżeli chodzi o elektrownie publiczne i prywatne razem wzięte.

Obliczenie potrzebnej mocy przeprowadzono w projekcie na podstawie przeciętnej ilości godzin użytkowania, wyciągniętej ze statystyki trzech lat 1925/1927 tak, że są to cyfry zupełnie realne. Podajemy tu cyfry odnoszące się do całego Państwa, gdyż w poszczególnych okręgach stosunek jest mniej więcej podobny.

#### Czas zużytkowania mocy szczytowej

Rzeczywisty wg statystyki	Przyszły przyjęty					
rok	1925	1926	1927	1935	1950	1965
godzin	4260	4170	4240	4230	4260	4420

Te wysokie cyfry polegają raz na wciągnięciu do całości projektu elektrowni przemysłowych, które są znacznie lepiej wyzyskane, aniżeli zakłady użyteczności publicznej, a z drugiej strony na wielkim wpływie, jaki Zagłębie węglowe

wywiera na wynik przeciętny. A w Zagłębiu rzeczywisty czas użytkowania w r. 1927 wynosił 5030 godzin.

Z podanych powyżej ilości godzin użytkowania obliczono zapotrzebowanie mocy w trzech rozpatrywanych okresach na

	1935	1950	1965
MW . . . . .	1336	4337	10 790
a bez Zagłębia węglowego MW. . . . .	646	2454	7150

co daje na r. 1950 bez Zagłębia ilość godzin użytkowania 3500, a więc cyfrę zupełnie prawdopodobną.

Strat mocy w sieciach projekt nie uwzględnia uważając, że będą skompensowane przez współczynnik różnoczesności.

Po ustaleniu zapotrzebowania energii i mocy w poszczególnych okresach trzeba było ustalić źródła energetyczne do pokrycia wyliczonego zapotrzebowania. Ta część projektu nastroczała największe trudności ze stanowiska racjonalnej gospodarki energetycznej, a to głównie ze względu na jednostronne położenie wszystkich naturalnych źródeł energii na kresach i to prawie na jedynej południowej wzgl. południowo-zachodniej granicy. Z tego powodu trzeba było z konieczności zakładom lokalnym zostawić dominującą rolę przydzielając im 50—60% mocy przewidzianej na r. 1965. Stosunek ten łągodzi się cośkolwiek przez to, że w Zagłębiu węglowym miejsce zużycia schodzi się z miejscem źródeł energii, a przy uwzględnieniu tego szczegółu rozkład na wytwórczość lokalną i przesyłaną zmienia się na 40 : 60.

Zakładom wodnym wyznaczył projekt polski tylko skromną rolę; za- }  
 ledwie 600 MW (6% ogólnej mocy) znalazło umieszczenie w projekcie, cho-  
 ciaż siły wodne zdatne do rozbudowy oceniane są na znacznie większą war-  
 tość. Szczegół ten został zresztą później uzupełniony przez komisję wodną  
 P. K. En-ego.<sup>1</sup> Natomiast Zagłębie węglowe uzyskało z konieczności przesadne  
 znaczenie, co w komentarzu projektu wręcz uważane jest za niebezpieczne,  
 gdyż uzależnia się 50% życia przemysłowego i ogólnego od jednego obszaru  
 położonego na granicy Państwa. Z tego punktu koncentracyjnego miałyby  
 przy napięciu 200 kV odchodzić trzy linje dwutorowe o przekroju 500 mm<sup>2</sup>  
 w kierunku Częstochowy, dwie linje dwutorowe o przekroju 300 wzgl. 625 mm<sup>2</sup>  
 w kierunku Radomia, jedna linja dwutorowa o przekroju 300 mm<sup>2</sup> w kie-  
 runku Krakowa.

Z zakładów projektowanych dla elektryfikacji na trzy okresy podajemy następujące zestawienie :

<sup>1</sup> Ob. str. 225.



Tablica 27.

	Rok 1935		Rok 1950		Rok 1965	
	Ilość	moc kW	Ilość	moc kW	Ilość	moc kW
Zakłady wodne . .	2	3 500	6	50 900	8	143 000
„ zbiornik. . .	4	75 000	7	360 500	8	444 000
„ na gazie ziemnym . . .	4	52 000	4	150 000	4	450 000
„ na węgla kamiennym	14	1 055 000	29	3 800 000	41	9 631 000
„ luźne <sup>1</sup> . . .	9	150 500	6	102 000	3	122 000
Razem . . . . .	33	1 336 000	52	4 464 000	64	10 790 000

W zestawieniu tem pozornie brak rezerw, zostały one jednak uwzględnione przy obliczeniu kosztów budowy przez dodanie ok. 20<sup>0</sup>/<sub>0</sub>, co jest przy tak szeroko zakrojonym projekcie raczej za dużo.

Sieć państwowa zaprojektowana na ostatni okres przewidziany w r. 1965, a uwidoczniła na rys. 114 daje następujące długości i napięcia:

258 km	linii 220 kV	o przekroju 240 wzgl. 300 mm <sup>2</sup>
677 „ „	220 „ „	2·240 wzgl. 2·300 mm <sup>2</sup>
355 „ „	220 „ „	2·300 + 2·625, 2·300 + 2·240 wzgl. 4·500 mm <sup>2</sup>
94 „ „	220 „ „	6·500 mm <sup>2</sup>
1368 „ „	110 „ „	70, 95, 120, 150, 240 wzgl. 400 mm <sup>2</sup>
394 „ „	110 „ „	2·240, 2·300, 2·500 mm <sup>2</sup>
420 „ „	60 „ „	35, 50, 70 wzgl. 95 mm <sup>2</sup>

razem 1996 km linii jednorodnej, 1071 km linii dwutorowych, 355 km linii czterotorowych i 94 km linii sześciotorowych (Zagłębie węglowe — Radomsko).

O ile łączna długość sieci tej (3616 km) jest stosunkowo niewielka, o tyle przekroje wypadkowe są bardzo poważne i gdyby kiedyś podobny projekt miał być zrealizowany, to napięcie 220 kV byłoby niewystarczające i trzeba by przejść przynajmniej na 380 kV, o ile do r. 1965 metody przenoszenia energii wogóle nie ulegną zasadniczej zmianie.

Poniżej podajemy jeszcze ilość i moc stacyj transformatorowych potrzebnych do zasilania sieci projektowanych na r. 1965

górne napięcie kV	ilość	kW
220	11	6 204 000
110	20	1 314 000
60	9	162 000
	<u>40</u>	<u>7 680 000</u>

<sup>1</sup> Nie połączone wspólną siecią państwową.

Stosunkowo mała moc transformatorów przy ogólnym zapotrzebowaniu mocy 10 milj. kW tłumaczy się wielkim zapotrzebowaniem Zagłębia węglowego ( $3,64 \cdot 10^6$  kW), które nie wymaga transformowania i założeniem zasadniczym projektu, że połowa mocy będzie pokryta w zakładach lokalnych.

Przechodząc do kosztorysu potrzebnych inwestycji i ich rentowności podajemy jako ogólny koszt budowy nie uwzględniający istniejących obecnie urządzeń ani zakładów wytwórczych, nie pracujących na wspólną sieć, w latach:

	1935	1950	1965
zł · 10 <sup>6</sup>	994	3574	7955
z czego na zakłady wytwórcze wypada	83,5	84,5	88 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>
na linie przesyłowe	12,8	9,4	6,5 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>
na stacje transformatorowe	3,7	6,1	5,5 <sup>0</sup> / <sub>0</sub>

Ceny jednostkowe kosztorysu, liczone np. dla zakładów ciepłych po 580 zł/kW, dla 1 km linii dwutorowej o napięciu 200 kV, a przekroju 300 mm<sup>2</sup> po 190 000 zł, są naturalnie chwilowo zbyt wysokie, ale przy tak długim okresie budowy mogą służyć jako ceny orientacyjne.

Koszta roczne bez oprocentowania kapitału oblicza projekt na okresy

	1935	1950	1965
zł · 10 <sup>6</sup>	219,42	686	1719,65
czyli gr/kWh	4,23	3,78	3,64.

Przez dodanie 10<sup>0</sup>/<sub>0</sub> na oprocentowanie kapitału dochodzi projekt do cen sprzedażnych prądu w punktach koncentracyjnych stacyj transformatorowych z 200, 100 wzgl. 60 kV 6,14 5,75 5,32 gr/kWh.

W tym samym roku 1930 P. K. En. ogłosił uzupełnienie projektu ogólnej elektryfikacji przez szczegółowsze uwzględnienie udziału sił wodnych.<sup>1</sup> Według tego uzupełnienia udział sił wodnych z przewidzianych pierwotnie 5,43<sup>0</sup>/<sub>0</sub> ogólnej mocy i 3,6<sup>0</sup>/<sub>0</sub> zapotrzebowania energii w r. 1965 awansuje na 10,8<sup>0</sup>/<sub>0</sub> i 14,2<sup>0</sup>/<sub>0</sub>, a bez uwzględniania Zagłębia węglowego na 16,3 wzgl. 24,4<sup>0</sup>/<sub>0</sub>, co stanowi już bardzo poważny odsetek.

Z tych prac teoretycznych<sup>2</sup> zaczyna się w latach 1934/5 wykluwać pierw-

<sup>1</sup> M. Altenberg, Udział sił wodnych w programie elektryfikacji Polski. Przegląd Elektrotechniczny 1930, Nr. 23, str. 637.

<sup>2</sup> Por. też: Memorjał Ministerstwa Robót Publicznych dla Ligi Narodów p. t. Program elektryfikacji Polski. Światło i Siła 1931, Nr. 11/12, str. 20.



szy szkielet urzeczywistnienia elektryfikacji Polski na większą skalę pod wyraźnym kierownictwem Państwa. A więc wykańcza się wszystkie wstępne prace dla budowy zakładu wodnego na Dunajcu, o mocy 50 000 kW i średniej produkcji rocznej  $146 \cdot 10^6$  kWh; energia ta zostanie przeniesiona do Mościc, gdzie przewidziany jest jeden z punktów wyjściowych wielkich linii przesyłowych w głąb Państwa. Elektrownia państwowa w Mościcach połączona rurociągiem gazowym z Zagłębiem krośnieńskim, stanowi dalszy filar zakładów wytwórczych, opierających się na naturalnych źródłach energii. Z Mościc rozpoczyna się budowa linii przesyłowej o napięciu 150 kV do Starachowic (116 km) jako do ważnego ośrodka przemysłowego. W dalszym planie jest przedłużenie linii tej o 110 km do Warszawy dla współpracy przy zasilaniu węzła kolejowego stolicy. Elektrownia wodna przy zaprze w Porąbce na Sole, ewent. elektrownia przy państw. kopalniach węgla w Brzeszczach (Śląsk Cieszyński), stanowiłyby dalsze ogniwa państwowej elektryfikacji.

Z kolei podajemy wyniki niemieckiej pracy Millera,<sup>1</sup> grupując poszczególne jej elementy analogicznie do projektu polskiego.

Miller wychodzi ze statystyki elektrowni użyteczności publicznej za r. 1925 i dostał do dyspozycji oszacowania przyrostu mocy i energii na rok 1935 od ekspertów z 13 okręgów elektro-gospodarczych, na które państwo zostało w tym celu podzielone. Opracowane przez ekspertów przyrosty ilości kWh Miller poddał rewizji i w ostateczności podwyższył je ze względu na prawdopodobny rozwój zastosowania prądu do gotowania i grzania wody w gospodarstwach domowych. Zestawienie dla całych Niemiec przedstawia się w sposób następujący:

Tablica 28.

