

## OPTYMALNA REGULACJA NAPIĘCIA W SIECIACH ROZDZIELCZYCH ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

dr inż. Aleksander Kot / Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie  
dr inż. Waldemar L. Szypra / Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

### 1. WYMAGANIA DOTYCZĄCE ODCHYLEŃ NAPIĘCIA

Wymagania z zakresu odchyłeń napięcia w sieciach elektroenergetycznych są zawarte w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. nr 93 z dnia 29 maja 2007 r. poz. 623) [17], nazywanym w skrócie „rozporządzeniem systemowym”. Rozporządzenie to nakłada na operatorów sieci elektroenergetycznych obowiązek dotrzymania ściśle określonych parametrów jakościowych dostarczonej energii. Z rozporządzenia wynika, że w sieci funkcjonującej bez zakłóceń, w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno się mieścić w przedziale odchyłeń:

- dla podmiotów zaliczonych do I i II grupy przyłączeniowej, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym:

$$U_n = 400 \text{ kV:} \quad +5\% / -10\%U_n$$

$$U_n = 220 \text{ i } U_n = 110 \text{ kV:} \quad \pm 10\%U_n$$

- dla podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych III÷V (zasilanych z sieci o napięciu niższym niż 110 kV) – w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno się mieścić w przedziale odchyłeń  $\pm 10\%$  napięcia znamionowego.

Przy czym dla podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej – parametry jakościowe energii mogą być w całości lub w części zastąpione innymi parametrami jakościowymi, określonymi w umowie sprzedaży energii albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii.

Za niedotrzymanie standardów jakościowych dostarczanej energii dla odbiorców należących do III, IV i V grupy przyłączeniowej, określonych w rozporządzeniu systemowym [17], odbiorcy przysługują bonifikaty i upusty. Wysokość tych upustów określa się zgodnie z §37 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z dnia 18 lipca 2007 r. nr 128 poz. 895) [16]. Oba rozporządzenia zostały wydane na podstawie delegacji zawartych w ustawie Prawo energetyczne [21].

Wymienione wyżej akty prawne nie definiują pojęcia „sieć funkcjonująca bez zakłóceń”. Z kolei „Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” [4] definiuje zakłócenie jako: „Nieplanowane wyłączenie (wyłączenia)

### Streszczenie

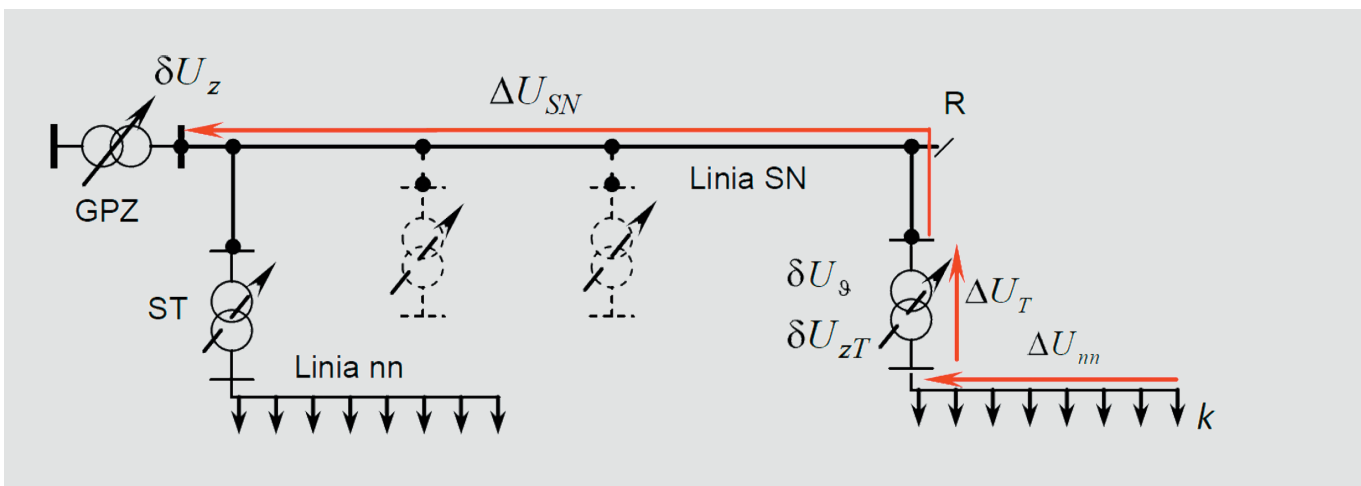
*Przepływ prądu przez elementy sieci powoduje powstawanie spadków napięcia na tych elementach. W związku z tym, w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu napięcia u odbiorców energii elektrycznej konieczne jest stosowanie regulacji napięcia w sieciach elektroenergetycznych. W artykule podano wymagania odnośnie poziomu napięcia w sieciach elektroenergetycznych, omówiono wpływ regulacji napięcia na straty w sieciach rozdzielczych, przedstawiono różne kryteria optymalizacji regulacji napięcia. W zależności od przyjętego kryterium wskazania odnośnie nastaw przekładni transformatorów oraz poziomu napięcia zasilającego sieć mogą być różne, a nawet przeciwstawne.*

samoczynne lub ręczne albo niedotrzymanie oczekiwanych parametrów pracy elementów majątku sieciowego. Zakłócenie może zaistnieć z uszkodzeniem elementu majątku sieciowego lub bez uszkodzenia”.

Z przytoczonej definicji można wnioskować, że parametry jakościowe energii nie muszą być dotrzymane w układach pracy sieci różnych od układu normalnego. Zatem obecnie obowiązujące regulacje prawne z zakresu warunków napięciowych w sieciach dystrybucyjnych są bardziej liberalne niż te, które obowiązywały przed ukazaniem się rozporządzenia systemowego z maja 2007 (w rozporządzeniach dotyczących funkcjonowania sieci elektroenergetycznych wydanych przed 2007 rokiem nie było zastrzeżenia o „sieci funkcjonującej bez zakłóceń”).

## 2. BILANS ODCHYLEŃ I SPADKÓW NAPIĘCIA

Rozważa się sieć średniego napięcia zasilaną z jednej sekcji szyn średniego napięcia w stacji 110 kV/SN (GPZ). Z jednej sekcji szyn SN zasilanych jest 6–10 linii. Każda linia zasilana od kilku do kilkunastu stacji SN/nn, z których zasilane są obwody niskiego napięcia. Przykład drogi zasilania od GPZ do odbiorcy przyłączonego w punkcie  $k$  sieci niskiego napięcia z zaznaczonymi odchyleniami i spadkami napięcia pokazano na rys. 1.



Rys. 1. Odchylenia i spadki napięcia na drodze zasilania od GPZ do odbiorcy przyłączonego w punkcie  $k$  sieci nn. Oznaczenia: R – punkt rozłączenia sieci, ST – stacja transformatorowa SN/nn, pozostałe oznaczenia w tekście

Przy oznaczeniach jak na rys. 1 wielkość odchylenia napięcia  $\delta U$  w punkcie  $k$  sieci niskiego napięcia można określić z bilansu odchylenia i spadków napięcia wyrażonego zależnością:

$$\delta U_k = \delta U_z + \delta U_9 + \delta U_{zT} - \Delta U_{SN} - \Delta U_T - \Delta U_{nn} \quad (1)$$

w której:  $\Delta U_{nn}$  – spadek napięcia w sieci nn na drodze od stacji transformatorowej do punktu  $k$ ;  $\Delta U_T$  – spadek napięcia na transformatorze SN/nn;  $\delta U_{zT}$  – odchylenia napięcia wynikające z położenia przetwornika zaczerpów do regulacji przekładni transformatora SN/nn;  $\Delta U_{SN}$  – spadek napięcia w sieci średniego napięcia;  $\delta U_z$  – odchylenie od wartości znamionowej napięcia na szynach SN w punkcie zasilania sieci SN;  $U_{nn}$  – napięcie znamionowe sieci nn;  $\delta U_9$  – odchylenie napięcia wynikające z różnicy między stosunkiem napięć znamionowych transformatora a stosunkiem napięć znamionowych sieci:

$$\delta U_9 = \left(1 - \frac{\mathfrak{G}_{nT}}{\mathfrak{G}_{nS}}\right) \times 100\% = \left(1 - \frac{U_{nG}/U_{nD}}{U_{SN}/U_{nn}}\right) \times 100\% \quad (2)$$

przy czym:  $\mathfrak{G}_{nT}$  – przekładnia znamionowa transformatora SN/nn;  $\mathfrak{G}_{nS}$  – stosunek napięć znamionowych sieci SN i nn;  $U_{nG}$  – napięcie znamionowe uzwojenia górnego napięcia transformatora SN/nn;  $U_{nD}$  – napięcie znamionowe uzwojenia dolnego napięcia transformatora SN/nn;  $U_{SN}$  – napięcie znamionowe sieci SN.

Odchylenie napięcia w dowolnym punkcie sieci SN i nn musi się zawierać w granicach podanych w rozporządzeniu systemowym, tj.:



$$-10\% \leq \delta U \leq +10\% \tag{3}$$

W normalnym stanie pracy sieci maksymalne wartości odchylenia napięcia wystąpią w końcowych odcinkach sieci nn, zasilanych z najbardziej obciążonych stacji SN/nn położonych daleko od punktu zasilania sieci (najczęściej w pobliżu punktu rozcięcia sieci). Minimalne odchylenia napięcia wystąpią natomiast w okresie minimalnego obciążenia sieci na początku obwodów nn, zasilanych ze stacji SN/nn położonych w pobliżu GPZ.

Do oceny warunków napięciowych w sieciach rozdzielczych niezbędna jest znajomość wszystkich elementów bilansu odchyleń i spadków napięcia (1). Na potrzeby analiz sieci rozdzielczych najczęściej buduje się modele odwzorowujące dokładnie parametry sieci od szyn średniego napięcia w GPZ do szyn niskiego napięcia w stacjach SN/nn. Nie modeluje się dokładnie sieci nn. Wynika to z bardzo dużej liczby i zróżnicowania obwodów tej sieci.

