

Tadeusz Glinka
BOBRME KOMEL, Katowice

GENERATORY SYNCHRONICZNE JAKO KOMPENSATORY MOCY BIERNEJ I FILTRY WYŻSZYCH HARMONICZNYCH

SYNCHRONOUS GENERATORS USED AS REACTIVE POWER COMPENSATORS AND HIGHER HARMONICS FILTERS

Streszczenie: Kompensacja mocy biernej indukcyjnej i ograniczanie wyższych harmoniczných w napięciu sieci jest konieczne ze względu na koszty i obowiązujące rozporządzenia dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej. Kompensację mocy biernej można realizować dwoma metodami: maszynami synchronicznymi, bądź baterią kondensatorów. Wyższe harmoniczných prądu ogranicza się stosując filtry rezonansowe kolejnych harmoniczných ($v = 6n \pm 1$, gdzie $n = 1, 2, 3$ itd.). Filtry wyższych harmoniczných kompensują także moc bierną indukcyjną pierwszej harmoniczných ($v = 1$). Kompensacja mocy biernej, zarówno maszynami synchronicznymi, jak i baterią kondensatorów, wpływa na zawartość wyższych harmoniczných prądu generowanego do sieci elektroenergetycznej. W artykule porównano właściwości maszyn synchronicznych i baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej i filtracji wyższych harmoniczných.

Abstract: Compensation of inductive reactive power and limiting higher harmonics in power grid voltage is necessary from the viewpoint of costs and existing regulations on electromagnetic compatibility (EMC). Compensation may be carried out by two methods: with synchronous machines or capacitor banks. Higher harmonics in the current are limited using resonance filters of consecutive harmonics ($v = 6n \pm 1$, where $n = 1, 2, 3$ etc.). Higher harmonics filters compensate also inductive reactive power of the fundamental harmonic ($v = 1$). Compensation of reactive power, whether done by synchronous machines or capacitor banks, affects higher harmonic content in current fed back into the power grid. The properties of synchronous machines and capacitors used for reactive power compensation and higher harmonics filtration are compared in the paper.

Słowa kluczowe: generatory synchroniczne, kompensacja mocy biernej, filtry wyższych harmoniczných
Keywords: synchronous generators, reactive power compensation, higher harmonics filters

1. Wstęp

Moc bierną indukcyjną z sieci elektroenergetycznej pobierają głównie silniki indukcyjne i układy energoelektroniczne. Silniki indukcyjne są powszechnie stosowane w napędach elektrycznych i zużywają ponad 50% wytwarzanej energii elektrycznej. Silniki indukcyjne wzbudzone są mocą bierną indukcyjną pobieraną z sieci elektroenergetycznej. Niezależnie od momentu obciążenia silnika moc bierna pobierana przez silnik z sieci elektroenergetycznej jest w przybliżeniu stała i wynosi od 20% do 30% mocy znamionowej silnika. Drugim znaczącym odbiorcą mocy biernej indukcyjnej są układy energoelektroniczne. Ponadto przekształtniki energoelektroniczne obciążają sieć elektroenergetyczną niesinusoidalnym prądem. Współczynnik mocy $\cos\phi$ w zakładzie, przy braku kompensacji mocy biernej, może schodzić poniżej wartości 0,8. Pobór mocy biernej z sieci elektroenergetycznej kosztuje, gdyż powoduje dodatkowe straty (rozpraszanie) energii

w elektrowniach i sieciach przesyłowych oraz zmniejsza możliwości przesyłu energii czynnej przez sieć. Obniżenie kosztów energetycznych zakładu wymusza konieczność kompensacji mocy biernej indukcyjnej, a w zakładach eksploatujących przekształtniki energoelektroniczne, także konieczność ograniczenia wyższych harmoniczných prądu i napięcia generowanych do sieci. W artykule przez moc bierną rozumie się moc przenoszoną przez pierwsze harmoniczných napięcia i prądu.

2. Współczynnik odkształcenia napięcia

Standard jakościowy energii elektrycznej charakteryzuje współczynnik odkształcenia napięcia THD (total harmonic distortion)

$$THD = \frac{V_{\Sigma v}}{V_1} 100\% = 100 \sqrt{\frac{V^2 - V_1^2}{V_1^2}} \% \quad (1)$$

gdzie: V —wartość skuteczna analizowanego parametru (napięcia, pochodnej napięcia bądź

prądu), V_1 , - wartość skuteczna pierwszej harmonicznej ($v = 1$), $V_{\Sigma v}$, - wartość skuteczna pozostałych harmonicznych.

Zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem [2], wydanym na mocy Ustawy państwowej [1], w sieci o napięciu niższym, bądź równym 1 kV, a także o napięciu wyższym niż 1 kV i mniejszym niż 110 kV współczynnik THDu, uwzględniający wyższe harmoniczne napięcia do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 8%. Z doświadczeń eksperymentalnych autora wynika, że współczynnik THDu wyliczony na podstawie kilku pierwszych największych harmonicznych może być obarczony znacznym błędem. Na przykład dla jednego z badanych układów współczynnik THDu wyliczony na podstawie sześciu pierwszych harmonicznych był o 4,6% mniejszy od wartości rzeczywistej. Dlatego też współczynnik THD powinien być określony dla całego spektrum harmonicznych napięć, bądź prądu. Wyznaczenie współczynnika THD zwykle ogranicza się do napięcia i prądu, lecz można go także wyznaczać dla pochodnej napięcia. W pochodnej napięcia ekspozowane są harmoniczne wyższych rzędów i współczynnik THD jest wyraźniejszy.

3. Kompensacja mocy biernej maszyną synchroniczną

Maszyna synchroniczna, zarówno przy pracy silnikowej jak i prądnicowej, z uwagi na przeciążalność momentem i stabilność pracy, powinna pracować przy przewzbudzeniu. Maszyna przewzbudzona generuje do sieci elektroenergetycznej, oprócz mocy czynnej, także moc bierną indukcyjną. Generacja mocy biernej indukcyjnej do sieci elektroenergetycznej jest tożsama z poborem z sieci mocy biernej pojemnościowej, to znaczy generator synchroniczny obciąża sieć elektroenergetyczną mocą bierną identycznie jak kondensator. Przewzbudzenie daje gwarancję stabilnej pracy maszyny, maszyna nie wypada z synchronizmu. Każda maszyna elektryczna, także maszyna synchroniczna, ma przez producenta podane tak zwane dane znamionowe: S_N - moc pozorną, P_N - moc czynną, U_N - napięcie, I_{fN} - prąd wzbudzenia, f_N - częstotliwość. Parametry S_N , P_N są determinowane dopuszczalną temperaturą uzwojenia stojana, I_{fN} jest determinowane dopuszczalną temperaturą uzwojenia wzbudzenia, U_N - liczbą zwojów uzwojenia stojana i nasyceniem obwodu magnetycznego, f_N - liczbą par biegunów i wytrzymałością mechaniczną wirnika. Ma-