Ilość mieszkańców	Rzeczywiste zużycie kWh · 10 <sup>6</sup> w r. 1926	preliminuje się na r. 1935		na 1 mieszk. kWh		
		„a” według opinii ekspertów kWh · 10 <sup>6</sup>	„b” według Millera	1925	1935	
					„a”	„b”
63 · 10 <sup>6</sup> . . . . .	8 628	23 003	31 000	137	366	492
Straty w sieciach . .	372	—	3 000	—	—	—

Wyniki, do jakich doszedł Miller, opierają się częściowo na oryginalnych przesłankach, gdyż oprócz zużycia energii w miastach i po wsiach na głowę mieszkańca wprowadza Miller jako miernik dla wielkiego przemysłu zu-

<sup>1</sup> O. v. Miller, Gutachten über die Reichselektrizitätsversorgung. Berlin 1930.

życie prądu na głowę robotnika. Ostateczne cyfry zużycia na mieszkańca obliczone są dla miast na 300 kWh, dla wsi na 200 kWh, a dla przemysłu na 3250 kWh na głowę robotnika, z czego przypada na dostawę z elektrowni publicznych ok. 46%, czyli 1500 kWh. Oprócz tego przyjmuje Miller dla trakcyj normalnych kolei żelaznych według danych faktycznych niemieckiego zarządu kolejowego 430 000 kWh na km toru.

Przechodząc od zapotrzebowania pracy do zapotrzebowania mocy, przyjął Miller następujące ilości mocy na 1000 mieszkańców:

dla miast . . . . .	80 kW	} na 1000 mieszkańców
dla wsi . . . . .	60 „	
dla przemysłu . . . .	500 „	„ 1000 robotników
dla kolei . . . . .	85 „	„ 1 km toru

Na podstawie tych założeń oblicza Miller zapotrzebowanie mocy dla całego państwa na rok 1935

T a b l i c a 29.

Rzeczywiste wyniki r. 1925 kW	na r. 1935	
	oszacowanie ekspertów	według Millera
	kW	
2 944 197	7 062 500	8 500 000

Cyfrę  $8,5 \cdot 10^6$  kW Miller zatrzymuje jako definitywną, kompensując stratę mocy w sieciach przez współczynnik różnicowości. Ilość godzin użytkowania wypada u Millera 3600, podczas gdy faktycznie w r. 1925 wynosiła tylko 2900, co Miller tłumaczy szerszym zastosowaniem prądu do celów grzejnych i rolnictwa.

Moc 8,5 milj. kW, potrzebną na r. 1935 a obliczoną oddzielnie dla 64 powiatów w 13 okręgach elektro-gospodarczych, rozkłada Miller w dalszym ciągu na 270 środków ciężkości. Jako pokrycie potrzebnej mocy projektuje obok istniejących już w r. 1925 zakładów i ich częściowego rozszerzenia, budowę dalszych zakładów wodnych i cieplnych w następujących rozmiarach (ob. tabl. 30 na str. 228):



Tablica 30.

Zakłady wodne przepływowe:			
Ilość:	Moc w r. 1925 kW	Moc projektowanego rozszerzenia	Moc nowych zakładów
30	253 400	58 600	—
Drobne <sup>1</sup>	136 300	—	—
27	—	—	775 800
Zakłady wodne zbiornikowe:			
16	246 400	42 600	—
19	—	—	1 273 100 <sup>2</sup>
Zakłady ciepłe na węglu kamiennym:			
84	2 299 400	1 100 000	—
Drobne <sup>3</sup>	397 500	44 000	—
4	—	—	600 000
Zakłady ciepłe na węglu brunatnym:			
40	1 292 300	1 380 00	—
Drobne <sup>3</sup>	133 000	13 000	—
2	—	—	250 000

W sumie rozkład mocy w r. 1925 i w r. 1935, nie uwzględniając zakładów drobnych, otrzymuje się następujący:

Tablica 31.

	1925			1935		
	Ilość	Moc	%	Ilość	Moc	%
Zakłady wodne . . . . .	30	253 400	6,2	57	1 087 800	11,35
„ zbiornikowe . . . . .	16	246 400	6,05	35	1 562 100	16,3
„ węgla brun. . . . .	40	1 292 300	31,7	42	2 923 900	30,6
„ węgla kam. . . . .	84	2 299 400	56,05	88	4 002 400	41,75
Suma . . . . .	170	4 091 500	100	222	9 576 200	100
Drobne . . . . .	—	666 800	—	—	723 800	—

Z zestawień tych widzimy, że Miller projektuje tylko sześć nowych zakładów ciepłych, z tego dwa na węglu brunatnym (Schwandorf w Bawarii na 50 MW i Böhlen w Saksonji 200 MW), a cztery na węglu kamiennym (Klingenberg-

<sup>1</sup> Zakłady poniżej 1000 kW mocy.

<sup>2</sup> W tem 5 zakładów pompowych o mocy 622 500 kW.

<sup>3</sup> Zakłady poniżej 10 000 kW mocy.

werk i Westkraftwerk w Berlinie w sumie 450 MW, Elbing w Prusach Wschodnich 50 MW i Kosel na Śląsku 100 MW);<sup>1</sup> natomiast przewiduje podwojenie mocy w istniejących zakładach węgla brunatnego i podwyższenie mocy blisko o 50% w istniejących elektrowniach węgla kamiennego.

W oczy bije silna tendencja do rozbudowy sił wodnych, gdyż ilość zakładów wodnych ma wzrosnąć w dwójnasób (z 46 na 92), udział w mocy ogólnej przeszedł dwukrotnie (z 12,25 na 27,65%), a moc instalowana przeszedł pięciokrotnie. Przewidywania te były bardzo trafne, gdyż do końca r. 1934 uruchomiono takie olbrzymie wodne, jak: Niederwartha 120 MW, Bringshausen 115 MW, Schluchsee 136 MW, Kachlet 45 MW, Ryburg—Schwörstadt 104 MW.<sup>2</sup>

Mapa 19-ta ekspertyzy Millera, której reprodukcję umieściliśmy na rysunku 3 (str. 9), wykazuje, jak szczęśliwie w Niemczech rozłożone są naturalne źródła energii, gdyż oprócz północno-wschodniej części, mniej więcej jednostajnie w całym państwie znajdujemy albo węgiel brunatny (Nadrenja, Saksonja), albo kamienny (Nadrenja, Palatynat, Górny Śląsk), albo wkońcu siły wodne (Bawarja, Badenja). To też stosunkowo nietrudno było zaprojektować sieć najwyższego napięcia łączącą najważniejsze źródła energii z ośrodkami zbytu (rys. 115, str. 231), przyczem wystarczyło napięcie 220 kV i przekrój miedzi nie przekraczający nigdzie dwóch torów po 400 mm<sup>2</sup>.

Przy obliczaniu sieci 220 kV Miller przyjął również możliwość poboru energii z zagranicy, a mianowicie z Szwajcarii (100 MW), z Vorarlbergu (300 MW), z Tyrolu (40 MW) i z Salzburga (300 MW).<sup>3</sup> Ewentualność tę wyjaśnimy bliżej przy omawianiu rachunku rentowności, bo zasadniczo na pokrycie zapotrzebowania obliczonego w wysokości  $8,5 \cdot 10^6$  kW mocy zaprojektowano  $10,3 \cdot 10^6$  kW w poszczególnych zakładach wytwórczych w samych Niemczech, tak, że pozostaje jeszcze rezerwa  $1,8 \cdot 10^6$  kW, z czego 800 000 kW na pokrycie braków w zakładach wodnych przy niskich stanach wody, a milion kW (ok. 12%) jako rezerwa dla zakładów ciepłych i zbiornikowych.

Długość sieci na r. 1935 oblicza Miller jak następuje:

3360 km linii	220 kV	o przekroju	2·400	wzgl.	2·300	mm <sup>2</sup>	
6850 „	110 „	„	120	wzgl.	95	mm <sup>2</sup>	
5410 „	110 „	„	2·185,	2·120	wzgl.	2·95	mm <sup>2</sup>
3000 „	60—40 „	„	120,	95	i poniżej	95	mm <sup>2</sup>
2470 „	60—40 „	„	2·120,	2·95	i 2·poniżej	95	mm <sup>2</sup>

razem 9580 km linii jednotorowych i 11 240 km linii dwutorowych, z czego

<sup>1</sup> W międzyczasie budowa tych 6 zakładów została już podjęta i przeważnie wykończona.

<sup>2</sup> Połowa mocy należy do Niemiec, a połowa do Szwajcarii.

<sup>3</sup> Ze źródeł tych oprócz Salzburga pobierają Niemcy już od szeregu lat poważne ilości energii elektrycznej.



w r. 1925 istniało 2750 km linii jednotorowych i 2655 km linii dwutorowych, a w r. 1934 1707 km o napięciu 220 kV, a 9087 km o napięciu 110 kV.

Ilość i moc stacji transformatorowych potrzebnych do zasilania sieci państwowej wynosi według projektu

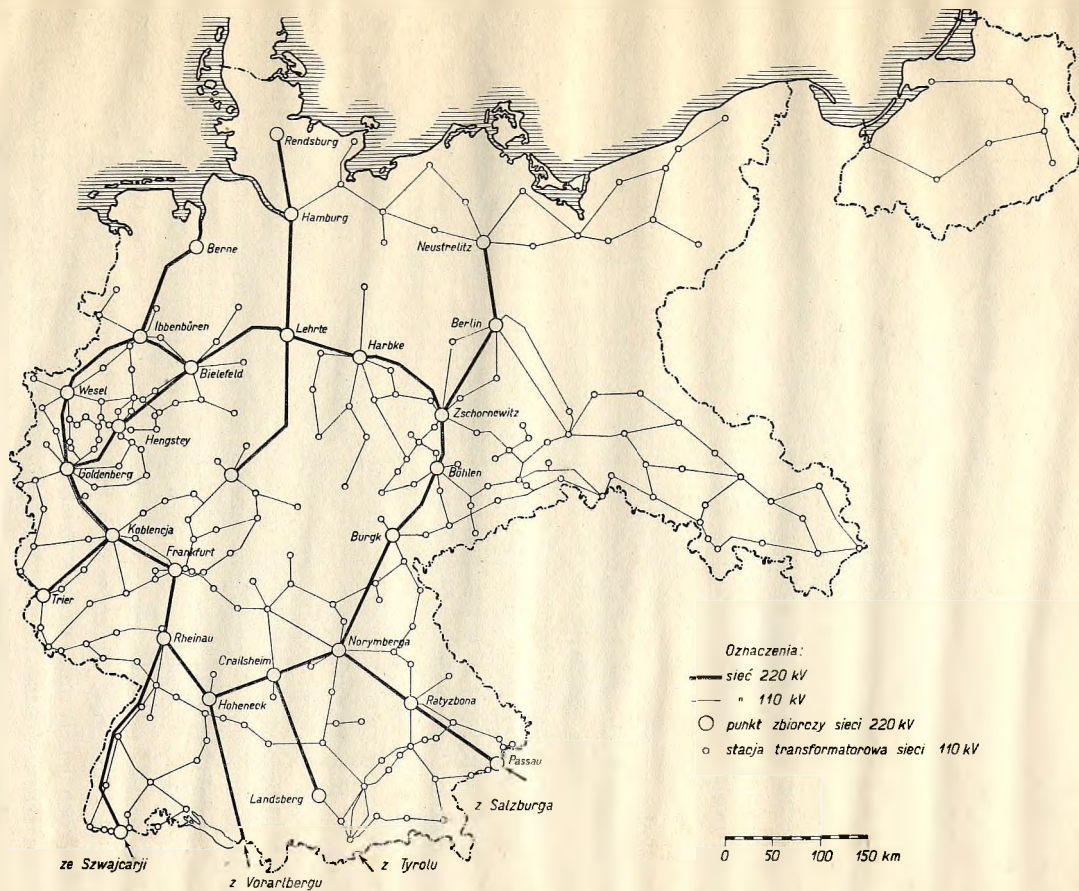
górne napięcie kV	ilość	kW
220	27	6 120 000
110	261	13 940 000
60 wzgl. 40	87	2 410 000
	<u>375</u>	<u>22 470 000</u>

Jako uzupełnienie stacji transformatorowych podaje Miller urządzenia do polepszenia współczynnika mocy i regulacji napięcia o łącznej mocy 3 050 000 kVA.

