

6. REGULACJA CZĘSTOTLIWOŚCI

6.1 Wstęp

Każda trwała zmiana obciążenia w systemie elektroenergetycznym powoduje zaburzenie bilansu mocy czynnej a przez to pewien stan nieustalony. W takim stanie kołyszają się wirniki generatorów oraz rozpoczynają działać regulatory i automatyki zainstalowane w systemie. Po zakończeniu procesu przejściowego mamy nowy stan ustalony z nowymi wartościami wektora stanu systemu, czyli stan z nowymi wartościami obciążeń poszczególnych generatorów. W trakcie tego stanu nieustalonego możemy wyróżnić pewne etapy:

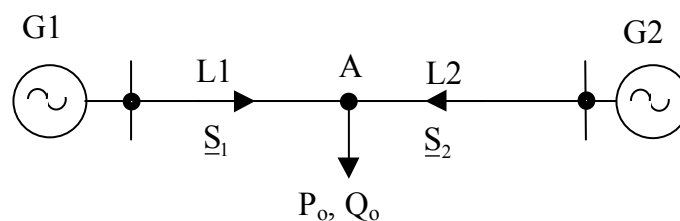
- rozdział mocy niebilansowania według mocy synchronizujących,
- rozdział mocy niebilansowania według energii kinetycznych mas wirujących,
- rozdział mocy niebilansowania według charakterystyk regulatorów pierwotnych turbin.

Po powyższych etapach, gdy wielkości wejściowe mierzone przez regulatory i automatyki zainstalowane w systemie różnią się od wartości założonych rozpoczyna się działanie regulatora wtórnego systemu a w następnym etapie działanie automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO).

6.2 Rozdział według mocy synchronizujących

Rozważmy układ dwumaszynowy jak na rys 6.1. Załóżmy, że:

- pomijamy rezystancje elementów,
- powiększamy obciążenie węzła A o moc czynną ΔP .



Rys. 6.1 Schemat sieci dwumaszynowej

Wykres wskazowy dla $t=0^-$ s oraz $t=0^+$ s przedstawia rys 6.2. Podczas jego tworzenia należy pamiętać, że:

- kąt δ między siłami elektromotorycznymi generatorów 1-go i 2-go jest niezmienny dla $t=0^-$ s oraz $t=0^+$ s ze względu na bezwładność wirników generatorów,
- siły elektromotoryczne generatorów 1-go i 2-go są niezmiennie dla $t=0^-$ s oraz $t=0^+$ s ze względu na bezwładność regulatorów wzbudzenia generatorów,
- powiększenie obciążenia w węźle A o moc czynną ΔP powoduje zwiększone prądy (moce) płynące od generatorów,
- zwiększone prądy (moce) płynące od generatorów powodują powiększenie spadków napięcia na reaktancjach linii,
- powoduje to, że musi ulec przesunięciu napięcie w węźle A.

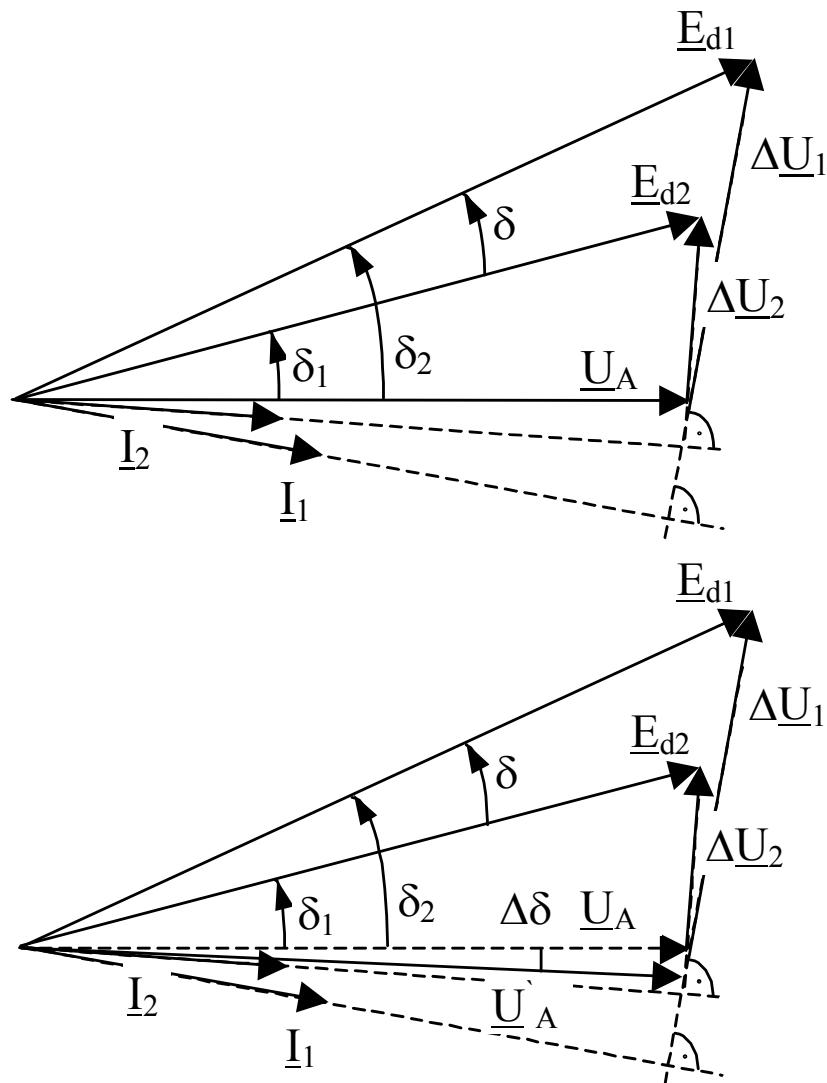
Moc P_o przed zakłóceniem można opisać wzorem:

$$P_o = \frac{E_{d1} U_A}{X_1} \sin \delta_1 + \frac{E_{d2} U_A}{X_2} \sin \delta_2 \quad (6.1)$$

Po zakłóceniu, przy założeniu, że moduł napięcia na szynach A nie zmienia się (w rzeczywistości zmienia się bardzo mało) nowa pobierana moc jest opisana zależnością:

$$P_o + \Delta P = \frac{E_{d1} U_A}{X_1} \sin(\delta_1 + \Delta\delta) + \frac{E_{d2} U_A}{X_2} \sin(\delta_2 + \Delta\delta) \quad (6.2)$$

Powiększenie obciążenia w węźle A o moc czynną ΔP można więc opisać następująco:



Rys. 6.2 Wykres wskazowy

$$\begin{aligned} \Delta P &= (P_o + \Delta P) - P_o = \frac{E_{d1} U_A}{X_1} [\sin(\delta_1 + \Delta\delta) - \sin \delta_1] + \\ &+ \frac{E_{d2} U_A}{X_2} [\sin(\delta_2 + \Delta\delta) - \sin \delta_2] = \\ &= \frac{E_{d1} U_A}{X_1} \cos\left(\delta_1 + \frac{\Delta\delta}{2}\right) \Delta\delta + \frac{E_{d2} U_A}{X_2} \cos\left(\delta_2 + \frac{\Delta\delta}{2}\right) \Delta\delta \quad (6.3) \end{aligned}$$

Ponieważ:

$$\sin(\delta_1 + \Delta\delta) - \sin \delta_1 = 2 \cos\left(\frac{\delta_1 + \Delta\delta + \delta_1}{2}\right) \sin\left(\frac{\delta_1 + \Delta\delta - \delta_1}{2}\right) =$$

$$= 2 \cos\left(\delta_1 + \frac{\Delta\delta}{2}\right) \sin\left(\frac{\Delta\delta}{2}\right) = 2 \cos\left(\delta_1 + \frac{\Delta\delta}{2}\right) \frac{\Delta\delta}{2} = \cos\left(\delta_1 + \frac{\Delta\delta}{2}\right) \Delta\delta$$