szyna synchroniczna w pracy ciągłej nie powinna przekraczać tych parametrów. Znamionowa moc bierna maszyny wynosi

$$Q_N = \sqrt{S_N^2 - P_N^2} \quad (2)$$

a znamionowy współczynnik mocy

$$\cos \varphi = \frac{P_N}{S_N} \quad (3)$$

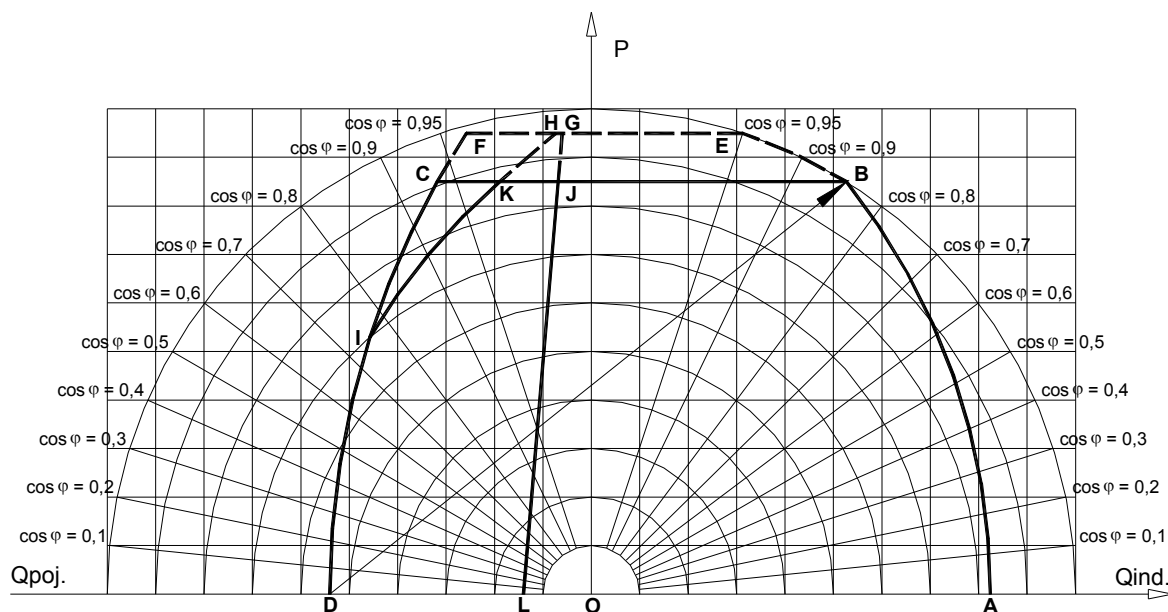
Maszyna pracując jest obciążona mocą czynną P i mocą bierną Q . Przy współczynniku mocy $1 \geq \cos \varphi \geq \cos \varphi_N$ maszyna pracuje przy prądzie wzbudzenia $I_f \leq I_{fN}$. W tym przedziale pracy stan termiczny maszyny determinuje uzwojenie twornika (stojana), maszyna może być obciążona mocą pozorną $S = S_N$. Przy współczynniku mocy $\cos \varphi < \cos \varphi_N$ stan termiczny maszyny determinuje prąd wzbudzenia $I_f \leq I_{fN}$. W tym stanie pracy maszyna może być obciążona w sposób ciągły mocą pozorną $S < S_N$. Dopuszczalna wartość mocy pozornej może być, dla każdego $\cos \varphi$, wyliczona. Wyliczenie mocy pozornej S bazuje na wzorze

$$S = \sqrt{Q^2 + P^2} \quad (4)$$

przy czym wartość mocy pozornej S ogranicza temperatura uzwojeń i stabilności pracy. Ograniczenia te są podane w Ramowej Instrukcji Eksploatacji Generatorów Synchronicznych [3]. Wykres granicznych obciążeń generatora (linie pogrubione), w układzie współrzędnych P, Q , przedstawiono na rys. 1, na którym P oznacza moc czynną, a Q moc bierną.

Punkt „B” na wykresie determinują parametry znamionowe maszyny synchronicznej: S_N , P_N , Q_N . Na wykresie okrąg o największym promieniu odpowiada znamionowej mocy pozornej maszyny S_N . Współrzędna punktu „B” na osi rzędnych odpowiada znamionowej mocy czynnej P_N , a na osi odciętych odpowiada znamionowej mocy biernej Q_N . Punkty znajdujące się na poszczególnych promieniach odpowiadają obciążeniu maszyny przy określonym współczynniku mocy $\cos \varphi$. Obciążenie maszyny synchronicznej jest dopuszczalne wewnątrz obszaru ograniczonego liniami pogrubionymi:

- linia AB jest determinowana przez znamionowy prąd wzbudzenia I_{fN} ,
- odcinek BC określa moc znamionowa,
- linia przerywana BEFC ogranicza dopuszczalne chwilowe przeciążenia,



Rys. 1. Wykres granicznych obciążeń generatora synchronicznego [3]

- linia FCID ogranicza dopuszczalny zakres pracy przy niedowzbudzeniu, z sieci jest pobierana moc indukcyjna, przekroczenie tej linii powoduje wypadnięcie maszyny z synchronizmu, jest to linia graniczna stabilności pracy w stanie ustalonym,
- linia LJK określa granicę stabilności dynamicznej, jest ona ustalana z pewnym marginesem bezpieczeństwa,
- linia IKH jest determinowana dopuszczalną temperaturą elementów konstrukcyjnych stref czołowych generatora przy pracy z niedowzbudzeniem.

Maszyna synchroniczna może pracować, w sposób ciągły, ze znamionową mocą pozorną S_N tylko na łuku okręgu BE, jeśli umożliwia to układ mechaniczny. Identyfikacyjny wykres obowiązuje dla pracy silnikowej maszyny synchronicznej.

Często w praktyce eksploatacyjnej zdarzają się przypadki ograniczenia obciążenia wynikające także z innych przyczyn np. dopuszczalnej temperatury szczotek i pierścieni ślizgowych lub innych powodów. Poziom dopuszczalnego obciążenia każdej maszyny zaleca się wyznaczać doświadczalnie z uwzględnieniem istniejących warunków lokalnych.