Koszta wszystkich zaprojektowanych inwestycji obliczone są na  $3663 \cdot 10^6$  marek niemieckich, z czego 60% przypada na elektrownie, 13% na sieci przesyłowe, a 27% na stacje transformatorowe z urządzeniami kompensacyjnymi i regulującymi. Koszta roczne prądu w ośrodkach zbytu, obliczone są bez oprocentowania i umorzenia kapitału na  $365 \cdot 10^6$  mk. n., stąd wypada 1,63 feniga na 1 kWh.

W rachunku rentowności liczonym dla nadwyżki energii ponad produkcję r. 1925 przyjęto  $16,4 \cdot 10^9$  kWh prądu ciepłego, na którego wytworzenie Miller liczy przeciętnie węgla po 0,8 fen./kWh, nie podając jednak, jakiemu zużyciu ciepła w kaloryjach cyfra ta odpowiada. Następnie obok  $7,2 \cdot 10^9$  kWh wodnych pochodzenia krajowego przyjmuje  $3,4 \cdot 10^9$  kWh wodnych pochodzenia zagranicznego, których koszta prelinuje na 1,2 fen./kWh loko granica niemiecka; jest to cena odpowiadająca szwajcarskim taryfom eksportowym. Przy dokładniejszej analizie cen prądu ciepłego i wodnego, która w publikacji nie jest wyraźnie podana, okazuje się, że cena 1 kWh ciepłej wynosi przeciętnie 1,4 feniga, wodnej 0,543 feniga, wobec czego opłaca się zagranicą zapłacić 1,2 fen./kWh, gdyż owych importowanych  $3,4 \cdot 10^9$  kWh trzeba by w innym przypadku wyprodukować w kraju drogą ciepłą po 1,4 feniga, spalić ok. 100 000 wagonów węgla kamiennego i 350 000 węgla brunatnego i oprocentować inwestycje ok.  $600 \cdot 10^6$  mk. n.

Do wypośrodkowanych powyżej kosztów prądu dolicza Miller 8,5% na oprocentowanie i umorzenie kapitału zakładowego i w ten sposób dochodzi do cyfry 3 fenigi, po której możnaby sprzedawać 1 kWh po stronie niższego napięcia głównych transformatorów. Cena ta jest bardzo zbliżona do ceny wypośrodkowanej w projekcie polskim na r. 1950.



Rys. 115.



Dla ogólnej orientacji wyzyskania poszczególnych źródeł energetycznych bardzo cenne są podane przez Millera rozbiory wykresów obciążenia dziennego w zimie i lecie, w dzień powszedni i świąteczny, według źródeł zasilających zakłady wytwórcze. Na rys. 116 podajemy wykres powszedniego dnia zimowego.

W sumie rozkłada się w ciągu roku dopływ energii w sposób następujący:

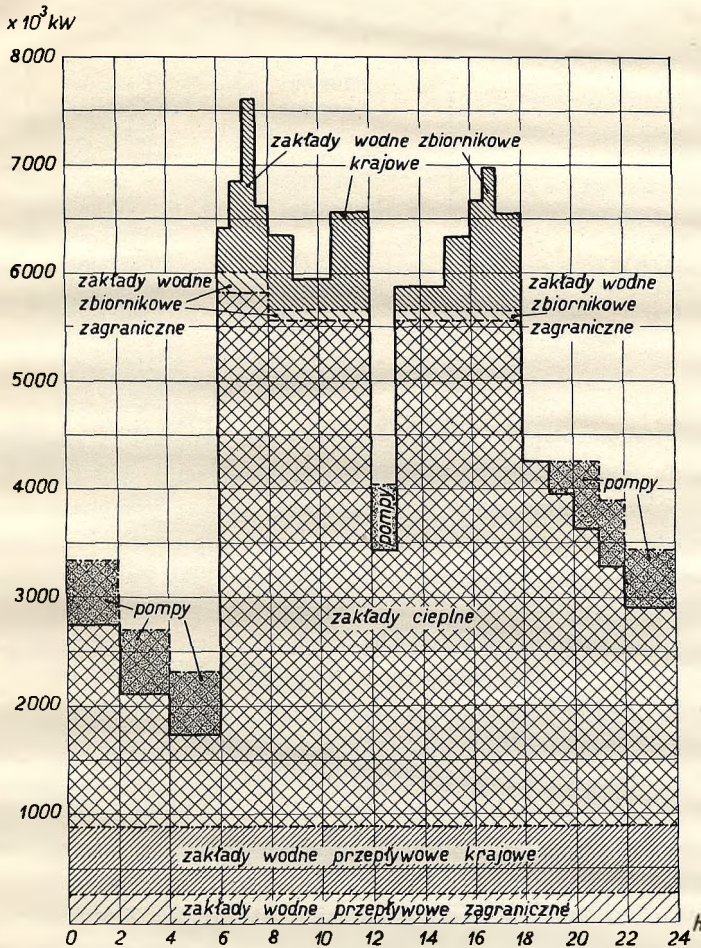
siły wodne przepływowe krajowe . . . . .	6 600 · 10 <sup>6</sup> kWh
siły wodne przepływowe zagraniczne . . . . .	3 000 · 10 <sup>6</sup> „
siły wodne zbiornikowe krajowe . . . . .	2 800 · 10 <sup>6</sup> „
siły wodne zbiornikowe zagraniczne . . . . .	400 · 10 <sup>6</sup> „
elektrownie ciepłe . . . . .	21 200 · 10 <sup>6</sup> „
elektrownie ciepłe energia odpadkowa do pompowania .	2 000 · 10 <sup>6</sup> „

Zkolei przechodzimy do dwóch dalszych projektów o skali państwowej, a mianowicie do angielskiego i sowieckiego, które od poprzednich tem się różnią, że mają służyć do bezpośredniego wykonania i faktycznie są obecnie w pełnej budowie.

Oba projekty zarówno angielski jak i sowiecki wyszły bezpośrednio z inicjatywy rządowej, a uzasadniają potrzebę przeprowadzenia odnośnych robót niskim stanem elektryfikacji; w Anglii w r. 1926/27 zużycie prądu wynosiło 133 kWh/mieszk., w Z. S. S. R. w r. 1927/28 tylko 27,2 kWh/mieszk. Oba państwa postawiły sobie pewien program wytyczny, ale podczas gdy Z. S. S. R. wzorem innych projektów swoich bierze za podstawę okres pięcioletni, w którym ma nastąpić wielki wysiłek finansowy i techniczny, to w Anglii liczą się z 15-to letnim okresem rozbudowy i pomimo tego cyfry końcowe są znacznie skromniejsze aniżeli rosyjskie. Przechodząc do szczegółów obu projektów, podajemy najpierw zasady angielskie.

Zgodnie z tendencją ogólną, w Anglii przyjęto również podział terytorjum całego państwa na okręgi elektro-gospodarcze nie oglądając się na podział polityczny. Okręgów tych jest 10, z tego 3 w Szkocji, a 7 w Anglii, z których każdy ma swego komisarza elektrycznego, podlegającego centralnemu biuru elektrycznemu. Biuro to, założone na podstawie ustawy elektrycznej z r. 1926, nie jest urzędem państwowym, ale jest przez państwo do przeprowadzenia elektryfikacji ustanowione i korzysta z kredytów państwowych do wysokości 50 milj. f. szt. Organizacja ta ma na celu zrationalizowanie wytwórczości energii elektrycznej przez stworzenie nowych wielkich zakładów w odpowiednich punktach państwa, z możliwym wciągnię-

ciem energii wodnej i energii odpadkowej wysokich pieców i koksowni, przez rozbudowę zakładów istniejących a ekonomicznie pracujących, przez zatrzymanie zakładów przestarzałych, przez budowę sieci państwowej („grid“)



Rys. 116.

dla umożliwienia współpracy zakładów wytwórczych, przez ujednostajnienie częstotliwości, przez rozbudowę sieci rozdzielczych i rolniczych, przez elektryfikację kolei, słowem przez wprowadzenie ładu gospodarczego w miejsce panującego do r. 1926 w Anglii chaosu elektryfikacyjnego.

Ogólny projekt na całą Anglię wygląda w sposób następujący (ob. tablica 32 na str. 234):

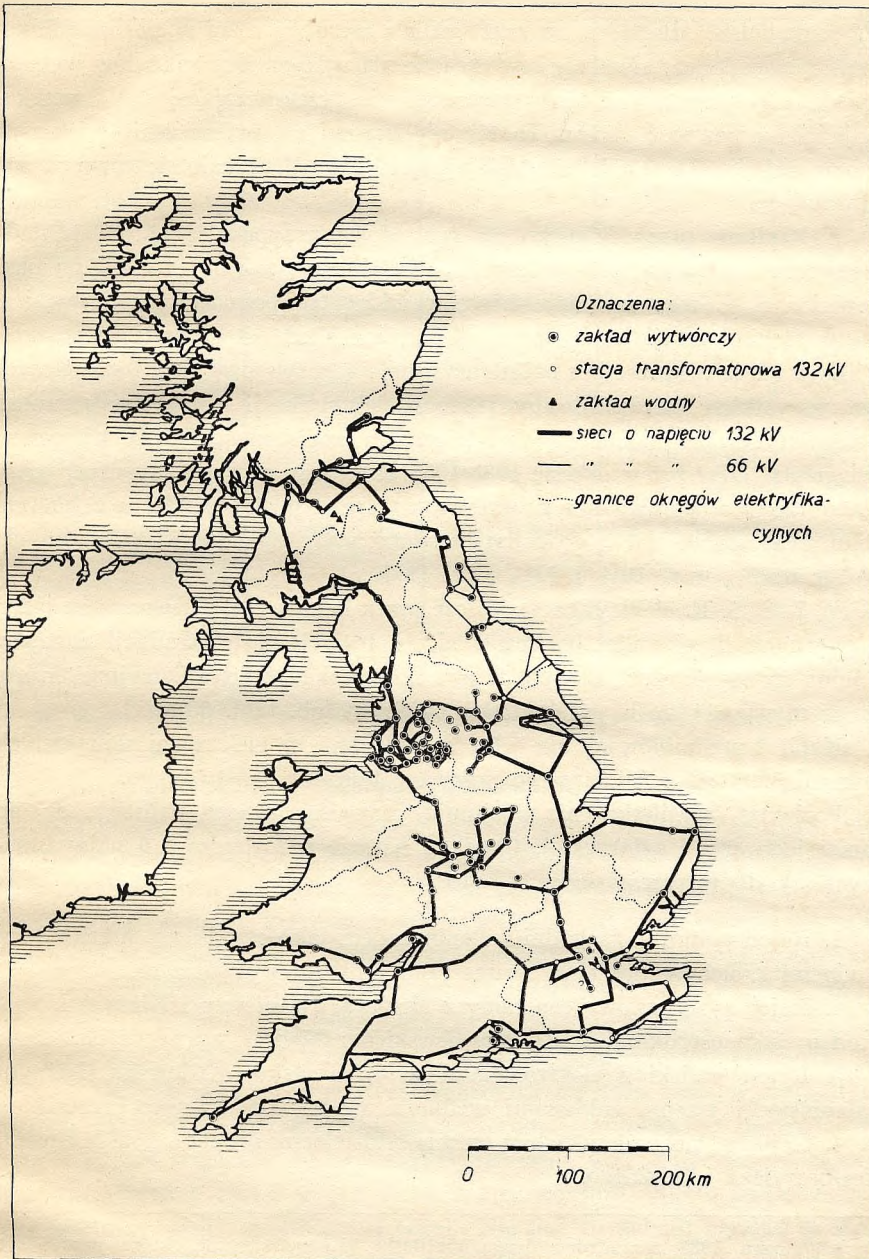


Tablica 32.