W powyższym wzorze mamy składniki będące mocą synchronizującą generatorów P_{s1} , P_{s2}

$$P_{s1} = \frac{E_{d1} U_A}{X_1} \cos\left(\delta_1 + \frac{\Delta\delta}{2}\right) \quad (6.4)$$

$$P_{s2} = \frac{E_{d2} U_A}{X_2} \cos\left(\delta_2 + \frac{\Delta\delta}{2}\right) \quad (6.5)$$

Wzór na powiększenie obciążenia w węźle A o moc czynną ΔP można zapisać:

$$\Delta P = P_{s1} \Delta\delta + P_{s2} \Delta\delta \quad (6.6)$$

Dla układu składającego się z n generatorów mamy:

$$\Delta P = \Delta\delta \sum_{i=1}^n P_{si} \quad (6.7)$$

Moc przypadająca na i -ty generator ΔP_i wynosi:

$$\Delta P_i = P_{si} \Delta\delta \quad (6.8)$$

czyli po wykorzystaniu wzoru (6.7) otrzymamy:

$$\Delta P_i = \Delta P \frac{P_{si}}{\sum_{i=1}^n P_{si}} \quad (6.9)$$

Z powyższego wzoru wynika, że rozdział zwiększenia się obciążenia w węźle A o moc czynną ΔP następuje według mocy synchronizujących. Jest to korzystna sytuacja albowiem generator mający większą moc synchronizującą (mniej obciążony przed zakłóceniem) dostaje większą część zwiększającego się obciążenia w węźle A. Po około 0.1 do 0.2 s stan ten jest zakłócany innymi zjawiskami fizycznymi, które zostaną opisane w następnym podrozdziale.

6.3 Rozdział według energii kinetycznych mas wirujących

Przyrostom obciążenia poszczególnych generatorów o ΔP_i nie towarzyszy zmiana mocy mechanicznej wytwarzanej przez turbinę. W związku z tym wirniki generatorów zaczynają hamować. Pokrycie zwiększonego zapotrzebowania na moc elektryczną odbywa się teraz kosztem zamiany części energii kinetycznej wirnika w moc elektryczną. Zjawiska te trwają dopóki nie zadziała regulator pierwotny turbiny (2 s para – 10 s woda). Gdy generatory zostaną obciążone dodatkową mocą zgodnie z równaniem (6.9) a moc turbiny pozostanie stała to generatory te zaczną zamieniać swoją energię kinetyczną na moc co spowoduje obniżkę prędkości obrotowych tych maszyn. Ponieważ przyrosty mocy przypadający na i -ty generator są różne to w wyniku tego

zmiany prędkości obrotowej każdego generatora będą różne. Wzajemne prędkości obrotowe wirników nie będą już równe zero tak jak w stanie ustalonym. W sytuacji, gdy jeden z wirników przyspiesza w stosunku do drugiego, (przy czym obie maszyny obniżają swoją prędkość) to zaczyna płynąć moc od wirnika wyprzedzającego do opóźniającego się. Wielkość tej mocy można wyznaczyć z charakterystyki kątovej mocy. Moc tą nazywamy mocą wyrównawczą. Moc wyrównawcza dociąża wirnik wirujący szybciej a odciąża wirnik wirujący wolniej powodując, że prędkości obrotowe obu wirników zaczynają się zbliżać do siebie a w efekcie końcowym stają się jednakowe, lecz trzeba pamiętać, że następuje ciągły, ale teraz jednakowy spadek prędkości obrotowej. Zjawisko powstawania mocy wyrównawczej w sytuacji, gdy generatory zaczynają wirować z różnymi prędkościami jest bardzo korzystne, i powoduje ono, że w systemie elektroenergetycznym pracujemy z jedną częstotliwością. Zmiana prędkości obrotowej pod wpływem mocy wyrównawczej zmienia to dodatkowe obciążenie generatora wynikłe z dołączenia mocy w węzle A. Zjawiska te można opisać matematycznie. W tym celu wykorzystujemy równanie różniczkowe opisujące ruch obrotowy wirnika w postaci:

$$M_i \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} \quad (6.10)$$

Po linearyzacji mamy:

$$M_i \frac{d\Delta\omega_i}{dt} = -\Delta P_{ei} \quad (6.11)$$

$$\frac{d\Delta\omega_i}{dt} = -\frac{\Delta P_{ei}}{M_i} = \text{const.} \quad (6.12)$$

Z powyższego równania otrzymujemy:

$$\frac{\Delta P_{e1}}{M_1} = \frac{\Delta P_{e2}}{M_2} = \dots = \frac{\Delta P_{en}}{M_n} \quad (6.13)$$

Powyższe równanie wynika z faktu, że zmiany prędkości obrotowej turbiny będą jednakowe dla wszystkich maszyn. Jednocześnie możemy napisać równania:

$$\Delta P = \sum \Delta P_{ei} \quad (6.14)$$

$$\Delta P_{ei} = \frac{\Delta P_{ei}}{M_i} M_i \quad (6.15)$$

Po podstawieniu (6.15) do (6.14) i wykorzystaniu równania (6.13) mamy równanie postaci:

$$\Delta P = \frac{\Delta P_{ei}}{M_i} \sum M_i \quad (6.16)$$

Z równania tego wyznaczamy moc przypadającą na i-ty generator:

$$\Delta P_{ei} = \frac{M_i}{\sum M_i} \Delta P \quad (6.17)$$

Przy pewnych założeniach równanie to można uprościć. W tym celu przypomnijmy wzór na współczynnik bezwładności:

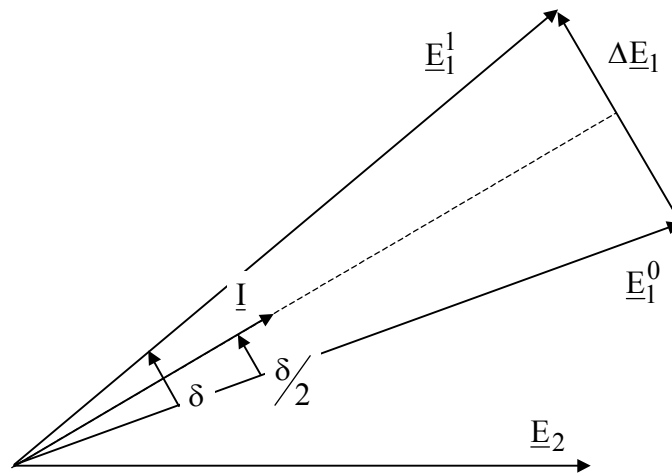
$$M_i = J_i \omega_i = \frac{T_{mi} S_{Ni}}{\omega_s^2} \omega_i \quad (6.18)$$

a jeśli założyć, że $T_{mi} = \text{const.}$ to:

$$\Delta P_{ei} = \frac{S_{Ni}}{\sum S_{Ni}} \Delta P_o \quad (6.19)$$

Nowy podział mocy ΔP odbywa się w proporcji współczynnika bezwładności i-tej maszyny do sumy współczynników bezwładności wszystkich maszyn pracujących w systemie. Przy założeniu, że stałe czasowe mechaniczne maszyn są zbliżone do siebie można powiedzieć, że podział mocy ΔP odbywa się w proporcji do mocy znamionowej i-tej maszyny do sumy mocy znamionowych wszystkich maszyn. Dalej rozdział mocy odbywa się zgodnie z regulacją pierwotną turbin.

Dodatkowo zostanie wyjaśniony przepływ mocy wyrównawczej za pomocą wykresów wskazowych – rys 6.3.