4. Oddziaływanie filtrów wyższych harmonicznych na kompensację mocy biernej

Ograniczanie wyższych harmonicznych generowanych do sieci elektroenergetycznej przez przekształtniki energoelektroniczne jest realizowane za pomocą szeregowych filtrów rezonansowych L_v , C_v , załączanych równolegle do sieci

$$L_v \omega_v - \frac{1}{C_v \omega_v} = 0 \quad (5)$$

Dla pierwszej harmonicznej napięcia ($v = 1$) filtr ma impedancję pojemnościową:

$$L_v \omega_1 - \frac{1}{C_v \omega_1} \cong \frac{1}{C_v \omega_1} \quad (6)$$

Zatem filtry rezonansowe harmonicznych $v=5$, $v=7$ itd. pełnią równocześnie funkcję kompensatorów mocy biernej dla harmonicznej napięcia $v = 1$. W układzie trójfazowym moc bierna Q_c filtra

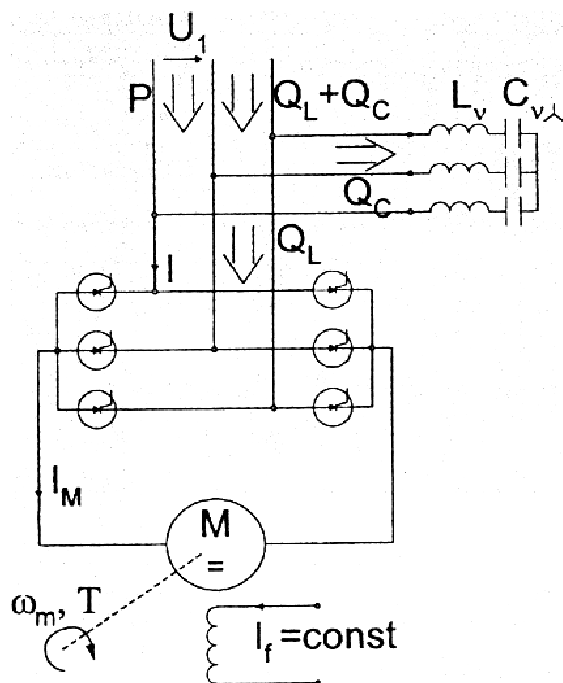
$$Q_c = \omega_1 C_{vY} U_1^2 = 3 \omega_1 C_{v\Delta} U_1^2 \quad (7)$$

gdzie: U_1 – wartość skuteczna 1-ej harmonicznej napięcia międzyfazowego, C_{vY} , $C_{v\Delta}$ – pojemność filtra rezonansowego v -tej harmonicznej w układzie gwiazdy (Y) i trójkąta (Δ), ω_1 , ω_v – pulsacja pierwszej i v -tej harmonicznej.

Kompensacja taka ma tę wadę, że jest nieregulowana, natomiast praca układu napędowego zasilanego z przekształtnika przy zmiennej prędkości obrotowej wymusza zmienność mocy bierniej pobieranej przez przekształtnik energoelektroniczny. Ilustruje to przykład silnika prądu stałego napędzającego maszynę wyciągową w kopalni podziemnej, przedstawiony na rys. 2. Silnik M pracuje tylko w pierwszym zakresie regulacji prędkości obrotowej ($\omega_m = \text{variab.}$, przy $I_f = \text{const.}$) i stałym momencie obciążenia

$$T = c_T I_f I_M = \text{const} \quad (8)$$

gdzie c_T jest parametrem silnika, a pozostałe oznaczenia jak na rys.2.



Rys. 2. Schemat układu napędowego prądu stałego

Z równania (8) wynika, że prąd silnika ma wartość stałą ($I_M = \text{const}$), zatem wartość średnia prądu zmiennego prostownika

$$I_{sr} = \frac{2}{3} I_M = \text{const} \quad (9)$$

Jeśli założyć, że wartość skuteczna pierwszej harmonicznej prądu

$$I_1 \cong 1,11 \cdot I_{sr} = \text{const} \quad (10)$$

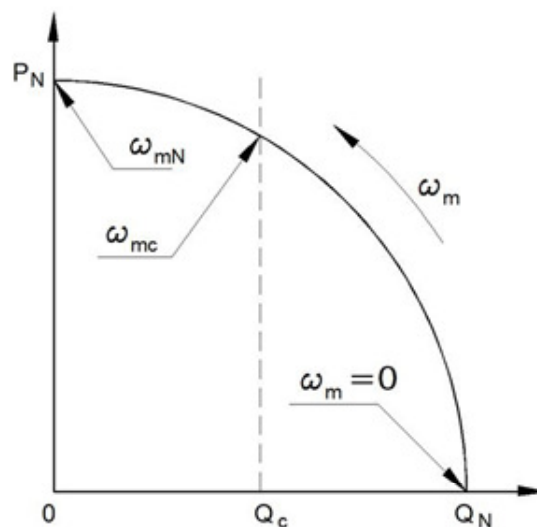
to moc pozorna przenoszona przez pierwsze harmoniczne napięcia i prądu

$$\sqrt{3} U_1 I_1 = \sqrt{P^2 + Q_L^2} = \text{const} \quad (11)$$

Jeśli pominąć straty mocy w prostowniku, to moc czynna

$$P = T \omega_m \quad (12)$$

jest liniową funkcją prędkości kątowej ω_m . Zatem równanie (11) opisuje zmianę mocy bierniej prostownika Q_L w funkcji zmiany mocy czynnej (rys.3).



Rys. 3. Wykres mocy układu napędowego z rys.2

Ponieważ moc bierna 1- harmonicznej filtrów wyższych harmonicznych jest stała

$$Q_C = \text{const} \quad (13)$$

to z sieci elektroenergetycznej do układu prostownikowego jest dostarczona zmienna moc bierna

$$Q_L + Q_C = \text{variab} \quad (14)$$

Przy prędkości obrotowej silnika $\omega_m < \omega_{mc}$ moc pobierana z sieci ma charakter indukcyjny. Odpowiada jej

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_L + Q_C}{P} > 0 \quad (15)$$

Natomiast przy prędkości obrotowej $\omega_m > \omega_{mc}$ moc pobierana z sieci ma charakter pojemnościowy. Odpowiada jej

$$\text{tg} \varphi < 0 \quad (16)$$

Moc pojemnościowa, w równaniach (13 – 15), jest ujemna.

Powyższe rozumowanie dotyczące bilansu mocy bierniej (przeprowadzone dla napędu prądu

stałego) można uogólnić na dowolny przekształtnik energoelektroniczny.

5. Wpływ układu statycznego kompensacji mocy biernej na zawartość wyższych harmoniczných generowanych do sieci

Stacyjny układ kompensacji mocy biernej w znaczący sposób wpływa na zawartość wyższych harmoniczných generowanych do sieci elektroenergetycznej przez przekształtnik energoelektroniczny, szczególnie gdy nie ma zainstalowanych filtrów wyższych harmoniczných. Aby to wykazać, rozpatrzmy przypadek przekształtnika energoelektronicznego z układem statycznym kompensacji mocy biernej bez filtrów wyższych harmoniczných.

Algorytm opisujący wpływ układu statycznego kompensacji mocy biernej na zawartość wyższych harmoniczných generowanych do sieci przez przekształtnik energoelektroniczny jest złożony, gdyż należy w nim uwzględnić parametry:

- przekształtnika energoelektronicznego,
- układu kompensacji mocy biernej,
- sieci elektroenergetycznej.

Oto **przykład jednego układu** zainstalowanego i pracującego w jednym z zakładów przemysłowych. Kompensator statyczny jest złożony z trzech 1-fazowych baterii kondensatorów 230 V; 5,7 mF każda, połączonych w gwiazdę układ kompensuje sieć elektroenergetyczną 50 Hz, 3x400 V, z której jest zasilany między innymi falownik 3 x 400 V, 500 kVA.

