

Orientację przybliżoną sieci uzyskujemy przyjmując jako przybliżony azymut ortodromy OA :

$$a'_{0.A} = a_{0.1} - \gamma_1'$$

(Jeszcze dokładniejszą orientację sieci można uzyskać wyznaczając $a'_{0.A}$ kilkakrotnie zapomocą azymutów ortodrom $a_{0.2}$, $a_{0.3}$ i t. d. i odpowiednich kątów środkowych γ i biorąc średnią z otrzymanych wyników. Zazwyczaj będzie można jednak poprzestać na jednokrotnym wyznaczeniu azymutu, jak wyżej opisano).

Po uzyskaniu przybliżonego azymutu $a'_{0.A}$, a temsamem przybliżonej orientacji sieci, przystępujemy do jej wyrównania, którego sposób jest dokładnie opisany w wyżej zacytowanych rozprawach.

Na podstawie przybliżonego azymutu $a'_{0.A}$ i wyrównanych długości poszczególnych ortodrom, a temsamem i kątów między nimi zawartych, obliczamy przybliżone szerokości ψ i różnice długości μ poszczególnych punktów 1, 2, 3, ... oraz przybliżone azymuty $a_{1.0}$, $a_{2.0}$, $a_{3.0}$, ... na przyjętej elipsoidzie odniesienia.

Ponieważ punkt podstawowy jest punktem przyłożenia elipsoidy odniesienia, przeto składowe względne odchylenia pionu w tym miejscu ξ^0 i η_0 są równe zeru. Natomiast składowe te wynoszą w punktach 1, 2, 3, ...:

$$\xi_i = \varphi_i - \psi_i + \dots,$$

$$\eta_i = (\lambda_{0.i} - \mu_{0.i}) \cos \varphi_i + \dots = (a_{i.0} - a_{i.0}) \operatorname{ctg} \varphi_i + \dots,$$

przyczem szerokości φ , różnice długości λ i azymuty α pochodzą z pomiarów astronomicznych, zaś ψ , μ i a z pomiarów geodezyjnych. (Wyrazy opuszczone w powyższych związkach nie mają praktycznego znaczenia dla ortodrom krótszych od jednej dziesiątej półosi elipsoidy odniesienia z wyjątkiem, gdy są bardzo znaczne).

Najlepsze dostosowanie elipsoidy do tego obszaru geoidy, na którym znajduje się sieć triangulacyjna otrzymalibyśmy z warunku:

$$[\xi^2]_n + [\eta^2]_n = \min.$$

Spełnienie tego warunku stoi jednak w ogólności w sprzeczności z założeniem, że oś obrotu elipsoidy ma być równoległą do osi obrotu ziemi.

Natomiast ostatni warunek w danych warunkach stosunkowo najdokładniej spełniony, jeśli założymy:

$$[(a_{i.0} - a_{i.0})^2] = \min. \text{ (dla } i \text{ od 1 do } n).$$

Orientację sieci przeprowadzimy zatem z uwzględnieniem tego warunku.

Rugując poszczególne η otrzymujemy n t. zn. warunków Laplace'a, którymi posłużymy się dla przekształcenia nałożonego warunku.

Ponieważ $a_{i.0} - a_{i.0} = (\lambda_{0.i} - \mu_{0.i}) \sin \varphi_i$, przeto warunek orientacyjny zmienia kształt na:

$$[(\lambda_{0.i} - \mu_{0.i})^2 \sin^2 \varphi_i] = \min.$$

Równania błędów odpowiadające temu warunkowi mają formę następującą:

$$\Delta a_{i.0} = (\lambda_{0.i} - \mu_{0.i}) \sin \varphi_i - \Delta \mu_{0.i} \sin \varphi_i.$$

Ponieważ związek między przyrostem długości $\Delta \mu_{0.i}$, a przyrostem $\Delta a_{0.1}$ azymutu $a_{0.1}$ opiewa:

$$\Delta \mu_{0.i} = -\frac{m_{0.i} \cos a_{i.0}}{N_i \cos \varphi_i} \Delta a_0, \text{ przeto}$$

$$\Delta a_{i.0} = (\lambda_{0.i} - \mu_{0.i}) \sin \varphi_i + \frac{m_{0.i} \cos a_{i.0} \sin \varphi_i}{N_i \cos \varphi_i} \Delta a_0,$$

przyczem N_0 oznacza promień przekroju poprzecznego w punkcie O , a $m_{0.i}$ długość zredukowaną ortodromy, którą się oblicza z wzoru:

$$m_{0.i} = s_{0.i} \left\{ 1 - \frac{1}{6} \frac{s_{0.i}^2}{N_0^2} (1 + e'^2 \cos^2 \varphi_0) + \frac{1}{3} \frac{s_{0.i}^3}{N_0^3} e'^2 \sin^2 \varphi_0 \cos a_{0.i} + \frac{1}{120} \frac{s_{0.i}^4}{N_0^4} + \dots \right\},$$

lub z dogodniejszego:

$$m_{0.i} = s_{0.i} \left\{ 1 - \frac{1}{6} \frac{s_{0.i}^2}{MN} + \frac{1}{120} \frac{s_{0.i}^4}{M^2 N^2} + \dots \right\},$$

przyczem M i N są promieniami krzywizn w kierunku południka i przekroju poprzecznego dla szerokości średniej $\varphi = \frac{\varphi_0 + \varphi_i}{2}$, zaś o ile rachujemy wzorem pierwszym $e'^2 = \frac{a^2 - b^2}{a^2}$ (a i b półosi przyjętej elipsoidy odniesienia).

Odpowiadające powyższym równaniom równanie normalne jest:

$$\left[\left(\frac{m_{0.i} \cos a_{i.0}}{N_i} \operatorname{tg} \varphi_i \right)^2 \right] \Delta a_0 + \left[(\lambda_{0.i} - \mu_{0.i}) \frac{m_{0.i} \cos a_{i.0} \sin^2 \varphi_i}{N_i \cos \varphi_i} \right] = 0,$$

wobec czego:

$$\Delta a_0 = \frac{(\mu_{0.i} - \lambda_{0.i}) \frac{m_{0.i} \cos a_{i.0} \sin^2 \varphi_i}{N_i \cos \varphi_i}}{\left[\left(\frac{m_{0.i} \cos a_{i.0}}{N_i} \operatorname{tg} \varphi_i \right)^2 \right]}.$$

Po wstawieniu do równań błędów wartości Δa_0 obliczamy poszczególne $\Delta a_{i.0}$, a następnie średni błąd dostosowania wzorem:

$$(\mu) = \sqrt{\frac{[\Delta a^2]}{n-1}}.$$

Po skręceniu sieci o kąt Δa_0 będzie wynosił średni błąd jej orientacji:

$$(\mu)_a = (\mu) \sqrt{Q_{1.1}},$$

przyczem $Q_{1.1}$ otrzymujemy w tym przypadku równania wag:

$$\left[\left(\frac{m_{0.i} \cos a_{i.0}}{N_i} \operatorname{tg} \varphi_i \right)^2 \right] Q_{1.1} = 1.$$

Znając wartości poszczególnych $\Delta a_{i.0}$ możemy obliczyć także i azymuty astronomiczne a z punktów 1, 2, 3, ... do punktu podstawowego, gdyż:

$$a_{i.0} = a_{i.0} + \Delta a_{i.0},$$

przyczem $a_{i.0}$ należy obliczyć z definitywnie zorientowanej sieci; natomiast ze względu na związek:

$$\eta_0 = 0 = (a_{0.i} - a_{0.i}) \operatorname{ctg} \varphi_0$$

będą azymuty astronomiczne ortodrom wychodzących z punktu podstawowego zgodne z azymutami geodezyjnymi wynikłymi ze skrętu sieci o Δa_0 , temsamem będzie i warunek równoległości osi przyjętej elipsoidy odniesienia i osi ziemskiej spełniony.