W praktyce, aby ocenić warunki pracy sieci, dokonuje się obliczeń rozptywu prądów i spadków napięcia w sieci SN. Dlatego celowe jest określenie granicznych wartości spadków napięcia, tj. takich, przy których istniejący system regulacji napięcia pozwoli utrzymać odchylenia napięcia u odbiorców w dopuszczalnym przedziale. Określenie dopuszczalnych spadków napięcia w sieci SN jest możliwe, gdy przyjmie się założenia odnośnie wartości niektórych składników bilansu (1). Najczęściej zakłada się, że:

- możliwe jest wykorzystanie pełnego dozwolonego zakresu regulacji napięcia na szynach SN w punkcie zasilania sieci, co oznacza, że odchylenie napięcia zasilającego  $\delta U_z$  może wynosić  $+10\%U_n$  (praktyka regulacyjna stosowana przez dystrybutorów często ogranicza poziom odchylenia napięcia zasilania sieci SN w GPZ do  $\delta U_z = +5\%U_n$  – głównie ze względu na obecność większych odbiorców III grupy przyłączeniowej, posiadających własne stacje transformatorowe SN/nn)
- odchylenie napięcia wynikające z różnicy przekładni znamionowej transformatora SN/nn w stosunku do poziomów napięć sprzęganych sieci ( $\delta U_g$ ) zostanie skompensowane odpowiednią nastawą przełącznika zaczeń ( $\delta U_{zT}$ )
- spadek napięcia na transformatorze SN/nn ( $\Delta U_T$ ) zostanie obliczony przy wykorzystaniu znajomości przeciętnego obciążenia transformatorów w obwodzie oraz ich parametrów znamionowych
- sieci nn zaprojektowano zgodnie z wytycznymi zawartymi w [22] i można przyjąć, że spadki napięcia występujące w tych sieciach ( $\Delta U_{nn}$ ) nie przekroczą wartości podanych w ostatniej kolumnie tabeli 1.

Tab. 1. Dopuszczalne spadki napięcia w liniach SN i nn wg wytycznych [22]

Wyszczególnienie	Sieć SN w stanie		Sieć nn
	normalnym	zakłóceniovym	
Miasta zasilane ze stacji 110 kV/SN zlokalizowanej na jego terenie	2%	4%	4,5%
Miasta zasilane z odległej stacji 110 kV/SN	8%	10%	(3 ÷ 4,5)%
Wsie	8%	13%	(7,5 ÷ 10)%
Odbiorcy przemysłowi zasilani z sieci rejonowej	8%	13%	(3 ÷ 4,5)%

Spadek napięcia na transformatorze SN/nn można obliczyć z zależności:

$$\Delta U_T = (u_r \cos \varphi + u_x \sin \varphi) \frac{S}{S_n} [\%] \tag{4}$$

gdzie:  $S_n$  – moc znamionowa transformatora [kVA];  $S$  – obciążenie transformatora;  $\cos \varphi$  – współczynnik mocy obciążenia transformatora;  $u_r$  – składowa czynna napięcia zwarcia transformatora [%];  $u_x$  – składowa bierna napięcia zwarcia transformatora [%]; przy czym:

$$u_r = \frac{P_k}{S_n} \times 100 \text{ [%]} \quad (5)$$

$$u_x = \sqrt{u_k^2 - u_r^2} \text{ [%]} \quad (6)$$

w których:  $P_k$  – znamionowe straty mocy czynnej transformatora (straty stanu zwarcia) [kW];  $u_k$  – napięcie zwarcia transformatora [%].

W tabeli 2 zestawiono wartości spadków napięcia typowych transformatorów SN/nn, stosowanych w sieciach dystrybucyjnych w funkcji stopnia obciążenia  $S/S_n$ , przy współczynniku mocy  $\cos\varphi = 0,9$ .

Tab. 2. Wartości spadku napięcia transformatorów 15,75/0,4 kV w funkcji stopnia obciążenia

$S_n$	$P_k$	$u_k$	Stopień obciążenia transformatora $S/S_n$						
			0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
kVA	kW	[%]	Spadek napięcia na transformatorze $\Delta U_T$ [%]						
63	1,20	4,5	1,19	1,59	1,99	2,39	2,79	3,19	3,59
75	1,85	4,5	1,24	1,65	2,06	2,48	2,89	3,31	3,72
100	1,75	4,5	1,19	1,59	1,98	2,38	2,78	3,18	3,58
160	2,25	4,5	1,05	1,41	1,76	2,11	2,47	2,82	3,18
200	3,90	4,5	0,94	1,26	1,57	1,89	2,20	2,52	2,84
250	3,00	4,5	0,99	1,33	1,66	1,99	2,33	2,66	3,00
400	4,25	4,5	0,91	1,21	1,51	1,82	2,12	2,43	2,74
630	6,10	6	1,09	1,46	1,83	2,20	2,58	2,95	3,32

Przeciętny stopień obciążenia w szczycie transformatorów w sieciach dystrybucyjnych wynosi około 40÷50% mocy znamionowej – oznacza to, że przeciętny spadek napięcia na transformatorach nie powinien przekraczać wartości 2%.

Zakładając, że:  $\delta U_z = +10\%$ ;  $\delta U_g = -5\%$ ;  $\delta U_{zT} = +5\%$ ;  $\Delta U_T = -2\%$ ;  $\Delta U_{nn} = 10\%$  oraz przyjmując dopuszczalne odchylenie napięcia u odbiorców zasilanych z sieci nn, wynoszące  $\delta U_{dop} = 10\%$ , z bilansu odchyłeń i spadków napięcia (1) wynika, że maksymalny spadek napięcia w sieci SN nie powinien być większy niż:

$$\Delta U_{SN} \leq \delta U_z + \delta U_g + \delta U_{zT} - \Delta U_T - \Delta U_{nn} - \delta U_{dop} = 10 - 5 + 5 - 2,5 - 10 + 10 = 7,5 \text{ [%]}$$

Wynika stąd, iż przy wykorzystaniu pełnego zakresu regulacji napięcia w GPZ można zapewnić wymagany poziom napięcia u odbiorców nn (przy spadku napięcia w sieci SN wynoszącym do około 7,5%).

### 3. ŚRODKI DO REGULACJI NAPIĘCIA

Odchylenie napięcia w sieci nn można regulować:

1) bezinwestycyjnie – wykorzystując możliwości regulacyjne transformatorów, tj.:

a) zmianę napięcia zasilającego sieć średniego napięcia (SN) – regulacja napięcia na szynach SN w GPZ – przez zmianę przekładni transformatora 110 kV/SN – pod obciążeniem w zakresie  $\pm 10\%$  w  $\pm 8$  stopniach lub  $\pm 16\%$  w  $\pm 12$  stopniach

b) zmianę przekładni transformatorów SN/nn – w stanie beznapięciowym – zakres regulacji zależy od roku budowy transformatora i wynosi:  $\delta U_{zT} = \{-5\%, 0\%, +5\%\}$  lub  $\delta U_{zT} = \{-2,5\%, 0\%, +2,5\%, +5\%, +7,5\%\}$

2) inwestycyjnie – stosując dodatkowe środki techniczne zmniejszające spadek napięcia w sieci, tj.:

c) instalując baterie kondensatorów do kompensacji mocy biernej

d) instalując kondensatory szeregowo do kompensacji reaktancji linii

e) instalując szeregowo autotransformatory regulacyjne (transformatory dawcowe)

f) wyprowadzając nowe obwody z GPZ, przejmujące zasilanie części stacji SN/nn

g) skracając obwody sieci niskiego napięcia przez zagęszczenie (dobudowę) nowych stacji SN/nn.

Możliwości regulacji napięcia, wynikające z wymienionych wyżej środków, są ograniczone, ponieważ:

a) podwyższenie napięcia zasilającego sieć SN jest ograniczone przez maksymalne dopuszczalne odchylenie w górę napięcia [nierówność (3), a czasem również przez warunki zawarte w umowach z odbiorcami],

b) regulacja przekładni transformatorów SN/nn wiąże się z wyłączeniami zasilania odbiorców i pociąga za sobą koszty pracy ekipy dokonujące j przełączeń, w efekcie dokonywana jest rzadko (raz lub dwa razy w ciągu roku, czasem rzadziej). Ponadto podwyższenie napięcia znamionowego sieci niskiego napięcia dokonane w 2003 roku spowodowało wzrost niedopasowania przekładni transformatorów i stosunku napięć znamionowych sieci SN i nn – wartość  $\delta U_g$  zmieniła się z +0,25% na -5% – w efekcie aż 5% zakresu regulacyjnego transformatorów SN/nn jest zużywane na skompensowanie skutków wzrostu napięcia w sieci nn

c) zastosowanie dodatkowych środków technicznych pozwalających na zmniejszenie spadków napięć wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych, które w praktyce rzadko mają szansę się zwrócić. Każda decyzja dotycząca zastosowania inwestycyjnych środków dla poprawy warunków napięciowych w sieci powinna być poprzedzona szczegółową analizą techniczno-ekonomiczną różnych wariantów rozwiązania problemu.

#### 4. WPŁYW REGULACJI NAPIĘCIA NA STRATY W SIECI

Wpływ zmian napięcia na moc pobieraną z sieci opisują napięciowe charakterystyki statyczne pobieranej mocy [1], [2], [9]. Przy małych odchyleniach napięcia od wartości znamionowej ( $\pm 5\%U_n$ ), zmiany mocy pobieranej z sieci liniowo zależą od napięcia i opisane są współczynnikami nachylenia napięciowych charakterystyk statycznych pobieranej mocy czynnej  $\alpha$  i biernej  $\beta$ . Współczynniki te podają, o ile procent zmieni się moc czynna i bierna pobierana z sieci przy zmianie napięcia o jeden procent.