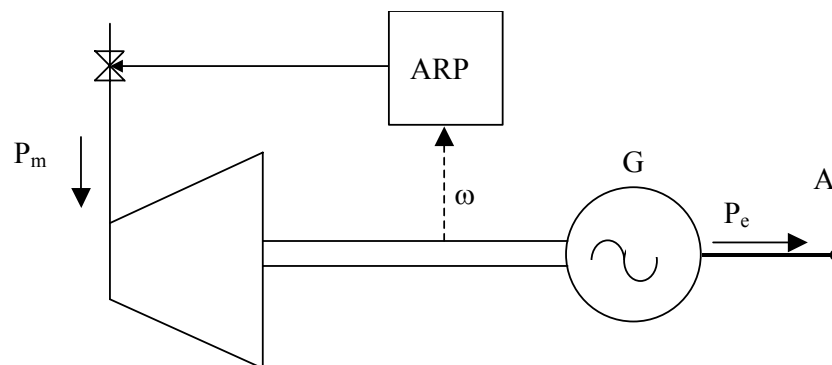


Rys. 6.3 Wykres wskazowy

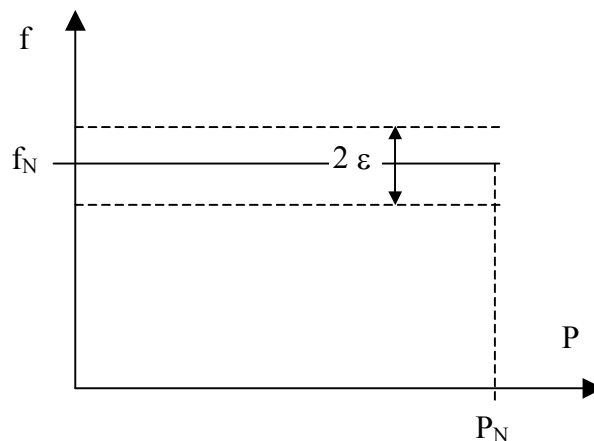
Na rys 6.3 założono, że prędkość 1-go generatora jest większa od prędkości drugiego. Dlatego po pewnym czasie siła elektromotoryczna 1-go generatora z chwili początkowej \underline{E}_1^0 przesunęła się o kąt δ do przodu w stosunku do siły elektromotorycznej 2-go generatora dając siłę elektromotoryczną \underline{E}_1^1 . Siłę elektromotoryczną \underline{E}_1^1 zastąpimy sumą dwóch wektorów: siłą elektromotoryczną \underline{E}_1^0 oraz przyrostem siły elektromotorycznej $\Delta \underline{E}_1$. Pod wpływem przyrostu siły elektromotorycznej $\Delta \underline{E}_1$ popłynie prąd wyrównawczy opóźniony do tej siły o 90° . Prąd ten wyprzedza siłę elektromotoryczną \underline{E}_1^0 o kąt $\delta/2$ co odpowiada przepływowi dodatkowej mocy czynnej i biernej z generatora 1 w kierunku generatora 2. Możemy stwierdzić, że powstanie moc wyrównawcza powodująca przyhamowanie generatora 1. Pozostałe przypadki należy rozpatrzyć samodzielnie.

6.4 Układy regulacji prędkości obrotowej turbin

Częstotliwość jest jednym z podstawowych parametrów jakości energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom. Winna ona być możliwie stała i równa częstotliwości znamionowej. We współczesnych systemach elektroenergetycznych generatory w elektrowniach ciepłych (konwencjonalnych lub atomowych) oraz w elektrowniach wodnych są napędzane przez turbiny. Prędkość obrotowa wałów tych turbin powinna być zawsze stała, niezależnie od zmian obciążenia, co daje stałość częstotliwości w systemie. Jak wiadomo, zgodnie z I Zasadą Dynamiki dla ruchu obrotowego, stałą prędkość obrotową można uzyskać tylko wtedy, gdy istnieje równowaga momentów (napędzającego i oporowego) w układzie. A zatem aby osiągnąć tę równowagę w wypadku zmian obciążenia należy wyposażyć turbinę w urządzenie regulujące dopływ pary w taki sposób, aby zawsze była spełniona równowaga tych momentów. Takie urządzenie nazywamy regulatorem prędkości obrotowej turbiny – ARP (rys 6.4).



Rys. 6.4 Schemat układu regulacji prędkości obrotowej turbiny

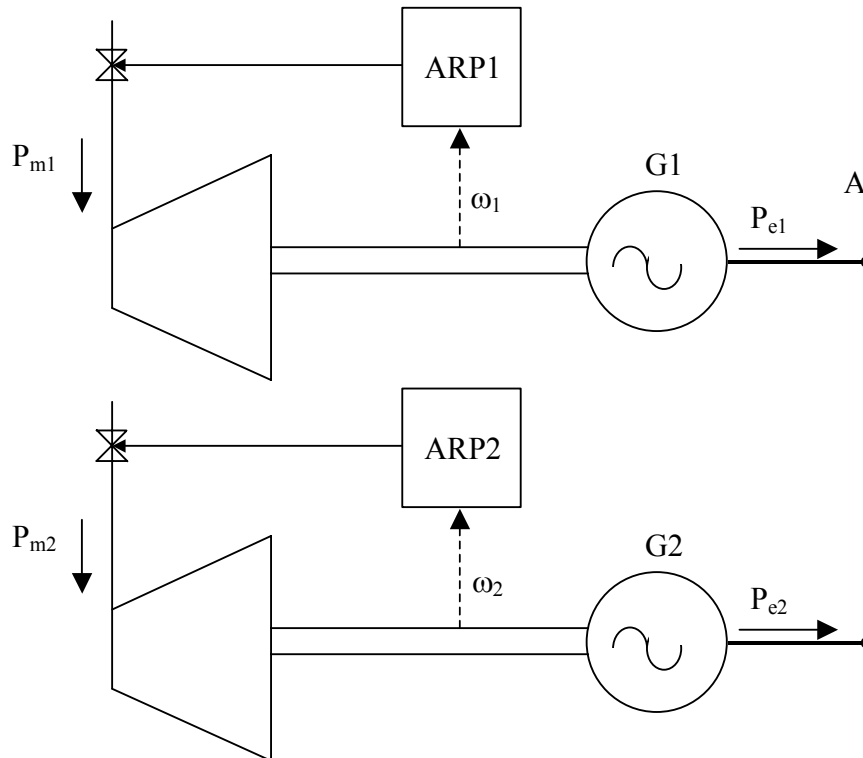


Rys. 6.5 Charakterystyka astatycznego regulatora prędkości obrotowej turbiny, gdzie:

- f - częstotliwość generowanego napięcia,
- P - moc czynna oddawana przez turbozespół,
- P_N - moc czynna znamionowa turbozespołu,
- ε - szerokość strefy nieczułości regulatora.

W wypadku samotnej pracy turbozespołu na sieć wydzieloną, więc wtedy, gdy nie występuje równoległe połączenie z innymi turbozespołami, charakterystyka regulatora prędkości obrotowej może być astatyczna (rys 6.5).

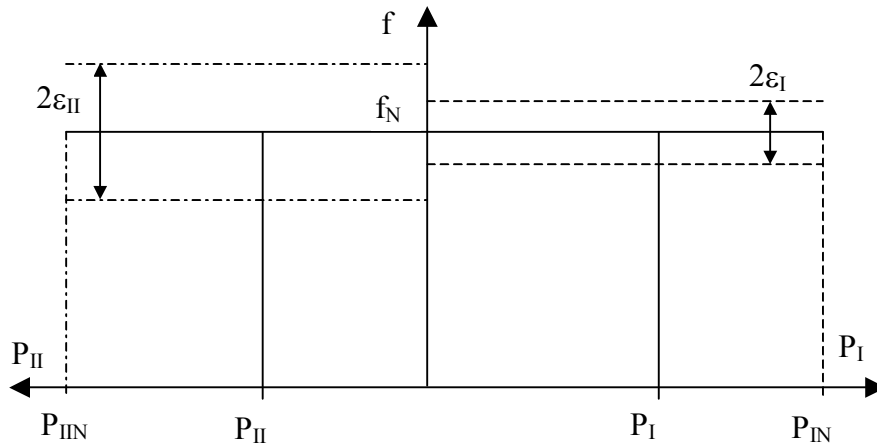
Regulator o astatycznej charakterystyce będzie utrzymywał stałą prędkość obrotową turbozespołu niezależnie od mocy czynnej oddawanej przez ten turbozespół. Prędkość ta będzie zawierać się wewnątrz obszaru wyznaczonego przez strefę nieczułości regulatora.