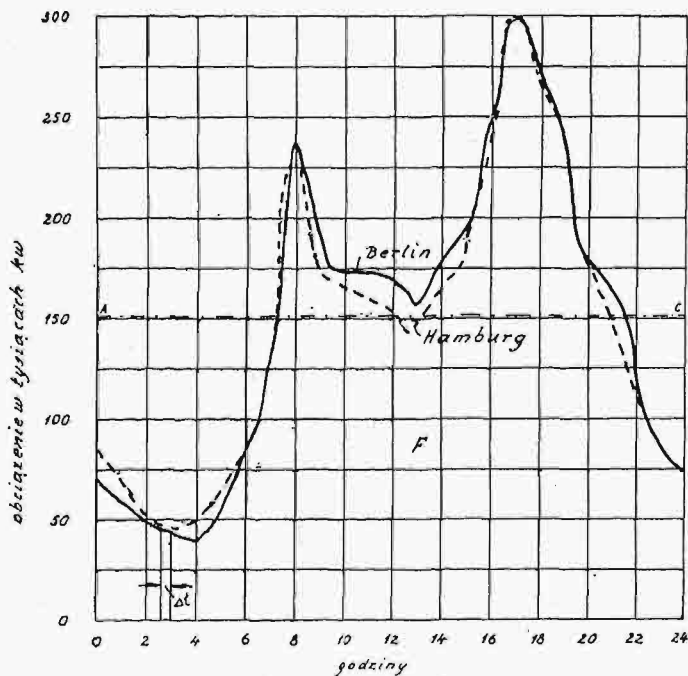
Inż. Dr. Kazimierz Wóycicki.

Korzyści gospodarcze z podziału na zakłady podstawowej i szczytowej energii elektrycznej.

Rosnący rozwój przemysłowy jak również podnoszenie się stopnia kultury, pociąga za sobą silny wzrost zużycia, na różne cele, energii elektrycznej. Problem elektryfikacji kraju ma przed sobą szereg poważnych zagad-

nień: odpowiedniego wyzyskania istniejących źródeł energii, przetworzenia energii surowej, uszlachetnienia jej na wysokowartościową formę dla jej rozdziału, przesłania i zużycia. Gospodarka energią, znajdującą się w sta-

nie surowym musi być prowadzona planowo, aby korzyści z wyzyskiwania źródeł energii były jaknajwiększe. Najidealniejszymi warunkami przetwarzania energii surowej we formę szlachetną t. j. na energię elektryczną byłoby przetwarzanie dla uzyskania stałej mocy, niezmiennej w czasie, gdyż wówczas jest możliwym najlepsze wykorzystanie urządzeń i cel będzie osiągnięty najmniejszym nakładem. W rzeczywistości proces ten przetwórczy jest zwykle oddalony od ideału. Zależnie od rodzaju odbiorców zapotrzebowanie mocy w czasie jest zmienne. Każdy rodzaj odbiorcy charakteryzuje się pewną zależnością pobieranej mocy od godziny dnia, miesiąca i daje się wyrazić przez tak zwaną krzywą obciążenia (rys. 1). Ta zmienność odbioru energii elektrycznej oddziałuje bardzo silnie na stronę gospodarczą przetwarzania energii, wobec czego w miarę wzrostu zużycia prądu elektrycznego stworzenie jaknajkorzystniejszych warunków pracy zakładów elektrycznych staje się jednym z ważniejszych zagadnień gospodarki energetycznej.



Rys. 1.

Zagadnienie próbowano rozwiązać przedewszystkiem przez takie ukształtowanie zużycia energii, że osiągnięto ujednostajnienie odbioru mocy. Przedsiębiorstwa przetwarzające i sprzedające energię starają się przez odpowiednią politykę taryfową utrzymać odbiorców przy jednostajnym zużyciu energii elektrycznej, odbiorze więc energii w czasie małego obciążenia elektrowni. Ponieważ krzywe zapotrzebowania różnych rodzajów odbiorców mają swój specjalny przebieg i maksima ich są po części przesunięte w czasie, przez wciąganie więc dużej ilości różnych odbiorców w danym okręgu, powoduje się również w pewnym stopniu wyrównanie wahań. Ze względu jednak na to, że zużycie energii elektrycznej jest w wielu wypadkach związane z czasem (porą dnia, względnie roku) i przesunięcie godzin zużycia jest niemożliwe, względnie ograniczone, następuje, że w danym okręgu elektrycznym ilość i jakość odbiorców jest zależna od jego charakteru, a przez to i wypadkowa krzywa zapotrzebowania mocy dość ściśle określona, więc polityka taryfowa, jak wykazuje praktyka, daje tu w skutku niewiele. Jako charakterystyczny przykład bezskuteczności taryf podano na rys. 1-y porównanie pomiędzy krzywami obciążenia elektrowni berlińskiej i hamburskiej, przeliczonymi na jednokową skalę. W Hamburgu istnieje taryfa od zużytej energii w wysokości 35 fen/kwg, w Berlinie taryfa 3,50

mk/kw na miesiąc oraz dodatkowa od zużytego prądu 16 fen/kwg. Przy tak ukształtowanych taryfach szpice w elektrowni berlińskiej, przy stosunkowo niskiej taryfie roboczej, winny się silnie zaznaczać. Krzywe obciążenia na rys. 1 wykazują prawie że jednakowy charakter.

Drugą możliwością stworzenia korzystniejszych warunków dla pracy elektrowni jest, uważając wahania krzywej zapotrzebowania za dane, zastosowanie odpowiednich sposobów technicznych dla jaknajwiększego złagodzenia oddziaływania wahań odbioru na zakład przetwórczy. Takim idealnym sposobem byłoby stworzenie pomiędzy zakładem przetwórczym i odbiorcą dodatkowego urządzenia, któreby przetwarzaną energię gromadziło i zależnie od zapotrzebowania oddawało. Teoretycznie byłoby tu możliwym do osiągnięcia wyrównanie zmiennego zapotrzebowania na całkowicie stałe przetwarzanie. Praktycznie nie daje się to osiągnąć ze względów gospodarczych. Urządzenie takie powodowałoby z wielu względów podrożenie kosztów produkcji. Jednakże jest pewna granica, przy której zastosowanie tej metody, umożliwiając częściowe wyrównanie, daje dla całości urządzenia gospodarczo najkorzystniejsze rozwiązanie. Równolegle z gromadzeniem energii przetworzonej możliwym jest podział obciążenia na kilka różnego charakteru zakładów przetwórczych, który przeprowadza się tak, że jeden lub kilka zakładów pracują dla zaopatrzenia rynku w energię podstawową, jeden zaś najodpowiedniejszy pracuje dla dostarczenia energii szczytowej. Przez tę współpracę osiąga się daleko idące wyrównanie obciążeń zakładów podstawowych.

Istnieje zasadnicza różnica pomiędzy sposobem gromadzenia energii, przy którym osiągamy jednoczesne wyrównanie wklęsłości i szczytów krzywej obciążenia, a zwykłym zakładem szczytowym, który tylko obcina szpice.

Jako skuteczny techniczny sposób potaniania kosztów produkcji energii elektrycznej pozostaje więc wspomniany wyżej sposób podziału zakładów przetwórczych na zakłady podstawowe i szczytowe (podział taki nie wyklucza, przy odpowiednich warunkach, sposobu gromadzenia energii). Analiza kosztów uzależniona od charakteru rynku, metod przetwarzania energii (masy i urządzeń), wykaże w każdym poszczególnym przypadku korzyści z takiej współpracy zakładów. Energią podstawową i szczytową odpowiednio do ich charakteru, jakości i ilości, może nie być przetwarzana tego samego rodzaju urządzeniami (maszynami), a raczej powinny być dwa te rodzaje energii elektrycznej, odpowiadając swemu przeciwnemu charakterowi, wytwarzane różnego rodzaju urządzeniami.

Czynnikiem miarodajnym dla oszczędzenia ekonomiczności wytworzenia energii elektrycznej są koszty produkcji jednej kwg prądu elektrycznego. Koszta produkcji składają się zasadniczo z dwóch części: z kosztów zależnych od instalowanej mocy i kosztów zależnych od wytworzonej energii (pracy zakładu). Najkorzystniejszym rozwiązaniem będzie takie, które da najmniejszą sumę tych dwóch wartości.

Ponieważ minimum kosztów produkcji 1 kwg uzależnione jest od tak zwanego czasu użytkowania, przed przystąpieniem do właściwych rozważań, wyjaśniam to określenie.

