

**Robert Lis**

**Problemy z oceną i sposoby poprawy  
stabilności napięciowej  
sieci przesyłowej**



## Recenzenci

Zbigniew LUBOŚNY

Sylwester ROBAK

## Opracowanie redakcyjne i korekta

Hanna JUREK

Wszelkie prawa zastrzeżone. Żadna część niniejszej książki, zarówno w całości, jak i we fragmentach, nie może być reprodukowana w sposób elektroniczny, fotograficzny i inny bez zgody wydawcy i właściciela praw autorskich.

© Copyright by Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2013

OFICyna WYDAWNICZA POLITECHNIKI WROCLAWSKIEJ

Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław

<http://www.oficyna.pwr.wroc.pl>

e-mail: [oficwyd@pwr.wroc.pl](mailto:oficwyd@pwr.wroc.pl)

[zamawianie.ksiazek@pwr.wroc.pl](mailto:zamawianie.ksiazek@pwr.wroc.pl)

ISSN 0324-976x

Drukarnia Oficyny Wydawniczej Politechniki Wrocławskiej. Zam nr 499/2013.

*system elektroenergetyczny, sieć przesyłowa,  
stabilność napięciowa, stan ustalony*

Robert LIS\*

## **PROBLEMY Z OCENĄ I SPOSOBY POPRAWY STABILNOŚCI NAPIĘCIOWEJ SIECI PRZESYŁOWEJ**

Rozwój metod badania stabilności systemu elektroenergetycznego, a w tym stabilności napięciowej, jest realizowany w różnych ośrodkach naukowych na całym świecie. Pomimo że badania na ten temat są realizowane od wielu lat, to wzrost złożoności systemu elektroenergetycznego oraz pojawienie się nowych możliwości badawczych wynikających między innymi z technologii PMU/WAMS sprawiają, że badania w tym zakresie są wciąż aktualne i potrzebne. Zagrożenie utraty stabilności napięciowej dotyczy szczególnie sieci przesyłowych, stąd rozważania zawarte w monografii, choć koncentrują się na tej podsieci, mogą być interesujące dla badaczy zajmujących się układami sieci rozdzielczych czy dystrybucyjnych. W Polsce omawiane problemy dotyczące stabilności napięciowej szczególnie uwypukliły się w pierwszej dekadzie XXI wieku, kiedy to doszło do kilku awarii napięciowych, mających wpływ na funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Celem pracy jest poszerzenie wiedzy o zachowaniu się sieci przesyłowej w warunkach deficytu mocy biernej, w aspekcie zagrożenia utratą stabilności napięciowej, oraz próba usystematyzowania na podstawie statycznego modelu SEE ważniejszych metod badania statycznej stabilności napięciowej sieci przesyłowej, a także wyjaśnienie przyczyn jej utraty z opisem awarii systemowych.

---

\* Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław.



## Wykaz ważniejszych oznaczeń

<b>A</b>	– macierz stanu (systemowa), macierz pochodnych cząstkowych
$a, b, c$	– współczynniki podatności napięciowej odbioru
<b>B</b>	– susceptancja
<b>B</b>	– macierz sterowań
<b>C</b>	– pojemność
$\delta$	– kąt pomiędzy wektorem sem generatora a wektorem napięcia odbioru, kąt fazowy napięcia węzłowego
$e''_d, e''_q$	– siły elektromotoryczne podprześciowe generatora w osi podłużnej i poprzecznej
$e'_d, e'_q$	– siły elektromotoryczne prześciowe generatora w osi podłużnej i poprzecznej
$e_d, e_q$	– siły elektromotoryczne ustalone generatora w osi podłużnej i poprzecznej
$e_f$	– siła elektromotoryczna obwodu wzbudzenia
$\underline{E} = \underline{U} + jX\underline{I}$	– fikcyjna zespolona sem w stanie przejściowym generatora synchronicznego za fikcyjną reaktancją $X$
$f$	– częstotliwość
$\varphi = \psi_u - \psi_i$	– kąt między wektorem prądu i wektorem napięcia
<b>G</b>	– konduktancja
<b>HV</b>	– strona górnego napięcia transformatora
$\underline{I}$	– wektor prądów węzłowych sieci
$i, I, I_m$	– prąd, wartość chwilowa, skuteczna i amplituda
$\underline{I}$	– prąd zespolony
<b>L</b>	– indukcyjność
<b>LV</b>	– strona dolnego napięcia transformatora
$\lambda$	– wartość własna
$n$	– przekładnia idealnego transformatora podana w j.w. liczba węzłów
<b>P</b>	– moc czynna
$P_d$	– moc czynna dostarczana z systemu do odbioru
$P_g$	– moc czynna elektryczna generatora
$P_L, P_{\text{odb}}$	– moc czynna odbioru
$P_T$	– moc mechaniczna turbiny
$P_\delta$	– moc synchronizująca
$P_s$	– moc czynna, bilans mocy czynnej w całym systemie
$P_{ki}$	– współczynnik udziału wartości własnej $\lambda$
$p = ui$	– moc chwilowa
<b>Q</b>	– moc bierna
$Q_d$	– moc dostarczana z systemu do odbioru
$Q_L, Q_{\text{odb}}$	– moc bierna odbioru
$Q_s$	– moc bierna jako bilans mocy biernej w całym systemie

$Q_{\text{ind}}, Q_{\text{poj}}$	–	moc bierna indukcyjna/pojemnościowa
$R$	–	rezystancja
$\underline{S} = \underline{UI}^*$	–	moc zespolona, j.w.
$S = UI$	–	moc pozorna, j.w.
$t$	–	przekładnia transformatora rzeczywista
$T$	–	przekładnia transformatora zespolona
$T_m = 2H$	–	stała czasowa mechaniczna generatora
$T = T^{-1}$	–	unitarna macierz przekształcenia układu $a, b$ do układu $0, d, q$
$\theta$	–	kąt wirnika generatora synchronicznego
$\underline{U}$	–	wektor napięć węzłowych sieci
$u, U, U_m$	–	napięcie, wartość chwilowa, skuteczna i amplituda
$U_d, U_g, U_s$	–	moduł napięcia węzłowego
$\underline{U}$	–	napięcie zespolone
$u_k$	–	napięcie zwarcia transformatora
$u_d, u_q$	–	napięcie na zaciskach generatora w osi podłużnej i poprzecznej
$\omega = 2\pi f$	–	pulsacja sieci
$\omega_s$	–	prędkość kątowna synchroniczna
$\omega_m$	–	pulsacja nietłumionych kołysań
$x$	–	wektor stanu
$\dot{\underline{x}}$	–	pochodna wektora stanu względem czasu
$X$	–	reaktancja
$X_D, X_Q$	–	reaktancja uzwojeń tłumiących w osi podłużnej i poprzecznej
$X_d''$	–	reaktancja podprzejściowa podłużna
$X_q''$	–	reaktancja podprzejściowa poprzeczna
$X_d'$	–	reaktancja przejściowa podłużna
$X_q'$	–	reaktancja przejściowa poprzeczna
$X_d$	–	reaktancja synchroniczna podłużna
$X_q$	–	reaktancja synchroniczna poprzeczna
$\underline{y}$	–	admitancja zespolona
$\underline{Y}_{ij}$	–	element $i, j$ macierzy admitancyjnej węzłowej
$y, Y$	–	moduł admitancji
$\underline{Y}$	–	macierz admitancyjna węzłowa sieci
$\underline{Y}_G$	–	macierz transferowa
$\underline{Z}$	–	element macierzy impedancyjnej węzłowej
$\underline{z}$	–	impedancja zespolona
$Z$	–	moduł impedancji
$\underline{Z}$	–	macierz impedancyjna węzłowa sieci
$\underline{Z}_N$	–	zespolona impedancja uziemienia punktu neutralnego sieci
$\underline{z}_{-k}$	–	zespolona impedancja, przez którą nastąpiło zwarcie