Rys. 6.6 Schemat układu dwóch generatorów pracujących na wspólną sieć

Jednakże, gdy mamy do czynienia z większą liczbą turbozespołów współpracujących równolegle, nie możemy ich zaopatrzyć w regulatory o charakterystykach astatycznych, ponieważ te regulatory nie zapewniają określonego (z góry założonego) rozdziału obciążeń pomiędzy turbozespołami. Prześledźmy to na przykładzie układu dwumaszynowego zaopatrzonego w regulatory astatyczne (rys 6.6).

Utrzymanie założonego rozdziału mocy pomiędzy generatorami I i II nie jest możliwe, ponieważ regulację częstotliwości przy jakichkolwiek zakłóceniach będzie w tym wypadku realizować ta maszyna, której regulator ma mniejszą strefę nieczułości (rys 6.7).

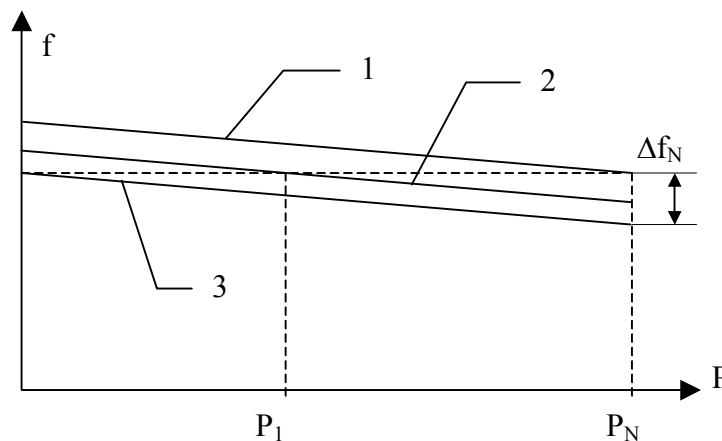


Rys.6.7 Charakterystyki regulatorów astatycznych w układzie dwumaszynowym, przy czym:

- ε_I - szerokość strefy nieczułości regulatora I,
- ε_{II} - szerokość strefy nieczułości regulatora II,
- P_I - moc czynna oddawana do sieci przez generator I,
- P_{II} - moc czynna oddawana do sieci przez generator II,
- P_{IN}, P_{IIN} - moce znamionowe turbozespołów I oraz II,
- f - częstotliwość napięcia generowanego przez maszyny I oraz II.

W naszym przykładzie jest to turbozespół I. Obciążenie turbozespołu I będzie rosła wraz ze wzrostem zapotrzebowania na moc czynną z tego układu. Dopiero po przekroczeniu wartości P_{IN} mocy odbieranej, gdy turbozespół I obciąży się całkowicie, dalsze zwiększanie mocy pobieranej przez sieć będzie realizowane przez turbozespół II zgodnie z jego charakterystyką.

Określony rozdział zmian obciążeń można uzyskać nadając regulatorom charakterystyki statyczne (rys 6.8).



Rys.6.8 Charakterystyka regulatora statycznego prędkości obrotowej turbiny, przy czym ustawienie charakterystyk, gdy chcemy spełnić warunek $f = \text{const.} = f_N$ jest następujące:

- 1 – dla $P = P_N$,
- 2 – dla $P = P_1$,
- 3 – dla $P = 0$.
- Δf_N - zmiana częstotliwości przy zmianie obciążenia turbozespołu mocą czynną od zera do P_N .

Regulatory o charakterystykach statycznych mają tę własność, że nie utrzymują stałej częstotliwości w systemie. Wraz ze wzrostem mocy czynnej oddawanej przez turbozespół, prędkość obrotowa jego wału, a więc i częstotliwość, maleje. Nachylenie charakterystyki regulatora statycznego prędkości obrotowej turbiny napędzającej generator jest określane przez współczynnik

nachylenia K_G . Współczynnik nachylenia jest to stosunek zmiany mocy w jednostkach względnych do zmiany częstotliwości w jednostkach względnych:

$$K_G = -\frac{\frac{\Delta P_G}{P_N}}{\frac{\Delta f}{f_N}} = -\frac{\frac{\Delta P_G}{P_d}}{\frac{\Delta f}{f_N}} \quad (6.20)$$

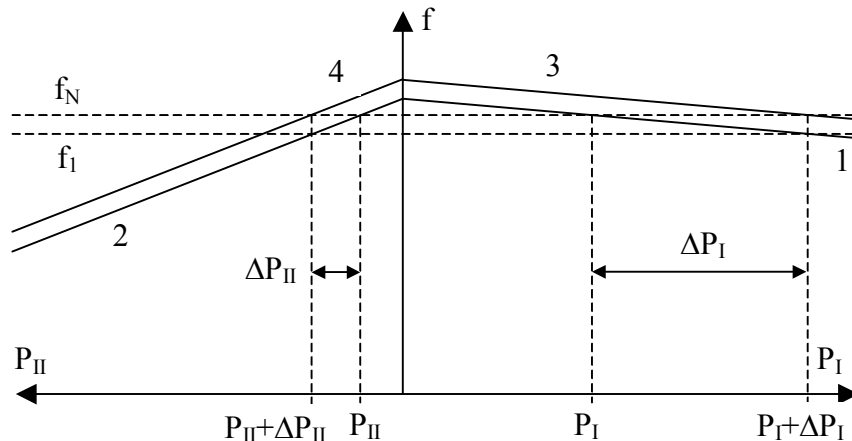
Dla turbozespołów ciepłych współczynnik ten zawiera się w przedziale 15 - 20, a dla turbozespołów wodnych - w przedziale 25 - 50. W powyższym wzorze zamiast P_d oznacza moc dyspozycyjną generatora. Innym parametrem, który podaje się dla określenia nachylenia charakterystyki regulatora, jest statyzm charakterystyki regulatora:

$$s = \frac{1}{K_G} 100\% \quad (6.21)$$

Jeżeli założymy, że $\Delta P = P_N$ co oznacza, że rozpatrywany generator obciąża się w granicach od 0 do P_N , to można zależność (6.21) zapisać w uproszczonej postaci:

$$s = \frac{\Delta f}{f_N} 100\% \quad (6.22)$$

Przy takim założeniu, statyzmem charakterystyki regulatora jest wartością w procentach, o którą obniża się częstotliwość (prędkość obrotowa), gdy obciążenie turbozespołu wzrasta od zerowego do znamionowego. Przeciętne wartości statyzmu regulatorów turbin parowych wynoszą 5 - 6% . Mniejsze wartości są trudne do uzyskania ze względu na złą stabilność pracy regulatora. Regulatory o charakterystykach statycznych nie mogą więc utrzymać częstotliwości w systemie elektroenergetycznym w pożądanym granicach np. $\pm 0.1\%$ od częstotliwości znamionowej.



Rys.6.9 Wpływ pochylenia charakterystyk statycznych regulatorów prędkości obrotowej turbozespołów oraz ich położenia na początkowy rozdział mocy odbieranej z szyn pomiędzy generatorami I i II oraz na rozdział przyrostu obciążenia, przy czym:

- 1, 2 - charakterystyki statyczne początkowe regulatorów prędkości obrotowej generatora I i II,
- 3, 4 - położenie charakterystyk regulatorów po zakończeniu regulacji (uwzględniamy tu zadziałanie regulatora wtórnego),
- P_I , P_{II} - moce czynne oddawane przez maszyny I i II przed rozpoczęciem regulacji,
- ΔP_I , ΔP_{II} - przyrosty mocy oddawanej przez generatory I i II;
- f_1 - nowa częstotliwość pracy wywołana zwiększeniem mocy odbieranej z szyn elektrowni o ΔP .