Bezpośrednio z sieci elektroenergetycznej są zasilane także inne odbiorniki energii, w tym silniki indukcyjne. Niektóre z tych silników są zasilane poprzez indywidualne falowniki. Przeprowadzono rejestrację przebiegów napięć i prądów trzech faz sieci, przy odłączonym i załączonym układzie kompensacji mocy biernej. Z zarejestrowanych przebiegów obliczono przebiegi mocy fazowej i trójfazowej. Przebiegi te, bez kondensatorów kompensacyjnych, pokazano na rys.4. Zarejestrowany stan obciążenia charakteryzował się parametrami: napięcie $U = 388$ V, $U_1 = 388$ V, $U_z = 9,6$ V, THDu = 2,5%; prąd $I = 799$ A, $I_1 = 798$ A, $I_z = 38$ A, THDi = 4,7%; moc $P = 320$ kW, $S = 537$ kVA, $\lambda = 0,59$. Na rysunku 5 pokazano te same przebiegi napięcia prądu i mocy przy załączonym kompensatorze statycznym.

Zarejestrowany stan obciążenia charakteryzował się parametrami: napięcie $U = 402$ V, $U_1 = 402$ V, $U_z = 20$ V, THDu = 5,0%; prąd $I = 640$ A, $I_1 = 620$ A, $I_z = 150$ A, THDi = 24%; moc $P = 370$ kW, $S = 445$ kVA, $\lambda = 0,83$.

Kompensator statyczny zmniejszył wartość skuteczną podstawowej harmoniczných prądu z 798 A na 620 A i wypadkową; wartość skuteczną prądu z 799 A na 640 A, powiększył tym samym współczynnik mocy $\lambda = \frac{P}{S}$ z wartości 0,59 do wartości 0,83. Powiększyła się jednak wartość skuteczna wyższych harmoniczných prądu z 38 A na 150 A i współczynnik zniekształcenia prądu THDi z 4,7 % na 24%. Równocześnie nastąpił wzrost wartości skutecznej napięcia z 388 V na 402 V. Wzrost zniekształcenia napięcia i prądu, spowodowany przez układ kompensacyjny, ilustrują wartości 5-ej harmoniczných podane w tabeli 1, jest to harmoniczných największa.

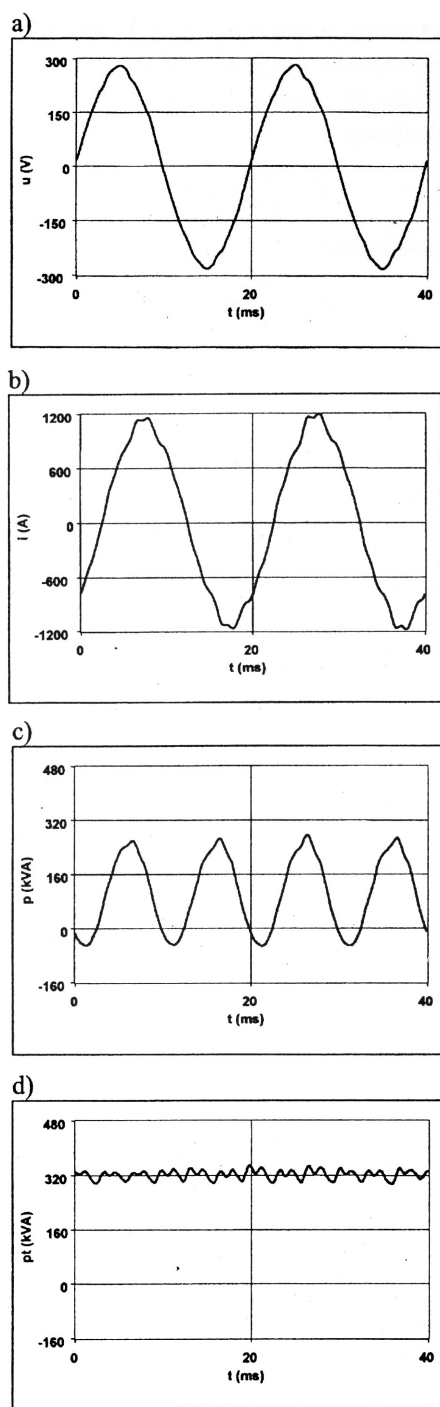
Tabela 1

v = 5 harmoniczných	Kompensator statyczny	
	odłączony	załączony
$U_5\%$	1,9%	3,9%
$I_5\%$	3,5%	17,6%

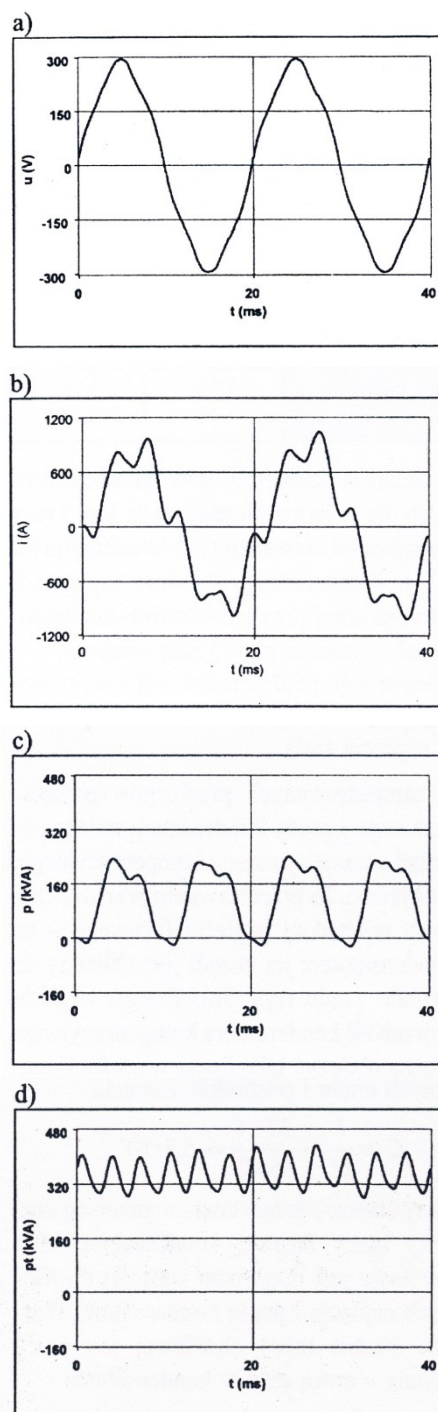
Reaktancja kondensatorów kompensacyjnych dla piątej harmoniczných ($v = 5$) jest pięć razy mniejsza od reaktancji tych samych kondensatorów dla harmoniczných $v = 1$. To samo napięcie 5-ej harmoniczných przy załączonych kondensatorach wymusza prąd 5 razy większy. Iloczyn tego prądu i reaktancji sieci powoduje odpowiedni wzrost 5-ej harmoniczných w napięciu sieci.