## Wykaz najważniejszych wskaźników

$0, d, q$	–	wielkości w układzie współrzędnych wirnika maszyny synchronicznej
$A, B, C$	–	wielkości w układzie trójfazowym
$b$	–	wartość podstawowa (bazowa)

$f$	–	wzbudzenia
$G$	–	generatora
$i$	–	węzłowa
j.w.	–	wartość względna (ang. <i>per unit</i> – p.u.)
$L$	–	odbiorcza
$m$	–	liczba węzłów w systemie
$n, N$	–	wartość znamionowa
$ph$	–	wartość fazowa

## Wykaz najważniejszych skrótów

AT	Autotransformator
EMS	– System zarządzania i podejmowania decyzji związanych z pracą see (ang. <i>Energy Management System</i> )
ENTSO-E RGCE	– Europejskie systemy połączone (poprzednio UCTE)
EPRI	– <i>Electric Power Research Institute</i>
FACTS	– elastyczne systemy przesyłowe prądu przemiennego (ang. <i>Flexible AC Transmission System</i> )
GPS	– Globalny system pozycjonowania (ang. <i>Global Positioning System</i> )
HVDC	– Układy przesyłowe prądu stałego (ang. <i>High-Voltage Direct Current</i> )
JW	Jednostka Wytwórcza
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
KDM	– Krajowa Dyspozycja Mocy
KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny
KWSD	– Systemy Komputerowego Wspomagania Sterowania Dyspozytorskiego
LAN	– Lokalna sieć komputerowa (ang. <i>Local Area Network</i> )
LFC	– Układ regulacji mocy i częstotliwości (ang. <i>Load and Frequency Control</i> )
NN	– Sieć Najwyższych Napięć
ODM	– Obszarowa Dyspozycja Mocy
OSD	– Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	– Operator Systemu Przesyłowego
PDC	– Koncentrator danych z pomiarów fazorów (ang. <i>Phasor Data Concentrator</i> )
PMU	– Urządzenie pomiaru fazorów (ang. <i>Phasor Measurement Unit</i> )
PPS	– mpuls na sekundę (ang. <i>Pulse Per Second</i> )
PSS	– Stabilizator systemowy (ang. <i>Power System Stabilizer</i> )
SCADA	– System nadzoru, sterowania i zbierania danych (ang. <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> )
SCO	– Samoczynne Częstotliwościowe Odciążanie
SEE	– System Elektroenergetyczny
SMES	– magnetyczny, nadprzewodnikowy zasobnik energii (ang. <i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i> )
SNO	– Samoczynne Napięciowe Odciążanie
SPZ	– Samoczynne Ponowne Załączenie
STATCOM	– Bocznikowy kompensator statyczny (ang. <i>Static Synchronous Compensator</i> )
SVC	– Statyczny kompensator mocy biernej (ang. <i>Static Var Compensator</i> )

TCPAR	– Transformator z regulacją poprzeczną, z tyrystorowym przełącznikiem zacze­pów (ang. <i>Thyristor Controlled Phase Angle Regulator</i> )
TCPS	– Transformator z regulacją poprzeczną, (ang. <i>Thyristor Controlled Phase Shifter</i> )
TVE	– Wynikowy błąd wektorowy (ang. <i>Total Vector Error</i> )
UPFC	– Zunifikowany Regulator Przesyłu (ang. <i>Unified Power Flow Controller</i> )
UTC	– Czas Wzorcowy (ang. <i>Universal Time Coordinated</i> )
WAMS	– Rozległy system pomiarowy (ang. <i>Wide Area Measurement System</i> )
WAN	– Rozległa sieć komputerowa (ang. <i>Wide Area Network</i> )
ZDM	– Zakładowa Dyspozycja Mocy



# 1. Wstęp

System elektroenergetyczny (SEE), jako obiekt zaopatrywania w energię elektryczną, jest zbiorem ściśle ze sobą powiązanych urządzeń technologicznych, systemów organizacyjnych i zespołów ludzkich. Prawidłowa infrastruktura przesyłowa, organizacja i niezawodne działanie systemu (urządzeń wytwarzania, dostawy i odbioru energii) zależy od różnego rodzaju służb w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych oraz od odbiorców energii. Bardzo istotna jest więc rola współdziałania poszczególnych elementów w utrzymaniu bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Ze względu na bezpieczeństwo energetyczne rozpatrywane w różnych dziedzinach funkcjonowania rynku energii oraz w różnych stanach funkcjonalnych systemu elektroenergetycznego szczególną uwagę powinno się przykładać do zapewnienia adekwatnych systemów technicznych w zakresie urządzeń pierwotnych i wtórnych, systemów organizacyjnych oraz zespołów ludzkich przygotowanych do sterowania i eksploatacji systemu elektroenergetycznego.

Zgodnie z definicją [179], bezpieczeństwo SEE jest to bezpieczeństwo funkcjonalne pracy połączonego systemu elektroenergetycznego oraz techniczne bezpieczeństwo urządzeń i obiektów składających się na połączony system elektroenergetyczny, a także bezpieczeństwo środowiska, na które te urządzenia i obiekty oddziałują. Bezpieczeństwo energetyczne można rozpatrywać jako takie, które dotyczy krótkich okresów, zagwarantowania dostaw energii i zapewnienia odpowiednich wielkości mocy w celu pokrycia bieżących potrzeb, a także w okresach dłuższych, czyli zagwarantowanie stałych dostaw mocy i energii z uwzględnieniem wzrostu zapotrzebowania oraz perspektyw rozwoju kraju. W warunkach monopolistycznych i centralnym planowaniu określenie wielkości mocy i inwestycji niezbędnych do prawidłowego działania systemu elektroenergetycznego oraz zapewnienia odpowiednich warunków z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego, zależało od przyjętej strategii oraz polityki rządu. Podczas podejmowania decyzji na temat realizacji określonych inwestycji bardziej kierowano się planami rozwoju niż efektami ekonomicznymi. Podstawowymi celami wprowadzenia konkurencyjnego rynku energii było umożliwienie uczestnikom rynku samodzielnego decydowania o wyborze partnerów handlowych, określenia warunków, na jakich będą zawierane transakcje, oraz zapewnienia racjonalnych cen energii dla jej nabywców.

Procesy związane z restrukturyzacją energetyki, realizowane od około 20 lat, których celem była liberalizacja i urynkowienie energetyki, doprowadziły do powstania nowych uwarunkowań. Polska, po wejściu do Unii Europejskiej (UE), zobowiązała się do dostosowania zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej do wytycznych określonych w Zielonej Księdze *Ku europejskiej strategii bezpieczeństwa energetycznego*, następnie w Białej Księdze, a także w dyrektywach publikowanych przez Komisję Europejską dotyczących funkcjonowania rynku energii oraz integracji systemów elektroenergetycznych w całej Unii. Przykład może stanowić Dyrektywa Rady 90/547/EWG, która stworzyła ramy dla transgranicznego handlu energią elektryczną. Państwa członkowskie zostały zobowiązane do przyjęcia wszelkich środków niezbędnych do ułatwienia przesyłu energii elektrycznej sieciami wysokich napięć między krajami. Dyrektywa zdefiniowała pojęcie przesyłu energii elektrycznej.

W warunkach gospodarki rynkowej energia elektryczna stała się towarem, który ma jednak specyficzne właściwości. Działający na rynku operatorzy systemów przesyłowych, obok obowiązków działania na rzecz rozwoju systemu zapisanych w ich koncesjach, prezentują postawy prorozwojowe, działając w najlepiej rozumianym interesie własnym. Wdrożenie rynku energii nie zwalnia ich ani z konieczności zapewnienia ciągłości zasilania odbiorców, ani z zapewnienia stabilnej pracy systemu. Skutki globalizacji i liberalizacji rynku energii na razie są trudne do przewidzenia, szczególnie jeśli weźmie się pod uwagę ostatnie wydarzenia w gospodarce światowej [132]. Na przykład ograniczenia związane z brakiem lub niewystarczającą zdolnością przesyłową połączeń transgranicznych utrudniają integrację europejskiego rynku energii. Małe zdolności przesyłowe tych połączeń mogą być również przeszkodą w zapewnieniu dostaw energii z innych krajów w przypadku braku lokalnych dostaw.