	cyfry za r. 1926/7	przypuszczalne cyfry w r. 1940	% przyrostu
Ilość kWh sprzedanych na głowę mieszkańca . . . . .	133	500	275
Moc szczytowa kW . . . . .	2 700 594	8 135 000	200
Moc instalowana kW . . . . .	4 682 060	10 000 000	113
rezerva % . . . . .	73	25	
Ilość kWh sprzedanych . . . . .	5 868 100 000	21 385 000 000	265
Kapitał inwestowany			
Zakłady wytwórcze . . . . .	£ 100 145 524	£ 127 000 000	
Sieci wys. napięcia . . . . .	„ —	„ 29 000 000	
Sieci rozdzielcze . . . . .	„ 138 582 110	„ 243 500 000	
Brutto dochody . . . . .	„ 50 498 310	„ 88 100 000	
Przeciętna taryfa pence . . . . .	„ 2,065	„ 1 albo <1	
Ilość stacyj wytwórczych w ruchu . . . . .	482	124	

Rok 1940 przewidziany w projekcie nie ma oznaczać ścisłej daty, ale odnosi się do tego okresu, w którym sprzedaż osiągnie 500 kWh na mieszkańca, a wówczas inne cyfry preliminowane zostaną przypuszczalnie również osiągnięte. Jest to cyfra analogiczna do preliminowanej przez Millera dla Niemiec na r. 1935, a przez P. K. En. dla Polski (bez Zagłębia węglowego) na r. 1965.

Aby uzyskać powyżej przedstawiony wynik, opracowano według jednolitego planu projekty szczegółowe dla każdego z 10 okręgów; plany te zostały po opracowaniu złożone do publicznego wglądu, a po miesiącu stawały się prawomocne z ewentualnymi zmianami zgłoszonymi przez strony interesowane w ciągu miesiąca. Projekt ustalał, które z istniejących zakładów miały być nadal czynne jako podstawowe, lub szczytowe, które i w jakim czasie miały zostać rozbudowane, które miały być zastanowione, wreszcie podawał trasę sieci najwyższego napięcia (132 kV) i sieci drugorzędnych (66 i 33 kV) oraz miejsca ustawienia i moce stacyj transformatorowych. Z wyjątkiem Szkocji północnej wszystkie projekty zostały w międzyczasie wykonane, a obejmują one 98% ludności i 90% obszaru całego państwa. Z sieci najwyższego napięcia o długości 5000 km, z czego 800 km dwutorowej, było z końcem r. 1932 gotowych 4524 km; z sieci średniego napięcia o długości 2000 km, z czego 800 km dwutorowej, było w tym okresie gotowych 1556 km. Stacji transformatorowych o napięciu górnym 132 kV stanie ok. 130 o łącznej mocy 7500 MVA, a dla napięcia poniżej 132 kV ok. 150 o mocy łącznej 1200 MVA. Plan sieci i usytuowanie stacyj transformatorowych uwidocznione jest na rys. 117.



Rys. 117.



Sieć 132 kV nie jest właściwie przeznaczona do przenoszenia większych mocy na dalsze odległości, bo koszt paliwa mało się różni w poszczególnych częściach państwa, ale służy ona do łączenia wzajemnego zakładów wytwórczych, aby przy najmniejszej rezerwie, nie przekraczającej 25%, uzyskać największą pewność ruchu. To też nie liczone na przenoszenie większych mocy, aniżeli 50 000 kW i dlatego napięcie 132 kV okazało się zupełnie wystarczające.

Z kapitału przewidzianego na rozbudowę przypada 16% na zakłady wytwórcze, 18% na sieci przesyłowe wysokiego napięcia, a 66% na sieci rozdzielcze. Z tego rozdziału kosztów widać, że poza zrationalizowaniem wytwarzania energii i współpracy elektrowni chodzi o dotarcie do poszczególnego odbiorcy przez jak najintensywniejszą rozbudowę sieci rozdzielczych we wszystkich osiedlach, aby poziom elektryfikacji wyrównać z innymi państwami zachodnimi. Ten cel programu angielskiego będzie na pewno osiągnięty, gdyż już w okresie 1933/1934 produkcja energii elektrycznej wzrosła o 123% w porównaniu z okresem wyjściowym 1926/1927, a z końcem roku 1934 ponad 56% gospodarstw domowych było zelektryfikowanych, wobec 6,25% w r. 1919 i 29% w r. 1929.

W Z. S. S. R. elektryfikacja jeszcze przez Lenina została uznana za jeden z głównych filarów idei bolszewickiej, to też wierni tej tradycji następcy Lenina zarządzili w r. 1928/29 t. zw. „piatiletkę“ elektryfikacyjną,<sup>1</sup> której program wyraża się w cyfrach następujących (ob. tabl. 33).

Kapitał preliminowany na 5 lat z wyłączeniem elektrowni fabrycznych wynosił 3200·10<sup>6</sup> rubli, z czego połowa z budżetu państwowego.

Projekty „piatiletki“ nie obejmują oczywiście całego państwa, a tem mniej jego części azjatyckiej. Chodziło narazie o rozbudowę 6 najważniejszych ośrodków przemysłowych, a to:

1. Rejon północno-zachodni z Leningradem jako ośrodkiem, a zakładami wodnymi Wołchowskim i na Świrze jako centrum wytwórczym.
2. Rejon przemysłowy centralny z Moskwą, Iwanowem i Niżnym Nowogrodem jako ośrodkami zbytu moskiewskich zakładów wytwórczych.
3. Rejon uralski z elektrowniami w Czelabińsku, Kizłowsku, Niżnym Salabińsku i trzema zakładami wodnymi na kanale Kamsko-Peczerskim.
4. Rejon północno-kaukaski z trzema oddzielnymi grupami koło Rostowa, Noworosyjska i Groźnego.

---

<sup>1</sup> W roku 1933 zarządzono drugą piatiletkę elektryfikacyjną, która przewiduje do r. 1937 wzrost mocy instalowanej na 8994,1 MW, produkcji rocznej na 38·10<sup>9</sup> kWh, a 185 kWh energii spożytej na głowę mieszkańca. W tym dalszym okresie przewiduje się też silniejszą rozbudowę sieci państwowej w rozmiarach 14 750 km powyżej 100 kV.

Tablica 33.

	1927/28	1932/33	Faktyczny stan 1/I 1933	<sup>0</sup> / <sub>0</sub> przyrostu przewidzia- nego 1932/33 do 1927,28
Energja spożyta w kWh na głowę mieszkańca . . . . .	27,2	106,4	80	391
Moc zainstalowana w kW · 10 <sup>3</sup> . . . . .	1700	5600	4567	329
Moc zainstalowana w elektrown. okręg. kW · 10 <sup>3</sup> . . . . .	520	3150	2445	605
Ilość kWh wyprodu- kowanych we wszystk. zakładach.	5 050 000 000	22 000 000 000	13 100 000 000	436
Ilość kWh wyprodu- kowana w zakła- dach okręgowych . . . . .	1 870 000 000	14 000 000 000	9 200 000 000	748
Ilość sprzedanych w całym ZSSR kWh	4 120 000 000	18 000 000 000	—	437
Ilość km projektowa- nej sieci powyżej 100 kV . . . . .		4685	2500	—

5. Rejon ukraiński z Dnieprostrojem i elektrowniami donieckiego zagłębia węglowego.

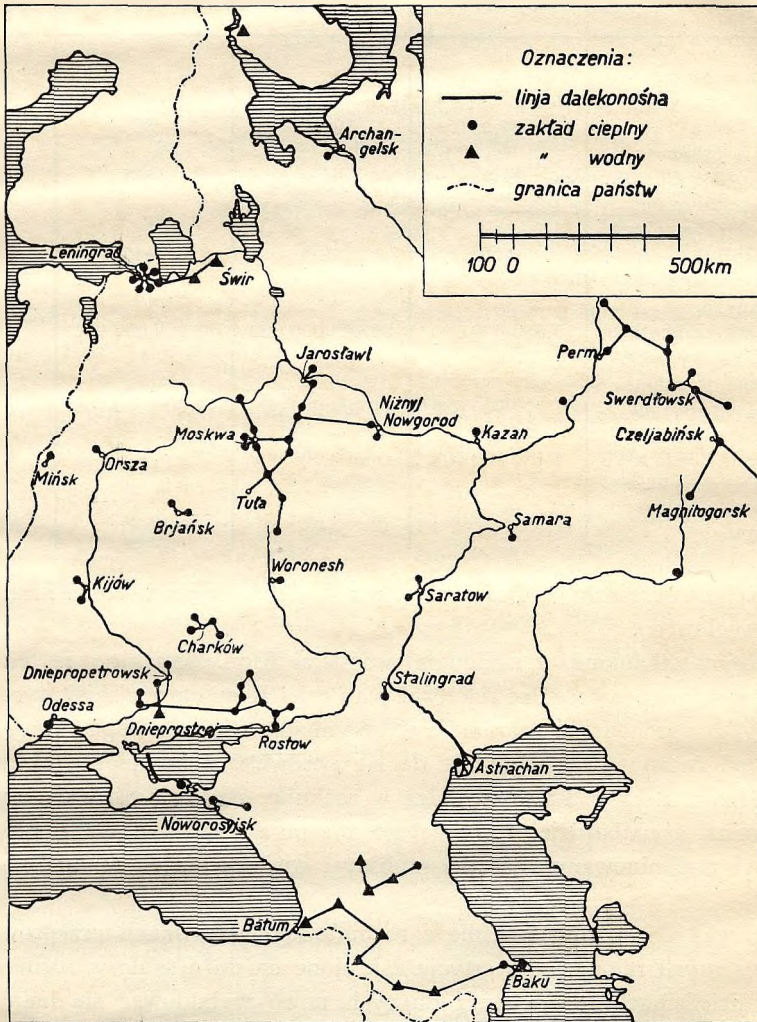
6. Rejon zakaukaski z zakładami wodnymi Rion, Kanakir i Terter.

Wrysowując poszczególne rejony w plan całej Rosji europejskiej (rys. 118) widzimy, że rozchodzi się narazie o elektryfikację zupełnie fragmentaryczną, która pod żadnym względem nie da się porównać z kompletną elektryfikacją Anglii. Rejony, które wchodzi w rachubę, stanowią ośrodki największych miast i najbardziej rozwiniętego przemysłu, dlatego też rozwój na 5 lat był preliminowany znacznie szybszy i większy aniżeli w Anglii przez 15 lat.

Ponieważ ZSSR równocześnie z rozbudową elektryfikacji przeprowadza w tych samych rejonach inwestycje zakrojone na dużą skalę w rozmaitych innych dziedzinach przemysłu i do tych nowo wybudować się mających fabryk stosuje wyłącznie tylko napęd elektryczny, więc nic dziwnego, że program elektryczny został w przybliżeniu zrealizowany, jak to widać z trzeciej kolumny wyżej przytoczonej tabeli. Nie jest to jednak narazie ta sama elektryfikacja, jaką Anglija planuje na r. 1940, gdzie nietylko wielki przemysł, ale cała ludność ma mieć możliwość korzystania z dobrodziejstw prądu elektrycznego.



Nierównomierność rozkładu źródeł i bogactw energetycznych w poszczególnych państwach dała już od wielu lat impuls do międzypaństwowej wymiany energii w formie eksportu i importu energii elektrycznej.



Rys. 118.