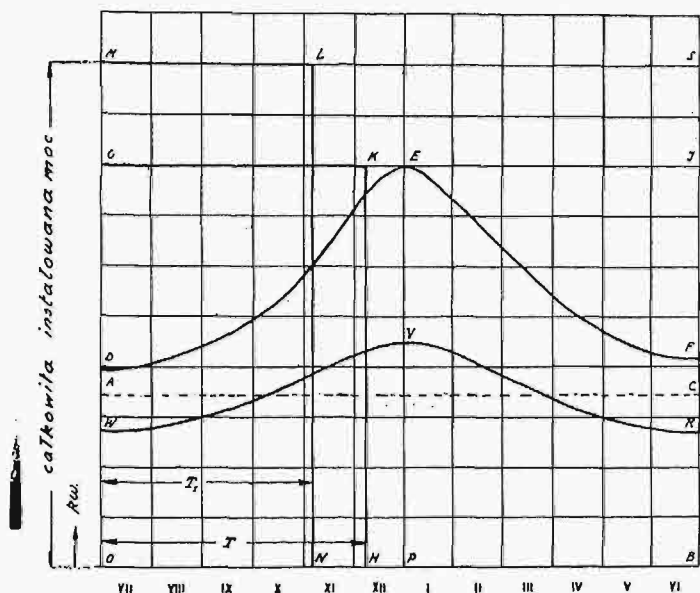
Jeżeli kapitał zakładowy na 1 kw mocy w centrali wynosi a , jeśli na oprocentowanie, odnowienie, amortyzację, konserwację i administrację przewiduje się rocznie $p\%$, to $a \cdot p$ stanowi roczny wydatek, którym elektrownia będzie obciążona na każdy kw, niezależnie od tego, jaką energię elektryczną (Σ kwg) zakład wytwarza. Gdyby zakład obciążony był przez cały rok jednostajnie, tak że każdy kw pracowałby przez 8760 godz., to przypadłoby na 1 kwg $\frac{1}{8760}$ powyższych kosztów. Na każdy wytworzony kwg dochodzą koszty, które pociągają za sobą

praca zakładu, a więc przede wszystkim kosztu opału, smarów, wynagrodzenie personelu, reperacji i t. p.

Otrzymujemy roczne koszty stałe, niezależnie od ilości wytwarzanej energii elektrycznej i zmienne koszty zależne od wytworzonej energii.

Koszta całkowite na kwh w wypadku jednostajnego obciążenia zakładu byłyby $\frac{ap}{8760} + r$, przy czym r oznacza tu wydatki ruchu. Rozkład taki pozostaje jeśli odbiór nie jest jednostajnym, lecz zmiennym, stosownie do przytoczonych wyżej wykresów.

Powierzchnia wykresu obciążenia dziennego może być przedstawiona przez prostokąt o podstawie równej 24 godzinom i wysokości, dającej nam wartość średniego obciążenia w ciągu dnia.



Rys. 2.

Suma energii przedstawiona pod krzywą, wyrażona będzie polem prostokąta. Jeśli określimy codzienne średnie wartości obciążeń i przedstawimy je jako zmianę zapotrzebowania średniej mocy w ciągu roku, to w przybliżeniu wyrazi się to krzywą $OWVRB$ na rys. 2. Powierzchnia $OWVRB$, tego wykresu, przedstawia nam sumę energii, którą w ciągu całego roku zakład wytworzył. Podobnie jak poprzednio powierzchnię powyższą zamienić można na równoważną powierzchnię prostokąta o podstawie $OB = 365$ dniom. Wysokość prostokąta przedstawi nam średnie obciążenie w ciągu roku (8760 godz.). Rzędne krzywej WVR są to średnie wartości 24 godzinnych obciążeń dziennych, szczyty obciążeń dziennych, leżą naturalnie dużo wyżej. Gdy wykreślimy krzywą łączącą te szczyty dziennych obciążeń otrzymamy krzywą DEF , która jest obwiednią wszelkich występujących maksimum i sama wykazuje pewne maksimum PE , którem zakład był rzeczywiście obciążony.

Jeśli wyrysujemy prostokąt o powierzchni równoważnej $OWVRB$, tym razem jednak o wysokości OG równej maksymalnemu obciążeniu $OGKH$, to otrzymamy wielkość podstawy OH , oznaczającą czas T , w ciągu jakiego zakład by pracował przy maksymalnym obciążeniu, wytwarzając ilość energii wyobrażoną przez powierzchnię $OWVRB = OACB$. Czas T przyjęto oznaczać jako idealny czas użytkowania maksimum.

Gdyby zakład pracował z mocą kwh równą szczytowi obciążenia OG przez cały rok jednostajnie, to wykonałby pracę $OGIB$; w rzeczywistości wykonał pracę $OACB$. Stosunek tych dwóch wartości:

$$\frac{OACB}{OGIB} = \frac{\text{wytworzona w ciągu roku ilość } kwh}{\text{maksymalne obciążenie} \times 8760}$$

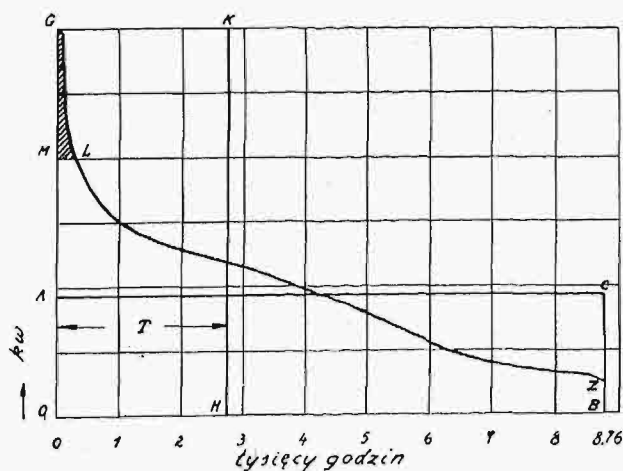
oznaczany bywa jako współczynnik obciążenia. Jest on równy stosunkowi sumy uzyskanych kwh do sumy kwh , która jest osiągnięta, jeśli maksymalne obciążenie trwa w ciągu całego roku niezmiennie.

Pola obydwóch prostokątów $OACB$ i $OGIB$ mają się do siebie jak ich wysokości $OA : OG$, więc stosunek ten wyraża nam również współczynnik obciążenia i jest on równy stosunkowi średniego obciążenia kwh do maksymalnego obciążenia.

Współczynnik obciążenia może być również określony przez stosunek $OH : OB$, to jest idealnego czasu użytkowania maksimum do 8760, gdyż powierzchnie obydwóch prostokątów $OHKG$ i $OBIG$ są w stosunku ich długości $OH : OB$ t. j. $T : 8760$.

Oczywiście idealny czas użytkowania T równa się współczynnikowi obciążenia razy 8760. Współczynnik obciążenia daje więc miarę wykorzystania zakładu i jest w najkorzystniejszym wypadku równy jedności, w którym to wypadku oczywiście T osiąga wartość 8760 godz.

W każdym zakładzie musi być przewidziana odpowiednia rezerwa. Przedstawiona jest ona na wykresie 2 przez odcinek GM . Jeżeli dla tej wartości instalowanej mocy OH wykreślimy prostokąt $OMLN$ o polu równoważnym $OACB$, to podstawa wyrazi się długością $ON = T_1$. T_1 będzie mniejsze od idealnego czasu użytkowania T ($\frac{OG}{OM} = \frac{T_1}{T}$) w stosunku obciążenia szczytowego OG do instalowanej mocy urządzenia OM . Stosunek $\frac{OACB}{OMSB} = \frac{OA}{OM} = \frac{\text{średnie obciążenie}}{\text{moc instalowana}}$ oznaczany bywa jako współczynnik wykorzystania. Jest on równy stosunkowi idealnego czasu użytkowania instalowanej mocy $T_1 : 8760$, gdyż $ONLM : OMSB = ON : OB = T_1 : 8760$.



Rys. 3.

Często przyjętem jest przedstawiać obraz obciążenia rocznego nieco inaczej. Jeśli się powierzchnię F wykresu obciążenia dziennego rozłoży na wąskie paski o szerokości Δt , które przedstawiają nam pewne kwh , i te paski 365 wykresów roku złoży stosownie do wielkości, to otrzymamy krzywą czasów trwania obciążenia (rys. 3).

Powierzchnia $OGZB$ wyobraża sumę pracy rocznej w kwh , rzędna OG najwyższe obciążenie. Podobnie do poprzedzającego, średnie obciążenie OA i idealny czas użytkowania maksimum T otrzymamy przez wykreślenie prostokąta $OACB$ i $OGKH$ o powierzchniach równoważnych $OGZB$, przez co określimy jednocześnie współczynnik obciążenia i wykorzystania.