W Polsce z powodu wprowadzanych reform powstały trzy podstawowe oddzielne segmenty rynku krajowego – wytwórców energii elektrycznej, operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych. W segmentach tych działają komercyjne firmy energetyczne, które prowadzą działalność na konkurencyjnych rynkach i ich celem jest osiągnięcie zysku. Wydawałoby się, że podmioty te nie są zainteresowane ponoszeniem wydatków związanych z działaniem systemu, które w krótkiej perspektywie nie przynoszą bezpośrednich korzyści, jednak przekonanie takie nie wydaje się w pełni uprawnione. W związku z wprowadzeniem wolnego rynku rząd nie może bezpośrednio ingerować w działalność SEE, może tylko oddziaływać w sposób pośredni przez odpowiednie regulacje prawne, które stworzą odpowiednie warunki do działania dla wszystkich uczestników rynku, określenia wymaganych standardów jakościowych oraz działania regulacyjne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Przykładem takich interwencji jest wprowadzenie, w związku z koniecznością zwiększenia ochrony środowiska naturalnego, obowiązku zakupu energii zielonej (pochodzącej ze źródeł odnawialnych), żółtej (energia wyprodukowana z gazu) i czerwonej (energia wyprodukowana w skojarzeniu z ciepłem).

W perspektywie krótkoterminowej bezpieczeństwo elektroenergetyczne zapewniają prowadzone na bieżąco badania stanu jednostek wytwórczych, planowanych remontów i odstawień, modernizacji i możliwości pokrycia bieżącego zapotrzebowania.

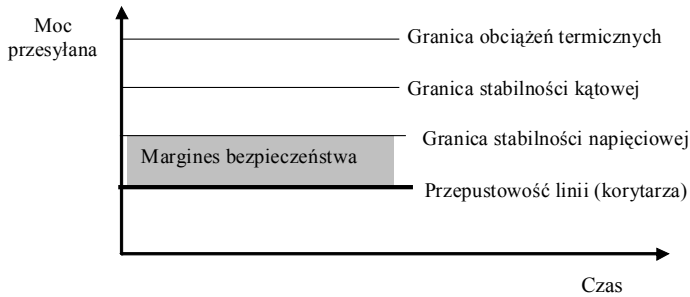
W perspektywie długoterminowej zapewnienia bezpieczeństwa elektroenergetycznego opracowywane są prognozy zapotrzebowania, a co za tym idzie potrzeb inwestycyjnych polskiej elektroenergetyki. Obecnie aktualny jest *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025* [176] opracowany przez operatora systemu, zgodnie ze strategią państwa określaną w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* [177]. Za bezpieczeństwo elektroenergetyczne odpowiadają więc nie tylko przedsiębiorstwa wytwórcze, przesyłowe i dystrybucyjne, ale również Rada Ministrów, a szczególnie Ministrowie: Gospodarki i Ochrony Środowiska, samorządy województw, władze lokalne oraz Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Istotnym elementem wpływającym na bezpieczeństwo elektroenergetyczne jest zapewnienie bezpieczeństwa pracy SEE, a ściślej przesyłu energii elektrycznej, ponieważ w systemach przesyłowych prądu przemiennego przesył energii elektrycznej napotyka wiele ograniczeń technicznych. Najważniejsze z nich (oprócz poziomów napięć) to obciążalność termiczna linii i transformatorów, granica stabilności kątowej oraz napięciowej. Bezpieczny przesył energii elektrycznej może się odbywać, gdy spełnione są jednocześnie wszystkie te warunki – każdy z odpowiednim zapasem:

- **Granica obciążeń termicznych** wynika z dopuszczalnej temperatury przewodów linii przesyłowych oraz zwisów w przęsłach. Odpowiadająca tym parametrom obciążalność prądowa nie jest stała i bardzo zależy od czynników pogodowych, jak temperatura otoczenia oraz prędkość i kierunek wiatru.
- **Granica stabilności kątowej** dotyczy ograniczeń przesyłu mocy czynnej związanych z zagrożeniem utraty synchronizmu generatorów (przekroczeniem granicznych kątów obciążenia). Stabilność kątowa uwarunkowana jest głównie charakterystykami turbin i generatorów oraz ich układów regulacji. W niektórych punktach pracy generatorów mogą występować oscylacje mocy czynnej o małym tłumieniu, zagrażające stabilności kątowej. Zapobiegają temu tzw. stabilizatory systemowe, wprowadzające dodatkowe sygnały sterujące do regulatorów generatorów.
- **Granica stabilności napięciowej** wiąże się ze zdolnością systemu elektroenergetycznego do wytwarzania mocy biernej i po pojawieniu się deficytu mocy biernej z utratą zdolności systemu elektroenergetycznego do utrzymania napięć węzłowych na wymaganym poziomie. Istotne znaczenie mają tu charakterystyki napięciowe odbiorów oraz źródeł napięcia i mocy biernej.

Usytuowanie wzajemne wymienionych tu poziomów ograniczeń nie jest obojętne z perspektywy bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej. Najbardziej niekorzystna jest sytuacja, gdy granica stabilności napięciowej jest położona poniżej granicy stabilności kątowej i termicznej (rys. 1.1). Warto wspomnieć, że taka sytuacja wystąpiła w Kra-

owym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w dniu 26 czerwca 2006 r., kiedy to doszło do awarii napięciowej w północno-wschodniej części kraju.



Rys. 1.1. Niekorzystne usytuowanie granic przesyłu mocy w wybranym przekroju sieci, wynikających z najważniejszych ograniczeń technicznych

W systemach przesyłowych prądu przemiennego bezpieczeństwo przesyłu mocy w dużym stopniu zależy od regulowanych poziomów napięć węzłowych. Utrzymywanie tych napięć na zadanych poziomach i w dopuszczalnym przedziale jest podstawowym zadaniem operatora sieci przesyłowej (OSP). Wymaga to dostarczania do węzłów sieci przesyłowej stosownej ilości mocy biernej oraz regulowania pod obciążeniem przekładni transformatorów. Podstawowym źródłem mocy biernej w SEE są generatory synchroniczne w elektrowniach oraz linie wysokiego napięcia. Elektrownie wytwarzają moc bierną regulowaną płynnie i w szerokich granicach – od mocy pojemnościowej do indukcyjnej. Zwykle są znacznie oddalone od odbiorców i w konsekwencji moc bierna musi być przesyłana na duże odległości, czemu towarzyszą znaczne jej straty. Ponadto obciążenie linii przesyłanej mocą bierną ogranicza możliwości przesyłu mocy czynnej. Obszary SEE, które cechuje brak elektrowni i lokalnych statycznych źródeł mocy biernej, narażone są na utratę stabilności napięciowej.

Podczas wzrostu obciążenia, wskutek istniejących ograniczeń wytwarzania mocy biernej przez generatory synchroniczne, w danej części SEE może wystąpić jej deficyt. Wywoła to obniżenie napięcia i w konsekwencji zmniejszenie generacji mocy biernej przez linie przesyłowe oraz dalsze ograniczenie zdolności jej wytwarzania przez generatory. Moc bierna popłynie do obszaru deficytowego ze źródeł dalej położonych, powodując wzrost obciążenia linii przesyłowych, a tym samym strat mocy biernej. W tej sytuacji awaryjne wyłączenie mocno obciążonej (przeciążonej) linii przesyłowej lub większego źródła mocy biernej w obszarze deficytowym może spowodować dalsze systematyczne obniżanie się napięć, aż do wystąpienia lawiny napięć. Na warunki napięciowe istotny wpływ mają także układy regulacji napięcia generatorów synchronicznych oraz transformatorów. W tych ostatnich układy regulacji przekładni pod obciążeniem starają się utrzymać zadany poziom napięcia po stronie sieci rozdzielczej i tym samym mogą się przyczynić do pogłębienia deficytu mocy biernej.