W Europie największym eksporterem elektrycznym jest Szwajcaria, która rok rocznie zwłaszcza w lecie eksportuje nadwyżki podaży energii wodnej w wysokości ok. 1 miljarda kWh do Francji, Niemiec i Włoch. Podobnie

Kanada eksportuje do Stanów Zjednoczonych przeszło 1 miliard kWh rocznie, a Szwecja do Danii przeszło 100 milj. kWh.

Dwukrotnie próbowano w ostatnich latach ująć problem wymiany energii w Europie w formy konkretne. Pierwszy projekt przedstawił G. Viel w r. 1929 w Stow. Elektryków Francuskich w Lyon,<sup>1</sup> a drugi dr. O. Oliven w r. 1930 na światowej konferencji energetycznej w Berlinie<sup>2</sup> (rys. 119).

Viel właściwie opracował szczegółowo projekt państwowej sieci we Francji, mając na celu doprowadzenie energii wodnej z południa i centrum (Alpy, Pireneje i Massif Central) do reszty państwa. Oblicza przytem koszta i rentowność transportu w związku z odległością do 1000 km dla mocy 400 MW przy napięciu 400 kV, przewodami rurowymi glinowo-stalowymi o przekroju użytecznym 840 mm<sup>2</sup> glinu + 200 mm<sup>2</sup> stali, o średnicy zewnętrznej 80 mm.<sup>3</sup>

W związku z nadwyżkami energii wodnej, jaką Francja rozporządza,<sup>4</sup> a ewentualnym brakiem energii cieplnej, rozszerza Viel projekt swój na państwa ościennie, a w ślad za tem na inne państwa europejskie, a nawet na Anglję, dokąd wyobraża sobie wymianę energii tunelem podwodnym o średnicy 4 m.

Projekt Olivena był już w założeniu swoim pomysły na ogólnoeuropejską wymianę energii i stąd uwzględnia wszystkie naturalne źródła energetyczne w Europie, które w każdym państwie z osobna nie mają 100%-owego zastosowania, a mogłyby z powodzeniem pracować w sieci ogólnoeuropejskiej. Uwzględnia więc Oliven siły wodne Norwegji, Szwecji, Alp, Rodanu, Hiszpanji północnej, Luksemburga, Dunaju w Żelaznej Bramie, Dalmacji i Dniepru, zagłębia węglowe północno-francuskie, reńsko-westfalskie, saskie, górno-śląskie i donieckie, wreszcie zagłębia naftowe rosyjskie, rumuńskie i polskie. Projekt przewiduje ok. 10 000 km sieci o napięciu 400 kV, o dwóch torach 3·400 mm<sup>2</sup> miedzi. Moc według rys. 119 przenoszona wzgl. przesuwana do 1000 km wyniesie najwyżej 450 000 kW ze średnią stratą mocy 20%.

Z linii projektowanych trzy mają przebieg północno-południowy, a dwie zachodnio-wschodni; w szczególności linje te mają łączyć następujące ośrodki energetyczne:

1. Siły wodne Skandynawji przez Hamburg i Berlin z Zagłębiem węgla brunatnego w Niemczech centralnych, następnie z siłami wodnymi w Alpach

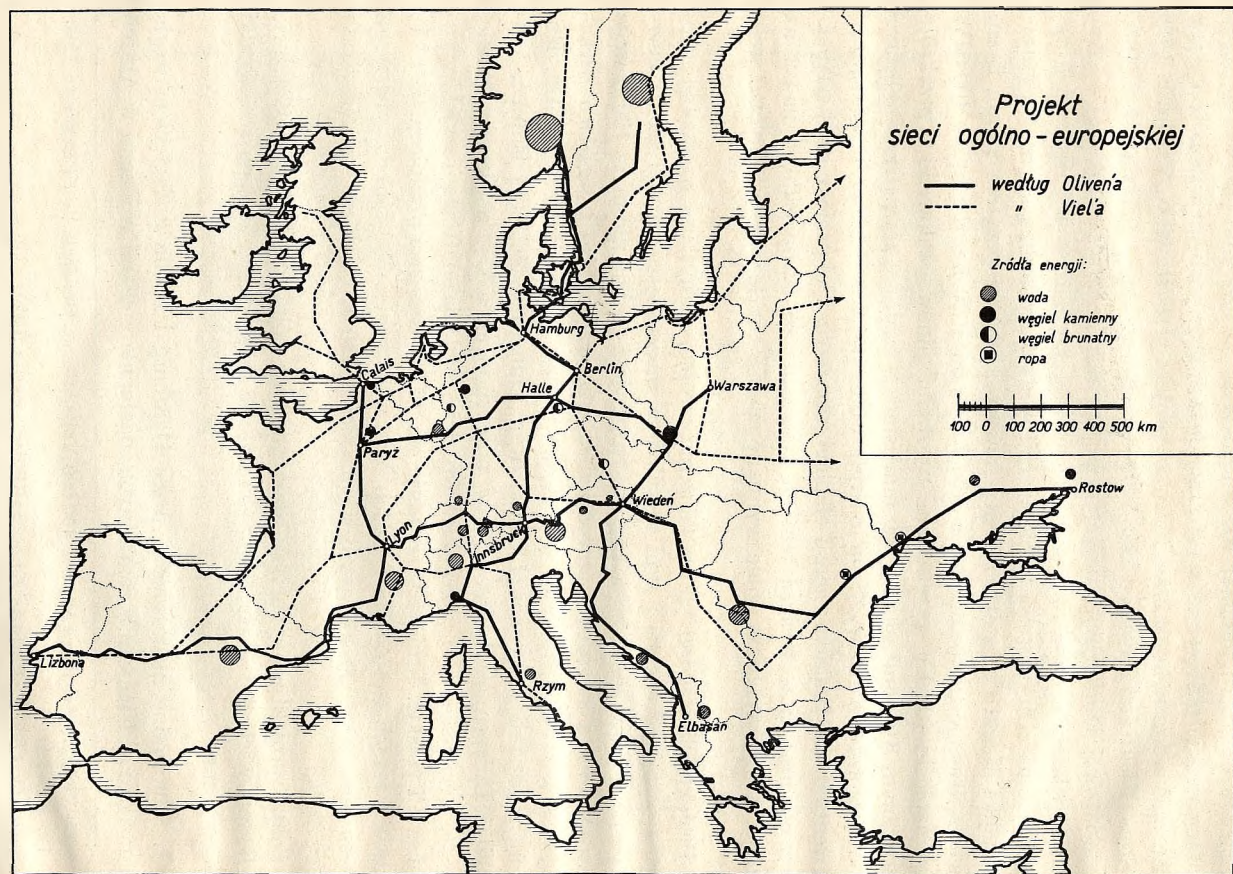
<sup>1</sup> G. Viel, Etude d'un réseau à 400 000 Volts. Revue Générale de l'Electricité 1930, Nr. 19, str. 729.

<sup>2</sup> Dr. O. Oliven, Europas Grosskraftlinien. Berlin 1930.

<sup>3</sup> Koszt 1 km takiej sieci jednotorowej podaje Viel na 315 000 fr. fr.

<sup>4</sup> Cała teoretycznie rozporządzalna produkcja roczna energii wodnej we Francji podana jest na 50·10<sup>9</sup> kWh.





Rys. 119.

niemieckich i włoskich i w Apeninach; linja ta długości 3000 km kończyłaby się w Rzymie.

2. Zasoby węglowe Anglii skoncentrowane w dużej elektrowni w Calais przez Paryż z siłami wodnymi Rodanu (Lyon) i Pirenei; linja ta o długości 2100 km kończyłaby się w Lizbonie.

3. Zasoby węglowe polskie z siłami wodnymi w Alpach austriackich, w Jugosławji i w Albanji; linja ta o długości 1500 km zaczynałaby się w Warszawie, a kończyła w Elbasanie w Albanji.

4. Zasoby węglowe polskie z zagłębiami węgla brunatnego względnie kamiennego w Niemczech centralnych i Nadrenji, następnie z siłami wodnymi nadreńsko-luksemburskimi i Zagłębciem północnej Francji. Linja ta o długości 1200 km przetnie linję 1) w Halle, a kończy się w Paryżu, gdzie się schodzi z linją 2).

5. Zasoby węglowe Zagłębia donieckiego, ropy rosyjskiej i siły wodnej Dniepru z Zagłębciem ropnym rumuńskim, następnie z siłami wodnymi Dunaju w Żelaznej Bramie, siłami wodnymi w Alpach austriackich, szwajcarskich i francuskich. Linja ta długości 3000 km wychodząca z Rostowa przecinałaby we Wiedniu linję 3), w Innsbrucku linję 1), a kończyłaby się w Lyon, gdzieby się zeszła z linją 2).

Koszta projektu tego preliminowane są w sposób następujący:

9750 km sieci w warunkach normalnych po	
140 000 Mn/km . . . . .	1 365 000 000 Mk. n.
200 km sieci w terenach górskich po 190 000 Mn/km .	38 000 000 „
50 km sieci dla przekroczenia morza między Norwegją a Niemcami . . . . .	100 000 000 „
20 stacyj transformatorów po 250 000 kW . . .	180 000 000 „
25 stacyj kompensacyjnych dla poprawy cos phi .	400 000 000 „
	<hr/>
	2 083 000 000 Mk. n.

Na zebranie tego poważnego kapitału wyobraża sobie Oliven ogólnoeuropejską pożyczkę, której oprocentowanie i amortyzację preliminuje na  $4\frac{1}{2}\%$ . Doliczając do tego  $2\%$  na koszty utrzymania, odnowienia i wszelkie inne wydatki, Oliven dochodzi do sumy kosztów rocznych 130 milj. marek niemieckich, którą rozkłada na odcinki 1000 kilometrowe, a więc po 13 milionów Mk. n. za 1000 km.

Stratę mocy i energii w sieciach i stacjach transformatorowych uwzględnia Oliven przez podwyższenie kosztów rocznych z 13 na 20 milj. Mk. n. za 1000 km, przyczem moc przenoszenia wynosi 450 000 kW, a ilość godzin



użytkowania 5000. Przeliczając kwotę, znaną na 1 kWh, Oliven dochodzi do średnich kosztów przeniesienia w całej sieci europejskiej w wysokości

$$1,1 \text{ feniga} = 2,34 \text{ gr/kWh.}$$

Oliven przypuszcza, że przez budowę takiej sieci, istniejące w Europie duże elektrownie będą mogły bez powiększenia swych urządzeń wytworzyć ok.  $20 \cdot 10^9$  kWh ponad obecną produkcję ( $80 \cdot 10^9$  kWh). Produkcja tych dodatkowych kWh nie będzie obciążona prawie żadnymi kosztami, tak, że faktycznie będzie je można oddać do dyspozycji loko stacje transformatorowe sieci europejskiej po stronie niższego napięcia po cenie nie wyższej, aniżeli 1,5—1,6 fenigów/kWh.