Zarejestrowano także przebiegi napięcia fazowego i prądu kondensatora. Z przebiegu napięcia fazowego kondensatora obliczono pochodną napięcia.

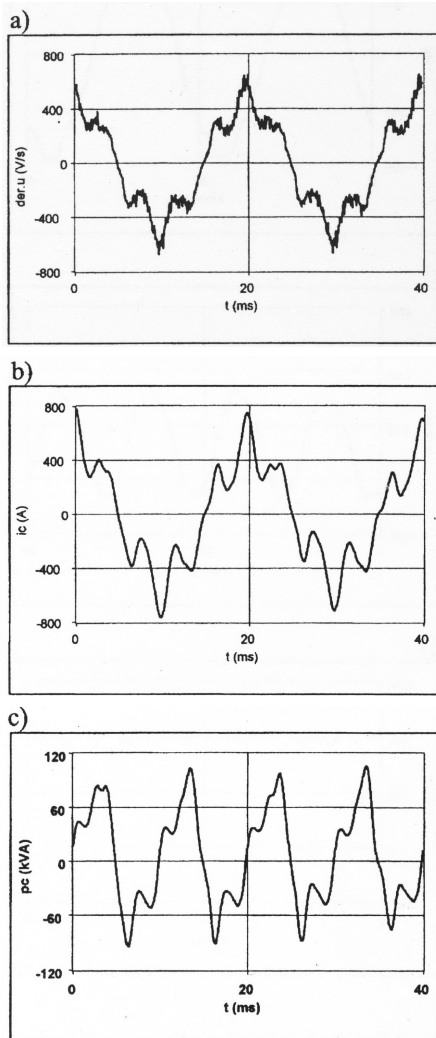
Na rys.6 przedstawiono przebiegi: pochodnej napięcia fazowego, prądu i mocy fazowej kompensatora statycznego. Przebieg mocy chwilowej jest iloczynem wartości chwilowych napięcia fazowego i prądu kondensatora.



Rys. 4. Przebiegi czasowe bez załączonego statycznego kompensatora: a - napięcia (skala razy 2), b - prądu, c - mocy fazowej, d - mocy trójfazowej



Rys. 5. Przebiegi czasowe z załączonym kompensatorem statycznym: a - napięcia (skala razy 2), b - prądu, c - mocy fazowej, d - mocy trójfazowej



Rys. 6. Przebiegi: a - pochodnej napięcia fazowego, b - prądu kompensatora statycznego, c - mocy fazowej kompensatora statycznego

Zarejestrowany stan pracy kompensatora statycznego charakteryzują wartości skuteczne: pochodnej napięcia fazowego - $U_f' = 65$ kV/s, pochodnej harmonicznej $v=1$ napięcia fazowego - $U_{f1}' = 63$ kV/s, pochodnej sumy harmonicznych $v > 1$ napięcia fazowego - $U_{fv}' = 17$ kV/s, współczynnik zniekształcenia pochodnej napięcia fazowego - $THD_{u_c}' = 26,7\%$; prąd - $I_c = 370$ A, prąd harmonicznej $v=1$ - $I_{c1} = 347$ A, prąd sumy harmonicznych $v > 1$ - $I_{cz} = 133$ A, współczynnik zniekształcenia prądu - $THD_{i_c} = 35,7\%$.

Wartość średnia mocy chwilowej jest mocą czynną, jest to moc strat w kondensatorze

$$P = \frac{3}{T} \int_0^T u(t) \cdot i(t) \cdot dt = 7,5 [kW] \quad (17)$$

Całkowano w czasie jednego okresu zmiany napięcia - $T = 0,02$ s.

Moc pozorna jest iloczynem wartości skutecznych napięcia i prądu

$$S = 3U_f \cdot I = 3 \cdot 232 \cdot 370 = 258 kVA \quad (18)$$

i moc bierna dostarczaną do sieci elektroenergetycznej

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = 258 kVar \quad (19)$$

Kształt pochodnej napięcia fazowego na kondensatorze jest zbliżony do kształtu prądu.

Z powyższych pomiarów można zidentyfikować schemat zastępczy trójfazowego układu kompensacyjnego. Jeśli założyć, że schemat zastępczy jest układem połączonym w trójfazową gwiazdę symetryczną, a każda gałąź gwiazdy składa się z równoległego połączenia pojemności i rezystancji, ta pojemność jest ilorazem wartości skutecznych prądu i wartości skutecznej pochodnej napięcia fazowego

$$C = \frac{I}{U_f'} = \frac{370}{65 \cdot 10^3} = 5,7 \cdot 10^{-3} [F] \quad (20)$$

Rezystancja

$$r = \frac{P}{3 \cdot I^2} = \frac{7500}{3 \cdot 370^2} = 1,82 \cdot 10^{-2} [\Omega] \quad (21)$$

Z wartości mocy czynnej i biernej można obliczyć współczynnik stratności kondensatora

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{P}{Q} = \frac{7,5}{258} = 0,029 \quad (22)$$

Z przeprowadzonych badań wynika, że statyczny układ kompensacji mocy biernej współpracujący z przekształtnikami energoelektronicznymi:

- powiększa współczynnik THDu napięcia sieci elektroenergetycznej,
- pobiera z sieci moc czynną o wartości około 3% mocy kompensowanej.

6. Maszyna synchroniczna jako kompensatora mocy biernej i filtr wyższych harmonicznych

Maszyna synchroniczna w układzie energetycznym może także pełnić funkcję kompensatora rotacyjnego mocy biernej indukcyjnej. Przeprowadzono badania eksperymentalne w drugim zakładzie, w którym wykorzystywano dwa generatory synchroniczne do kompensacji mocy biernej. Obiektem badań była sieć elektroenergetyczna 6 kV zasilana z transformatora 25 MVA, 110 kV/6 kV. Z sieci 6kV są zasilane układy energoelektroniczne, które powodują

odkształcenie napięcia, współczynnik zniekształcenia napięcia 6 kV - THDu = 5,2%, a współczynnik mocy - $\lambda = 0,76$. Kompensację mocy bierną można było realizować za pomocą jednego lub dwóch kompensatorów synchronicznych, o mocy znamionowej 5 MVAR każdy. Badania były prowadzone przy napięciu odkształconym sieci 6kV.

Pierwszy eksperyment przeprowadzono przy pracy jednego kompensatora. Rejestrowano przebiegi czasowe: trzech napięć fazowych i trzech prądów kompensatora. Z przebiegów tych obliczono moc fazową i moc 3-fazową (rys.7). Przebieg mocy fazowej wykazuje pulsację energii elektromagnetycznej. Przy dodatnich wartościach mocy energia jest pobierana z sieci, a przy ujemnych wartościach mocy maszyna oddaje energię do sieci. Pulsacja energii determinuje moc bierną. Warto zwrócić uwagę, że w przedziałach czasu, w których moc chwilowa (rys. 7c) jest większa od zera, przebieg mocy jest bardziej odkształcony, niż w przedziałach czasu, w których moc chwilowa jest ujemna.