Moc czynną i bierną pobieraną z sieci przez odbiór przy napięciu rzeczywistym  $U_r$  można, według [2], obliczyć z przybliżonych zależności:

$$P_r = P_n (1 + \alpha \delta U) \quad (7)$$

$$Q_r = Q_n (1 + \beta \delta U) \quad (8)$$

w których:  $P_r$ ,  $Q_r$  – odpowiednio moc czynna i bierna pobierana z sieci przy napięciu rzeczywistym  $U_r$ ;  $P_n$ ,  $Q_n$  – odpowiednio moc czynna i bierna pobierana z sieci przy napięciu znamionowym;  $\alpha$ ,  $\beta$  – odpowiednio współczynnik nachylenia napięciowej charakterystyki statycznej pobieranej mocy czynnej i biernej;  $U_n$  – napięcie znamionowe;  $\delta U$  – względne odchylenie napięcia zasilającego odbiór od wartości znamionowej:

$$\delta U = \frac{U_r - U_n}{U_n} \quad (9)$$

Wartości współczynników nachylenia napięciowych charakterystyk statycznych mocy czynnej pobieranej z sieci zestawiono w tabeli 3, a wartości współczynników nachylenia napięciowych charakterystyk statycznych mocy biernej w tabeli 4.

Tab. 3. Wartości współczynników nachylenia napięciowych charakterystyk statycznych pobieranej mocy czynnej  $\alpha$  dla wybranych odbiorów

Rodzaj odbioru	Źródło	Wartość współczynnika nachylenia napięciowej charakterystyki statycznej pobieranej mocy czynnej $\alpha$ w:		
		szczytce przedpołudniowym	szczytce wieczornym	dolinie nocnej
Duże miasta łącznie z drobnym przemysłem	[2]	0,90 ÷ 1,20	1,50 ÷ 1,70	1,50 ÷ 1,60
Małe miasta łącznie z drobnym przemysłem	[2]	0,60 ÷ 0,70	1,40 ÷ 1,60	1,40 ÷ 1,60
Osiedla wiejskie	[2]	0,50 ÷ 0,68	1,50 ÷ 1,60	1,50 ÷ 1,60
Sieć 20 kV w ZE X	[1]	1,20	1,46	–
Sieć 15 kV w ZE Y	[9]	1,15	2,25	0,95

Tab. 4. Wartości współczynników nachylenia napięciowych charakterystyk statycznych pobieranej mocy biernej  $\beta$  dla wybranych odbiorów, przy odchyleniach napięcia w zakresie  $\pm 5\%U_n$

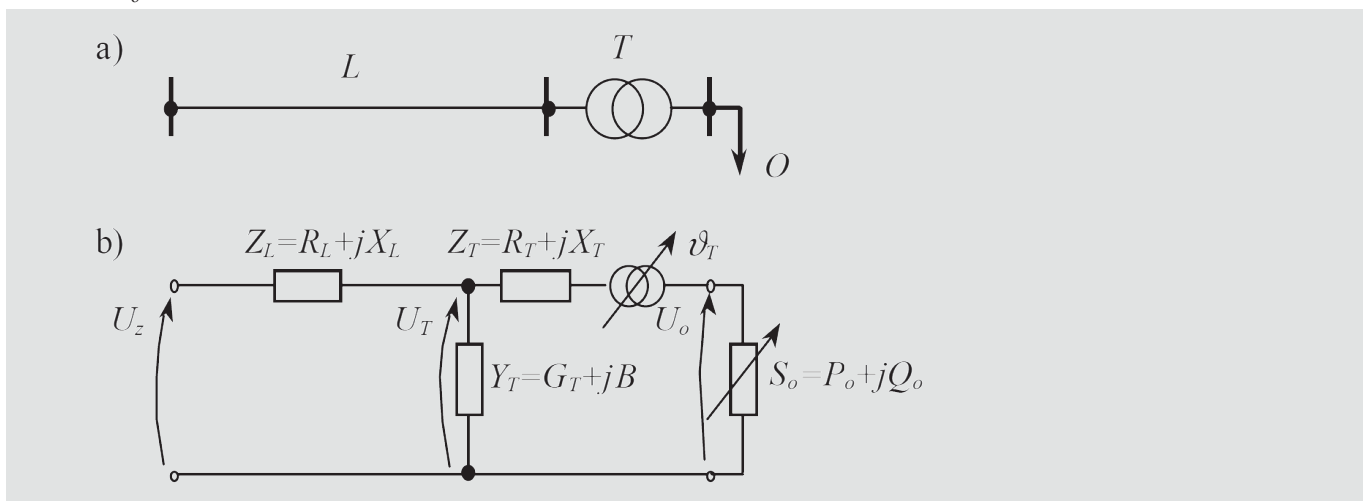
Rodzaj odbioru	Źródło	Wartość współczynnika nachylenia napięciowej charakterystyki statycznej pobieranej mocy biernej $\beta$ w okresie		
		przedpołudniowym	wieczornym	nocnym
Duże miasta łącznie z drobnym przemysłem	[2]	3,00	2,60	3,10
Małe miasta łącznie z drobnym przemysłem	[2]	3,00	2,60	3,10
Osiedla wiejskie: $\cos\varphi \geq 0,85$ $0,80 \leq \cos\varphi < 0,85$ $0,70 \leq \cos\varphi < 0,80$ $\cos\varphi < 0,70$	[2]	2,30 2,50 2,80 3,10	2,60	3,10
Sieć 20 kV w ZE X	[1]	2,85	4,14	–
Sieć 15 kV w ZE Y	[9]	5,95	2,60	2,30

Wpływ zmian napięcia zasilającego obwód i przekładni transformatora na moc i energię pobieraną z sieci oraz na straty mocy można prześledzić na przykładzie prostego obwodu sieci SN, składającego się z linii SN, transformatora SN/nn i odbioru niskiego napięcia. Obwód i jego schemat zastępczy pokazano na rys. 2.

Napięcie na zaciskach odbioru można zmieniać, zmieniając napięcie zasilające  $U_z$  i/lub przekładnię transformatora  $\vartheta_T$ . Możliwe są różne kombinacje zmian napięcia zasilającego i przekładni transformatora. Poniżej zostaną rozważone dwa skrajne przypadki zmian:

a) zmiana napięcia zasilającego  $U_z$  przy jednoczesnej zmianie przekładni  $\delta U_{zT}$ , tak by napięcie na zaciskach odbioru  $U_o$  pozostało niezmienione

b) zmiana napięcia zasilającego  $U_z$  przy niezmienionej przekładni  $\delta U_{zT}$  – zmieni się napięcie na zaciskach odbioru  $U_o$ .



Rys. 2. Obwód sieci SN i jego schemat zastępczy

#### 4.1. Regulacja napięcia zasilającego z jednoczesną zmianą przekładni transformatora

Przy jednoczesnej zmianie napięcia zasilającego obwód i zmianie przekładni transformatora, tak by napięcie na zaciskach odbioru pozostało stałe  $U_o = \text{const}$  – moc (i energia) pobierana z sieci przez odbiór się nie zmieni. Zmieniają się natomiast:

- prąd w linii zasilającej – odwrotnie proporcjonalnie do zmiany napięcia
- straty mocy biegu jałowego transformatora – proporcjonalnie do kwadratu zmiany napięcia.

Zmiana prądu spowoduje zmianę podłużnych strat mocy w obwodzie – proporcjonalną do kwadratu tej zmiany. Zmieniają się też straty mocy i energii w obwodzie. Kierunek zmiany strat zależy w tym przypadku od kierunku zmiany napięcia oraz od obciążenia obwodu i ilości przesyłanej energii.

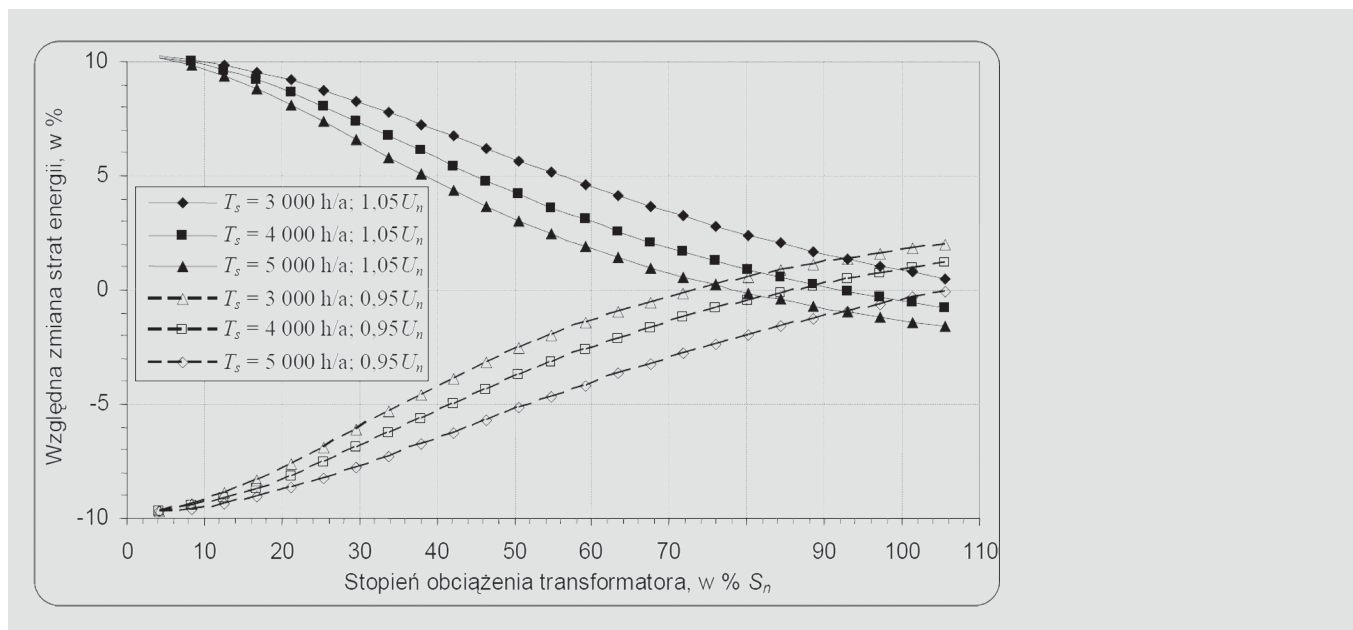


**Przykład 1.** Dla układu przesyłowego jak na rys. 2 wykonano obliczenia strat energii w trzech wariantach różniących się napięciem zasilania linii  $U_z$  oraz położeniem przetłącznika zacze- pów regulacyjnych transformatora:

- Wariant „ $U_n$ ”:  $U_z = U_n = 15,0$  kV, przetłącznik zacze- pów w pozycji  $\delta U_{zT} = 0\%$ ,  
 Wariant „ $1,05U_n$ ”:  $U_z = 1,05U_n = 15,75$  kV, przetłącznik zacze- pów w pozycji  $\delta U_{zT} = -5\%$ ,  
 Wariant „ $0,95U_n$ ”:  $U_z = 0,95U_n = 14,25$  kV, przetłącznik zacze- pów w pozycji  $\delta U_{zT} = +5\%$ .