Te wielkie projekty międzypaństwowe nie mają oczywiście narazie widoków rychłej realizacji; nie można ich jednak traktować jako czystą utopję, gdyż wyczerpujące się źródła energii w pewnych państwach np. węgla brunatnego w Niemczech, a ogromne nadmiary energii w innych rejonach np. siły wodne w Skandynawji i w Alpach z konieczności będą musiały doprowadzić choćby do częściowego urzeczywistnienia międzypaństwowej wymiany energii. Niedługo po światowej konferencji energetycznej w r. 1930 założono w Norwegji Spółkę dla studjów z kapitałem 170 000 koron (Studjeselskabel for Norsk Krafteksport AS w Oslo) celem zbadania możliwości wywozu norweskich sił wodnych. W organizacji tej współpracują obok sfer urzędowych Norwegji, duńskie ministerstwo robót publicznych, szwedzka państwowa dyrekcja wodospadów i szereg firm elektrotechnicznych, jak Siemens, AEG, Brown-Boveri, ASEA i kilka fabryk kabli. Tak samo największe przedsiębiorstwo elektryfikacyjne Niemiec Reńsko-Westfalskie Zakłady Elektryczne S. A. (RWE), opierające wytwórczość swoją w wielkiej części na węglu brunatnym, od lat zabiega o udziały w najpoważniejszych zakładach wodnych Tyrolu, Vorarlbergu i Szwajcarji, aby sobie zabezpieczyć w setki milionów idące ilości kWh na wypadek wyczerpania się źródeł węgla brunatnego. RWE jest wyłącznym właścicielem zakładów wodnych Vermunt w Vorarlbergu i współnikiem do połowy nowej elektrowni wodnej w Klingnau na Aarze (w Szwajcarji) i wybudowało już kilka lat temu sieć przesyłową z Vorarlbergu do Nadrenji o napięciu 220 kV przygotowaną na napięcie 380 kV.

Podobnie Szwajcarzy przewidzieli ostatnio wybudowaną sieć gothardzką łączącą zakłady wodne dorzecza Ticina z siecią wyrównawczą zakładów wodnych centralnej Szwajcarji, na napięcie 380 kV przy zastosowaniu w przyszłości rurowych linek miedzianych o przekroju  $520 \text{ mm}^2$ , gdyż uważają tę sieć jako jedno ogniwo wymiany międzynarodowej energii między Włochami a Niemcami.

## XI. USTAWODAWSTWO ELEKTRYCZNE.

W związku z gospodarką elektryczną pozostaje w ścisłej łączności ustawodawstwo elektryczne. W odniesieniu do stosunków polskich mamy tu na myśli z pominięciem przepisów budowy i ruchu, budowy przewodów powietrznych i ustawodawstwa licznikowego, ściślejszą ustawę elektryczną, która normuje prawa i obowiązki dla przedsiębiorstw elektryfikacyjnych. Jest to ustawa z 21 marca 1922 (Dziennik Ust. Nr. 34, poz 277), która w 23 artykułach zawiera zasadnicze stanowisko Państwa wobec elektryfikacji. W przeciwieństwie do swobody, jaką państwo zostawia przedsiębiorstwom elektrycznym we Włoszech, Belgji, Stanach Zjednoczonych, a częściowo w Niemczech, ustawa polska na wzór francuskiej poddaje przedsiębiorstwa ścisłej zależności i kontroli państwa. Ktokolwiek chce zawodowo wytwarzać, przetwarzać, przesyłać lub rozdzielać energję elektryczną, musi uzyskać od Ministra Przemysłu i Handlu t. zw. uprawnienie rządowe (art. 1)<sup>1</sup>. Uprawnienie to wydaje Ministerstwo na pewien ściśle ograniczony obszar (art. 4) i na określony przeciąg lat (art. 2), który w praktyce opiewa na 20—40 lat przy zakładach ciepłych i sieciach okręgowych, a na lat 60 przy zakładach wodnych i przynależnych sieciach. Po wygaśnięciu terminu uprawnienia ewent. już od połowy tego terminu poczynając ma Państwo według art. 7 prawo wykupić zakład elektryczny albo prawo wykupu przelać na ciała lub związki samorządowe. Wzajemian za ciężary nałożone na koncesjonariusza przewiduje ustawa w art. 8 prawo korzystania z dróg publicznych oraz za odszkodowaniem z posiadłości państwowych, gminnych i prywatnych z zastrzeżeniem jednak, że plan trasy musi być zgodny z planem zatwierdzonym według pierwotnego tekstu ustawy przez Ministra, a według poprawki wprowadzonej w r. 1934 przez Wojewodę. Szczegół ten może spowodować znaczne opóźnienie rozpoczęcia budowy tem bardziej, że nie ściśle określona jest egzekutywa w razie oporu ze strony właściciela gruntu, co znacznie osłabia przywilej przyznany w art. 8. Zasadniczo powiada ten artykuł, że w razie braku porozumienia co do wynagrodzenia wysokość tegoż ustala sąd, a w międzyczasie uprawniony może korzystać z przewidzianych praw; w praktyce jednak bez zgody wzajemnej względnie przed przymusowem określeniem wynagrodzenia robota jest utrudniona, a często niemożliwa.

<sup>1</sup> Artykuły odnoszą się do ustawy elektrycznej z 21/III 1922.



W formule urzędowej zatwierdzającej plany budowy zawarte jest zastrzeżenie, że uprawniony obowiązany jest własnym kosztem przebudować wzgl. przełożyć wykonaną i zatwierdzoną trasę, o ile na szlaku tym zajdzie potrzeba budowy dróg, budowy nowych lub przebudowy istniejących budynków i o ile wymagane to będzie przez urząd górniczy ze względu na potrzebę nadań górniczych nabytych na zasadzie ustawy górniczej. Gdyby budowa nowych lub przebudowa istniejących budynków, z powodu których osoba prywatna żądała zmiany lub usunięcia linii wzgl. innego urządzenia elektrycznego, nie zostały przeprowadzone w terminie oznaczonym przez właściwą władzę do udzielenia pozwolenia na budowę, uprawniony będzie mógł poszukiwać zwrotu kosztów poniesionych i wynagrodzenia za szkody i straty od strony, która zażądała zmiany lub usunięcia. Powyższe zastrzeżenie również w znacznym stopniu osłabia przywileje wynikające z art. 8.

W art. 10 nadaje ustawa uprawnionemu prawo wywłaszczenia nieruchomości przez Wojewodę, które są potrzebne dla przedsiębiorstwa na podstacje, stacje wytwórcze, konstrukcje, słupy żelazne i t. p.

W art. 14 przewidziana jest rekwizycja urzędowa prądu z zakładów elektrycznych na rzecz uprawnionego przedsiębiorstwa użyteczności publicznej.

W art. 11—13 określone są prawne stosunki zakładów elektrycznych istniejących w chwili wydania ustawy.

Art. 19 uzależnia eksport energii elektrycznej od pozwolenia Rady Ministrów.

Reszta artykułów ustawy są natury więcej formalnej i na politykę elektryfikacyjną nie mają istotnego wpływu.

Ustawa ta utrzymana w formie ustawy ramowej nie wchodzi w cały szereg szczegółów, które zostały uzupełnione w rozporządzeniu wykonawczem z 20 maja 1923 (Dz. Ust. Nr. 60, poz. 441) i w obwieszczeniu Min. Rob. Publ. z 31. X. 1923 (Monitor Polski, Nr. 270, poz. 375), gdzie ukazał się po raz pierwszy t. zw. formularz uprawnienia. Formularz ten wielokrotnie przeredagowany (ostatnio w styczniu 1935) zawiera ostatecznie wszystkie prawa i obowiązki uprawnionego w 96 paragrafach umieszczonych w 8-miu rozdziałach głównych, a to:

- I. Postanowienia ogólne §§ 1—25.
- II. Wykonanie zakładu elektrycznego §§ 26—35.
- III. Dostarczanie energii §§ 36—64.
- IV. Oświetlenie uliczne §§ 65—73.
- V. Opłaty za energię elektryczną i za liczniki §§ 74—83.
- VI. Kontrola, rachunkowość i inwentarz §§ 84—89.
- VII. Pracownicy §§ 90—91.
- VIII. Kaucja i kary §§ 92—95.

W formularzu, poza wyraźnym określeniem w § 8 zakładów uprawnionych jako zakładów użyteczności publicznej, znajdujemy jeden nowy szczegół zasadniczy, który nie był zawarty w ustawie, a jest to **monopol** zastrzeżony uprawnionemu na przyznanym obszarze zasilania (§ 4). Monopol ten w niektórych uprawnieniach ulegał małym ograniczeniom, przy t. zw. sprzedaży hurtownej do większych miast, następnie przez dopuszczenie t. zw. zbytu okolicznościowego (§ 3 rozporządzenia wykonawczego z 20 maja 1923), ale w zasadzie był zawsze udzielany i respektowany. Monopol ten stanowi jedną z najważniejszych cech elektryfikacji w Polsce i zarazem wielką trudność przy udzielaniu uprawnień na bardzo wielkie obszary, jak to np. okazało się podczas dyskusji nad projektem koncesji Harrimana.

Pierwszy rozdział formularza zawiera poza datami ogólnymi, dotyczącymi obszaru zasilania, terminu ważności uprawnienia i t. p., sprawę monopolu, o której powyżej była mowa, określenie rozmiarów elektryfikacji dla sieci okręgowych (§ 10), normy dla uprawnień na sieci okręgowe w stosunku do przyszłej sieci państwowej (§ 21) i wreszcie jako rzecz najważniejszą warunki wykupu zarówno w chwili wygaśnięcia uprawnienia (§ 11, 12, 15, i 16) jak i w terminie wcześniejszym (§ 13, 14 i 16).

Postanowienia § 10 i 21 są ze stanowiska elektryfikacji Państwa pierwszorzędnej ważności. Pierwszy z tych paragrafów zmierza do zaopatrzenia jak największej ilości miejscowości w sieci rozdzielcze tak, aby ludności udostępnić korzystanie z prądu elektrycznego w jak najszerszym zakresie. Paragraf ten przewiduje jednak obowiązkową elektryfikację tylko dla miejscowości o przynajmniej 3000 mieszkańców. Ograniczenie to, które odnosi się do 40-to letniego terminu trwania uprawnień obecnie nadawanych, może spowodować znaczne opóźnienie ogólnej elektryfikacji w porównaniu z innymi państwami, gdyż miejscowości powyżej 3000 mieszkańców stanowią zaledwie 20<sup>0</sup>/<sub>0</sub> wszystkich gmin, podczas kiedy wszędzie indziej dochodzi elektryfikacja do blisko 100<sup>0</sup>/<sub>0</sub> wszystkich miejscowości.<sup>1</sup>

Postanowienia zawarte w § 21 nakładają na uprawnionego obowiązek przystąpienia do ewentualnie utworzyć się mającej spółki, któraby miała za zadanie budowę i eksploatację wielkich linii elektrycznych, przeznaczonych do połączenia w całości lub częściowo poszczególnych okręgów w województwach centralnych, zachodnich i południowych. W ten sposób Państwo zdąża do stopniowej elektryfikacji wielkich obszarów, które automatycznie przejdą pod wspólne kierownictwo zespolonych sieci okręgowych.

Sprawa warunków przedterminowego wykupu zakładów uprawnionych

---

<sup>1</sup> M. Altenberg, Krytyczna ocena zasad elektryfikacji okręgowej przyjętych przez Ministerstwo Prz. i H. Przegląd Elektrotechniczny 1935, Nr. 9, str. 191.



po upływie połowy czasu trwania uprawnienia (§ 13) była przedmiotem wielu krytyk, z których najpoważniejsza mieści się w artykule inż. K. Gayczaka opublikowanym w r. 1932 w Przeglądzie Elektrotechnicznym.<sup>1</sup> Gayczak wykazuje na podstawie kilku formułek wykupu umieszczonych w rozmaitych uprawnieniach, a różniących się od siebie w pewnych szczegółach, że przy przedwczesnym wykupie po 20 latach istnienia zakładu, którego uprawnienie opiewało na lat 40, przedsiębiorstwo w najlepszym razie będzie mogło akcjonariuszom zwrócić niezamortyzowaną część kapitału, ale o odsetkach za tych 20 lat przeważnie nie będzie mogło być mowy. Dopiero dalszy okres 20-to letni zapewnia właścicielom przedsiębiorstwa dywidendę w wysokości 7,5—14,5<sup>0</sup>/<sub>0</sub> zależnie od rentowności danego zakładu elektrycznego. Główny powód tego niekorzystnego wyniku finansowego upatruje Gayczak słusznie w zbyt przyspieszonej amortyzacji, jaką przewidują uprawnienia rządowe. Zasadniczo bowiem ustala uprawnienie, że od wkładów wyłożonych na budowę należy co roku odpisywać po  $\frac{1}{18}$ -ej części, które to odpisy przy wykupieniu potrąca się od wartości poczynionych inwestycji. Dopiero od uprawnienia 151 poczynając znajdujemy koncesję dla wielkich zakładów i sieci okręgowych operujących wyższymi napięciami, że rozróżnia się odpisy dwojakich wysokości, a to po  $\frac{1}{30}$ -ej dla inwestycji dotyczących budynków trwałych, sieci podziemnych, sieci napowietrznych powyżej 30 kV oraz przyłączonych do nich stacyj transformatorowych; reszta urządzeń podlega w dalszym ciągu amortyzacji 18-to letniej.