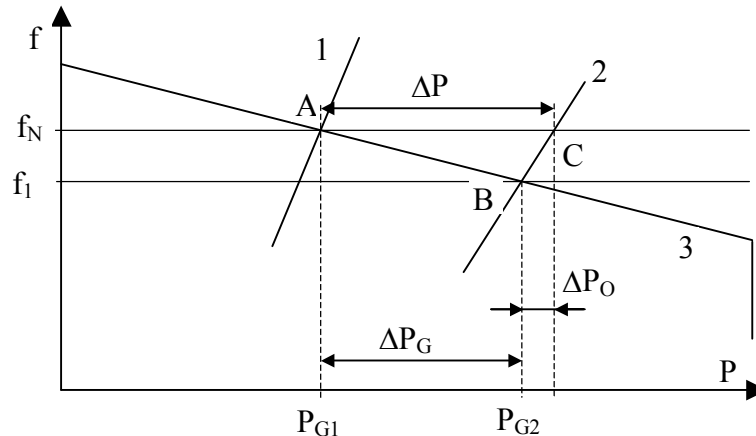
Można poprawić wynik regulacji regulatora statycznego przesuując równolegle jego charakterystykę, jak pokazano na rys 6.8 (charakterystyki 1 i 2). Dzięki takiemu przesuwaniu charakterystyki, częstotliwość może ciągle mieć wartość znamionową f_N , gdy turbozespół oddaje dowolną moc pomiędzy 0 a P_N . W ten sposób przesuwanie charakterystyki spełnia funkcję poprawki astatycznej.

Prześledźmy, zatem zachowanie się tego samego układu (przedstawionego na rys 6.6) po zamianie regulatorów na statyczne (rys 6.9). Wybierając dla poszczególnych regulatorów różne nachylenia ich charakterystyk oraz ich początkowe położenia, otrzymujemy różne przyrosty obciążenia wartości mocy P_I i P_{II} odpowiadające tej samej, wspólnej częstotliwości, a także różne przyrosty (dodatnie lub ujemne) mocy spowodowane tą samą zmianą częstotliwości.

Zakładając, że skala dla P_I i P_{II} jest ta sama zauważamy, że maszyny I i II oddają do systemu moce czynne o różnych, z góry założonych wartościach P_I oraz P_{II} . Ten pożądany, wstępny (początkowy) rozdział mocy można uzyskać przez zmianę nachylenia i przesuwanie równoległe jednej z dwóch lub obydwu charakterystyk do pozycji np. 3 i 4. Dzięki takiemu sposobowi regulowania częstotliwości i mocy czynnych oddawanych przez turbozespoły, podczas szybkiej zmiany zapotrzebowania na tę moc, będzie ona regulowana początkowo według charakterystyk statycznych (rys 6.9 - charakterystyki 1 oraz 2), a następnie doregulowywana przez dodatkowe samoczynne urządzenia doprowadzające zmienioną częstotliwość do wartości f_N i równocześnie korygujące obciążenia turbozespołów. Na rys 6.9 odbywa to się przez przejście z charakterystyk 1 np. na 3 oraz z 2 np. na 4 do nowych punktów pracy ustalonej, wyznaczonych przez nowe wartości mocy oddawanych, odpowiednio $P_I + \Delta P_I$ oraz $P_{II} + \Delta P_{II}$. Urządzeniem, które przesuwa charakterystykę regulatora prędkości obrotowej jest regulator nazywany regulatorem wtórnym lub regulatorem częstotliwości. Różny jest przyrost obciążenia mocą czynną ΔP_I i ΔP_{II} tych maszyn wywołany zmianą częstotliwości z f_N na f_1 . Widzimy, że zmieniając kąty nachylenia regulatorów prędkości obrotowej możemy dowolnie kształtować rozdział przyrostu obciążenia ΔP na obydwa generatory. Im mniejsze nachylenie charakterystyki, tym większa część przyrostu obciążenia ΔP

przejmuje turbozespół przy zmianie częstotliwości. Dzięki temu można dostosować zmiany obciążenia turbozespołów, np. obciążając w większym stopniu turbozespoły bardziej sprawne lub bardziej niezawodne.

Wróćmy jeszcze do zależności (6.20). W podobny sposób możemy określić współczynnik stromości charakterystyki odbiorów (rys. 4.10):



Rys.6.10 Częstotliwościowa statyczna charakterystyka odbiorów, gdzie:

- 1 - charakterystyka zastępcza odbioru przed skokowym wzrostem obciążenia,
- 2 - charakterystyka zastępcza odbioru po skokowym wzroście obciążenia,
- 3 - charakterystyka zastępcza generatorów systemu,
- A - punkt pracy przed wzrostem obciążenia,
- B - punkt pracy po wzroście obciążenia i zakończeniu pracy regulatora pierwotnego.

Dla odbiorów definiuje się współczynnik podatności określony wzorem:

$$K_o = \frac{\frac{\Delta P_o}{(P_o)_{f=f_N}}}{\frac{\Delta f}{f_N}} \quad (6.23)$$

Współczynnik K_o , podobnie jak K_G , jest stosunkiem względnych przyrostów mocy czynnej, pobieranej przez odbiory, do względnego przyrostu częstotliwości. Średni efekt dla polskiego systemu można oszacować na ok. 200-300 MW na 1 Hz, czyli o tyle zmniejszy się moc odbierana z systemu, gdy częstotliwość spadnie o 1 Hz.. Krzywe zmian mocy pobieranej przez odbiory w funkcji częstotliwości mają różne nachylenie w zależności od mocy $(\Delta P_o)_{f=f_N}$. Wzrost tej mocy powoduje malenie nachylenia krzywych (krzywe 1 i 2 na rys 6.10). Warto również zauważyć, że dla $P=0$ krzywe te przecinają się w jednym punkcie na osi rzędnych.

Przekształcając zależności (6.20) i (6.23) otrzymujemy:

$$\Delta P_o = (\Delta P_o)_{f=f_N} \frac{\Delta f}{f_N} K_o \quad (6.24)$$

$$\Delta P_G = -P_{G1} \frac{\Delta f}{f_N} K_G \quad (6.25)$$

Z powyższych wzorów widać, że gdy wystąpi zmiana częstotliwości, np. częstotliwość zmniejszy się, czyli $\Delta f < 0$ to:

- Zmiana mocy pobieranej przez odbiorniki będzie wynosić $\Delta P_o < 0$, czyli pobór mocy będzie mniejszy, niż przy $f = f_N$ (zgodnie z rys 6.9). Jest to tzw. efekt regulacyjny odbiorów.
- Zmiana mocy wytwarzanej przez generator będzie wynosić $\Delta P_G > 0$, czyli regulator prędkości obrotowej turbiny zwiększy moc dostarczaną do systemu (zgodnie z rys 6.8).

Jeżeli więc system elektroenergetyczny zostanie w sposób skokowy dodatkowo obciążony mocą ΔP , to częstotliwość zmaleje i w efekcie część dodatkowego obciążenia pokryta zostanie przez zwiększenie mocy dostarczanej przez generator (wymuszone działaniem regulatora pierwotnego turbiny), a pozostała część będzie wynikiem efektu regulacyjnego odbiorów ("zysk" wynikający z tego, że przy niższej częstotliwości odbiory pobierają mniejszą moc).