Moc bierna indukcyjna generowana do sieci wynosi $Q = 3780$ kvar. Moc czynna pobierana przez kompensator obejmuje: moc wzbudzenia ΔP_f , moc strat mechanicznych ΔP_m , moc strat w obwodzie magnetycznym ΔP_{Fe} i moc strat w uzwojeniach ΔP_{Cu} . Straty mocy ($\Delta P_m + \Delta P_{Fe} + \Delta P_{Cu}$) są pobierane z sieci 6 kV i obliczono je z zarejestrowanych przebiegów napięcia i prądu, według równania (17)

$$(\Delta P_m + \Delta P_{Fe} + \Delta P_{Cu}) = 80 \text{ kW} \quad (23)$$

Wzbudzenie jest zasilane z sieci 400 V. Moc strat wzbudzenia obliczono z napięcia (120 V) i prądu (210 A) wzbudzenia

$$\Delta P_f = 120 \cdot 210 = 25,2 \text{ kW} \quad (24)$$

Łączne straty mocy wynoszą 105,2 kW. Na rysunku 8 przedstawiono podobne przebiegi napięcia i mocy prostownika sterowanego, które należy skompensować. Na rysunku 9a nałożono dwa przebiegi prądu: kompensowanego (z rys. 8b) i kompensującego (z rys.7b), określonego wg kryterium minimum wartości średniej prądu wypadkowego, który wynosi 450 A. Wypadkowa moc chwilowa (rys. 9c) jest równa sumie mocy kompensatora (rys. 7c) i prostownika ste-

rowanego (rys.8c). Moc czynna obydwu urządzeń wynosi $P = 4350$ kW, a moc pozorna $S = 4530$ kVA. Współczynnik mocy $\lambda = 0,96$. Zmniejszenie wartości skutecznej prądu spowodowało zmniejszenie mocy pozornej, przy bardzo małym zniekształceniu napięcia i niewielkim wzroście mocy czynnej. Współczynnik mocy λ zbliżył się do jedności. Miarą odkształcenia napięcia jest także przebieg wyższych harmonicznnych napięcia ($\Sigma(v > 1)$)

$$u_{\Sigma v}(t) = u(t) - u_1(t) \quad (25)$$

Przyczyną odkształcenia sinusoidy napięcia w sieci elektromagnetycznej jest niesinusoidalny prąd prostownika sterowanego i indukcyjność L_e sieci, która jest determinowana przez reaktancję zwarcia transformatora. Odkształcenie napięcia jest powodowane spadkiem napięcia u_e , na indukcyjności L_e wymuszony przez harmoniczne prądu

$$u_e = L_e \frac{di}{dt} = u(t) - u_1(t) \quad (26)$$

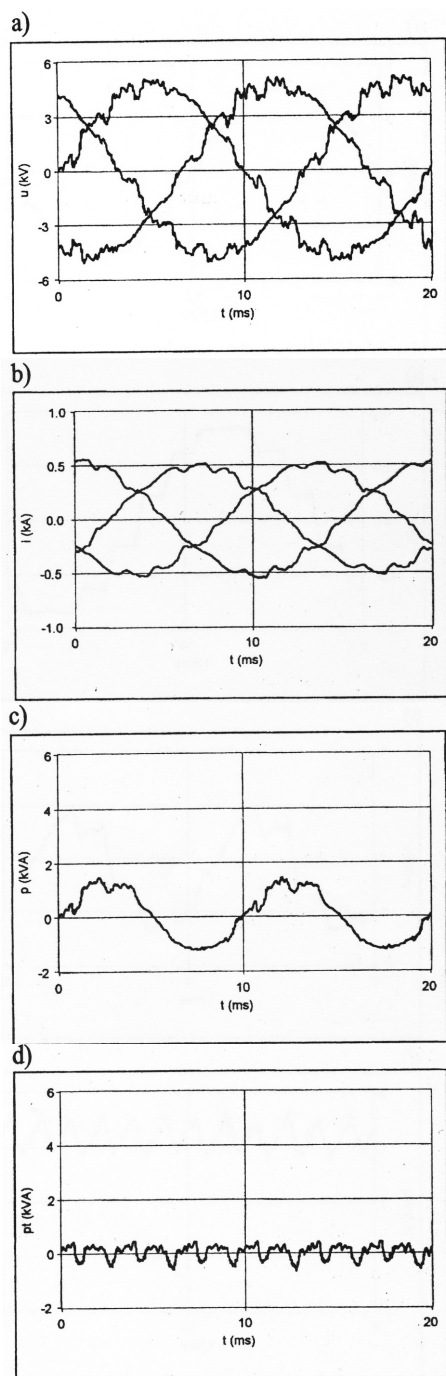
$$\int [u(t) - u_1] dt = L_e \cdot i(t) \quad (27)$$

Z równania (27) widać, że zniekształcenie całki napięcia sieci (rys. 8a) jest wprost proporcjonalne do zniekształcenia prądu. Na rysunku 9 porównano przebiegi z rysunków 7 i 8. Na rys.9a porównano przebiegi prądu $i(t)$ prostownika sterowanego (rys. 8b) i kompensatora synchronicznego (rys.7b). Z rysunku 9a widać, że kształt krzywej prądu prostownika sterowanego $i_{ze}(t)$ (rys. 8b) jest odwrócony w stosunku do prądu kompensatora $i_{zk}(t)$ (rys. 7b). Jeśli w równaniu (27) wstawić za $u(t)$ przebieg zarejestrowany, a za $u_1(t)$ obliczoną jego 1-szą harmoniczną, to opisze się zależność między zniekształceniem prądu kompensatora a zniekształceniem prądu prostownika sterowanego

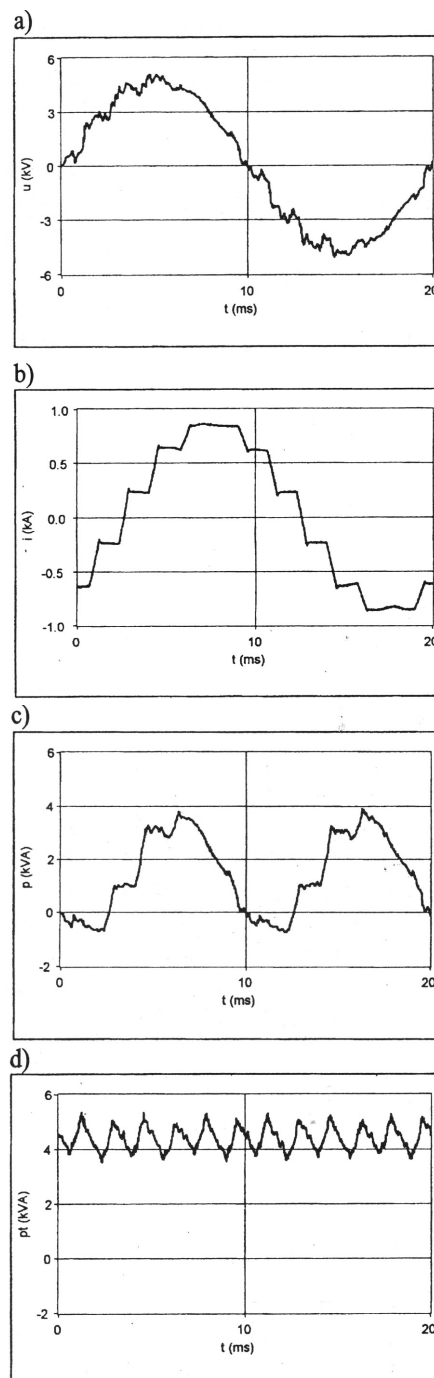
$$i_{zk}(t) = -\frac{L_e}{L_k} \int \frac{di_{ze}}{dt} dt = -\frac{L_e}{L_k} i_{ze}(t) \quad (28)$$

gdzie L_k jest indukcyjnością maszyny synchronicznej.