Poza zwrotem niezamortyzowanej części wkładu, którą przedsiębiorstwo otrzymuje przy wykupie zarówno terminowym, jak i przedterminowym, przewiduje formularz w § 14 przy wykupie przedterminowym rentę na dalsze lata niewyzyskanego uprawnienia w wysokości dochodu brutto z potrąceniem wydatków eksploatacyjnych łącznie z utrzymaniem i odnowieniem urządzeń, jednak bez uwzględnienia oprocentowania i amortyzacji; w niektórych uprawnieniach i te potrącenia są uwzględnione w zamian za utrzymanie i odnowienie. Dochód brutto ustala się jako przeciętny z ostatnich 7 lat poprzedzających wykup z wyłączeniem 2 lat najmniej korzystnych, a renta nie może być niższa od dochodu netto za ostatni rok z 5-u lat przyjętych do jej obliczenia.

W rozdziale II formularza zestawione są daty dotyczące rozbudowy sieci (§ 26), przyczem zarówno dla wysokiego jak i dla niskiego napięcia przewidziane są określone długości szlaku, które mają być bezwzględnie do pewnego terminu wykonane, podczas gdy dalsza rozbudowa jest tylko warun-

---

<sup>1</sup> K. Gayczak, Porównanie warunków wykupu zakładów elektrycznych według wydanych dotychczas uprawnień rządowych. Przegląd Elektr. 1932, Nr. 15, str. 507.

kowa i uzależniona od przyłączenia pewnej ilości watów na metr bieżący szlaku.

Bardzo ważny ze stanowiska racjonalnej gospodarki elektrycznej jest § 30, który przewiduje możliwość narzucenia zakładowi dostawy prądu z zewnątrz, o ile uprawniony może go otrzymać na warunkach dogodniejszych niż przy wytwarzaniu prądu we własnym zakładzie wytwórczym.

Rozdział III obowiązuje uprawnionego do dostawy prądu każdemu zgłaszającemu się na przyznanym obszarze zasilania (§ 36); naturalnie, że w wypadkach, w których przyłączenie nowego odbiorcy wymaga przedłużenia sieci, przewidziane są krótsze lub dłuższe terminy dla wykonania tego przyłączenia i w pewnych wypadkach dwuletnia gwarancja odbioru przez zgóry określoną ilość godzin rocznie (§ 37). W § 63 i 64 omówione są w związku z obowiązkiem nieprzerwanej dostawy prądu wypadki i czasy trwania dopuszczalnych przerw, obowiązek ich zapowiadania i kary przy nadmiernym czasie trwania przerw. Zasadniczo dostawa prądu ma być przez cały rok i przez całą dobę zapewniona; wyjątkowo dozwala się zakładom lokalnym w pierwszych kilku latach ograniczyć dostawę energii na czas od zmierzchu do świtu, o ile niema zgłoszeń na pobór prądu motorowego za dnia w wysokości conajmniej 20 kW przy 1000 godzin użytkowania mocy tej w ciągu roku. Postanowienie to powinno ze względu na rozpowszechniające się zastosowanie prądu grzejnego do celów gospodarstwa domowego ulec modyfikacji.

Poza tem normuje rozdział III wszystkie wzajemne stosunki między uprawnionym a odbiorcami i ustala wypadki, kiedy uprawniony ma prawo odłączyć urządzenia odbiorcy od sieci rozdzielczej.

Rozdział IV podaje szczegóły obowiązku oświetlania ulic i warunki umów, jaki uprawniony w tym względzie może z gminami zawierać.

Rozdział V stanowi obok monopolu dostawy i warunków wykupu najistotniejszą część formularza, gdyż przez określenie w nim taryf maksymalnych i sposobu rabatowania oraz uzależnienie taryf i innych opłat od warunków gospodarczych stanowi właściwie o rentowności przedsiębiorstwa.

Zasadniczy sposób taryfowania zalecony w formularzu polega na taryfie Wrighta, przyczem za podstawę bierze się moc nominalną wszystkich przyłączonych odbiorników (por. str. 139 i 142). Ten zawiły a przytem dla propagandy prądu w gospodarstwach domowych niekorzystny system<sup>1</sup> został w najnowszej redakcji formularza o tyle złagodzony (§ 77), że uprawniony może obrać dowolny sposób taryfikacji, byle nie przekroczył cen maksymalnych i byle zastosowany system został przez władzę nadzorczą uznany za

---

<sup>1</sup> M. Altenberg, Przyczynki do rewizji taryfy prądowej wg. uprawnień rządowych. Przegląd Elektrotechn. 1929, Nr. 11, str. 241.



niemniej korzystny dla ogółu odbiorców od systemu urzędowego. W niektórych uprawnieniach wogóle pominięto sposób rabatowania pozostawiając to uznaniu uprawnionego pod warunkiem, aby wysokość kwoty faktycznie pobranej za sprzedaż energii w ciągu roku była o  $n^0/0$  niższa od kwoty, jakąby uprawniony uzyskał przy stosowaniu taryf maksymalnych (§ 76).

Sposób uzależnienia taryfy od warunków gospodarczych, a mianowicie od ceny węgla i od ceny czystego złota (§ 80) podaliśmy na str. 132 rozdziału V.

Opłaty miesięczne za dzierżawę liczników (§ 79) zostały w ostatniej redakcji formularza słusznie przemianowane na opłaty stałe, jakie uprawniony może pobierać od odbiorców niezależnie od ilości pobranej energii. Jest to najwłaściwsze ujęcie opłaty czynszu dzierżawnego za liczniki jako opłaty manipulacyjnej (składnik  $c$  formuły (15) na str. 112).

§§ 80a i 80b zawierają prawo rewizji taryfy maksymalnej jak i zasad zmienności taryfy, a to zarówno na wniosek uprawnionego, jak na wniosek Ministra P. i H. Z prawa tego można korzystać w odstępach 5-cio letnich od 1/I. 1930 zaczynając, a o ile inicjatywę do rewizji daje Minister, to zarówno obliczenie opłat jak i formuły zmienności oparte być mają na zasadach wspólnych dla wszystkich zakładów elektrycznych, dla których takie rewizje są przewidziane.

Dotychczasowe zasady zmienności zawarte w § 80 (50% w zależności od ceny węgla na kopalni, a 40% od ceny złota) są wciąż przedmiotem krytyki ze strony zakładów uprawnionych, jednak dotąd żadana inna udatna formuła nie została poważnie wysunięta.

§ 82 zawiera obowiązek opłaty w rodzaju podatku obrotowego w wysokości 0,5–1% od wpływów brutto, od której to opłaty są zwolnione tylko zakłady samorządowe.

Rozdziały VI–VIII nie zawierają żadnych zasadniczych postanowień.

Na podstawie ustawy elektrycznej i zasad zawartych w formularzu uprawnienia udzieliło b. Min. Rob. Publ., a w następstwie Min. Przem. i Handlu od czerwca 1924 do końca r. 1934 w sumie 250 uprawnień, z których 208 na poszczególne miasta, miasteczka i gminy wiejskie, a 42 na zakłady okręgowe bądźto z wytwórniami, bądź też tylko z sieciami. Tych 42 uprawnień okręgowych odnosi się do 23 przedsiębiorstw, z których 7 ma charakter więcej lokalny o zasięgu kilku lub kilkunastu gmin, a 16 stanowi faktyczny zawiązek elektryfikacji Państwa na szerszą skalę. Są to następujące przedsiębiorstwa podane poniżej w chronologicznej kolejności:

1. Elektrownia Okręgu Warszawskiego S. A. (pow. Warszawa i Grójec).
2. „Sieci elektryczne“ S. A. (pow. Częstochowa i Będzin).
3. Tow. Elektryczne Okręgu Częstochowskiego S. A. (pow. Częstochowa i Radomsko).

4. Sieć Elektryczna Zagłębia Krośnieńskiego S. A. (pow. Gorlice, Jasło, Krosno, Sanok, Brzozów i Lesko).
5. Pomorska Elektrownia Krajowa Gródek S. A. (pow. morski, miasta Toruń, Grudziądz i Gdynia, Związek Elektr. Chełmno-Świecie-Toruń).
6. Elektrownia okręgowa w Zagłębiu Krakowskiem S. A. (pow. Chrzanów, Biała, Wadowice).
7. Podkarpackie Tow. Elektryczne S. A. (pow. Drohobycz, miasto Stryj i Sambor).
8. Związek Elektryfikacyjny Chełmno-Świecie-Toruń (pow. Chełmno, Świecie, Toruń).
9. Kujawska Elektrownia Okręgowa (pow. Włocławek).
10. Jaworznicke Komunalne Kopalnie Węgla S. A. (pow. Chrzanów, Olkusz i miasto Kraków).
11. Zjednoczenie Elektrowni Okręgu Radomsko-Kieleckiego (pow. Jędrzejów, Opoczyn, Sandomierz, Koźnice, Radom, Końskie, Iłża, Opatów, Kielce, Pińczów, Stobnica, Puławy, Garwolin, Rawa i Grójec).
12. Powiatowy Związek Komunalny powiatu Kartuskiego (pow. kartuski, miasto Kościerzyna).
13. Elektrownia Miejska w Kaliszu (pow. Kalisz i Ostrów).
14. Zakład Elektryczny Okręgu Lwowskiego S. A. (pow. Gródek, Jaworów, Lwów, Żółkiew, Rawa Ruska, Rudki, Bóbrka, Kamionka Strumiłowa, Przemyślany, Złoczów).
15. Zrzeszenie Elektrowni Kopalnianych Sp. z ogr. odp. (pow. Będzin, Zawiercie, Olkusz i Chrzanów).
16. Zjednoczone Fabryki Związków Azotowych w Mościcach i w Chorzowie (pow. Brzesko, Dąbrowa, Mielec, Nowy Sącz, Ropczyce, Tarnów, Bochnia, Gorlice, Jasło, Nowy Targ, Rzeszów i Krosno).

Poza ustawą elektryczną dwa razy Państwo wkroczyło w dziedzinę elektryfikacji, a to w r. 1931 przez wprowadzenie podatku od energii elektrycznej, a w r. 1933 przez rozporządzenie Prezydenta Rzeczypospolitej o popieraniu elektryfikacji.

O ile podatek od energii elektrycznej (Dz. Ust. R. P. Nr. 112, poz. 880 z 31 grudnia 1931) odnoszący się tylko do energii pobieranej dla celów oświetleniowych postawił prąd elektryczny w położeniu gorszym od gazu i ropy, a nie przyniósł Państwu spodziewanych większych dochodów, to rozporządzenie o popieraniu elektryfikacji (Dz. U. R. P. Nr. 85, poz. 633 z 27 października 1933) może wydatnie przyczynić się do rozwoju względnie powstania większych przedsiębiorstw elektryfikacyjnych. Rozporządzenie to wprowadza przede wszystkim urzędownie podział Państwa na okręgi elektryfi-



kacyjne analogicznie do przez nas w poprzednich rozdziałach podawanych okręgów elektro-gospodarczych. Podział ten odnosi się narazie do województw zachodnich, centralnych i południowych łącznie ze Lwowem, podczas gdy wschodnie oraz stanisławowskie i tarnopolskie nie zostały objęte podziałem, gdyż na terenie tych województw wszystkie zakłady elektryczne podlegają indywidualnie nowemu rozporządzeniu, o ile dopełnione są warunki, o których poniżej będzie mowa.