## 1.1. Cel i zakres opracowania

Przedmiotem niniejszej pracy są wybrane metody statycznej analizy stabilności napięciowej sieci przesyłowej, a zwłaszcza problemy związane z praktycznymi kryteriami jej badania. W monografii dokonano krytycznego i systematycznego przeglądu stanu osiągnięć praktycznych w omawianej dziedzinie. Dokonano zestawienia definicji pojęć związanych ze statyczną stabilnością napięciową oraz zaproponowano praktyczne kryteria oceny stabilności napięciowej sieci przesyłowej. Ocena ta polega na wyznaczeniu grupy węzłów sieci przesyłowej, których aktualny punktu pracy jest zbliżony do punktu utraty stabilności napięciowej, tzw. punktu lawiny napięć.

Celem pracy jest poszerzenie wiedzy o zachowaniu sieci przesyłowej w warunkach deficytu mocy biernej, w aspekcie zagrożenia utratą stabilności napięciowej. Celem monografii jest także próba usystematyzowania, według statycznego modelu SEE, ważniejszych metod badania statycznej stabilności napięciowej sieci przesyłowej oraz wyjaśnienie przyczyn jej utraty z opisem awarii systemowych, które ostatnio zdarzyły się w kraju i zagranicą. W pracy opisywany jest również oryginalny indukcyjny algorytm identyfikacji operatywnych rezerw/deficytu mocy biernej z wykorzystaniem nowoczesnej infrastruktury teleinformatycznej – systemów WAMS. W tym algorytmie poddawane jest ocenie bezpieczeństwo przesyłu energii elektrycznej według wartości liczbowej odpowiednich wskaźników – wartości własnych zredukowanej macierzy stanu. Wartości liczbowe tych wskaźników wraz z technologią WAMS mogą posłużyć do szybkiej identyfikacji stanu pracy sieci przesyłowej.

W rozdziale pierwszym omówiono przyczyny powstawania przerw w zasilaniu na dużych obszarach kraju, opierając się na retrospektywnie prześlędzonych znanych dużych awariach sieciowych oraz zdarzeniach prowadzących do wielu wyłączeń i uszkodzeń o charakterze lokalnym. W ostatnim okresie wskutek występowania niekorzystnych zjawisk atmosferycznych, przyjmujących wartości ekstremalne, rozległe awarie sieciowe występowały zarówno na wielu obszarach naszego kraju, jak i zagranicą.

W rozdziale drugim scharakteryzowano Krajowy System Elektroenergetyczny z uwzględnieniem postępującej konsolidacji przedsiębiorstw elektroenergetycznych i realizowanych założeń zawartych w programie dla elektroenergetyki. Wskazano na główne czynniki potencjalnych zmian: potrzebę rozbudowy sieci 400/220 kV (ułatwi ograniczenie zakresu wykorzystania sieci 110 kV dla funkcji przesyłowych), zmiany przepisów formalnoprawnych w prawodawstwie Unii Europejskiej oraz krajowym, zmiany wymogów bezpieczeństwa prowadzenia ruchu sieciowego w KSE ze względu na różnego rodzaju zagrożenia, tempo wdrażania nowych technologii, w tym w szczególności teleinformatycznych umożliwiających zdalne rozproszone pomiary, upowszechnienie systemów zdalnego sterowania obiektami sieciowymi (umożliwi koncentrację funkcji prowadzenia ruchu sieciowego), możliwy do osiągnięcia stopień integracji organizacyjnej i technologicznej służb dyspozytorskich OSP.

W rozdziale trzecim wskazano na korzystny wpływ regulatorów ARN generatorów na przebieg zmian napięcia, jednak pod warunkiem, że nie są naruszone ograniczenia dopuszczalnego obszaru pracy generatorów (prąd wzbudzenia, prąd stojana, kąt mocy). Opisano również stosowane automatyczne środki zmierzające do przywrócenia bilansu mocy biernej w zagrożonym obszarze, m.in. transformatory pracujące w sieci najwyższych napięć i automatyczne dodatkowo załączane źródła mocy biernej (baterie kondensatorów, SVC, STATCOM).

W rozdziale czwartym przedstawiono analizę rozwiązywalności modelu matematycznego dwuwęzłowego systemu wynikającego z twierdzenia Thevenina. Następnie wyprowadzono równanie krzywej rozwiązań granicznych ze względu na utratę stabilności napięciowej w węźle odbiorczym. Sformułowano również kryterium niezbilansowań węzłowych w odniesieniu do systemu dwuwęzłowego. Wykazano, że kryterium niezbilansowań węzłowych jest równoważne znanemu z literatury kryterium  $dU/dQ$ .

We wstępie do rozdziału piątego przedstawiono przyjęte definicje zapasu przesyłu mocy w sieci przesyłowej oraz bezpiecznego zapasu przesyłu mocy wynikającej z krzywej nosowej  $P-U$  oraz  $Q-U$ . Następnie przeprowadzono analizę stabilności napięciowej modelu sieci przesyłowej na podstawie zdefiniowanych wskaźników i szczegółowo opisano algorytm badania stabilności napięciowej sieci przesyłowej 400/220/110 kV. Opisano praktyczne sposoby zapobiegania rozwojowi lawiny napięć w systemie elektroenergetycznym, które polegają na metodach wyszukiwania najsłabszych węzłów w aspekcie utraty stabilności napięciowej.

Rozdział szósty w całości poświęcono technologii WAMS, czyli zsynchronizowanym satelitarnie pomiarom fazorów napięć i prądów w węzłach sieci przesyłowej. Opisano materiały z projektów badawczych poświęconych pomiarom wartości skutecznych i przesunięć fazowych (fazorów). Wykazano, że technologia ta przynosi wymierne korzyści, takie jak: możliwość szczegółowej analizy przyczyn awarii dzięki poprawie obserwowalności dynamiki systemu, bieżącą ocenę pracy systemu i jego stabilności, wizualizację danych oraz monitorowanie w czasie rzeczywistym parametrów elektrycznych SEE.

W rozdziale siódmym opisano indukcyjny algorytm do badania stabilności napięciowej węzłów sieci przesyłowej, wykorzystujący drzewa decyzyjne oraz WAMS. Drzewa decyzyjne stanowią podstawową metodę indukcyjnego uczenia się maszyn, co spowodowane jest dużą efektywnością i możliwością prostej programowej implementacji.

## 1.2. Charakterystyka zjawisk prowadzących do awarii systemowych

Przerwę w pracy systemu elektroenergetycznego lub jego znacznej części w literaturze nazwano awarią katastrofalną typu *blackout* [3, 15, 16, 49, 115, 180, 227].

Awarię taką definiuje się jako utratę napięcia w sieci elektroenergetycznej na znacznym obszarze oraz minimum 50% odbiorców pozbawionych jest zasilania, ewentualnie utrzymują się lokalne wyspy. Przyczyny i przebieg tego zjawiska są w każdym przypadku inne, ale można określić podobny schemat dochodzenia do *blackoutu*. W wyniku nałożenia się kilku losowych zdarzeń, tj.: awarie sieciowe, wyłączenia elektrowni i ekstremalne warunki atmosferyczne, dochodzi do przekroczenia krytycznych wartości podstawowych parametrów technicznych pracy systemu (napięcie i częstotliwość), automatycznego odłączenia się od sieci elektrowni i utraty napięcia w całym obszarze objętym zakłóceniem.