Przy tym sposobie przedstawienia może być łatwo oznaczonym, przy danej mocy szczytowej, czas jej koniecznego użytkowania, niezbędny dla określenia najkorzystniejszego gospodarzo czasu użytkowania. Jeśli pole GML odcięte przez prostą ML przedstawia roczną pro-

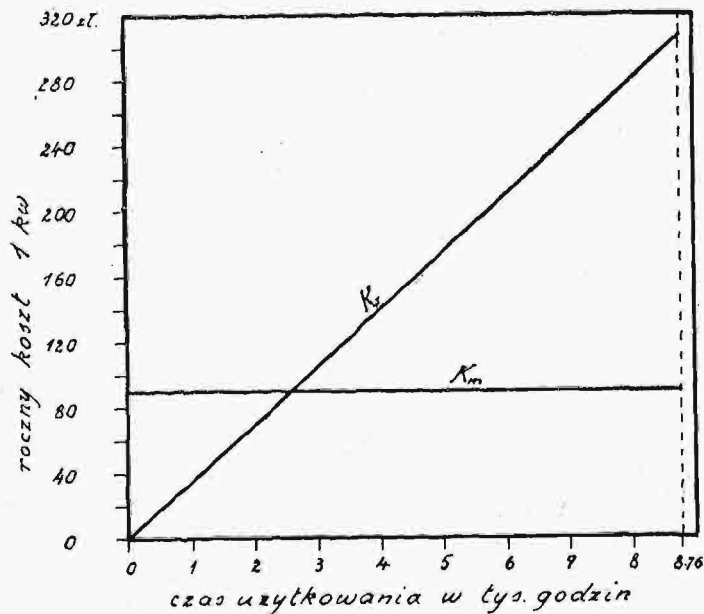
dukcję energii szczytowej, to otrzymujemy czas użytkowania mocy szczytowej GM , gdy podzielimy wielkość energii przedstawioną powyższą powierzchnią przez moc szczytową GM .

Koszta stałe na kwh wyrażą się więc dla normalnego wypadku, w którym odbiór energii nie odbywa się w ciągu roku stale w wysokości maksimum, lecz w czasie idealnego czasu T , nie przez $\frac{ap}{8760}$ lecz $\frac{ap}{T}$. Z czego widzimy, że koszta stałe na kwh są tem mniejsze, im jest większe T , im większą jest wartość idealnego czasu użytkowania rocznej maksymalnej mocy.

Należy więc wartość T utrzymywać jaknajwiększą, osiągając możliwie jaknajbardziej płaski wykres obciążeń przy obniżeniu szczytów, dając wszystkim odbiorcom przez odpowiednie ukształtowanie taryf, zachętę do jaknajdłuższego użytkowania swoich urządzeń, troszcząc się również o to, by przez specjalną taryfę dla prądu nocnego wyrównać wklęsłość wykresów. Jak wspomniano wyżej, osiąga się jednak przez taką politykę niewiele i tylko w wypadkach zakładów wodno-elektrycznych rezultaty są widoczne.

Bezwzględna wartość kosztów rocznych produkcji K_m jest określona przez instalowaną moc N kwh , oraz koszta zakładowe a $zł/kwh$, po uwzględnieniu procentu p na oprocentowanie, amortyzację i t. p.: $K_m = N \cdot a \cdot p$. Przy rocznym czasie użytkowania T (godzin) osiągnie się pracę NT , więc koszta zależne od instalowanej mocy wyniosą na kwh : $k_m = \frac{ap}{T}$ ($zł/kwh$), t. zn. są odwrotnie pro-

porcjonalne do czasu użytkowania i przy niewielkich jego wartościach, szczególnie wpływają na koszta produkcji energii elektrycznej. Ponieważ przy zagadnieniu wytwarzania szczytowej energii chodzi zawsze o wytworzenie ilości pracy przy stosunkowo krótkim czasie użytkowania określonej mocy, głównym zadaniem najoszczędniejszego wytwarzania energii szczytowej będzie szczególnie obniżenie kosztów zakładowych a przez to i kosztów zależnych od instalowanej mocy k_m .



Rys. 4.

Druga grupa kosztów ogólnych zależy od ruchu zakładu, absolutna ich wartość wyniesie $K_r = N \cdot T \cdot r$, przy czym r oznaczają specyficzne koszta opału i do nich proporcjonalne koszta, jak np. smary, woda i t. p. w $zł/kwh$. Koszta ruchu na kwh wyniosą $k_r = \frac{N \cdot T \cdot r}{N \cdot T} = r$. Są więc niezależne od czasu użytkowania. Oczywiście słusznym jest to tylko w przybliżeniu, gdyż dla większości maszyn

koszta opału, przy mniejszym czasie użytkowania, rosną. Wzrost ten jest jednak wobec wyjątkowo niskiego wzrostu kosztów stałych, bardzo niewielki.

Dla zorientowania się, czy druga grupa kosztów ma duże znaczenie w zagadnieniu energii szczytowej, przyda się porównanie przykładu praktycznego.

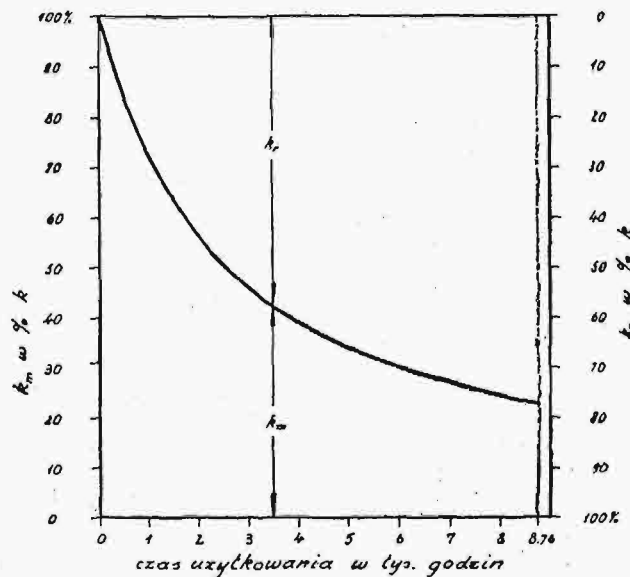
Dla elektrowni parowej na węglu, dla której przyjęto wartości: $a = 450$ $zł/kwh$; $p = 20\%$; $r = 0,035$ $zł/kwh$, wynoszą ogólne koszta produkcji na 1 kwh :

$$\begin{aligned} \frac{K}{N} &= \frac{K_m}{N} + \frac{K_r}{N} = a \cdot p + T \cdot r = 450 \cdot 0,2 + T \cdot 0,035 = \\ &= 90 + T \cdot 0,035, \end{aligned}$$

zaś koszta na 1 kwh :

$$k = k_m + k_r = \frac{ap}{T} + r = \frac{450 \cdot 0,20}{T} + 0,035.$$

Z rys. 4, na którym zależność pierwszą podano wykreślić, widać, że w obranym wypadku, poniżej 2600 godzin użytkowania, koszta zależne od mocy stanowią główną część kosztów ogólnych. Jeszcze wyraźniej widać to z rys. 5, na którym przedstawiono procentowy udział kosztów k_m i k_r w ogólnym koszcie produkcji, zależnie od czasu użytkowania.



Rys. 5.