Na podstawie rys 6.10 mamy:

$$\Delta P_G = P_{G2} - P_{G1} \quad (6.26)$$

$$\Delta P_o = P_{oB} - P_{oC} \quad (6.27)$$

$$\Delta P = \Delta P_G - \Delta P_o \quad (6.28)$$

Podstawiając do (6.28) wartości ΔP_G oraz ΔP_o z zależności (6.24) i (6.25), otrzymamy ostatecznie wzór określający zmianę częstotliwości w systemie wymuszoną przez wzrost jego obciążenia:

$$\Delta P = \Delta P_G - \Delta P_o = -\frac{\Delta f}{f_N} \left[P_{G1} K_G + (P_o)_{f=f_N} K_o \right] \quad (6.29)$$

Takie dodatkowe obciążenie ΔP systemu elektroenergetycznego pociągnie za sobą obniżenie częstotliwości o wartość Δf . Ponieważ:

$$P_{G1} = (P_o)_{f=f_N} \quad (6.30)$$

to można napisać:

$$\Delta P = -\frac{\Delta f}{f_N} (P_o)_{f=f_N} [K_G + K_o] \quad (6.31)$$

Współczynnik $[K_G + K_o]$ nazywamy mocowym równoważnikiem częstotliwości. Wprowadzimy teraz do równania (6.29) pojęcie współczynnika rezerwy wirującej r , który jest miarą niedociążenia generatorów w danym punkcie pracy:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n P_{di} - (P_o)_{f=f_N}}{(P_o)_{f=f_N}} \quad (6.32)$$

lub w postaci innej też występującej w literaturze:

$$r' = \frac{\sum_{i=1}^n P_{di}}{(P_o)_{f=f_N}} = r + 1 \quad (6.33)$$

$$p = \frac{\sum_{i=1}^{nr} P_{di}}{\sum_{i=1}^n P_{di}} \quad (6.34)$$

gdzie:

nr – liczba generatorów biorących udział w regulacji częstotliwości.

W systemie elektroenergetycznym, w którym współpracuje ze sobą równolegle duża liczba turbozespołów zaopatrzonych w regulatory pierwotne o charakterystykach statycznych, względna zmiana częstotliwości spowodowana zmianą zapotrzebowania na moc czynną zależy od średniej stromości charakterystyk tych regulatorów oraz od mocy wirującej rezerwy. Średnią stromość charakterystyk regulatorów prędkości obrotowej K_{Gsr} można obliczyć w następujący sposób: dla poszczególnych turbozespołów współpracujących równolegle można zapisać na podstawie (6.25):

$$\Delta P_{Gi} = -P_{di} \frac{\Delta f}{f_N} K_{Gi} \quad (6.35)$$

Sumujemy te równania stronami przyjmując, że liczba współpracujących turbozespołów wynosi n :

$$\sum_{i=1}^{nr} \Delta P_{Gi} = -\frac{\Delta f}{f_N} \sum_{i=1}^{nr} (P_{di} K_{Gi}) = -\frac{\Delta f}{f_N} K_{Gsr} \sum_{i=1}^{nr} P_{di} \quad (6.36)$$

gdzie:

P_{Ni} - moc znamionowa i -tego turbozespołu,

K_{Gsr} – średnia stromość charakterystyki zastępczego generatora o mocy równej $\sum_{i=1}^{nr} P_{di}$.

Stąd otrzymujemy:

$$K_{Gsr} = \frac{\sum_{i=1}^{nr} (P_{di} K_{Gi})}{\sum_{i=1}^{nr} P_{di}} \quad (6.37)$$

Współczynnik $s = 1/K_{Gsr}$ nazywamy statyzmem generatorów systemu. W przypadku, gdy niektóre turbozespoły pracują z maksymalnym dopływem paliwa, tzn. nie jest możliwe powiększenie ich mocy, to przy obniżaniu częstotliwości K_{Gi} dla tych turbozespołów jest równe zero, co należy uwzględnić w równaniu (6.37).

Podstawowym celem rozdziału mocy jest dążenie do realizacji ekonomicznego rozdziału obciążeń spełniającego ustalone z góry kryteria. Można wyróżnić trzy podstawowe sposoby rozdziału mocy dostarczanej przez poszczególne turbogeneratory lub nawet ich grupy:

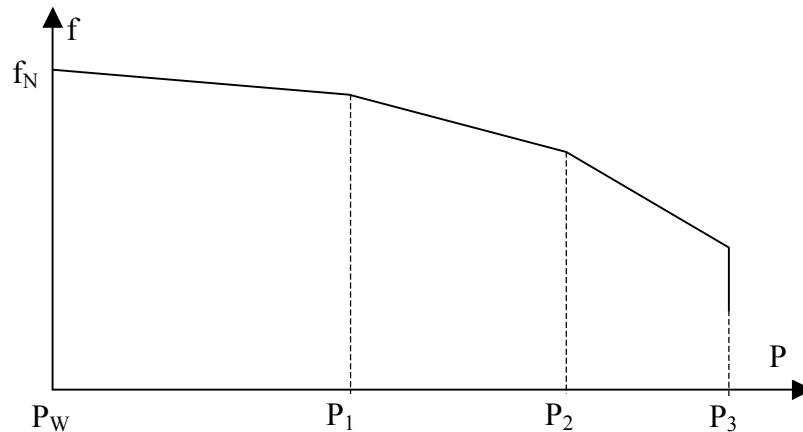
- Rozdział proporcjonalny
W ramach tej metody wszystkie turbogeneratory dostarczające moc czynną do systemu są obciążone proporcjonalnie w zakresie od 0 do P_{Ni} każdego turbogeneratora.
- Rozdział równomierny.
W tym wypadku zmiany obciążenia wszystkich turbogeneratorów są identyczne, co do wartości dla wszystkich maszyn. Łatwo zauważyć, że przy wzroście obciążenia jako pierwsze wypadną z regulacji te generatory, które wcześniej osiągną swoją moc dyspozycyjną P_{Ni} . Jest to przedstawione na rys 6.11, gdzie naszkicowano sumaryczną charakterystykę $f(P)$ dla układu trójmaszynowego. Na odcinku od P_w do P_1 w regulacji częstotliwości biorą udział wszystkie trzy turbozespoły i dlatego charakterystyka zastępcza $f(P)$ jest najbardziej płaska. Gdy zespół trzech generatorów oddaje do sieci moc czynną P_1 , następuje załamanie charakterystyki spowodowane osiągnięciem przez jeden z turbozespołów jego mocy znamionowej (jak i dlatego zmienia się wtedy K_{Gsr} ?), co powoduje wyłączenie tego turbozespołu z procesu regulacji częstotliwości. Następny turbozespół wyłącza się z procesu regulacji w punkcie, w którym do sieci jest oddawana moc P_2 . Powoduje to kolejne załamanie charakterystyki sumarycznej, którego przyczyną jest przejście całej regulacji przez regulatory częstotliwości tylko trzeciego turbozespołu. Możliwość regulacji kończy się z chwilą osiągnięcia przez trzeci (ostatni) turbozespół jego własnej mocy dyspozycyjnej.
- Rozdział mieszany,,
Metoda ta opiera się na podziale turbozespołów na dwie podstawowe grupy:
 1. Generatory prowadzące częstotliwość w systemie.
 2. Generatory pracujące ze stałą mocą czynną oddawaną do sieci.
 Pierwsza grupa obejmuje turbozespoły wyposażone w odpowiednio nowoczesne regulatory częstotliwości. Konstrukcja tych turbozespołów sprzyja realizacji funkcji prowadzenia częstotliwości w systemie, to znaczy turbozespoły te mogą pracować w odpowiednio szerokim zakresie częstotliwości oraz mocy oddawanych. Generatory pierwszej grupy przyjmują na siebie cały ciężar regulacji mocy w systemie, która to regulacja ma zapewnić utrzymanie warunku $f = \text{const.} = f_N$. Druga grupa obejmuje turbozespoły, których konstrukcja uniemożliwia dokonywanie szybkich i częstych zmian prędkości obrotowej wału turbiny. Do grupy tej można zaliczyć np. turbozespoły o mocy 500 MW, które "nie lubią" w ogóle żadnych zmian. Dlatego generatory tej grupy mają w praktyce wyłączone układy regulacji częstotliwości i pracują cały czas ze stałą mocą czynną oddawaną do sieci. Gdy zapotrzebowanie na moc spada i kończą się możliwości regulacyjne maszyn pierwszej grupy, dokonuje się wyłączeń wybranych maszyn drugiej grupy (odstawia się określone bloki energetyczne).
Równanie (6.29) po uwzględnieniu (6.36) możemy zapisać w postaci:

$$\begin{aligned} \Delta P &= -\frac{\Delta f}{f_N} \left[K_{Gsr} \sum_{i=1}^{nr} P_{di} + (P_o)_{f=f_N} K_o \right] = \\ &= -\frac{\Delta f}{f_N} (P_o)_{f=f_N} [K_{Gsr} p r' + K_o] \end{aligned} \quad (6.38)$$

Otrzymujemy wyrażenie na względną zmianę częstotliwości:

$$\frac{\Delta f}{f_N} = -\frac{\Delta P}{(P_o)_{f=f_N} (r' p K_{Gsr} + K_o)} \quad (6.39)$$

Z powyższego równania można również obliczyć zmianę częstotliwości po zmianie obciążenia. Z równania tego wynika, że im mniejszy współczynnik rezerwy tym większy jest spadek częstotliwości.