Stabilność to zdolność systemu elektroenergetycznego w określonych warunkach eksploatacyjnych do osiągania stanu równowagi operacyjnej po narażeniu na fizykalne zakłócenie, przy czym większość zmiennych systemowych jest tak ukształtowana, że praktycznie całość systemu pozostaje nienaruszona [225]. Stabilność napięciowa jest związana ze zmianami napięć w węzłach sieci przesyłowej w kolejnych stacjach ustalonych, występujących po zmianie zapotrzebowania mocy w systemie elektroenergetycznym. Utrata stabilności napięciowej może być spowodowana bądź to zbyt dużym wzrostem zapotrzebowania mocy w systemie, bądź awaryjnym wyłączeniem silnie obciążonej linii przesyłowej lub generatorów.

Charakterystyczną cechą awarii typu *blackout* jest ich kaskadowość [30, 69]. Przebieg dużej awarii systemowej składa się zwykle z dwóch wyraźnie wyodrębnionych faz [170, 222]. W pierwszej z nich następuje powolne narastanie zagrożenia; jest to efekt kolejno występujących awarii, np. w wyniku zmian pogodowych. W sieci następują stosunkowo nieznaczne wahania częstotliwości i napięcia, przepływy mocy czynnej i biernej ulegają zmianie. Praca systemu jest na granicy stabilności, ale możliwe jest jeszcze podejmowanie działań dyspozytorskich mających na celu ograniczenie zagrożenia awarią systemową. Do działań tych zaliczamy przede wszystkim wykorzystanie rezerw mocy (np. uruchomienie elektrowni wodnych, zwiększenie importu), a także dokonywanie przełączeń sieciowych mających na celu likwidację przeciążeń i spadków napięć. Niesłychanie ważna w tym zakresie jest prawidłowa koordynacja sieci rozdzielczej przez operatora systemu przesyłowego i wykorzystanie jej do likwidacji przeciążeń określonych linii przesyłowych.

Druga z faz rozpoczyna się z chwilą przekroczenia krytycznych parametrów pracy systemu i ma przebieg bardzo szybki, kaskadowy, wykluczający możliwość skutecznych działań operatorskich. W tej fazie działają głównie układy automatyk sieciowych i obiektowych, których celem jest niedopuszczenie do uszkodzenia urządzeń. Na skutek przeciążenia wyłączają się kolejno linie energetyczne, powiększając spadki napięcia, następuje zmiana częstotliwości, co z kolei powoduje automatyczne odłączanie generatorów elektrowni od systemu elektroenergetycznego. Pogłębia to deficyt mocy, system elektroenergetyczny traci spójność, zasilanie utrzymane zostaje jedynie w tzw. wyspach, czyli rejonach wydzielonych od pozostałej części systemu, gdzie lokalnie występuje równowaga pomiędzy mocą wytwarzaną i obciążeniem [60, 88].

Aby znaleźć wspólne cechy, charakteryzujące przyczyny powstawania przerw w zasilaniu na dużych obszarach kraju, należy przeanalizować znane duże awarie sieciowe oraz zdarzenia prowadzące do wielu wyłączeń i uszkodzeń w sieci przesyłowej [66, 67]. W ostatnim okresie, wskutek występowania niekorzystnych zjawisk atmosferycznych, rozległe awarie sieciowe wystąpiły zarówno na wielu obszarach naszego kraju, jak i zagranicą.

### 1.2.1. Wybrane krajowe awarie systemowe

**Pierwsza z omówionych awarii** zdarzyła się 22 listopada 2004 roku i spowodowała wyłączenie zasilania całej południowej części lewobrzeżnej Warszawy. Zasilania nie było na Mokotowie, Ochocie, Woli, Ursynowie, we Włochach i Wilanowie. Międzynarodowe Lotnisko na Okęciu wstrzymało starty i lądowania samolotów, kierując znajdujące się w powietrzu maszyny na lotniska zapasowe. Przeszło funkcjonować metro. Przyczyną tej awarii, która trwała około 130 minut, było zerwanie dwóch ceramicznych izolatorów, które eksploatowane były przez około 40 lat, a więc prawie dwukrotnie dłużej niż przyjęty dla nich okres normatywny eksploatacji. Eksploatacja tego typu izolatorów przez okres dłuższy niż 20 lat jest obciążona znacznym ryzykiem awarii. Prezes URE „za nieutrzymywanie w należyтым stanie technicznym obiektów, instalacji i urządzeń elektroenergetycznych” nałożył na STOEN S.A. dotkliwą karę pieniężną. Nie jest znany lub nie został opublikowany komunikat, w jaki sposób doszło do wyłączenia tak dużego obszaru, w tak dużym mieście, wskutek uszkodzenia tylko dwóch izolatorów. Prawdopodobną przyczyną rozprzestrzenienia się zakłócenia – jak i w innych przypadkach – były wyłączenia innych linii 110 kV, wskutek ich przeciążeń będących następstwem zmiany rozpyływów mocy w sieci 110 kV.

**Drugim przykładem awarii**, polegającej na długotrwałym procesie obniżania się napięć w sieci przesyłowej, jest awaria napięciowa w północno-wschodnim i centralnym obszarze KSE w dniu 26 czerwca 2006 r. [73]. W tym dniu prognoza zapotrzebowania w szczycie południowym wynosiła 18 200 MW, a faktyczne zapotrzebowanie o godz. 12:45 wyniosło 18722 MW [194]. Zbyt słabe oszacowanie zapotrzebowania mocy w KSE (3% poniżej prognozy) związane było z poborem mocy przez urządzenia klimatyzacyjne. W dużych aglomeracjach miejskich wysoka temperatura spowodowała zwiększenie poboru mocy przez klimatyzatory i wentylatory. Pobór mocy przez te urządzenia charakteryzuje się stosunkowo małym współczynnikiem mocy  $\cos\varphi \sim 0,75$ , czyli tangensem mocy  $\operatorname{tg}\varphi \sim 0,9$ . W przybliżeniu pobór mocy przez urządzenia klimatyzacyjne jest prawie taki sam jak pobór mocy czynnej. W rezultacie współczynnik mocy w niektórych stacjach 400/110 kV oraz 220/110 kV przekraczał wartość  $\operatorname{tg}\varphi = 0,4$  (zgodnie z rozporządzeniem przyłączeniowym Ministerstwa Gospodarki [195] nie powinien tej wartości przekraczać po stronie SN). Wskutek nieprzewidzianego wzrostu zapotrzebowania oraz powstałych w międzyczasie ubytków



mocy dyspozycyjnej, rezerwa wirująca w KSE zmniejszyła się w szczycie rannym do poziomu (200–300) MW. W KSE zaczęły pojawiać się lokalne deficyty mocy biernej, co objawiało się obniżaniem poziomów napięć, głównie w deficytowych obszarach ODM Warszawa i ODM Bydgoszcz. Zapasy generacji mocy biernej w bliskich elektrycznie elektrowniach Pątnów i Ostrołęka szybko zostały wyczerpane. Produkcją mocy biernej dociążone zostały inne generatory aż do granic swych możliwości. Moc bierna zaczęła dopływać z odległych elektrycznie źródeł, zwiększając spadki napięcia w liniach przesyłowych. Wskutek znacznego obniżenia napięcia w sieci przesyłowej i zadziałania zabezpieczeń technologicznych, w pierwszej kolejności zablokowane zostały układy Automatycznej Regulacji Stacji Transformatorowych (ARST), a następnie wyłączone zostały oba pracujące i najbliższe elektrycznie deficytowego obszaru bloki w Elektrowni Ostrołęka. W Elektrowni Ostrołęka doszło do zadziałania ogranicznika prądu stojana generatora bloku nr 2. Ogranicznik prądu stojana działa na odwzbudzenie generatora i wywołuje redukcję mocy biernej indukcyjnej, a co za tym idzie obniżenie napięcia generatora. Około godziny 13.08 dochodzi do zadziałania zabezpieczeń podnapięciowych (nastawionych na  $0,8 U_n$ ,  $t = 20$  s) i następuje odłączenie bloku nr 2 od sieci przesyłowej. W tym samym czasie analogiczne zjawiska zachodzą w pracy bloku nr 3. Tuż przed utratą synchronizmu generatora bloku nr 2 następuje zadziałanie ogranicznika prądu stojana bloku nr 3 i około godziny 13.08 następuje awaryjne wyłączenie bloku nr 3 przez zabezpieczenia nadprądowo-wzłoczne trójzwojowego transformatora potrzeb własnych.