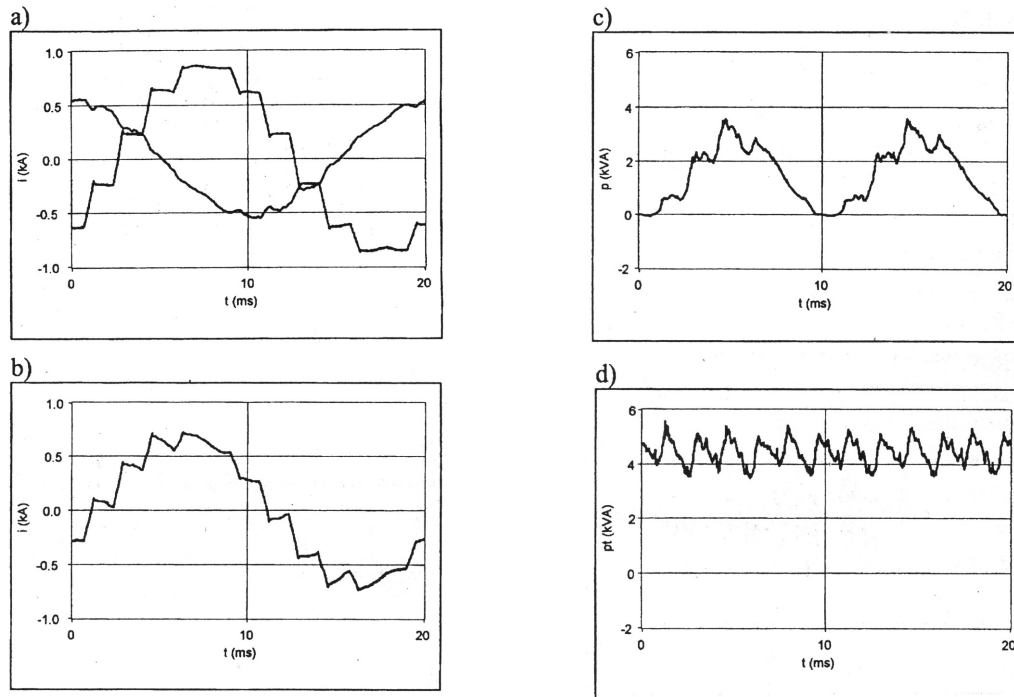
Kompensator przejmuje częściowo harmoniczne prądu prostownika i tym samym obniża zniekształcenie prądu sieci.



Rys. 7. Przebiegi kompensatora wirującego: a - napięcia fazowego, b - prądu, c - mocy fazowej, d - mocy trójfazowej



Rys. 8. Przebiegi prostownika sterowanego: a - napięcia fazowego, b - prądu, c - mocy fazowej, d - mocy trójfazowej



Rys. 9. Przebiegi: a - prądu kompensowanego i kompensującego, b - ich sumy, c - mocy fazowej, d - mocy trójfazowej

Tabela 2. Kompensator synchroniczny 5 Mvar, 6 kV

$v = 5$	Nie załączony	Załączony jeden	Załączone dwa
U_5 [V] po stronie 6 kV	180	150	130
I_5 [A] po stronie 6 kV	96	75	70
I_5 [A] po stronie 110 kV	5,3	4,4	3,8

Drugi eksperyment przeprowadzono przy pracy jednego i dwóch kompensatorów o mocy 5 MVAR każdy. Rejestrowano napięcia i prądy po stronie wtórnej transformatora oraz prąd pierwotny transformatora, przy:

- wyłączonych kompensatorach, współczynnik mocy $\lambda = 0,76$,
- załączonym jednym kompensatorze (4 MVAR), współczynnik mocy obciążenia transformatora wynosił $\lambda = 0,89$,
- załączonych dwóch kompensatorach synchronicznych (8 MVAR, współczynnik mocy $\lambda = 0,96$).

Współczynnik THDu napięcia transformatora po stronie 6 kV, przy wyłączonych kompensato-

rach, wynosił 5,2%. Po załączeniu jednego kompensatora współczynnik THDu zmniejszył się do 3,7%, a przy pracy dwóch kompensatorów THDu był równy 2,7%. Współczynnik THDi prądu wtórnego transformatora, przy wyłączonych kompensatorach, wynosił 6,4%, przy załączonym jednym kompensatorze 4%, a przy pracy dwóch kompensatorów 3,4%. Wpływ jednego i dwóch kompensatorów na zniekształcenie napięcia sieci został zilustrowany w tabeli 2 na przykładzie 5-ej, największej harmonicznej napięcia.

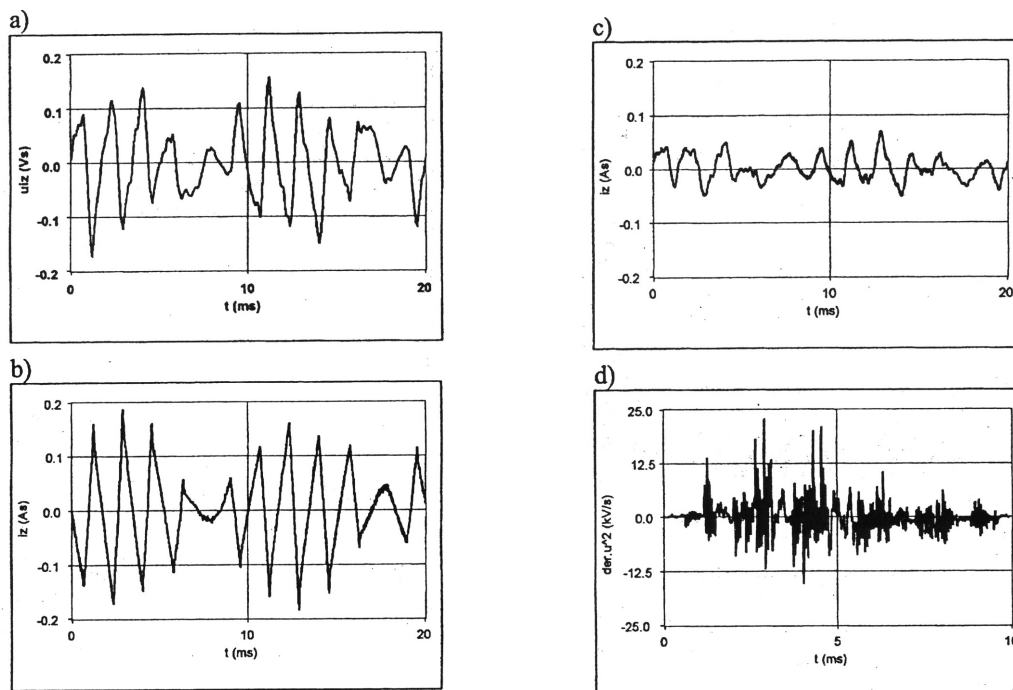
Cechą ujemną kompensacji mocy biernej maszynami synchronicznymi są znaczne straty mocy, które w rozpatrywanym przypadku wynosiły 2,8% mocy kompensowanej.