Rys.6.11 Charakterystyka regulacji systemu złożonego z trzech generatorów – charakterystyka statyczna wytwarzania mocy w systemie elektroenergetycznym. Uwzględnia wcześniejsze osiągnięcie mocy znamionowych przez poszczególne generatory, gdzie:

- P_W - moc wyjściowa (początkowa),
- P_1 - moc czynna oddawana przez zespół trzech generatorów, przy której następuje wyłączenie z procesu regulacji częstotliwości jednego z generatorów (osiąga on moc znamionową),
- P_2 - moc czynna oddawana przez zespół trzech generatorów, przy której drugi z generatorów przestaje uczestniczyć w regulacji częstotliwości, gdyż osiąga swoją moc znamionową,
- P_3 - moc czynna oddawana przez zespół trzech generatorów, gdy wszystkie trzy osiągnęły już moce znamionowe.

W przypadku, gdy jest już osiągnięta pełna moc turbozespołów i moc ta nie może wzrosnąć mimo spadku częstotliwości to dla turbozespołów obciążonych w pełni $K_{Gi}=0$ i wobec tego

$$\frac{\Delta f}{f_N} = - \frac{\Delta P}{(P_o)_{f=f_n}} \frac{1}{K_o} \quad (6.40)$$

W tym przypadku zmiana częstotliwości jest bardzo duża, a dostarczanie mocy do nowo przyłączanych odbiorników jest możliwe tylko dzięki zmniejszeniu poboru mocy na skutek obniżonej częstotliwości przez odbiorniki dotychczasowe.

6.5 Rozdział według charakterystyk regulatorów pierwotnych turbin

Zgodnie z rys 6.9 i równaniami (6.35) i (6.39) moc przypadająca na i-ty generator ΔP_{Gi} wyniesie:

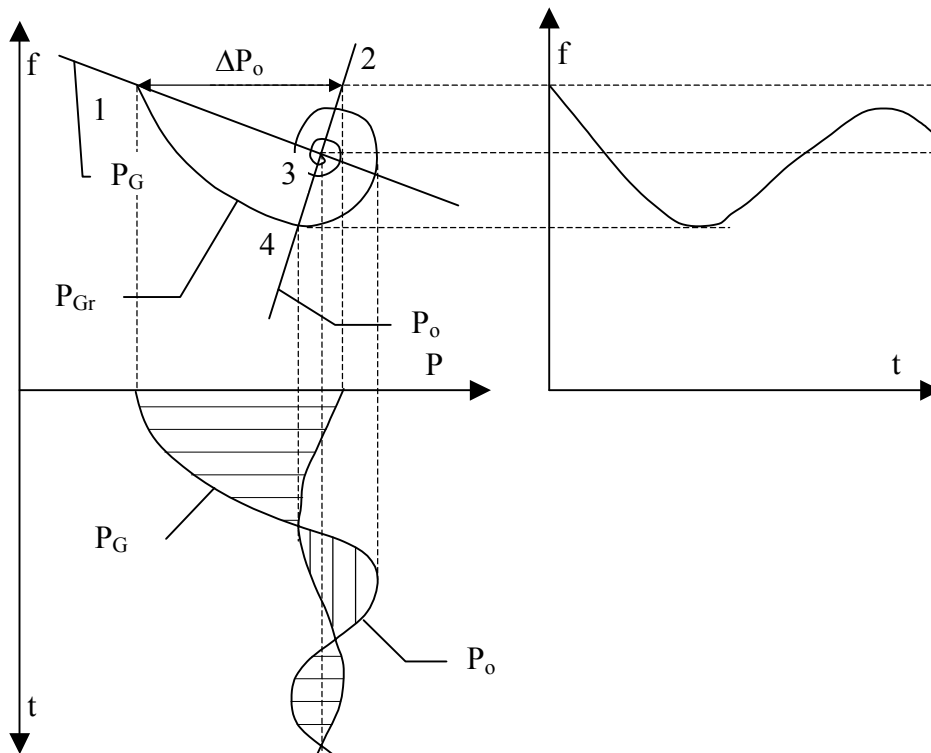
$$\Delta P_{Gi} = -P_{di} \frac{\Delta f}{f_N} K_{Gi} = \frac{\Delta P}{(P_o)_{f=f_n}} \frac{P_{di} K_{Gi}}{(r' p K_{Gsr} + K_o)} \quad (6.41)$$

lub:

$$\Delta P_{Gi} = \Delta P \frac{P_{di} K_{Gi}}{\left(\sum_{i=1}^{nr} (P_{di} K_{Gi}) + (P_o)_{f=f_n} K_o \right)} \quad (6.42)$$

Rozdział w tym trzecim etapie następuje, więc proporcjonalnie do nachylenia charakterystyk generatorów.

Równania (6.40) czy (6.41) wyznaczają wielkości statyczne. Cały przebieg stanu nieustalonego od chwili włączenia odbioru do zakończenia działania regulatora pierwotnego jest pokazany na rys.6.12. Przed włączeniem odbioru układ pracuje stabilnie w punkcie 1. Włączenie odbioru o dodatkowej mocy ΔP_o powoduje, że gdyby nie było zjawiska podatności częstotliwościowej odbioru to nowy ustalony punkt pracy byłby w 2 a tak będzie on w punkcie 3. Początek przebiegów wynika z rozdziału mocy według mocy synchronizujących oraz z rozdziału mocy niebilansowania według energii kinetycznych mas wirujących. Gdy spadek częstotliwości będzie większy niż strefa nieczułości regulatora pierwotnego rozpocznie on zwiększanie mocy z pewną bezwładnością.



Rys. 6.12 Przebieg stanu nieustalonego od chwili włączenia odbioru do zakończenia działania regulatora pierwotnego

W punkcie 4 moce te są równe ale wirnik nie zatrzymuje się w swoim ruchu albowiem zgromadzona w wirniku energia kinetyczna hamująca (w przybliżeniu pierwsze pole zakreskowane poziomo na wykresie $P(t)$) musi być zamieniona na energię przyspieszającą. Cały proces po kilku oscylacjach kończy się w punkcie 3.

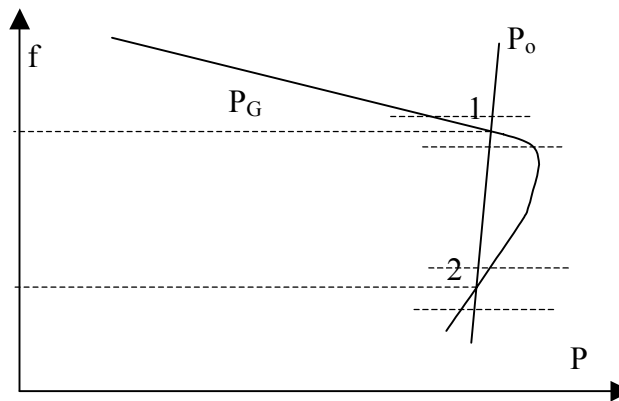
Po ustaleniu się tego stanu (kilkanaście sekund) rozpoczyna się działanie regulatora wtórnego.

Zagadnienia omówione dotychczas będą przedmiotem dwóch ćwiczeń laboratoryjnych opisanych w załączniku nr 1.