Zapoczątkowało to lawinę napięciową – w wyniku tego nastąpił gwałtowny spadek poziomów napięcia w węzłach północno-wschodniej części KSE (w niektórych węzłach odbiorczych – nawet do ok.  $0,8 U_n$ , a w węzłach typu elektrowniowych – do ok.  $0,9 U_n$ ). Skutkowało to włączeniami dalszych pracujących jeszcze jednostek (np. EC Białystok – generator 2 i 4, El. Kozienice – blok 7, EC Starachowice blok 1–3). Deficyt mocy czynnej przekroczył w tym obszarze kraju wartość 1000 MW, a mocy biernej – wartość 600 Mvar. Postępujący spadek napięć w systemie przesyłowym spowodował również samoczynne wyłączenie łącza HVDC w stacji Słupsk, w którym był realizowany przesył 300 MW ze Szwecji do Polski. Bezpośrednią przyczyną zatrzymania pracy łącza był spadek napięcia na potrzebach własnych stacji DC (napięcie w stacji Słupsk spadło poniżej 360 kV, czyli  $0,90$  j.w.). Jednocześnie z tego samego powodu wyłączona została bateria Q3. Pozostająca w pracy bateria Q2 po dalszym zaniżeniu napięcia na szynach 400 kV do poziomu około 330 kV ( $0,825$  j.w.) generowała około 65 Mvar. Po wyłączeniu łącza HVDC napięcie w stacji Dunowo spadło do wartości odpowiednio 350 kV ( $0,875$  j.w.), 199 kV ( $0,905$  j.w.) i 103 kV ( $0,936$  j.w.). W wyniku wyłączenia kabla HVDC nastąpiło dalsze pogłębienie deficytu mocy czynnej i biernej w północnej i centralnej części kraju, co spowodowało znaczny wzrost jej przesyłu ze źródeł zlokalizowanych na południu kraju i z zagranicy. Niektóre linie osiągnęły maksymalnie dopuszczalny poziom obciążenia dla występujących w tym czasie temperatur (ze względu na zwisy przewodów). Przesyły mocy czynnej i biernej

na duże odległości spowodowały dodatkowe straty mocy biernej i pogłębienie jej deficytu. Nastąpiło załamanie napięcia w rozdzielniach sieci przesyłowej w centralnej i północnej części kraju oraz utrata możliwości utrzymania zadanych wartości napięcia w punktach przyłączenia do sieci przesyłowej pozostałych elektrowni. Krajowy deficyt mocy czynnej i biernej był pokrywany przez systemy zagraniczne. W warunkach załamania napięcia w sieci przesyłowej poważnemu obniżeniu uległo napięcie u znacznej liczby odbiorców zasilanych z sieci rozdzielczej.

Po wyczerpaniu możliwości regulacyjnych w KSE, OSP zdecydował o [207]:

- awaryjnym zakupie mocy u sąsiednich OSP, z systemu czeskiego zakupiono 400 MW, z niemieckiego 500 MW i ze słowackiego 100 MW (zgodnie z [218]),
- uruchomieniu hydrogeneratorów bliskich elektrycznie obszarów z obniżonymi napięciami,
- zablokowaniu automatyki podnapięciowego wyłączania jednostek wytwórczych typu JWCD, aby uniknąć wyłączeń mogących doprowadzić do całkowitego *blackoutu* KSE,
- zwiększeniu generacji mocy biernej w elektrowniach kosztem zmniejszenia wytwarzania mocy czynnej,
- redukcji poboru mocy w obszarach o bardzo niskim napięciu (np. Zakłady Azotowe Puławy – ograniczenie dla odbiorcy do 75% produkcji technologicznej),
- zmianie konfiguracji sieci w celu podniesienia napięcia potrzeb własnych wyłączonych bloków systemowych,
- ponownej synchronizacji wyłączonych bloków (Elektrownia Ostrołęka).

Kolejne działania występowały w różnym czasie i często przeplatały się wzajemnie. Ich kolejność była uwarunkowana aktualną sytuacją w odbudowywanym KSE. Przywrócenie stanu normalnego w KSE wymagało ponownego przyłączenia kabla HVDC. W tym celu operator musiał przywrócić właściwy poziom napięcia potrzeb własnych. Cel ten osiągnął, załączając hydrogenerator H1 w Elektrowni Wodnej Żydowo oraz odłączając transformator AT1 w stacji Słupsk od szyn 400 kV. Ułatwiło to załączenie baterii Q3, a następnie kabli HVDC.

Ponowna synchronizacja Elektrowni Ostrołęka wymagała przywrócenia odpowiednich poziomów napięcia w rozdzielni potrzeb własnych. Można to było osiągnąć tylko przez wprowadzenie ograniczeń katastrofalnych dla odbiorców Zakładu Energetycznego Białystok. Konieczne było również wyłączenie linii 220 kV Ostrołęka–Ełk przy pozostawionym połączeniu autotransformatora AT2 z systemem szyn 220 kV.

Działania podjęte przez operatora okazały się skuteczne, zgodnie z [74], i około godz. 16.00 w KSE zostały przywrócone normalne warunki pracy. Awaria napięciowa z dnia 26 czerwca 2006 r. wystąpiła wskutek nałożenia się kilku niekorzystnych okoliczności, z których należy wymienić [208]:

- nieoczekiwany i wyjątkowo wysoki poziom zapotrzebowania na moc czynną,

- odstępstwa od wymaganych warunków pracy KSE, spowodowane awaryjnymi postojami jednostek wytwórczych,
- wysoki pobór mocy biernej z sieci przesyłowych przy ograniczonych możliwościach jej produkcji w mocno obciążonych, pracujących jednostkach wytwórczych,
- niedostosowanie wymienionych jednostek do pracy z obniżonym napięciem.

Awaria ta była podstawą do sformułowania określonych zaleceń i propozycji przedsięwzięć, zmierzających do poprawy bezpieczeństwa pracy KSE w celu uniknięcia w przyszłości podobnych sytuacji [201]. Najważniejsze z nich to:

- zainstalowanie kompensatorów mocy biernej w najsłabszych węzłach 400 kV i 220 kV [101, 102],
- poszerzenie analizy rozpliwów mocy wykonywanej w ramach planowania dobowego o wyznaczanie zapasu stabilności napięciowej, z uwzględnieniem aktualnych wartości napięć węzłowych,
- opracowanie planów zmiany generacji mocy czynnych i biernych na okoliczność zaniżenia napięć w sieci przesyłowej,
- ustalenie w umowach pomiędzy OSP i OSD maksymalnego tangensa mocy, mierzonego na poszczególnych transformatorach NN/110 kV i stosowanie kar umownych za jego przekroczenie,
- dokonanie gruntownej analizy pracy bloku z regulatorem napięcia i regulatorem turbiny w warunkach obniżonego napięcia po stronie górnego napięcia transformatora blokowego, szczególnie pod kątem działań ograniczników prądu stojana, prądu wirnika i kąta mocy [99],
- przeanalizowanie działań układów ARNE i ARST pod kątem pracy w warunkach obniżonego napięcia oraz opracowanie koncepcji nowych algorytmów pracy tych układów [212],
- weryfikacja obecnej strategii restytucji systemowej, ponieważ zasada wyłączenia przez zabezpieczenia podnapięciowe bloków i przechodzenia ich do pracy na potrzeby własne ogranicza możliwości generacji mocy biernej w systemie i może przyczynić się do powstania lawiny napięcia [213],
- zbadanie możliwości wystąpienia zagrożeń kaskadowych wyłączeń mocno obciążonych linii przesyłowych,
- wdrożenie obligatoryjnego, jednolitego i kompleksowego programu monitorowania pracy całego KSE z połączeniem telemetrycznym systemów SCADA [27, 61, 211].