Przy tak dobranym napięciu zasilającym linię i położeniu przetłącznika zacze- pów transformatora napięcie na zaciskach odbioru jest takie samo w każdym z wariantów. Dla każdego wariantu wykonano obliczenia dla linii o dłu- gości  $l_1 = 1$  km i trzech wartości czasu wykorzystania mocy szczytowej, tj.:  $T_s = \{3\ 000; 4\ 000; 5\ 000\}$  h/a, którym odpowiadają następujące czasy trwania strat maksymalnych:  $\tau = \{1\ 670; 2\ 580; 3\ 560\}$  h/a. Obciążenie transfor- matora zmieniano w zakresie  $25 \div 625$  kW przy  $\cos\varphi = 0,94$ . Parametry transformatora: moc  $S_n = 630$  kVA, przekładnia znamionowa  $\vartheta_n = 15,0/0,4$  kV, znamionowe straty obciążeniowe  $P_k = 6,1$  kW, w żelazie  $P_0 = 0,97$  kW, napięcie zwarcia  $u_k = 6\%$ , prąd stanu jałowego  $i_o = 1\%$ . Parametry linii: rezystancja jednostkowa  $R_0 = 1,227$   $\Omega/\text{km}$ , reaktancja jednostkowa  $X_0 = 0,398$   $\Omega/\text{km}$ .

Wyniki obliczeń pokazano na rys. 3 w postaci wykresów przedstawiających względną zmianę strat energii w układzie przesyłowym w funkcji stopnia obciążenia transformatora. Jako punkt odniesienia przyjęto stra- ty energii w układzie (odpowiadające danemu obciążeniu), obliczone przy zerowym odchyleniu napięcia (wa- riant „ $U_n$ ”).



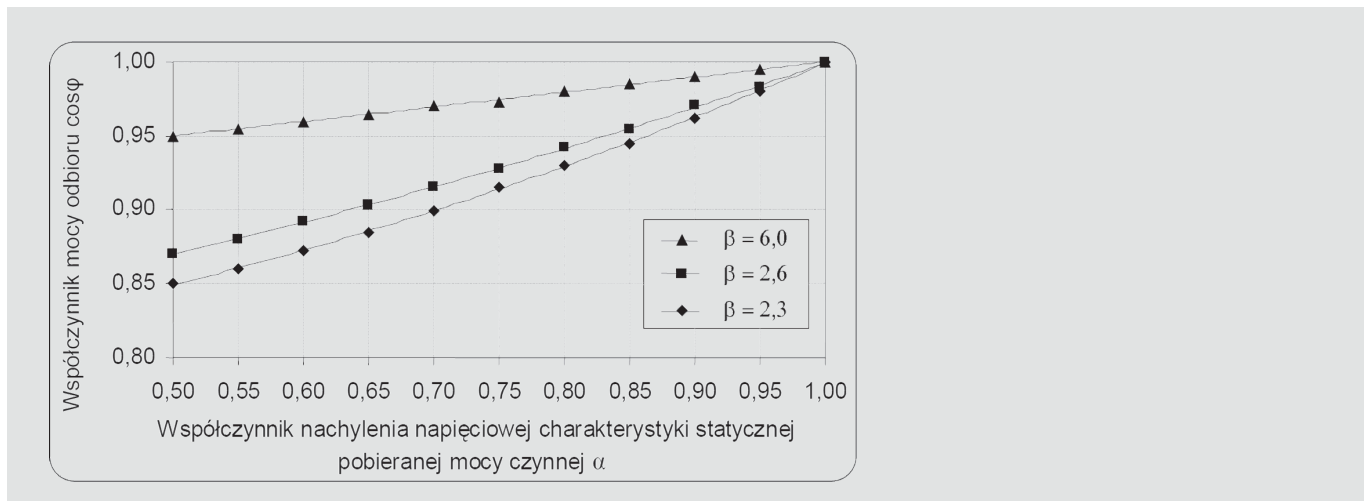
Rys. 3. Względna zmiana strat energii w funkcji stopnia obciążenia transformatora przy jednoczesnej zmianie napięcia zasilającego i przekładni transformatora

Z wykresów tych wynika, że w sytuacji, gdy transformator jest słabo obciążony, podwyższenie napięcia za- silającego linię, przy jednoczesnym takim samym względnym zwiększeniu przekładni transformatora, spowoduje wzrost strat energii w układzie. Wzrost strat będzie tym większy, im mniejsze jest obciążenie transformatora i im krótszy jest czas użytkowania mocy szczytowej. Dla przykładu w wyniku wzrostu napięcia zasilającego linię i przekładni transformatora o 5%, przy obciążeniu transformatora mocą  $S_o = 30\% S_n$  i czasie użytkowania mocy szczytowej  $T_s = 3\ 000$  h/a, straty energii wzrosną o niecałe 8,5%, a przy czasie  $T_s = 5\ 000$  h/a o ok. 6,5%. Ze wzrostem obciążenia transformatora względne zmiany strat stają się coraz mniejsze (gdy stopień obciążenia trans- formatora wzrośnie powyżej określonej wartości, kierunek zmiany strat zmienia znak na przeciwny, tj. straty maleją przy podwyższeniu napięcia).

Na podstawie wykresów z rys. 3 można stwierdzić, że w przypadku regulacji polegającej na jednocze- snej zmianie napięcia zasilającego i przekładni transformatora, kierunek zmiany strat energii w układzie zależy przede wszystkim od obciążenia układu oraz czasu użytkowania mocy szczytowej. Przy małych obciążeniach i krótkich czasach wykorzystania mocy szczytowej, w celu zmniejszenia strat należałoby obniżyć napięcie zasi- lające i jednocześnie zmniejszać przekładnię transformatora. Natomiast przy dużych obciążeniach i długich cza- sach użytkowania mocy szczytowej należałoby podwyższać napięcie zasilające oraz przekładnię transformatora.

Z porównania wyników obliczeń dla dwóch długości linii wynika z kolei, że w przypadku dłuższej linii zmniejszenie strat następuje przy mniejszym obciążeniu transformatora – jest to efekt wpływu wzrostu spadku napięcia na straty jałowe w transformatorze.

Na rys. 4 pokazano zakres wartości współczynnika mocy  $\cos\varphi$  odbioru w zależności od wartości współczynnika nachylenia napięciowej charakterystyki statycznej pobieranej mocy czynnej  $\alpha$ , przy którym podłużne straty mocy w obwodzie maleją ze wzrostem napięcia. Wykresy wykonano dla trzech wartości współczynnika nachylenia napięciowej charakterystyki statycznej pobieranej mocy biernej  $\beta$ . Wykresy te zostały skonstruowane tak, że gdy punkt przecięcia prostej odpowiadającej wartości współczynnika mocy odbioru  $\cos\varphi$  z prostą odpowiadającą wartości współczynnika nachylenia napięciowej charakterystyki statycznej pobieranej mocy czynnej  $\alpha$  leży powyżej krzywej odpowiadającej wartości współczynnika nachylenia napięciowej charakterystyki statycznej pobieranej mocy biernej  $\beta$ , wówczas podłużne straty mocy w obwodzie będą maleć ze wzrostem napięcia.



Rys. 4. Zakresy wartości współczynnika mocy odbioru  $\cos\varphi$  w funkcji współczynnika nachylenia napięciowej charakterystyki statycznej pobieranej mocy czynnej  $\alpha$ , przy których podłużne straty mocy czynnej maleją wraz ze wzrostem napięcia

Z tab. 3 wynika z kolei, że współczynnik nachylenia napięciowej charakterystyki statycznej pobieranej mocy czynnej  $\alpha$  jest mniejszy od jedności w zasadzie tylko w okresie szczytu przedpołudniowego, kiedy wartości współczynnika mocy pobieranej z sieci są niskie (wartości współczynnika mocy  $\cos\varphi$  w sieci SN podano w tabeli 5). W praktyce oznacza to, że sytuacje, w których wzrost napięcia zasilającego odbiory spowoduje zmniejszenie podłużnych (obciążeniowych) strat mocy w sieci, będą bardzo rzadkie.

Tab. 5. Wartości współczynnika mocy  $\cos\varphi$  w sieci SN w różnych okresach roku, dniach i porach doby [ 15]

Rodzaj sieci	Pora roku (dzień)	Wartość współczynnika mocy $\cos\varphi$		
		przed południem	wieczór	w nocy
Sieć zasilająca duże miasto	zima (roboczy)	0,86	0,89	0,77
	lato (roboczy)	0,74 ÷ 0,80	0,74 ÷ 0,80	0,63
Sieć zasilająca tereny wiejskie	zima (roboczy)	0,50 ÷ 0,70	0,98	0,98
	lato (roboczy)	0,52 ÷ 0,67	0,78 ÷ 0,98	0,90 ÷ 0,98
	lato (niedziela)	0,88	0,98	0,78 ÷ 0,93

Na ogół wzrostowi napięcia zasilającego towarzyszy wzrost podłużnych strat mocy w obwodzie. Jedynie przy wysokich wartościach współczynnika mocy  $\cos\varphi$ , w tych okresach doby, w których wartość współczynnika nachylenia napięciowej charakterystyki statycznej pobieranej mocy czynnej  $\alpha < 1$ , podłużne straty mocy mogą ulec zmniejszeniu przy podwyższeniu napięcia zasilającego. Przy wartościach współczynnika  $\alpha \geq 1$  podłużne straty mocy będą zawsze rosły wraz ze wzrostem napięcia na zaciskach odbioru (bo współczynnik  $\alpha$  jest zawsze większy od 1).