6.6 Lawina częstotliwości

Na rys.4.24 założono, że przy pełnym obciążeniu moc turbiny jest stała i nie zależy od częstotliwości. W rzeczywistości nie jest to prawdziwe stwierdzenie. Przy pełnym otwarciu zaworów turbiny i stałym przepływie czynnika napędzającego stały jest moment turbiny a nie moc. Powoduje to, że moc jest wprost proporcjonalna do częstotliwości a charakterystyka regulatora nie jest pionowa, lecz pochylona pod kątem 45° . Zmniejszenie częstotliwości napięcia generatorowego powoduje spadek wydajności urządzeń potrzeb własnych elektrowni, co ogranicza ilość czynnika

napędzającego i dalsze ograniczenie wielkości produkowanej mocy czynnej generatora. Można w przybliżeniu przyjąć, że charakterystyka regulatora pierwotnego będzie taka jak na rys. 4.27. Rozważono takie położenie charakterystyki odbioru, które przecina charakterystykę regulatora w dwóch miejscach – w punktach 1 i 2. Przeanalizujemy zachowanie się układu w obu tych punktach pracy. Podczas pracy w punkcie 1 zakłócenie np. w postaci nadwyżki częstotliwości powoduje, że moc odbioru jest większa od mocy generatora i dlatego układ wraca do punktu równowagi 1. Podczas pracy w punkcie 1 i zakłócenie w postaci obniżki częstotliwości powoduje, że moc odbioru jest mniejsza od mocy generatora i dlatego układ wraca do punktu równowagi 1. Inaczej układ zachowa się podczas pracy w punkcie 2. Zakłócenie w postaci nadwyżki częstotliwości powoduje, że moc odbioru jest mniejsza od mocy generatora i dlatego układ wraca do punktu równowagi 1 a nie do punktu 2. To zakłócenia wskazuje już, że punkt 2 jest punktem niestabilnym. W przypadku pracy w punkcie 2 i zakłóceniu w postaci obniżki częstotliwości mamy, że moc odbioru jest większa od mocy generatora i układ zaczyna dalej zmniejszać swoją częstotliwość powodując jeszcze większą nierównowagę mocy. W efekcie układ nie wraca do punktu równowagi do punktu 2 a częstotliwość zaczyna lawinowo zmniejszać się. Zjawisko to nazwano lawiną częstotliwości. Prowadzi to utraty stabilnej pracy całego lub części systemu elektroenergetycznego. W oparciu o powyższe rozważania można sformułować dodatkowe kryterium badania stabilności lokalnej systemu a mianowicie:



Rys. 6.13 Przebieg stanu nieustalonego od chwili włączenia odbioru do zakończenia działania regulatora pierwotnego

$$\frac{dP}{df} < 0 \Rightarrow \text{stabilna} \quad (6.43)$$

$$\frac{dP}{df} \geq 0 \Rightarrow \text{niestabilna} \quad (6.44)$$

6.7 Działanie regulatora wtórnego systemu

Regulator wtórny systemu elektroenergetycznego to zazwyczaj regulator typu PI. Regulator wtórny to centralny regulator systemu. Mierzy on częstotliwość i sumę mocy wymiany z zagranicą ΔP_w . Moc wymiany z zagranicą jest mierzona poprzez telepomiarzy na wszystkich liniach łączących Polskę z innymi krajami, czyli obecnie są to połączenia z Niemcami, Czechami i Słowacją. Regulator wtórny można opisać równaniem:

$$\Delta P_p = -\beta_R (\Delta P_w + \lambda_r \Delta f) - \frac{1}{T_r} \int_0^t (\Delta P_w + \lambda_N \Delta f) dt \quad (6.45)$$

gdzie:

λ_r to stażym regulatora wtórnego.

Rozdział mocy ΔP_p na jednostki jest stałym algorytmem proporcjonalnym do zakresu regulacji turbiny. Sygnał ten poprzez system telemechaniki jest wysyłany do wszystkich generatorów uczestniczących w regulacji częstotliwości. Sygnał ten przesuwą charakterystykę regulatora pierwotnego do góry lub do dołu w zależności czy częstotliwość jest mniejsza czy większa od znamionowej. Ponieważ moc ΔP_p w funkcji czasu narasta wykładniczo to w.w. sygnał regulacyjny nie w pierwszym kroku prowadzi do częstotliwości znamionowej. Jednak w wyniku działania regulatora wtórnego osiągamy częstotliwość znamionową po kilkudziesięciu sekundach

6.8 Automatyka samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO)

Dodatkowym układem działającym na utrzymanie częstotliwości znamionowej jest automatyka samoczynnego odciążania częstotliwościowego odciążania SCO. Powoduje ona wyłączenie odbiorów przy znacznych obniżkach częstotliwości. W automatyce przekaźnik podczęstotliwościowy mierzy częstotliwość i przy odpowiedniej wartości wyłącza przewidziane wcześniej odbiory. Przekaźniki podczęstotliwościowe automatyki SCO są instalowane w stacjach średnich napięć i powodują wyłączenia wybranych linii średnich napięć.

Automatyka SCO jest dzielona na kilka stopni w zależności od częstotliwości. I tak np. jedno z rozwiązań automatyki SCO przedstawiono w tabl. 6.1. W związku z bardzo rzadkimi przypadkami działania przekaźników podczęstotliwościowych problemem jest efektywność ich działania.

Tabl. 6.1 Stopnie automatyki SCO

Stopień	Częstotliwość	Opóźnienie	Działanie
0	49,5 Hz	-	Włącza elektrownie wodne i szczytowo pompowe
I	49.2 Hz	0.5 s	Wyłącza ok. 12% mocy
II	48.8 Hz	0.5 s	Wyłącza ok. 12% mocy
III	48.4 Hz	0.5 s	Wyłącza ok. 12% mocy
IV	48.1 Hz	0.5 s	Wyłącza ok. 14% mocy

Zgodnie z wzorem (6.31) w pierwszym stopniu automatyki SCO powinniśmy wyłączyć następującą moc (w jednostkach względnych) aby utrzymać częstotliwość na zadanym poziomie f_I :

$$\Delta P_{oI} = (K_G + K_o) \frac{f_I - f_N}{f_N} \quad (6.46)$$

Jeżeli częstotliwość zmniejszy się do poziomu f_{II} odpowiadającemu drugiemu stopniowi SCO to należy dokonać dalszego wyłączenia mocy zgodnie ze wzorem:

$$\Delta P_{oII} = (K_G + K_o) \frac{f_{II} - f_N}{f_N} (1 - \Delta P_{oI}) \quad (6.47)$$

Ogólnie dla k-tego stopnia mamy:

$$\Delta P_{ok} = (K_G + K_o) \frac{f_k - f_N}{f_N} \left(1 - \sum_{i=1}^{k-1} \Delta P_{oi} \right) \quad (6.48)$$

Powyższe wyrażenia, choć słuszne teoretycznie muszą być konfrontowane z możliwościami technicznymi i społecznymi.

Przykład

Zakładając, że $K_G = -10$, $K_0 = 1$ wyliczyć, jaką część mocy należy wyłączyć w poszczególnych stopniach SCO.

$$\Delta P_{oI} = (-10 + 1) \frac{49.2 - 50}{50} = 0.144$$

$$\Delta P_{oII} = (-10 + 1) \frac{48.8 - 50}{50} (1 - 0.144) = 0.185$$

$$\Delta P_{oIII} = (-10 + 1) \frac{48.4 - 50}{50} (1 - 0.144 - 0.185) = 0.193$$

$$\Delta P_{oIV} = (-10 + 1) \frac{48.1 - 50}{50} (1 - 0.144 - 0.185 - 0.193) = 0.163$$

Razem mamy: 0.685

Policzmy wartość gdyby zastosować jeden stopień na 48.1 Hz.

$$\Delta P_{oI} = (-10 + 1) \frac{48.1 - 50}{50} = 0.342$$