**Trzecia wybrana awaria** nastąpiła w okolicach Szczecina w nocy 7/8 kwietnia 2008 r. Spowodowana była mechanicznym działaniem śniegu, który osadził się na przewodach linii napowietrznych i konstrukcjach wsporczych. Serię uszkodzeń linii napowietrznych zapoczątkowało uszkodzenie linii 110 kV Reclaw–Goleniów w północnej części obszaru, które nastąpiło około godz. 21.30 i nie spowodowało żadnych ograniczeń w dostawie energii. Później stwierdzono [12], że uszkodzone zostały na tej linii ramiona kilku słupów przelotowych oraz zerwanie przewodu roboczego w dwóch

przęsłach, wskutek znacznego obciążenia padającym i marznącym mokrym śniegiem. W pierwszej kolejności, tuż po północy, uszkodzeniu uległa linia 220 kV Morzyczyn–Police na skutek uszkodzenia konstrukcji wsporczej. W ciągu godziny uległa również uszkodzeniu linia 110 kV Dąbie–EC Szczecin, w której zerwał się przewód roboczy pod wpływem osadzonego śniegu i nastąpiło uszkodzenie wskutek tego trzech kolejnych słupów przelotowych. Około godziny 2.00 nastąpiło wyłączenie kolejnej linii 110 kV (Morzyczyn–Żydowice–Pomorzany) wskutek zerwania się izolatora liniowego, podobnie jak w drugiej linii 220 kV (Krajnik–Glinki), wyłączonej z tego samego powodu około godz. 3.30. Warto nadmienić, że w warunkach normalnych na sieć 110 kV obszaru objętego awarią pracują lokalne źródła:

- EC Pomorzany o mocy zainstalowanej 134 MW,
- EC Police o mocy zainstalowanej 127 MW,
- EC Szczecin o mocy zainstalowanej 88 MW.

Około północy zostały planowo odstawione bloki w EC Pomorzany oraz w EC Szczecin. W wyniku tego oraz awarii wszystkich wymienionych linii, w chwili wyizolowania się obszaru sieci 110 kV, powstał niedobór mocy rzędu 40% do około 100 MW. W efekcie tego deficytu zabezpieczenia pracujących urządzeń wytwórczych spowodowały wyłączenie pozostałych w pracy bloków obu elektrociepłowni i cała lewobrzeżna część Szczecina, w tym ZCH Police, pozbawione zostały zasilania.

Zgodnie z ekspertyzami [12, 240] kolejne wyłączenia linii, zaczynające się od strony północnej, spowodowane były niekorzystnymi warunkami pogodowymi. Materiał faktograficzny zgromadzony w protokołach wszystkich komisji badających awarię dowodzi pośrednio, że oblodzenie na przewodach linii osiągało rozmiary wielokrotnie przekraczające średnicę zewnętrzną przewodów, natomiast masa osadzonego śniegu osiągała wielokrotność normatywnej masy oblodzenia, przewidzianej w normach PN 67/E-05100 oraz PN-75/E-05100 dla pierwszej strefy sadyzowej.

Zespół do spraw zbadania przyczyn i skutków wymienionych awarii energetycznych wykazał w swym raporcie [12] wiele uchybień i nieprawidłowości służb dyspozytorskich, które spowodowały zwiększenie rozmiarów, czasu trwania i skutków katastrofy elektroenergetycznej:

- działania służb dyspozytorskich były prowadzone w sposób rutynowy – pomimo narastającego zagrożenia w systemie elektroenergetycznym służby te ani nie podejmowały działań zapobiegawczych, ani nie uruchomiły innych procedur, pomimo sygnałów o nadchodzącej awarii,
- nie rozważano i nie podjęto działań w celu zwiększenia generacji lokalnej w EC Pomorzany i EC Szczecin, wręcz przeciwnie – zaplanowane wyłączenia w tych elektrowniach – pomimo narastającego stanu zagrożenia w sieci dystrybucyjnej i przesyłowej regionu szczecińskiego – zostały zrealizowane,
- główne działania związane z przebiegiem awarii były skoncentrowane w ZDM ENEA S.A. Oddział Szczecin, gdzie w tym czasie nie wzmocniono jednoosobowej obsługi – dyspozytor ZDM musiał znaczną część czasu poświęcić reje-

strowi zdarzeń i przekazywaniu informacji o wydarzeniach służbom dyspozytorskim wyższych szczebli,

- służby dyspozytorskie ODM nie rozpoznały właściwie sytuacji, w tym zagrożenia wystąpienia awarii sieciowej – aż do wyłączenia linii 220 kV Krajnik–Glinki, nie zdawano sobie sprawy ze skali zagrożenia.

Oprócz omówionych kilku najważniejszych awarii w KSE podobne wystąpiły również w wielu innych krajach. Miały one podobne przyczyny i przebieg: z różnych pierwotnych przyczyn następowały zwykle kaskadowe wyłączenia linii przesyłowych lub jednostek wytwórczych, aż do wyodrębnienia się niezbilansowanego obszaru wysepowego, z szybkim wyłączeniem wszystkich pracujących jeszcze źródeł na tym obszarze [95].

### 1.2.2. Wybrane zagraniczne awarie systemowe

**Pierwsza z opisywanych awarii** systemowych zdarzyła się w systemie ENTSO-E RGCE (ex. UCTE). Zdarzyła się w nocy 4/5 listopada 2006 r. i doprowadziła do przerw w zasilaniu ponad 15 milionów gospodarstw domowych w Zachodniej Europie oraz do podziału synchronicznie pracującej, połączonej sieci ENTSO-E RGCE na trzy asynchroniczne obszary [217]. Natychmiastowe działania, podjęte przez wszystkich OSP zgodnie z zasadami bezpieczeństwa ENTSO-E RGCE, zapobiegły przekształceniu się awarii w ogólnoeuropejski *blackout*. Zdarzenie to zalicza się do najpoważniejszych i największych zakłóceń w Europie.

W połowie września 2006 r. stocznia Meyerwerft zgłosiła do E.ON Netz potrzebę wyłączenia dwutorowej linii 380 kV Conneforde–Diele w dniu 5 listopada o godzinie 01.00 w celu umożliwienia przepłynięcia dużego statku rzeką Ems. E.ON Netz przeprowadził analizę wpływu wyłączenia tej linii na pracę systemu, wstępnie zaakceptował prośbę stoczni i poinformował TenneT oraz RWE TSO o wydaniu zgody, aby również ci operatorzy mogli przeprowadzić analizę *n-1* dla swoich systemów. Wyniki tych analiz wykazały, że, pomimo znacznego obciążenia, system będzie znajdować się w stanie bezpiecznej pracy. Dodatkowo w wyniku skoordynowanych działań pomiędzy TenneT a E.ON Netz z powodu wyłączenia linii Conneforde–Diele wymienieni operatorzy uzgodnili na dzień 5 listopada w godzinach od 00.00 do 06.00 redukcję międzysystemowych zdolności przesyłowych z E.ON Netz do TenneT. Dzień wcześniej operator TenneT zdecydował o dalszej redukcji zdolności przesyłowych między Niemcami a Holandią na dzień 5 listopada w celu uwzględnienia wpływu prognozowanej generacji wiatrowej na przepływy na swoich liniach międzysystemowych. Nie spodziewanie w dniu 3 listopada E.ON Netz odebrał od stoczni prośbę o wyłączenie wspomnianej linii, ale trzy godziny wcześniej, czyli w dniu 4 listopada o godzinie 22.00, E.ON Netz udzielił na to wstępnej zgody po tym, jak nowa analiza nie wykazała naruszenia kryterium *n-1* w jego sieci. Jednak, niezgodnie z procedurami