Ze względu na to, że wartość współczynnika nachylenia napięciowej charakterystyki statycznej pobieranej mocy czynnej  $\alpha$  jest zawsze większa od zera, wzrostowi napięcia zasilającego odbiory zawsze będzie towarzyszył wzrost mocy czynnej pobieranej przez te odbiory. W większości przypadków (z wyłączeniem odbiorów, które dla



realizacji procesu technologicznego wymagają dostarczenia stałej ilości energii) wzrasta również ilość energii pobieranej z sieci przez odbiory.

#### 4.2. Regulacja napięcia zasilającego bez zmiany przekładni transformatora

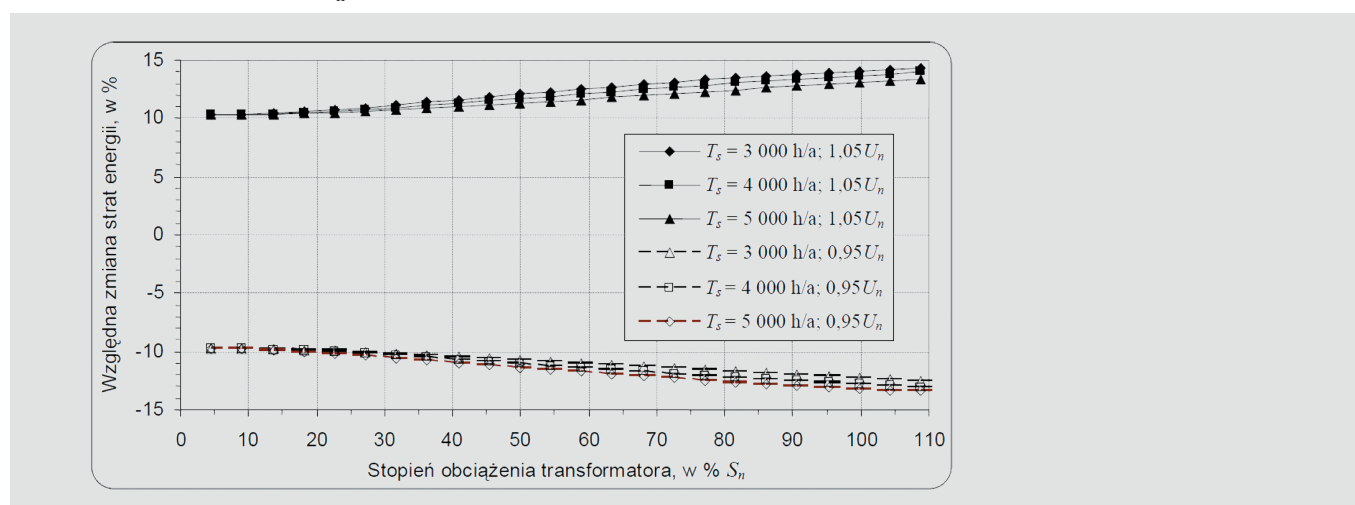
Gdy zmianie napięcia zasilającego nie towarzyszy jednoczesna zmiana przekładni transformatora, wówczas zmienia się napięcie na zaciskach odbiornika. Względna zmiana napięcia zasilającego obwód o  $\delta U$  spowoduje praktycznie taką samą względną zmianę napięcia na zaciskach transformatora oraz na zaciskach odbioru. W efekcie tego nastąpi zmiana:

- mocy czynnej i biernej pobieranej przez odbiór z sieci – zgodnie z napięciowymi charakterystykami statycznymi pobieranej mocy
- energii pobieranej przez odbiór z sieci
- strat mocy biegu jałowego transformatora.

Wraz ze zmianą mocy pobieranej przez odbiór zmieni się prąd w obwodzie, a więc i podłużne straty mocy czynnej. Kierunek zmiany łącznych strat mocy w obwodzie zależy od współczynnika mocy odbioru, stopnia obciążenia transformatora oraz od okresu doby.

**Przykład 2.** Dla układu przesyłowego jak w przykładzie 1 wykonano obliczenia zmian mocy i energii pobieranej z sieci, strat mocy i energii w układzie przy znamionowej przekładni transformatora dla trzech wartości napięcia zasilającego linię (takich samych jak w przykładzie 1). Pozostałe parametry obliczeń przyjęto takie same jak w przykładzie 1.

Na rys. 5 pokazano względne zmiany strat energii, przyjmując za podstawę straty energii przy napięciu znamionowym (wariant „ $U_n$ ”).



Rys. 5. Względna zmiana strat energii w układzie przesyłowym z rys. 2 w funkcji stopnia obciążenia transformatora przy zmianie napięcia zasilającego  $U_z$  o  $\pm 5\%$  i stałej przekładni transformatora  $\delta U_{zT} = 0$

Z rys. 5 wynika, że zwiększenie napięcia zasilającego o 5% spowoduje wzrost strat mocy i energii o ponad 10%, natomiast obniżenie napięcia o 5% spowoduje zmniejszenie strat mocy i energii o prawie 10%.

#### 4.3. Wnioski

Z przedstawionych wyżej rozważań wynika, że:

1) Regulacja napięcia w sieci rozdzielczej wpływa zarówno na straty mocy i energii w sieci, jak i na pobór mocy i energii z tej sieci, a tym samym na koszty i przychody spółki.

2) W skrajnym przypadku regulacja napięcia, powodująca zmniejszenie strat mocy i energii, może spowodować zmniejszenie ilości energii pobieranej przez odbiorców, a tym samym zmniejszenie przychodów z opłat przesyłowych.

Należy tu zaznaczyć, że przykład został specjalnie tak dobrany, by można było zaobserwować charakter zachodzących zmian. W rzeczywistych obwodach sieci, zasilających większą liczbę stacji obciążonych w różnym stopniu i przy różnych czasach wykorzystania mocy szczytowej, sytuacja nie jest tak jednoznaczna i określenie



poziomu napięcia zasilającego oraz nastaw przekładni transformatorów SN/nn najwłaściwszych z punktu widzenia strat wymaga wykonania obliczeń optymalizacyjnych.

## 5. OPTYMALNA REGULACJA NAPIĘCIA

Zasadniczym zadaniem regulacji napięcia jest utrzymanie odchyłeń napięcia w każdym punkcie sieci SN i nn w dopuszczalnym przedziale. Przy okazji realizacji tego zadania można dokonać optymalizacji poziomów napięcia w tej sieci.

Rozwiązanie zadania optymalnej regulacji napięcia sprowadza się do znalezienia takich wartości napięć na szynach SN w stacji 110 kV/SN zasilającej sieć oraz nastaw przekładni wszystkich transformatorów SN/nn zasilanych z tej sieci, przy których funkcja celu określonego kryterium jakości regulacji osiąga wartość optymalną, a jednocześnie spełnione są warunki ograniczające, wynikające z dopuszczalnych wartości odchyłeń napięcia oraz możliwości technicznych realizacji regulacji (np. zakres regulacji przekładni). Liczba szukanych wartości napięć na szynach SN zależy od liczby rozważanych stref czasowych doby. Nastawy zaczeptów transformatorów SN/nn dobiera się jednakowe dla wszystkich stref czasowych w analizowanym okresie czasu. Obliczenia wykonuje się dla okresu całego roku albo oddzielnie dla poszczególnych sezonów, np. jesienno-zimowego i wiosenno-letniego.

Rozwiązaniem zadania optymalnej regulacji napięcia dla sieci zasilającej  $n$  transformatorów SN/nn w okresie  $T$ , składającym się z  $r$  przedziałów czasu, jest wektor określający nastawy zaczeptów wszystkich transformatorów SN/nn analizowanej sieci oraz zawierający informacje o właściwych poziomach napięcia zasilania sieci w GPZ, przy którym funkcja celu przyjętego kryterium optymalności osiąga wartość ekstremalną:

$$[\delta U_{zT}; \delta U_z] = [\delta U_{zT_1}, \dots, \delta U_{zT_1}, \dots, \delta U_{zT_n}; \delta U_{z_1}, \dots, \delta U_{z_p}, \dots, \delta U_{z_r}] \quad (10)$$

gdzie:  $\delta U_{zTi}$  – odchylenie napięcia związane z położeniem zaczeptu regulacyjnego transformatora SN/nn w  $i$ -tej stacji;  $\delta U_{z_p}$  – odchylenie napięcia na szynach SN w GPZ związane z położeniem zaczeptu regulacyjnego transformatora 110 kV/SN w przedziale czasu  $p$ .

Gdyby założyć optymalizację w okresie roku z rozdzielczością godzinową, to liczba poziomów napięcia zasilania w GPZ, które należałoby określić, byłaby bardzo duża i wynosiłaby  $r = 8760$ . Zatem wektor (10) byłby bardzo długi, a zadanie trudne do rozwiązania. Stąd wynika potrzeba jego dekompozycji.

Dekompozycja zadania polega na podziale zbioru stanów godzinowych na niewielką liczbę podzbiorów zwanych strefami, w ramach których przyjmuje się stały poziom napięcia zasilającego w GPZ. Odpowiada to przyjęciu przedziałów obciążenia sieci, dla których napięcie zasilania w GPZ pozostaje niezmiennie. Zwykle przyjmuje się kilka (4–6) takich stref. Wtedy wektor rozwiązania przyjmuje postać:

$$[\delta U_{zT}; \delta U_z] = [\delta U_{zT_1}, \dots, \delta U_{zT_i}, \dots, \delta U_{zT_n}; \delta U_{z_1}, \dots, \delta U_{z_s}] \quad (11)$$

przy czym  $s$  – liczba stref czasowych,  $s \ll r$ .