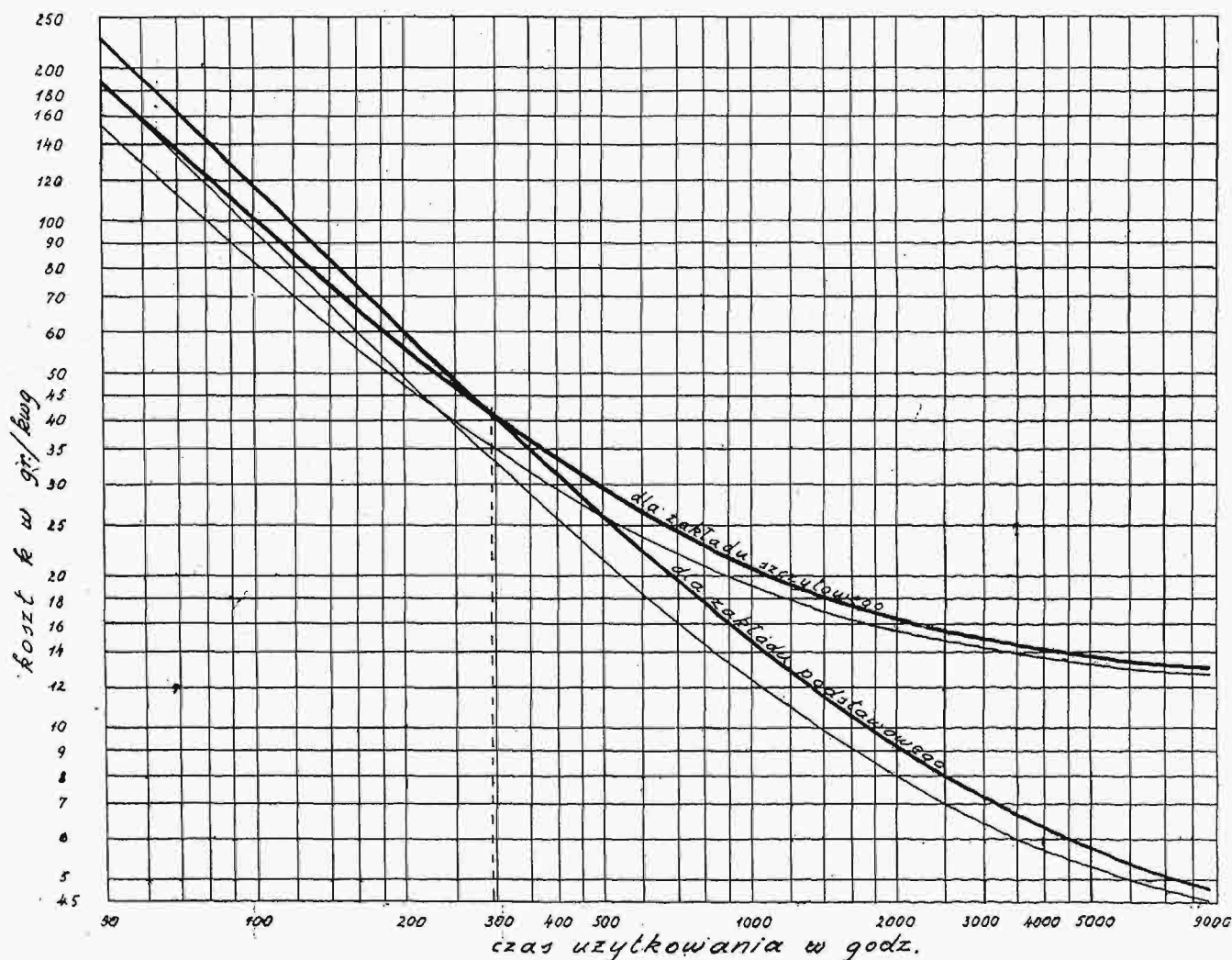
Z powyższego możemy wyciągnąć wniosek, że przy wytwarzaniu energii szczytowej nie powinno chodzić o specjalne zmniejszenie kosztów ruchu, gdyż z uwagi na małą ilość energii wytwarzanej w zakładach szczytowych, ogólny udział tego rodzaju kosztów jest niewielki, a o zmniejszenie kosztów zakładowych, gdyż te są czynnikiem decydującym ogólnego kosztu produkcji. Przy zakładach energii podstawowej rzecz się ma wprost odwrotnie.

Korzyść gospodarcza, taniłość przetworzenia energii związana jest z jej jakością i ilością. Dla korzystnej i taniej produkcji należy dążyć do ilościowego zwiększenia odbioru skoncentrowanej masy energii, przetwarzanej w nowoczesnych dużych elektrowniach.

Skutecznym technicznym środkiem na ukształtowanie obciążenia i potaniecie kosztów produkcji jest podział skoncentrowanych przetwórnicy energii. Jeśli podzielimy wykres rocznej produkcji prądu elektrycznego linią poziomą na część górną i dolną, odpowiednio do określonej mocy zakładów, to powiększamy znacznie czas użytkowania części podstawowej, a zmniejszamy dla części szczytowej. Część podstawowa otrzymuje przez to warunki zarówno ilościowe jak i jakościowe korzystnego i taniego przetworzenia energii: posiada dużą masę energii o wysokim współczynniku obciążenia. W przeciwieństwie do tego stosunki przetworzenia energii dla

części szczytowej będą pogorszone. Ponieważ jednak, nie jest możliwym wąską, ubogą w energię część górną przy jej niskim współczynniku obciążenia przetworzyć zarówno tanio, jedynie rozdział produkcji jest rozwiązaniem prowadzącym do jej potania.

Ze wzrostem czasu użytkowania, koszty produkcji automatycznie maleją. Jeśli przedstawimy to wykreślenie przy przyjęciu kosztów zakładowych i pracy jak w powyższym przykładzie, to zależność całkowitego kosztu produkcji od godzin użytkowania, wyrazi się jako krzywa, przedstawiona na rys. 6 (linje grube oznaczają koszt produkcji przy uwzględnieniu 25% rezerwy, cienkie bez rezerwy).



Rys. 6.

Zagadnienie energii szczytowej charakteryzuje się tem, że dla przetworzenia małych ilości energii muszą być zainstalowane duże moce. W zagadnieniu tem kwestją zasadniczą jest w jaki sposób dokonać podziału pracy na zakłady podstawowe i szczytowe, jaki czas użytkowania przyjąć za miarodajny dla określenia mocy zakładu szczytowego. Dla dokładnego ustalenia podziału konieczną rzeczą jest zestawienie jak na rys. 6 kosztów produkcji dla obu rodzajów zakładów. Punkt przecięcia się linii kosztów daje nam granicę godzin użytkowania, przy której korzystniej jest wytwarzać energię w zakładzie, któremu odpowiada niżej leżąca linja kosztu. Granica ta jest miarodajną dla wykresu rocznego użycia energii do podziału na energię szczytową i podstawową.

Jeśli oznaczymy przez K_c koszt produkcji na zakładach przy podzielonym systemie wytwórczym energii elektrycznej, to przy uwzględnieniu rezerwy, którą musimy przewidzieć w obu rodzajach zakładów, możemy ją wyrazić przez

$$K_c = \int_0^{N_s} \left(\frac{N_{sc} \cdot a_s \cdot p_s}{N_{sr} \cdot t} + r_s \right) t \cdot dN_s + \int_{N_s}^{N_p} \left(\frac{N_{pc} \cdot a_p \cdot p_p}{N_{pr} \cdot t} + r_p \right) t \cdot dN_s$$

N_{sc} — oznaczają moc całkowicie instalowaną w zakładzie szczytowym,

N_{pc} — oznaczają moc całkowicie instalowaną w zakładzie podstawowym,

N_{sr} — oznaczają moc użyteczną instalowaną w zakładzie szczytowym,

N_{pr} — oznaczają moc użyteczną instalowaną w zakładzie podstawowym,

a_s i a_p przyjęto jako niezależne od mocy instalowanej z uwagi, że zmieniają się one stosunkowo niewiele, gdy zmiana mocy instalowanej obraca się w niewielkich granicach, jak to ma miejsce przy oszacowaniu podziału.

Dla obrachowania minimum kosztów należy wyrażenie powyższe zróżniczkować i przyrównać do zera:

$$\frac{dK}{dN} = \frac{N_{sc} \cdot a_s \cdot p_s}{N_{sr}} + r_s \cdot t + \frac{N_{pc} \cdot a_p \cdot p_p}{N_{pr}} + r_p \cdot t = 0,$$

stąd otrzymujemy graniczny czas pracy zakładu szczytowego:

$$t_{gr} = \frac{\frac{N_{pc} \cdot a_p \cdot p_p}{N_{pr}} - \frac{N_{sc} \cdot a_s \cdot p_s}{N_{sr}}}{r_s - r_p},$$

a przez to dla każdego charakterystycznego wykresu zapotrzebowania energii, podział mocy dla zakładu szczytowego i podstawowego. Przy podziale takim osiągamy najoszczędniejszą produkcję całkowitej energii elektrycznej, wyobrażonej wykresem rocznym.

Dla lepszego wyjaśnienia podaję przykład określenia podziału mocy i obliczenia kosztów produkcji na zakładzie przy podzielonym systemie wytwórczym. Krzywą obciążenia rocznego wyobraża rys. 7. Do obliczeń przyjąłem dla zakładu podstawowego kosztą zakładowe $a = 450 \text{ zł/kw}$, roczne oprocentowanie $p = 20\%$, kosztą ruchu $r = 3,5 \text{ gr/kwg}$, dla zakładu szczytowego $a = 350 \text{ zł/kw}$, oprocentowanie $p = 20\%$, kosztą ruchu $r = 12 \text{ gr/kwg}$, przyczem uwzględniłem w obu wypadkach jednakową rezerwę w wysokości 25% instalowanej mocy. Moc całkowita stosownie do wykresu wynosi $30000 \text{ kw} + 7500 \text{ kw}$. Produkcja roczna 82050000 kwg .