O ulgi zawarte w rozporządzeniu starać się mogą zakłady elektryczne o jednostkach maszynowych nie mniejszych niż 10 000 kVA, względnie sieci elektryczne o napięciu nie niższym niż 30 kV. Wyjątkowo mogą uzyskać przywileje i mniejsze elektrownie z jednostkami od 3000 kVA wzwyż, o ile będą korzystały z siły wodnej, torfu, węgla brunatnego lub gazów ziemnych. Poza tem zakłady ubiegające się o ulgi muszą się zobowiązać do elektryfikacji jednego z przewidzianych okręgów elektryfikacyjnych. Jedynie w województwach wschodnich rozporządzenie przyznaje ulgi wszelkim samodzielnym elektrowniom niezależnie od ich mocy i od obszaru zasilania, a dla sieci elektrycznych przy napięciu już od 6 kV wzwyż.

Ulgi przewidziane w rozporządzeniu odnoszą się do zwolnienia od opłat stemplowych przy zakładaniu spółek akcyjnych, od opłat państwowych i komunalnych przy nabywaniu nieruchomości, od wszelkich podatków bezpośrednich państwowych i samorządowych, od wynagrodzenia za korzystanie z terenów państwowych potrzebnych do prowadzenia linii elektrycznych, wreszcie dają prawo pierwszeństwa do nabywania gruntów przy parcelacji ziemskiej, oraz państwowych materiałów budowlanych i opałowych, jak również prawo pierwszeństwa w uzyskiwaniu zezwoleń na użytkowanie wód jako źródeł energii. Ulg tych udzielać się będzie na lat 10, a na obszarach specjalnie przeznaczonych do rozwoju przemysłu, na lat 15.

Niemniej doniosłe znaczenie mogą mieć uchwały Komitetu Ekonomicznego Ministrów z 24/XI 1933,<sup>1</sup> które zawierają nowe wytyczne dotyczące warunków uprawnień na wielkie zakłady elektryczne. Ważniejsze postanowienia, które na posiedzeniu wyżej wspomnianem zostały ustalone, dotyczą:

1. Przedłużenia czasu amortyzacji dla pewnej grupy inwestycji z 18 na 30 lat tak, jak to było już w kilku ostatnich uprawnieniach na większe zakłady okręgowe przewidziane<sup>2</sup>.
2. Zrezygnowanie z prawa przedterminowego wykupu.
3. Swobody w ustalaniu sposobu taryfikacji przy zachowaniu jedynie taryfy maksymalnej.

<sup>1</sup> K. Siwicki, Polityka Rządu w zakresie elektryfikacji. Polska Gospodarcza 1933, Nr. 48, str. 1485.

<sup>2</sup> Ob. str. 246.

4. Zaniechania pobierania od uprawnionego opłaty od wpływów brutto.

5. Ustanowienia komisji arbitrażowej dla rozstrzygania sporów między uprawnionym a Skarbem Państwa, złożonej z przedstawiciela Min. Przem. i Handlu, przedstawiciela uprawnionego i superarbitra wybranego przez tych dwóch przedstawicieli, lub wyznaczonego przez Prezesa Sądu Najwyższego.

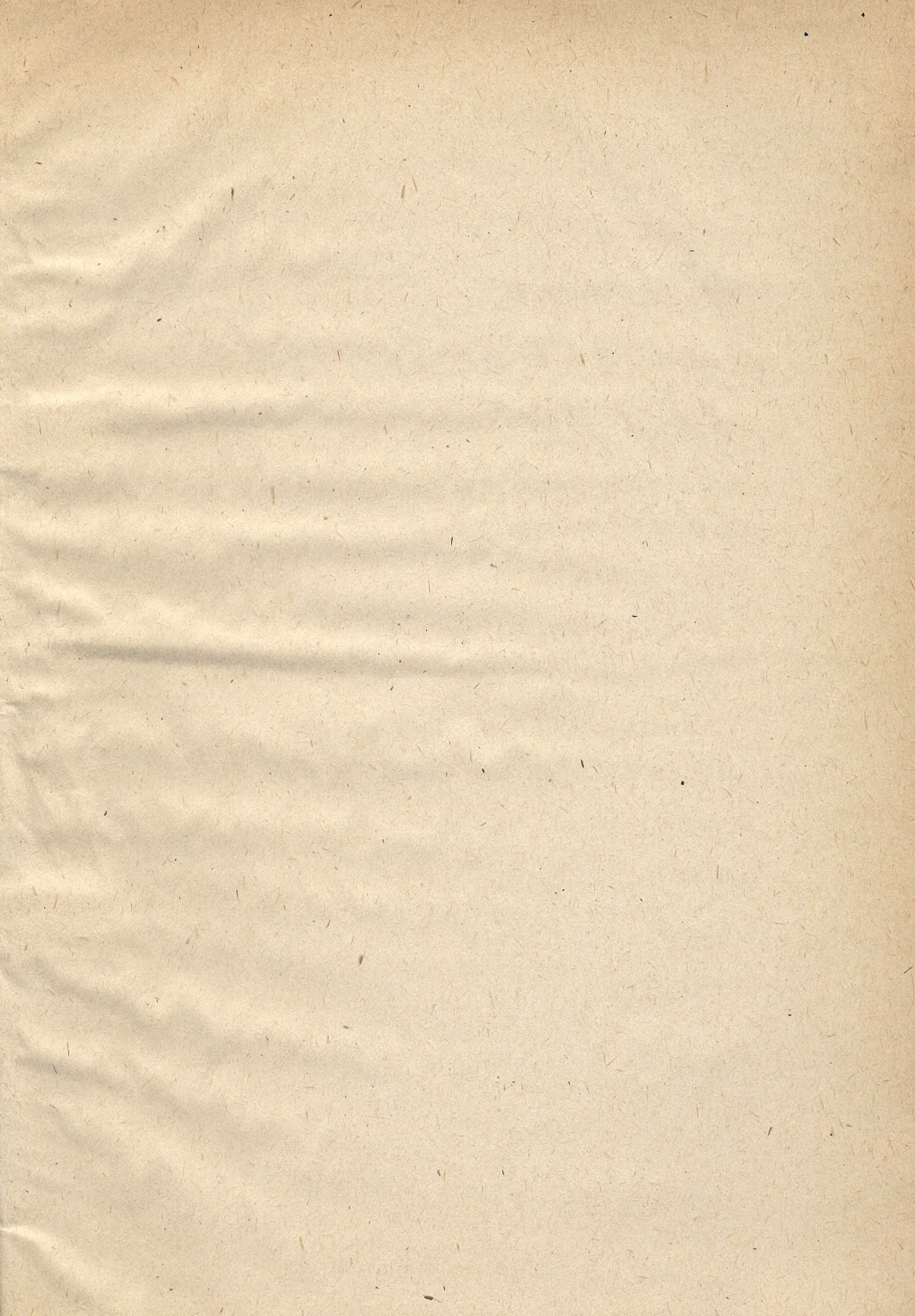
Tego rodzaju modyfikacje warunków uprawnienia razem z uzyskaniem ulg wynikających z rozporządzenia o popieraniu elektryfikacji, a wreszcie wydatne subwencje i kredyty z Funduszu Pracy i Funduszu Inwestycyjnego umożliwią rozwój zacofanych dotąd stosunków w Państwie naszym i pozwolą powoli dojść do takiego rozwoju elektryfikacji, jaki osiągnęły inne państwa europejskie.

---





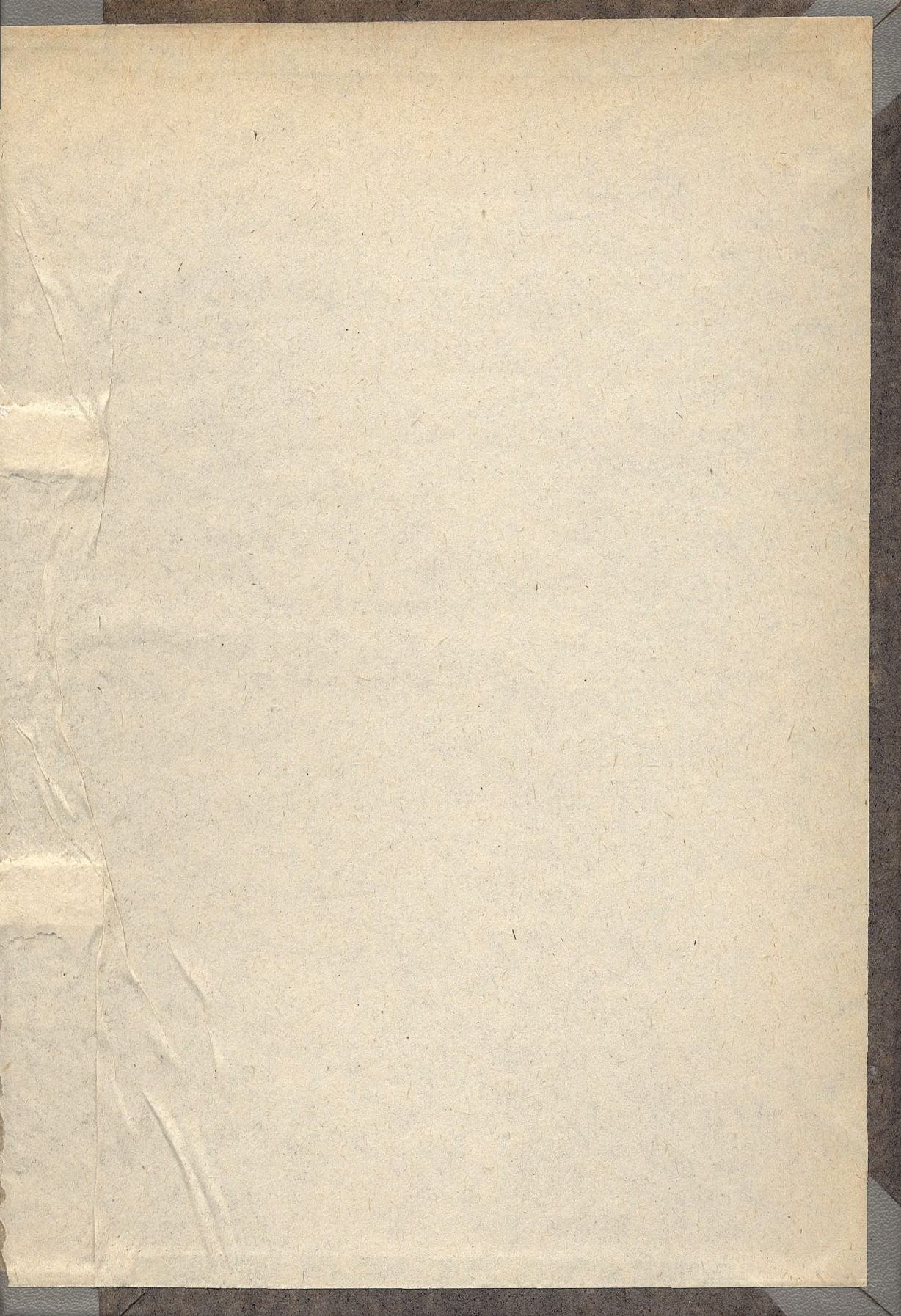














Biblioteka Śląska w Katowicach

Id: 0030000733646



II 34914