### 5.1. Kryteria optymalnej regulacji napięcia

Możliwe jest sformułowanie wielu różnych kryteriów optymalnej regulacji napięcia:

(1) minimalizacja kosztów strat gospodarczych powstających u odbiorców na skutek odchylenia napięcia zasilającego od wartości znamionowej [14]:

$$\min K_{\text{odb}} \quad (12)$$

(2) minimalizacja kosztów strat mocy i energii w sieci ponoszonych przez spółkę dystrybucyjną [18], [19]:

$$\min K_s = \min (K_{\Delta P} + K_{\Delta E}) \quad (13)$$

(3) minimalizacja kosztów spółki dystrybucyjnej, tj. kosztów strat mocy i energii w sieci oraz kosztów bonifikat i upustów udzielanych odbiorcom za niedotrzymanie odchyleń napięcia w dopuszczalnych granicach [18], [19]:

$$\min K_D = \min (K_S + K_B) \quad (14)$$

(4) minimalizacja względnych strat energii w sieci [18], [19]:

$$\min \delta A = \min \left( \frac{\Delta E}{E} \right) \quad (15)$$

(5) maksymalizacja zysku osiąganego przez spółkę dystrybucyjną ze sprzedaży energii [18], [19]:

$$\max Z_D = \max (D_s - K_z) \quad (16)$$

(6) minimalizacja kosztów łącznych (całkowitych), tj. kosztów strat mocy i energii w sieci spółki dystrybucyjnej oraz kosztów strat gospodarczych ponoszonych przez odbiorców – minimalizacja sumy kosztów z kryteriów (1) i (2) [18], [19]:

$$\min K_C = \min (K_S + K_{Odb}) \quad (17)$$

(7) minimalizacja odchyleń napięcia u odbiorców [5], [6] i [7]:

$$\min \sum \delta U^2 \quad (18)$$

gdzie:  $K_{\Delta P}$  – koszty strat mocy;  $K_{\Delta E}$  – koszty strat energii;  $\Delta E$  – straty energii w sieci;  $E$  – energia wprowadzona do sieci;  $D_s$  – dochody osiągnięte ze sprzedaży energii;  $K_B$  – koszty bonifikat i upustów udzielanych odbiorcom w związku z przekroczeniem dopuszczalnych odchyleń napięcia;  $K_z$  – koszty zakupu mocy i energii z sieci 110 kV;  $K_{Odb}$  – koszty ponoszone przez odbiorców w związku z odchyleniem napięcia od wartości znamionowej;  $\sum \delta U^2$  – suma kwadratów odchyleń napięcia u odbiorców w analizowanych przedziałach czasu.

Przy optymalizacji wg kryteriów (1)÷(5) oraz (7) zakłada się, że odchylenia napięcia nie przekroczą wartości dopuszczalnych, wynikających z rozporządzenia systemowego [nierówność (3)], natomiast w przypadku kryterium (6) dopuszcza się przekroczenie dopuszczalnych odchyleń napięcia. W każdym z kryteriów muszą być jednak spełnione ograniczenia, wynikające z warunków technicznych, jak np. nieprzekroczenie zakresu regulacji przekładni transformatorów lub napięcia dopuszczalnego ze względu na wytrzymałość izolacji.

Model matematyczny (zapis funkcji celu oraz warunków ograniczających) zadania optymalnej regulacji napięcia wg kryterium (1) został przedstawiony w pracy doktorskiej [14].

Modele matematyczne optymalizacji wg kryteriów (2)÷(6) zostały szczegółowo przedstawione w pracach [18], [19]. W funkcji celu uwzględniono wpływ zmian napięcia na pobór mocy z sieci (zgodnie z napięciowymi charakterystykami statycznymi pobieranej mocy). Do rozwiązania zadania optymalnej regulacji napięcia w sieci rozdzielczej zastosowano specjalnie skonstruowaną sieć neuronową.

Szczegółowy opis metody optymalizacji wg kryterium (7) można znaleźć w pracach [5], [6] i [7]. W tym przypadku do rozwiązania zadania optymalnej regulacji napięcia w sieci rozdzielczej zbudowano specjalny program komputerowy, wykorzystujący technikę algorytmów ewolucyjnych [3], [10].

## 5.2. Dane do obliczeń

Dla obliczenia optymalnych wartości napięć na szynach SN w GPZ zasilającym sieć oraz doboru przekładni transformatorów SN/nn wg wymienionych wyżej kryteriów optymalizacji, konieczne są następujące dane dotyczące optymalizowanej sieci:

1) układ połączeń sieci i parametry poszczególnych linii SN (długości odcinków, przekroje przewodów lub rezystancja jednostkowa, reaktancja jednostkowa linii)



2) dane znamionowe transformatorów SN/nn zainstalowanych w stacjach, tj.: moc znamionowa, górne i dolne napięcie znamionowe, znamionowe straty mocy czynnej, napięcie zwarcia, dostępne położenia zacze- pów regulacyjnych

3) dane o obciążeniach poszczególnych stacji transformatorowych (lub informacje potrzebne do ich wy- znaczenia)

4) rozdzielczość przełącznika zacze- pów transformatora 110 kV zasilającego sieć

5) roczny przebieg obciążenia transformatora 110 kV zasilającego sieć.

W przypadku kryteriów (2) do (6), uwzględniających wpływ regulacji na straty w sieci, potrzebne są do- datkowo następujące dane:

6) wartości współczynników nachylenia napięciowych charakterystyk pobieranej mocy czynnej  $\alpha$  i biernej  $\beta$

7) znamionowe straty mocy czynnej w żelazie (straty jałowe), prąd biegu jałowego transformatorów SN/nn

8) informacje o kosztach strat gospodarczych ponoszonych przez odbiorców na skutek odchyień napięcia.

## 6. PRZYKŁADY OBLICZEŃ DLA SIECI RZECZYWISTYCH

### 6.1. Optymalizacja z uwzględnieniem wpływu zmian napięcia na moc pobieraną z sieci

Stosując przedstawione w poprzednim punkcie kryteria (2)–(6), wykonano obliczenia dla rzeczywistej sieci średniego napięcia, zasilanej ze stacji 110/15 kV. Sieć znajduje się na terenie południowej Polski.

**Przykład 3.** Sieć 15 kV zasilana ze stacji 110/15 kV (GPZ X) składa się z 7 obwodów o łącznej długości linii ok. 168 km. Z obwodów tych jest zasilanych 136 stacji 15/0,4 kV o łącznej mocy znamionowej transformatorów 13 MVA. Schemat topograficzny sieci pokazano na rys. 6, a charakterystyczne dane poszczególnych obwodów zestawiono w tabeli 6.

Tab. 6. Podstawowe parametry obwodów sieci średniego napięcia zasilanej z GPZ X [5.73]

Nr obwodu	Liczba zasilanych stacji SN/nn [szt.]	Suma mocy transformatorów SN/nn [kVA]	Długość linii SN [km]	Średni przekrój przewodów w liniach SN [mm <sup>2</sup> ]
1	18	1 472	19,2	34,4
2	18	1 699	28,8	33,7
3	24	2 604	41,1	41,0
4	22	1 760	24,2	31,9
5	30	2 038	29,1	30,2
6	5	389	7,2	44,2
7	19	1 456	18,4	37,9
Ogółem	136	11 218	167,9	35,6

Dla tej sieci wykonano obliczenia optymalnych:

- wartości napięcia na szynach SN GPZ dla trzech stref czasowych
- nastaw zacze- pów transformatorów we wszystkich stacjach SN/nn zasilanych z tej stacji
- wartości funkcji celu wg kryteriów (2), (3), (4) i (5).

Obliczenia zostały wykonane dla sezonu jesienno-zimowego przy podziale doby na trzy strefy czasowe, tj.: szczytu rannego – *sr*, szczytu wieczornego – *sw* oraz pozostałych godzin doby (strefa pozaszczytowa) – *sp*. Przyjęto obciążenia obwodów, które wystąpiły w zimowym szczycie obciążenia sieci. Współczynniki nachylenia napięciowych charakterystyk statycznych pobieranej mocy czynnej i biernej przyjęto wg [2]. Jako warunki początkowe do obliczeń przyjęto taką samą we wszystkich trzech strefach czasowych wartość napięcia na szynach SN w GZP równą  $U_{sr} = U_{sw} = U_{sp} = 15,3$  kV, oraz położenie przełączników zacze- pów wszystkich transformatorów 15/04 kV w pozycji  $\delta U_{zT} = 0$ . Przy tych warunkach spełnione były wszystkie warunki ograniczające (napięcia mieściły się w dopuszczalnym przedziale), a wartość funkcji celu obliczona dla kryterium minimalizacji strat łącz- nych (5) wyniosła 248,7 tys. zł. Do obliczeń kosztów przyjęto jednostkowe koszty mocy 67,56 zł/KW/ a i energii: w szczycie przedpołudniowym 115,23 zł/MWh; w szczycie wieczornym 188,31 zł/MWh; w strefie pozaszczytowej 57,61 zł/MWh.





Na podstawie wyników podanych w tabeli 7 można sformułować następujące wnioski:

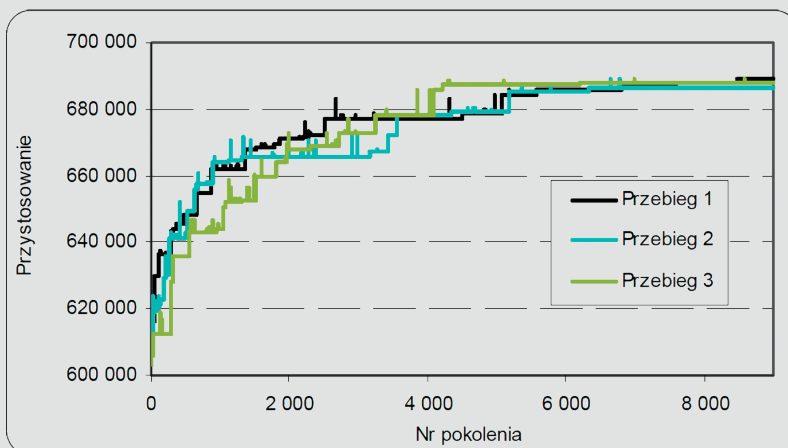
- 1) W efekcie obliczeń optymalizacyjnych jest możliwe poprawienie wskaźnika jakości regulacji napięcia wynikającego z zastosowanego kryterium optymalizacji.
- 2) W zależności od przyjętego kryterium optymalizacji otrzymuje się różne wskazania odnośnie poziomów napięć na szynach SN w GPZ oraz nastaw przekładni transformatorów.
- 3) Wybór kryterium może być różny, zależnie od punktu widzenia:
  - biorąc pod uwagę tylko interes firmy, spółki dystrybucyjne powinny regulować napięcie według kryterium (2), (4), (5) lub (6)
  - ze względu na koszty społeczne napięcie powinno być regulowane wg kryterium (1) lub (7).
- 4) Optymalizacja wg kryterium (6), pozwalająca na przekroczenie dopuszczalnych odchyłeń napięcia od wartości znamionowej, mogłaby być korzystna dla spółek dystrybucyjnych w tych przypadkach, w których spełnienie wymagań wynikających z rozporządzenia systemowego pociąga za sobą konieczność inwestycji w sieci. Wynika to również z zasad naliczania upustów za przekroczenie dopuszczalnych odchyłeń napięcia.
- 5) Optymalizacja wg kryterium (1) nie ma praktycznego zastosowania ze względu na trudności z określeniem kosztów gospodarczych, wynikających z odchyłeń napięcia.
- 6) W związku z reorganizacją sektora energetycznego i wydzieleniem przedsiębiorstw obrotu energią również kryterium (5) przestaje mieć znaczenie dla przedsiębiorstw sieciowych. Kryteria (1) i (5) mogą być zastąpione przez kryterium (7).