Odpowiada to jak widać z wykresu 7 podziałowi na moc szczytową 10000 kw (+ 2500 kw rezerwy) i 20000 kw (+ 5000 kw rezerwy) zakładu podstawowego. Przy tym podziale powierzchnia dla mocy szczytowej stanowi $1,4\%$ całości, t.j. 1148700 kwg , energia przetwarzana przez zakład podstawowy 80901300 kwg .

Czas użytkowania pierwszego rodzaju mocy wyniesie $\frac{1148700}{12500} = 92 \text{ godz.}$, drugiego rodzaju mocy $\frac{80901300}{25000} = 3230 \text{ godz.}$ Tym czasem użytkowania odpowiadają stosownie do wykresu 6 kosztą produkcji 1 kwg : 110 gr

TABELA I.

Kosztą produkcji 1 kwg przy różnym czasie użytkowania dla $a = 450 \text{ zł./kw}$, $p = 20\%$, $r = 3,5 \text{ gr/kwg}$.

		godz.	Godziny użytkowania							
			50	100	200	500	1000	2000	4000	8760
Moc instalow.	kw	30000								
Roczn. osiągalna praca	$A = N \cdot T$	10^3 kwg	1500	3000	6000	15000	30000	60000	120000	262800
Kosztą roczne stałe	$K_m = N \cdot a \cdot p$	10^3 zł.	2700	2700	2700	2700	2700	2700	2700	2700
Kosztą instalacyjne 1 kwg	$\frac{a \cdot p}{100}$	gr/kwg	180	90	45	18	9	4,5	2,25	1,03
Kosztą stałe na 1 kwg	k_r	gr/kwg	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Całkowity koszt	k	gr/kwg	183,5	93,5	48,5	21,5	12,5	8,0	5,75	4,53
Moc instalowana łącznie z rezerwą	kw	37500								
Kosztą roczne stałe	$K_m = N \cdot a \cdot p$	10^3 zł.	3375	3375	3375	3375	3375	3375	3375	3375
Kosztą instalacyjne 1 kwg	$\frac{a \cdot p}{100}$	gr/kwg	225	112,5	56,25	22,5	11,25	5,625	2,813	1,285
Kosztą stałe na 1 kwg	k_r	gr/kwg	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Całkowity koszt	k	gr/kwg	228,5	116,0	59,75	26,0	14,75	9,125	6,313	4,785

TABELA II.

Kosztą produkcji 1 kwg przy różnym czasie użytkowania dla $a = 350 \text{ zł./kw}$, $p = 20\%$, $r = 12 \text{ gr/kwg}$.

		godz.	Godziny użytkowania							
			50	100	200	500	1000	2000	4000	8760
Moc instalow. (bez rezerw)	kw	30000								
Roczn. osiągalna praca	$A = N \cdot T$	10^3 kwg	1500	3000	6000	15000	30000	60000	120000	262800
Kosztą roczne stałe	$K_m = N \cdot a \cdot p$	10^3 zł.	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100
Kosztą instalacyjne 1 kwg	$\frac{a \cdot p}{100}$	gr/kwg	140	70	35	14	7	3,5	1,75	0,08
Kosztą stałe na 1 kwg	k_r	gr/kwg	12	12	12	12	12	12	12	12
Całkowity koszt	k	gr/kwg	152	82	47	26	19	15,5	13,75	12,08
Moc instalowana łącznie z rezerwą	kw	37500								
Kosztą roczne stałe	$K_m = N \cdot a \cdot p$	10^3 zł.	2625	2625	2625	2625	2625	2625	2625	2625
Kosztą instalac. na 1 kwg	$\frac{a \cdot p}{100}$	gr/kwg	175	87,5	43,75	17,5	8,75	4,375	2,188	1,00
Kosztą stałe na 1 kwg	k_r	gr/kwg	12	12	12	12	12	12	12	12
Całkowity koszt	k	gr/kwg	187	99,5	55,75	29,5	20,75	16,375	14,188	13,00

Obliczenie kosztów produkcji (loco zakład) przy różnym czasie użytkowania i uwzględnieniu rezerwy, podano w tabeli I i II. Na jej podstawie wykreślono linje kosztów przedstawione na rys. 6. Punkt przecięcia się tych linij, określający graniczny czas pracy zakładu szczytowego wypadnie $t_{gr} = 1,25 \frac{450 \cdot 0,2 - 350 \cdot 0,2}{0,12 - 0,035} = 294 \text{ godz.}$

i $7,00 \text{ gr}$. Koszt całkowity roczny produkcji energii na zakładach wyniesie:

dla zakładu podstawowego $80901300 \times 0,07 = 5,663,091 \text{ zł.}$
 „ „ szczytowego $1148700 \times 110 = 1,263,570 \text{ „}$

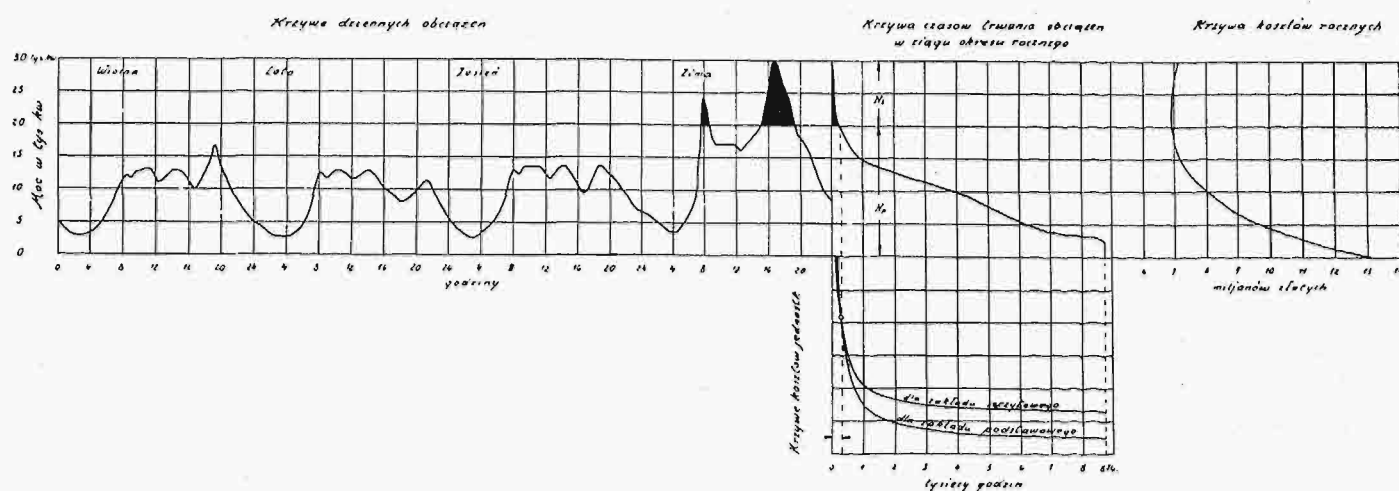
Razem $6,926,660 \text{ zł.}$

Przy niepodzielnym urządzeniu czas użytkowania wynosi

$\frac{820500000}{37500} = 2190$ godz., czemu odpowiada cena 8,7 gr/kwg

dla zakładu podstawowego i 16,00 gr/kwg dla zakładu szczytowego. Koszt w pierwszym wypadku wyniesie 7138350 zł., w drugim 13128000 zł. Roczna oszczędność wyniesie więc $7138300 - 6926661 = 211689$ zł., t. j. 3%. Na rys. 7 przedstawiono krzywą zmiany kosztów rocznych zależnie od punktu podziału na energję szczytową i podstawową.

szczytowa nie znosi dalekiego przeniesienia, gdyż przez to koszty jej produkcji procentowo bardzo silnie wzrastają. Rzecz ma się przeciwnie przy energii podstawowej, koszty przeniesienia zwiększają koszt produkcji w stopniu niewielkim. Wobec tego zakłady energii szczytowej powinny być budowane jaknajbliżej miejsca odbioru, czego nie będzie się wymagać od zakładów energii podstawowej. W razie niespełnienia tego warunku okażą się przy pewnej granicznej maksymalnej długości linii prze-

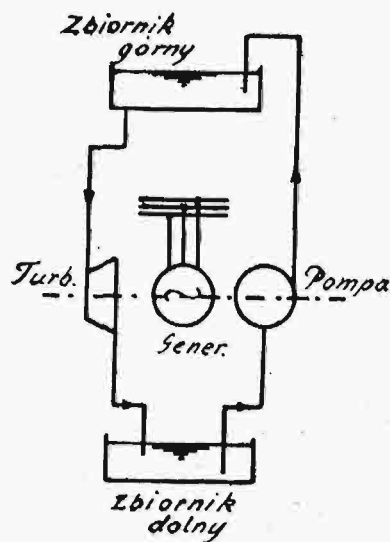


Rys. 7.