7. Drgania elektromagnetyczne

W punktach 6 i 7 przedstawiono dwa sposoby kompensacji mocy biernej przekształtników energoelektronicznych:

- statyczny, za pomocą baterii kondensatorów,
- rotacyjny, za pomocą maszyn synchronicznych.

Kompensator statyczny wzmacnia wyższe harmoniczne generowane przez przekształtnik (tabela 1) i wzmacnia współczynnik THDu napięcia sieci. Kompensator rotacyjny zmniejsza wyższe harmoniczne i zmniejsza współczynnik THDu napięcia sieci (tabela 2).



Rys. 10. Przebiegi składowych drgań: a - napięcia, b - prądu zasilającego prostownik, c - prądu kompensatora, d - pochodnej kwadratu napięcia

Przy kompensatorze statycznym występuje ponadto zagrożenie wzbudzenia drgań elektromagnetycznych w sieci elektroenergetycznej o charakterze rezonansowym.

Zagrożenie powstania drgań występuje, gdy są zainstalowane filtry wyższych harmonicznych i występuje chwilowy pobór mocy przy współczynniku $\text{tg}\varphi < 0$.

Drgania takie, w czasie prowadzonych pomiarów, zostały zarejestrowane w czasie eksperymentów opisanych w punkcie 6. Amplituda napięcia tych drgań, w sieci 3 x 400 V, osiągała wartość do 110 V, a częstotliwość drgań wynosiła 3,5 kHz i 15 kHz (rys. 10).

Drgania napięcia w sieci elektroenergetycznej wzbudzają drgania mocy. Amplituda drgań mocy zależy od chwilowej wartości prądu. Drgania te negatywnie oddziałują na jakość dystrybuowanej energii.

Drgania mocy wzbudzają układy rezonansowe stwarzane przez kondensatory kompensujące oraz indukcyjność transformatora i linii elektroenergetycznej. Prądy pojemnościowe towarzyszące tym drganiom, są proporcjonalne do pochodnej napięcia du/dt . Drgania mocy są zatem proporcjonalne do iloczynu napięcia i jej pochodnej $u(du/dt)$. Iloczyn ten determinuje drgania elektromagnetyczne w sieci. Jeśli w sieciach są stosowane statyczne układy kompensacyjne i układy filtrujące pojemno-

ściowo-indukcyjne, to w tych przypadkach, dla wysokich częstotliwości (np. 3,5 kHz do 15 kHz), prąd płynący przez układ kompensacyjny będzie porównywalny z prądem 1-harmonicznej. Duże prądy o wysokiej częstotliwości stwarzają warunki do wzbudzenia rezonansowych drgań elektromagnetycznych w sieci elektroenergetycznej.

8. Podsumowanie

Maszyny synchroniczne mogą być stosowane w zakładach przemysłowych do kompensacji mocy biernej zarówno przy nieodkształconym jak i odkształconym przebiegach napięcia. Kompensacja mocy biernej maszynami synchronicznymi jest korzystna, gdyż maszyna synchroniczna nie generuje do sieci elektroenergetycznej wyższych harmonicznych prądu. W sieciach elektroenergetycznych o dużym zniekształceniu napięcia kompensacja mocy biernej maszynami synchronicznymi filtruje także wyższe harmoniczne prądu, zmniejszając w ten sposób współczynnik THDu napięcia sieci. Maszyna synchroniczna pracująca jako kompensator mocy biernej indukcyjnej nie wzbudza drgań elektromagnetycznych w sieci elektroenergetycznej lecz je tłumi. Ponadto maszyna synchroniczna sama jest odporna na wahania (drgania) napięcia i mocy. Koszt energetyczny tej kompensacji zależy od mocy ma-

szyny i wynoszą 2% do 3% mocy kompensowanej.

Statyczne układy kompensacji mocy biernej (baterie kondensatorów) bez rezonansowych układów filtrujących wzmacniają harmoniczne prądu generowane do sieci przez układy energoelektroniczne i powiększają w ten sposób współczynnik odkształcenia napięcia sieci THDu. Koszty energetyczne tej kompensacji zależą od stratności kondensatorów i wynoszą około 3% mocy kompensowanej.

W sieci elektroenergetycznej obciążonej układami energoelektronicznymi dużej mocy należy stosować, w pierwszej kolejności, filtry wyższych harmonicznych, które zarówno ograniczają wyższe harmoniczne prądu generowane do sieci, jak też częściowo kompensują moc bierną 1-ej harmonicznej. Jeśli kompensacja ta jest za mała, to w następnej kolejności, można instalować układ kompensacji mocy biernej.

Baterie kondensatorów w filtrach rezonansowych i w statycznych układach kompensacji mocy biernej stwarzają zagrożenie generacji drgań rezonansowych w sieci elektroenergetycznej. Drgania takie wzbudzają własne har-

moniczne napięcia, które powiększają współczynnik zniekształcenia napięcia THDu i wpływają niekorzystnie na pracę urządzeń elektrycznych do niej przyłączonych: żarówek, transformatorów, silników elektrycznych, przemienników energoelektronicznych i innych odbiorników energii elektrycznej.

Literatura

- [1]. Prawo energetyczne. Ustawa z 10.04.1997 r. Dz.U. nr 54 (4.06.1997 r.), z późniejszymi zmianami (Dz.U. nr 158 (24.12.1997 r.). Stan na dzień 25 września 2012r. Data publikacji 23.09.2011r. Data modyfikacji 27.09.2012r.
- [2]. Rozporządzenie ministra gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. (Dz.U. nr 93 poz. 623 z dnia 4 maja 2007r.)
- [3]. Ramowa Instrukcja Eksploatacji Generatorów Synchronicznych (RIEGS). Energopomiar - Elektryka, Gliwice, 2012r.
- [4]. Plamitzer A., M.: Maszyny elektryczne. WNT, Warszawa, 1982r.
- [5]. Glinka T., Kijonka J., Hudeczek M.: Współczynnik odkształcenia napięcia i kompensacja mocy biernej w sieciach z przekształtnikami. *Wiadomości Elektrotechniczne* 9/2001r.