## 6.2. Optymalna regulacja napięcia wg kryterium minimalizacji odchyłeń napięcia u odbiorców

Poniżej bardzo zwięźle przedstawiono przykład optymalizacji regulacji napięcia wg kryterium minimalizacji odchyłeń napięcia u odbiorców w rzeczywistej sieci, współpracującej ze źródłem generacji rozproszonej.

Do wykonania obliczeń optymalizacyjnych zastosowano dedykowany program komputerowy. Zbudowano model rzeczywistej stacji 110 kV/SN położonej na terenie jednej ze spółek dystrybucyjnych w południowej części Polski. Zasila ona 156 stacji SN/nn zlokalizowanych w 4 obwodach (długość obwodów: 3–95 km, liczba stacji: 6–83 szt.). W największym obwodzie pracuje elektrownia wodna o mocy osiągalnej 1050 kVA. Transformator 110/15 kV w GPZ to jednostka o mocy 16 MVA i zakresie regulacji napięcia  $\pm 16\%$  z rozdzielczością 1,78%, co daje  $\pm 9$  stopni położenia przełącznika zaczeów. Wykorzystano zarejestrowany, roczny przebieg obciążenia z nałożonym nań losowym przebiegiem generacji mocy elektrowni.

Optymalne parametry działania algorytmu ewolucyjnego osiągnięto, stosując populację liczącą 200 osobników w okresie 9000 pokoleń, prawdopodobieństwo krzyżowania 0,9, prawdopodobieństwo mutacji 0,01. Czas obliczeń jednego przebiegu algorytmu wyniósł ok. 4 godz. (procesor AMD Athlone 2000XP). Przykładowy przebieg procesu optymalizacji dla trzech przebiegów programu przedstawiono na rys. 7.



Rys. 7. Przebieg procesu optymalizacji dla 3 cykli obliczeń

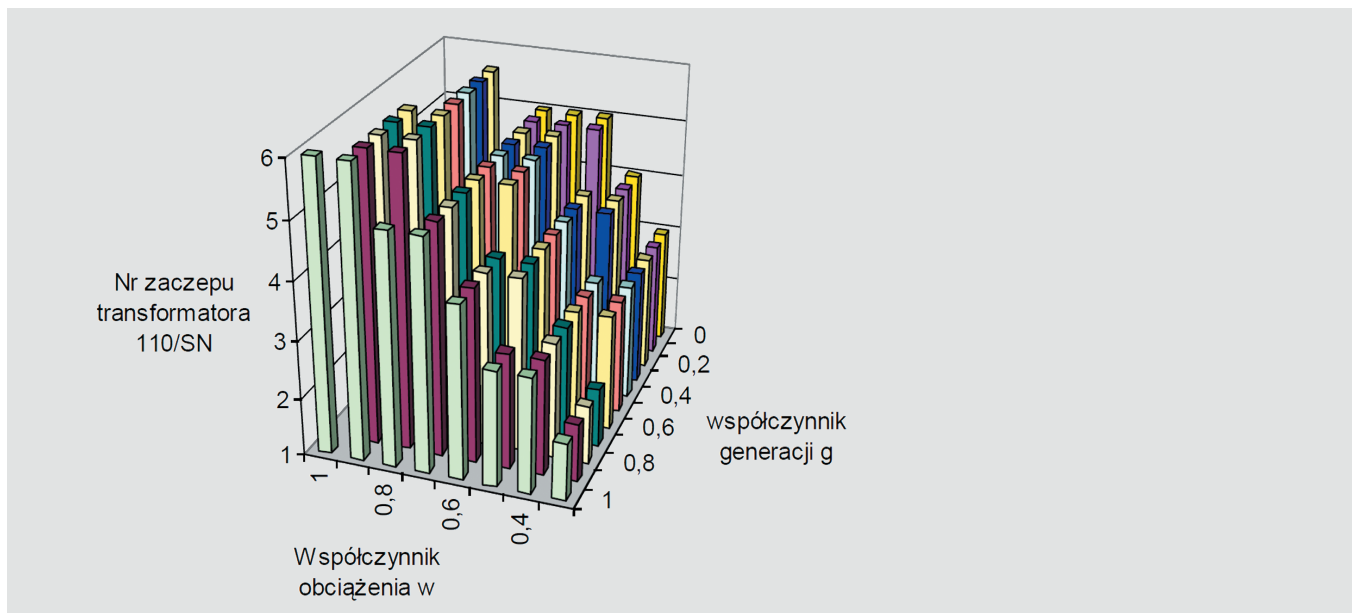
Dla przedstawionego obiektu przeprowadzono obliczenia optymalizacyjne za pomocą programu badającego zadane przebiegi obciążenia z generacją nałożoną losowo dla dwóch sezonów – zimowego oraz letniego.

W poszczególnych badaniach uzyskano rozwiązania o przystosowaniach:

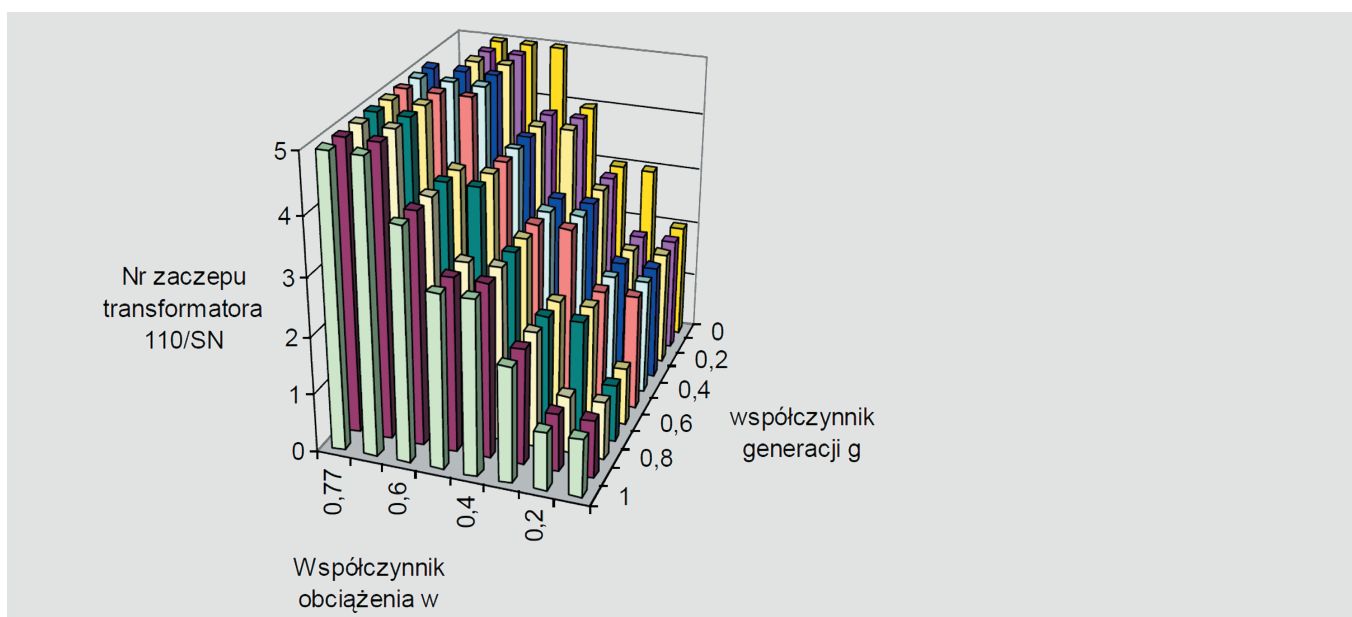
sezon zimowy	689 181,4
sezon letni	707 320,4

Rozwiązanie zawiera zestaw optymalnych nastaw przełączników zacze- pów wszystkich transformatorów SN/nn oraz optymalne poziomy napięcia zasilania sieci w GPZ dla wszystkich stref. Z uwagi na długość wektora nie przytoczono tu pełnych rozwiązań, a jedynie wartości przystosowań.

Dobór optymalnych nastaw zacze- pów zbioru transformatorów SN/nn, pracujących w sieci rozdzielczej badanego obiektu, pozwala na przejście do drugiego etapu zadania. Obejmuje on prowadzenie ciągłej regulacji napięcia w GPZ dla każdego przedziału czasu, uwzględniając występujące w nim obciążenie sieci oraz wielkość mocy generowanej źródła.



Rys. 8. Optymalny poziom napięcia w GPZ w funkcji obciążenia sieci i mocy generowanej – sezon zimowy



Rys. 9. Optymalny poziom napięcia w GPZ w funkcji obciążenia sieci i mocy generowanej – sezon letni

Na rysunkach 8 i 9 przedstawiono optymalną wartość napięcia zasilającego sieć w GPZ (numer zacze- pu przełącznika) w funkcji stopnia obciążenia sieci i współczynnika generacji mocy, odpowiednio dla sezonu zimowego i letniego.