Przy koncentracji zakładów, wytwarzających energję elektryczną, tylko w rzadkich wypadkach jest ona zużywana na miejscu, w większości przesyła się ją po drucie linią przeniesienia na bliższe lub dalsze odległości, przyczem przejść musi ona kilkakrotną transformację, zanim osiągnie odbiorcę. Koszta więc produkcji kwg obliczone w miejscu odbioru wzrosną wobec wydatków na dostarczenie energii. Wydatki te są w wielu wypadkach dość znaczne, a w zagadnieniu energii szczytowej i podstawowej odgrywają bardzo poważną rolę. Na zwiększenie kosztów produkcji kwg prądu elektrycznego oddziaływać tu będą również dwa czynniki, pierwszy za-

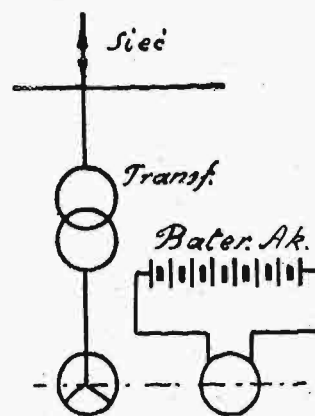
niesienia z zakładu szczytowego roczne wydatki zakładów o podzielonym systemie pracy równe wydatkowi jednego zakładu, wytwarzającego całą energję, kryjącą zapotrzebowanie, powyżej zaś tej granicznej odległości korzyści podziału będą negatywne.

W zagadnieniu szczytowej energii elektrycznej należy, jak wspomniano na początku, rozróżnić dwie możliwości uzyskania energii szczytowej: ze stałego źródła energii i ze zbiornika energii. Stałym źródłem energii są: węgiel, ropa, woda i t. d. Zbiorniki energii samostnie działać nie mogą i muszą być złączone z jakimś stałym źródłem energii, koniecznym dla ich ładowania. To stałe źródło energii (zakład podstawowy) gromadzi w zbiorniku wytworzoną nadwyżkę energii w czasie słabego obciążenia.



Rys. 8.

leżny od kosztów instalacji i czasu użytkowania, drugi od pracy (ruchu) i wywołaniami z tego powodu stratami energii. Czynniki ostatni w porównaniu do pierwszego jest mało znaczący. Przy krótkim czasie użytkowania koszty nakładowe będą bardzo wpływały na podrożenie produkcji. Podobnie jak w wypadku wyżej nieco szczegółowiej omówionym, im dłuższy czas użytkowania, tem wpływ ich będzie mniejszy. Stąd wniosek, że energja

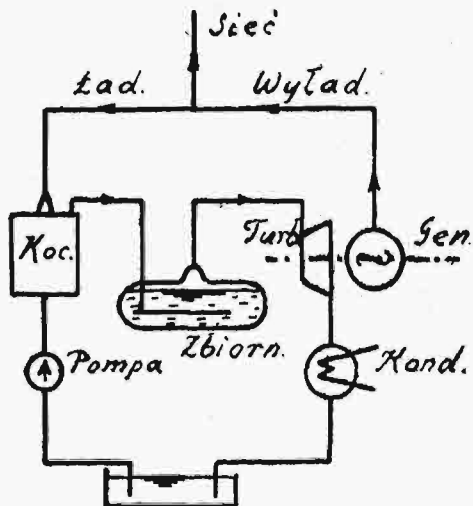


Rys. 9.

Energja elektryczna nie może być bezpośrednio zamagazynowana. Musi nastąpić jej zamiana w jakąś inną formę, nadającą się do gromadzenia i jednoczesnej powrotnej jej zamiany na elektryczną, przyczem następuje pewna, czasem dość znaczna, strata. Zależnie od sposobu gromadzenia energii istnieje kilka typów zbiorników. Wszystkie sposoby wymagają dość dużych urządzeń na związanie energii elektrycznej i jej powrotne wyswobodzenie. Rozróżniamy trzy różne sposoby

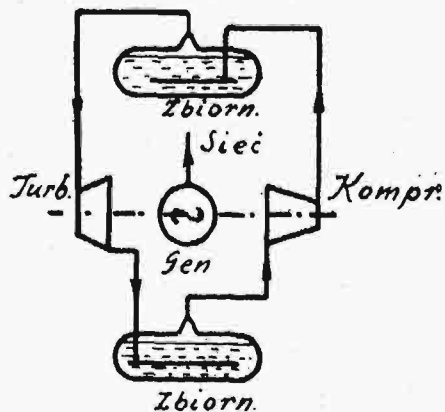
gromadzenia energii: hydrauliczny, elektrochemiczny i cieplny.

Rys. 8 wyjaśnia najprostszy schemat hydraulicznego gromadzenia energii. Mamy tu złączoną pompę, turbinę, motor względnie generator w trójmaszynową jednostkę. W wypadku zmiennego obciążenia zakładu podstawowego nadwyżkę niezużywaną energię przeznaczają na przepompowanie wody ze zbiornika dolnego do górnego. Energia potencjalna wody w czasie większego obciążenia sieci zostaje przy pomocy turbiny spowrotem przetworzona w energię elektryczną. Sprawność takiego urządzenia przy nowoczesnych urządzeniach wynosi 0,6.



Rys. 10.

Sposób elektrochemicznego gromadzenia energii wyjaśnia schemat na rys. 9. Urządzenie składa się z transformatora, przetwornicy, baterji akumulatorowej. Współczynnik sprawności 0,4—0,5.

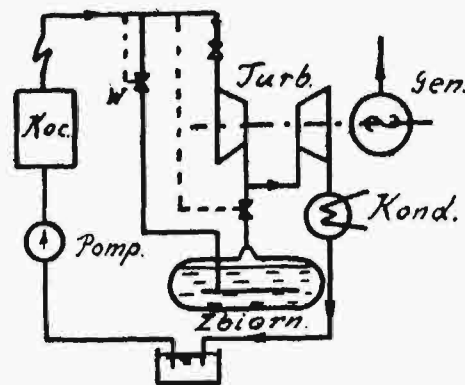


Rys. 11.

Sposoby cieplne wymagają złączonej instalacji zakładu podstawowego i szczytowego, mamy więc właściwie jeden zakład. Urządzenia dodatkowe pozwalają w czasie mniejszego obciążenia gromadzić energię cieplną i przeznaczyć ją na pokrycie obciążeń szczytowych. Istnieje tu kilka metod zależnie od tego, czy gromadzi się już uszlachetnioną energię elektryczną w postaci ciepła, czy też jeszcze nieuszlachetnioną energię cieplną (Ruths). Współczynnik sprawności waha się w dość dużych granicach, zależnie od systemu (0,25—0,985).

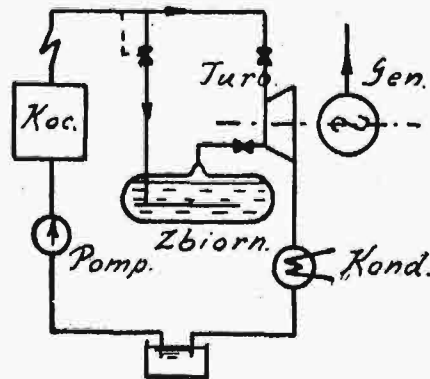
Pierwszy sposób przemiany uszlachetnionej energii przedstawia rys. 10. Energia elektryczna zamieniona zostaje w kotle elektrycznym na cieplną, uzyskana para doprowadzona do zbiornika, skąd zależnie od potrzeby, może być pobrana na jednostkę turbo-generatorową i energia cieplna spowrotem przetworzona w elektryczną. Współczynnik sprawności $\sim 0,145$. Również sposobem

zamiany uszlachetnionej energii w cieplną jest system Marguerre'a (rys. 11). Ze zbiornika dolnego przy pomocy kompresora poruszanego prądem elektrycznym przetłacza się w czasie mniejszego obciążenia parę do zbiornika górnego o wyższym poziomie ciśnienia, skąd w miarę potrzeby doprowadza się ją na jednostkę turbo-generatorową, wytwarzając prąd elektryczny. Współczynnik sprawności waha się w granicach 0,25—0,37.



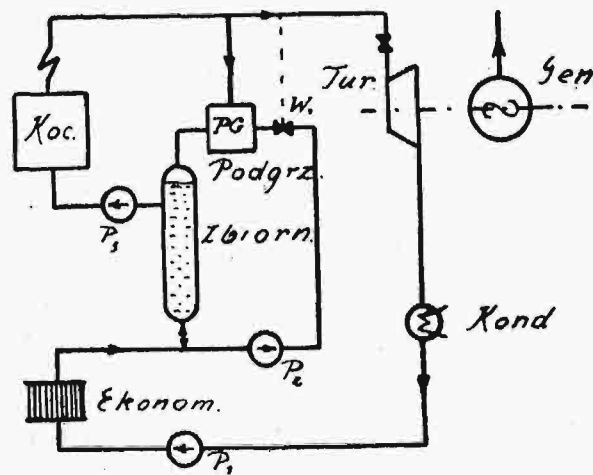
Rys. 12.

System Ruths'a (rys. 12). Zbiornik włączony jest pomiędzy częścią turbiny wysokiej i niskiej prędkości. Część wysokiej prędkości pracuje z możliwie stałym obciążeniem. Jeśli obciążenie spada, wówczas przyrymka



Rys. 13.

się wentyl cylindra niskiej prędkości i zbyt duża ilość pary dopływa do zbiornika. Przy wzroście obciążenia pobiera się nagromadzoną parę ze zbiornika do części



Rys. 14.

niskopiętnej. Przy spadku obciążenia poniżej mocy, odpowiadającej obciążeniu części wysokopiętnej, para wchodzi przez wentyl redukcyjny do zbiornika. Zmienia

się wówczas przeciwcisnienie w cylindrze wysokiej prężności stosownie do naładowania zbiornika. Połączenie przedstawione na rys. 13 nadaje się w niskoprężnych urządzeniach. Zbiornik jest ładowany parą wprost z kotła w czasie spadku obciążenia. W chwili wzrostu obciążenia para oddawaną bywa na turbinę. Współczynnik sprawności w pierwszym wypadku 0,985, w drugim od 0,7 — 0,8.

Wreszcie na schemacie rys. 14 jako przykład przedstawiono sposób gromadzenia wody zasilającej. Poziom wody w zbiorniku pozostaje stałym, zmienia się tylko miejsce podziału wody gorącej i zimnej w czasie ładowania i wyładowywania. Znajduje się więc tam woda o różnej temperaturze. Zbiornik umieszczony jest pomiędzy kotłem i ekonomizerem. Woda jest przy pomocy

parę z kotła nagrzana w podgrzewaczu *PG* z temperatury wyjściowej ekonomizera do prawie temperatury wrzenia i przetłoczona do zbiornika, stojącego pod ciśnieniem kotła, a stąd przy pomocy pompy 3 włączona do kotła. Podczas wzrostu obciążenia zamyka się wentyl *W*. Wówczas dochodzi do podgrzewacza bardzo niewielka ilość pary i pozostaje dla turbiny przy pełnym obciążeniu kotła duża jej ilość. Zimna woda wchodzi z dołu do zbiornika, miejsce rozdziału wody zimnej i gorącej przenosi się ku górze i zbiornik się wyładowuje. Podczas zmniejszającego się obciążenia otwiera się wentyl *W*, pompa 2 przetłacza wodę ze zbiornika do podgrzewacza i następuje ładowanie zbiornika. Urządzenie to pozwala pokryć szpice 12—15%. Współczynnik sprawności 0,95.

Wiadomości z literatury technicznej.

Drogi.

— **Opieka nad betonem w nawierzchniach betonowych** była w ostatnich czasach przedmiotem licznych badań w Stanach Zjedn. Am. Płnc. Jak wiadomo, koniecznym warunkiem uzyskania dobrego betonu jest staranna opieka nad nim w okresie tężenia. Zasadniczo rozróżniamy trzy typy ochrony betonu w tym czasie:

1. Pokrywanie betonu na okres 24-godzinny mokremi płachtami, a następnie przez dalszych 9 dni mokrą ziemią.

2. Oddziaływanie chemiczne polegające na:

a) pokryciu przez 24 godzin mokrych płacht, następnie zaś powleczeniu nawierzchni chlorkiem wapniowym (1.1 kg/m^2) względnie roztworem krzemianu sodowego (0.6 kg/m^2);

b) dodatku tejsamej ilości chlorku wapniowego do wody służącej do zarobienia betonu.

3. Szczelne pokrycie nawierzchni jezdni betonowej bitumem.

Próby przeprowadzono na wielkiej ilości ciał próbnych; podane wyniki są przeciętne, przyczem jako zasadniczy wskaźnik przyjęto cyfrę 100 dla ochrony mokremi płachtami.

Badania w Arlington (Virginja) objęły 40 nawierzchni o składzie betonu 1:2:4 wedle objętości. Poddano przy nich badaniom również wpływ stanu podłoża na beton pod względem wilgotności ziemi (sucha, wilgotna, mokra), oraz wpływ rozmaitych preparatów chemicznych, nanoszonych na jezdnię po upływie 24 godzin od ukończenia betonu, bez poprzedniej ochrony mokremi płachtami.

Najważniejsze rezultaty tych badań są następujące:

1. Występywanie pęknięć zaobserwowano najrzadziej na wilgotnym podłożu, częściej na mokrem, najczęściej zaś na suchem.

2. Ścieralność betonu pod wpływem 1200 obrotów aparatu badawczego przedstawiała się następująco:

Rodzaj opieki	Ścieralność w $\frac{1}{1000} \text{ m}^3/\text{m}$	Wskaźnik
Podłoże suche:		
Zupełny brak opieki	68	91
Chlorek wapnia	81	77
Podłoże wilgotne:		
Mokre płachty, wilgotny piasek	62	100
" " , chlorek wapnia	75	83
" " , roztwór 1:4 krzemianu sodowego	76	82
Dodatek chlorku wapnia na powierzchnię po 24 godz.	90	69
Dodatek krzemianu sodowego na powierzchnię po 24 godz.	96	65
Emulsja asfaltowa naniesiona natychmiast po ukończeniu betonu	104	58

3. Najlepsze rezultaty pod każdym względem osiągnięto przy pokryciu jezdni mokremi płachtami, następnie zaś naniesienia wilgotnego piasku.

Badania w okręgu Fayette (Tennessee) przeprowadzono wspólnie z „Bureau of Public Roads“ na następujących typach:

1. Brak opieki,
2. Naniesienie suchej ziemi,
3. Metoda zalewowa,
4. Mokre płachty przez przeciąg 12, 24, 48 wzgl. 96 godzin,

5. Przykrycie sisalowe przez 24 g.,

6. Użycie preparatów chemicznych (jak poprzednio),

7. Użycie przykrycia bitumicznego w 7 typach.

Ilość cementu w betonie przyjęto taką, iż wytrzymałość na ciśnienie wedle norm amerykańskich po 28 dniach wynosiła 246 kg/cm^2 .

Rezultaty badań zestawiono poniżej.

L. p.	Rodzaj opieki	Temperat. $^{\circ}\text{C}$	Średni odstęp. rys m	Wskaźniki		
				rys	Wytrż. na ciśnienie po 1 roku	Wytrż. na zginanie po 7 dniach
1	Metoda zalewowa	—	12.1	90	102	93
2	Mokre płachty przez 24 godz.	28	19.5	119	102	92
3	Mokre płachty przez 96 godz.	25	16.3	100	92	97
4	Krzemian sodowy	27	12.1	85	85	90
5	Chlorek sodowy	26	12.8	100	96	90
6	Sposób Hunta	32	9.0	86	73	89
7	Przykrycie asfaltem (Barba)	25	6.1	70	119	87
8	Przykrycie asfaltem (Headley)	20	10.6	92	99	96
9	Tarwia B.	18	8.5	71	86	90
10	Wilgotna ziemia przez 10 dni	20	21.2	94	101	102
11	Przykrycie sisalowe	—	14.0	95	98	93

Oprócz tego badano nawierzchnię betonową pod omawianym kątem widzenia w 36 rozrzuconych po całych Stanach punktach, przyczem najważniejsze rezultaty tych badań są następujące:

a) Zmiana objętości objawia się dość nieznacznie tak przy ochronie na mokro, jak również przy użyciu preparatów chemicznych. Natomiast jest ona wybitną przy pokryciu nawierzchni bitumem. Szkodliwy wpływ ciemnej barwy da się zneutralizować przez dodatkowe naniesienie jasnego pokrycia.

b) Przy użyciu chlorku wapnia skonstatowano występywanie odprysków w nawierzchni w grubości 2—5 m/m. Stwierdzono przy tej sposobności wpływ klimatu na odpryski, albowiem rozporządzano datami z rozmaitych Stanów.