Rozwiązanie zadania optymalnej regulacji napięcia w sieci rozdzielczej, zawierającej źródła rozproszone, jest możliwe przy użyciu techniki wykorzystującej algorytm ewolucyjny. Właściwy dobór parametrów procesu



obliczeniowego pozwala na rozwiązanie zadania z odpowiednią dokładnością i uzyskiwanie rozwiązań w sposób powtarzalny przy zróżnicowanych populacjach początkowych.

Wprowadzanie do obliczeń elementów heurystycznych (wiedzy o właściwościach zadania) pozwala na przyspieszenie uzyskiwania rozwiązań.

Narzędzie obliczeniowe może być stosowane zarówno dla sieci rozdzielczych, zawierających źródła, jak i sieci pasywnych.

Występowanie generacji rozproszonej w sieci SN wpływa na pracę układu regulacji napięcia (nastawy przełączników zaczeptów transformatorów SN/nn oraz poziomy napięcia w GPZ). Obecność losowo pracujących, rozproszonych źródeł mocy pogarsza warunki regulacji napięcia.

Optymalnie dobrane, z udziałem generacji mocy, zestawy nastaw zaczeptów transformatorów SN/nn, na których odbywa się regulacja napięcia w GPZ, pozwalają minimalizować liczbę łączeń przełącznika zaczeptów transformatora 110/SN.

Wpływ zmian generacji mocy w źródłach rozproszonych na przebieg procesu regulacji napięcia transformatora 110/SN zależy od struktury sieci rozdzielczej, jej obciążenia, lokalizacji jednostek generacji rozproszonej oraz wielkości mocy dostarczanej przez nie do sieci. Źródła o mniejszej mocy, położone blisko rozdzielni SN stacji zasilającej sieć charakteryzują się znikomym wpływem, natomiast wraz ze wzrostem odległości punktu przyłączenia źródła od tej stacji oraz mocy generowanej wpływ ten staje się coraz bardziej widoczny. Istotne znaczenie z punktu widzenia regulacji napięcia w GPZ ma także liczba stacji w obwodzie (obwodach) z generacją w stosunku do ogólnej liczby stacji zasilanych z danego transformatora 110/SN. Jest to zdeterminowane postacią stosowanej funkcji celu.

Charakterystyki optymalnej regulacji napięcia w GPZ w funkcji obciążenia sieci i generacji mocy w źródłach rozproszonych mogą stanowić podstawę do rozważenia decyzji o wyposażeniu danego obiektu w nadajny układ regulacji napięcia transformatora 110/SN, oparty na ciągłej estymacji warunków napięciowych zasilanej sieci rozdzielczej, uwzględniający aktualne obciążenie tej sieci, jak i wielkość mocy generowanej przez współpracujące z nią jednostki wytwórcze.

W celu praktycznej realizacji regulacji napięcia zasilania sieci w funkcji zmieniającego się obciążenia w GPZ (dla pasywnej sieci SN – bez generacji) proponuje się wykorzystanie trybu kompensacji prądowej regulatora napięcia transformatora 110 kV/SN.

Wyznaczenie właściwych parametrów kompensacji możliwe jest na podstawie wyników uzyskanych w efekcie działania omawianego programu oraz modelu napięciowego analizowanej sieci. Parametry  $R$  i  $X$  kompensacji oraz wartość zadaną napięcia  $U$  za impedancją kompensacyjną dobiera się tak, aby uzyskać pożądaną, optymalną zmienność napięcia na szynach SN GPZ w całym zakresie występujących w ciągu roku obciążeń transformatora 110 kV zasilającego sieć.

## 7. PODSUMOWANIE

Podsumowując rozważania dotyczące regulacji i optymalizacji poziomów napięcia w sieci dystrybucyjnej, można sformułować następujące spostrzeżenia:

Regulacja napięcia w sieci rozdzielczej ma wpływ na pobór mocy i energii z sieci oraz na straty w tej sieci. Charakter tego wpływu na stosunkowo prostych przykładach analizowano w części 4 artykułu. W rzeczywistych obwodach zasilających większą liczbę stacji ustalenie najważniejszych z punktu widzenia strat poziomów napięcia zasilania sieci oraz nastaw przekładni transformatorów SN/nn wymaga wykonania obliczeń optymalizacyjnych.

Wymagania z zakresu odchyień napięcia w sieci zawiera „rozporządzenie systemowe” [17]. Precyzuje ono zakresy dopuszczalnych odchyień napięcia dla sieci pracującej bez zakłóceń, co sprawia, iż obowiązujące obecnie regulacje prawne w zakresie warunków napięciowych w sieciach dystrybucyjnych są bardziej liberalne niż te, które obowiązywały przed ukazaniem się tego rozporządzenia.

Z analizy bilansu odchyień i spadków napięcia wynika, że wykorzystując pełny zakres regulacji napięcia w GPZ, można zapewnić wymagany poziom napięcia u odbiorców nn przy spadku napięcia w sieci SN dochodzącym do około 7,5%.

Podstawowym środkiem regulacji napięcia w sieciach dystrybucyjnych jest oddziaływanie na przekładnie transformatorów 110 kV/SN oraz SN/nn. Zastosowanie dodatkowych środków technicznych pozwalających na zmniejszenie spadków napięć wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych, które w praktyce rzadko mają szansę się zwrócić.

Można sformułować różne kryteria optymalnej regulacji napięcia, które szerzej omówiono w punkcie 5.1 niniejszego artykułu. Analiza na przykładzie rzeczywistej sieci wskazuje, że w zależności od przyjętego kryterium



optymalizacji otrzymuje się różne wskazania odnośnie poziomów napięć na szynach SN w GPZ oraz nastaw przekładni transformatorów.

Wybór właściwego kryterium regulacji optymalnej przedyskutowano we wnioskach do podpunktu 6.1. W związku z reorganizacją sektora i wprowadzaniem mechanizmów rynkowych wydaje się, iż rosnące znaczenie będzie miała minimalizacja odchyłeń napięcia u odbiorców.

Skuteczne w rozwiązywaniu zadania optymalnej regulacji napięcia w rzeczywistych sieciach rozdzielczych okazują się techniki należące do metod sztucznej inteligencji, tj.: sztuczne sieci neuronowe i algorytmy ewolucyjne.

Programy komputerowe opracowane do optymalizacji regulacji napięcia z użyciem wymienionych technik nie mają obecnie charakteru aplikacji handlowych.

## BIBLIOGRAFIA

1. Biniek M., Kinsner K., Łabuzek M., Pomiarowe wyznaczanie napięciowych efektów regulacyjnych mocy czynnych i biernych w systemie elektroenergetycznym, *Zeszyty Naukowe Wyższej Szkoły Inżynierskiej w Opolu, Seria Elektryka* z. 42, Opole 1995, str. 53–60.
2. Bogucki A., Lawera E., Przygodzki A., Szewc B., Podatność częstotliwościowa i napięciowa systemu elektroenergetycznego i jego elementów, Politechnika Śląska, Skrypty uczelniane nr 1116, Gliwice 1983.
3. Goldberg D., Algorytmy genetyczne i ich zastosowania, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1998.
4. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu i planowania rozwoju sieci, wersja 1.2, tekst jednolity obowiązujący od dnia 5 listopada 2007 r. PSE – Operator S.A.
5. Kot A., Ewolucyjna optymalizacja regulacji napięcia w rozległej sieci rozdzielczej zawierającej lokalne źródło mocy, *Przegląd Elektrotechniczny* nr 9/2006, s. 124–126.
6. Kot A., Optimal voltage control in the medium voltage networks containing dispersed generation, *Archiwum Energetyki*, tom XXXVII (2007), nr 1–2, s. 261–276.
7. Kot A., Optymalna regulacja napięcia w sieciach średniego napięcia zawierających źródła generacji rozproszonej, praca doktorska AGH, Kraków 2005.
8. Kot A., Program komputerowy do optymalizacji regulacji napięcia w rozległych sieciach rozdzielczych, *Energetyka*, Zeszyt tematyczny nr XIII, s. 96–100.
9. Lipart K., Charakterystyki statyczne mocy, praca dyplomowa AGH, Wydz. EAiE, Kraków 1996.
10. Michalewicz Z., Algorytmy genetyczne + struktury danych = programy ewolucyjne, WNT, Warszawa 2003.
11. Norma PN-88/E-02000, Napięcia znamionowe.
12. Norma PN-EN 50160: Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych, Polski Komitet Normalizacyjny, grudzień 2002.
13. Norma PN-IEC60038:1999, Napięcia znormalizowane.
14. Piotrowski P., Optymalizacja regulacji napięć w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych w oparciu o teorię sieci neuronowych, rozprawa doktorska, Politechnika Warszawska Wydział Elektryczny, Warszawa 1994.
15. Popczyk J., Żmuda K., Sieci elektroenergetyczne. Ocena stanu i optymalizacja według podejścia probabilistycznego, Skrypty Uczelniane Pol. Śl., Gliwice 1991.
16. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z dnia 18 lipca 2007 r. nr 128 poz. 895).
17. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. nr 93 z dnia 29 maja 2007 r. poz. 623).
18. Szpyra W., Optymalna regulacja napięcia w rozległej sieci rozdzielczej średniego napięcia, *Archiwum Energetyki*, tom XXIX (2000), nr 1–2, s. 27–47.
19. Szpyra W., Optymalna regulacja napięcia w rozległej sieci rozdzielczej średniego napięcia, praca doktorska, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków 1998.
20. Szpyra W., Optymalna regulacja napięcia sieci rozdzielczej średniego napięcia w warunkach rynkowych, w: Wilkosza K. (red.), *Problemy systemów elektroenergetycznych*, Polska Akademia Nauk, Komitet Elektrotechniki. Seria wydawnicza Sekcji Systemów Elektroenergetycznych Komitetu Elektrotechniki PAN, Oficyna Wyd. Pol. Wrocławskiej, Wrocław 2002, rozdz. 16, s. 409–433.
21. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne. Tekst jednolity: Dziennik Ustaw z 2003 r., nr 153, poz. 1505 wraz z późniejszymi zmianami.
22. Wytyczne programowania rozwoju sieci rozdzielczych, Instytut Energetyki, Zakład Sieci Rozdzielczych, Warszawa – Katowice 1986.