ENTSO-E RGCE (ex. UCTE), nie zostali poinformowani o zmianie terminu wyłączenia ani RWE TSO, ani TenneT, dlatego też nie przeprowadzili oni żadnych nowych analiz bezpieczeństwa. Kiedy wyłączone zostały dwa tory linii Conneforde–Diele, E.ON Netz otrzymał kilka ostrzeżeń o dużych przepływach mocy w liniach na jego obszarze. Kilka minut po wyłączeniu RWE TSO poinformował E.ON Netz o poziomie dopuszczalnego obciążenia 1795 A na linii Landesbergen–Wehrendorf, łączącej obszary E.ON Netz i RWE TSO. Jednak w tym momencie obciążenie tej linii było poniżej dopuszczalnego poziomu i kryterium  $n - 1$  w sieci RWE TSO nadal było spełnione. W dodatkowych rozmowach telefonicznych przeprowadzonych między E.ON Netz, RWE TSO oraz Vattenfall Europe Transmission około godziny 22.00, sytuacja była rozpoznana jako bardzo trudna. W ciągu 2 minut, po godzinie 22.00 obciążenie linii 380 kV Landesbergen–Wehrendorf wzrosło o 100 MW, przekraczając wartość ostrzegawczą RWE TSO. Wywołało to natychmiastową reakcję RWE TSO, którego dyspozytor poprosił dyspozytora E.ON Netz o natychmiastowe podjęcie środków zaradczych w celu przywrócenia bezpiecznego stanu pracy sieci. E.ON Netz, bez wykonania analiz rozplwyowych w celu sprawdzenia spełnienia kryterium, przeprowadził empiryczną ocenę środków zaradczych, polegających na zmianie konfiguracji sieci. Z powodu presji czasu ta operacja łączeniowa została przeprowadzona bez dodatkowej koordynacji z RWE TSO. Późniejsze symulacje wykazały, że wykonane przełączenie doprowadziło do odwrotnego efektu niż spodziewany – prąd płynący tą linią wzrósł, zamiast zmaleć i linia automatycznie wyłączyła się w wyniku zadziałania zabezpieczeń odległościowych w stacji Wehrendorf (RWE TSO) z powodu przeciążenia. W rezultacie wyłączenie linii Diele–Conneforde spowodowało wzrost różnicy kątów fazowych napięć między tymi stacjami z  $5^\circ$  do  $34^\circ$ , co w efekcie doprowadziło do wzrostu przepływu mocy o ponad 600 MW na linii Landesbergen–Wehrendorf. Wyłączenie tej ostatniej linii doprowadziło do kolejnych kaskadowych wyłączeń z powodu przeciążeń, które spowodowały zadziałanie zabezpieczeń odległościowych. W całym systemie w ciągu 80 s wyłączyły się aż 33 linie o napięciach 110, 220, 380 i 400 kV.

Proces resynchronizacji został zakończony po 40 minutach podziału. Za główną przyczynę awarii powołana komisja uznała, że po wyłączeniu dwutorowej linii 380 kV Conneforde–Diele w sieci E.ON Netz nie było spełnione kryterium [217]. W efekcie wyłączenia linii Conneforde–Diele przepływ mocy na linii 380 kV Landesbergen (E.ON Netz)–Wehrendorf (RWE TSO) osiągnął wielkość tak bliską nastawom zabezpieczeń w stacji Wehrendorf (RWE TSO), że nawet stosunkowo niewielki wzrost tego przepływu wywołał kaskadowe wyłączenia.

**Druga awaria, tzw. skandynawska,** wystąpiła 23 września 2003 roku, kiedy pierwszy i drugi blok szwedzkiej elektrowni atomowej w Barsebäck były wyłączone (z powodu protestu przeciwko energii atomowej) [181]. Zapotrzebowanie południowego obszaru Szwecji realizowane było głównie z małych źródeł lokalnych oraz kablem podwodnym z Danii i liniami ze Szwecji północnej. Wyłączone były dwie linie

400 kV oraz połączenie kablowe z Polską i Niemcami. W tym czasie awaryjnie został wyłączony jeden z bloków elektrowni atomowej w Oskarshamm, co oznaczało ubytek mocy rzędu 1200 MW. Ubytek ten udało się szybko skompensować dzięki elektrowniom wodnym w systemie NORDEL. Kilka minut po awarii wymienionego bloku nastąpiło zwarcie dwufazowe na szynach rozdzielni Hoored, wyprowadzającej moc z innej elektrowni atomowej, co skutkowało wyłączeniem 2 linii przesyłowych 400 kV oraz ubytkiem kolejnych 1750 MW. Częstotliwość obniżyła się do 49 Hz, zaczęły się kołysania mocy, w rezultacie czego zaczęły działać układy automatyki SCO. Z powodu braku mocy biernej zaczęło spadać napięcie w sieci. W rezultacie działania systemów przełączania zaczepów na transformatorach rozdzielczych obciążenie zaczęło wzrastać, co spowodowało dalszy spadek napięcia i wzrost obciążenia linii przesyłowych mocą bierną. Przeciążone linie zostały wyłączone przez automatykę zabezpieczeniową, a wraz z tym wyłączone zostały pracujące jeszcze źródła. Całkowita wyłączona moc wynosiła około 4500 MW w Szwecji (30% sumarycznego obciążenia Szwecji sprzed awarii) oraz 1850 MW w Danii. Skutki awarii odczuło około 4,5 miliona osób. Napięcie w sieci 400 kV przywrócono w ciągu jednej godziny, lecz przywracanie zasilania trwało około 6,5 godziny. Przyczyną rozległych wyłączeń w tym przypadku był niekorzystny zbieg okoliczności – w ciągu 5 minut po awaryjnym wyłączeniu bloku nastąpiło awaryjne wyłączenie dalszych elementów systemu i w obliczu takiego zakłócenia ( $n - 3$  lub nawet więcej) sieć nie była już zdolna zapewnić zasilania odbiorcom.

**Trzecia awaria, zwana włoską**, zdarzyła się 28 września 2003 roku. Tuż przed awarią linie przesyłowe na granicy Włoch i Szwajcarii były bardzo mocno obciążone, gdyż realizowane były kontrakty handlowe pomiędzy tymi dwoma krajami. Ponadto import energii do Włoch odbywał się z Francji. Bezpośrednią przyczyną awarii było wyłączenie linii 380 kV na terenie Szwajcarii. Przyczyną tego wyłączenia było zwarcie przewodu z drzewem mocno obciążonej linii (jej zwis był ponadnormatywny). Według późniejszych analiz [52], linia ta miała temperaturę ponad 100 °C, a dopuszczalny zwis jej przewodów został przekroczony o około 3 m. Próba ponownego załączenia linii była nieudana – na końcach linii istniała zbyt duża różnica kątów fazowych – wynosiła aż 42°, przy wartości dopuszczalnej 30°. Operator po stronie szwajcarskiej nie zredukował obciążenia linii, a na próby jej ponownego załączenia stracił około 10 minut. W następstwie tego zdarzenia zaczęły się przeciążać pozostałe linie przesyłowe. Podjęto próbę odciążania linii, ale pomimo to wyłączyła się następna ważna linia przesyłowa, z powodu zwarcia przewodu z drzewem. Na prośbę operatora ze Szwajcarii operator z Włoch ograniczył import energii ze Szwajcarii o 300 MW, ale ograniczenie to rozłożyło się na wszystkie linie, a należało odciążyć tę właściwą – najbardziej obciążoną. Wyłączyła się wewnętrzna linia w Szwajcarii, co spowodowało odcięcie południowej części tego kraju od reszty systemu. Odcięty obszar był wtedy zasilany z Włoch, ale w następnych sekundach nastąpiło kaskadowe wyłączenie pozostałych linii między Włochami a Szwajcarią oraz przeciążonych linii na granicy

Włoch i Francji, Austrii i Słowenii. To spowodowało wyizolowanie sieci włoskiej z systemu europejskiego. W wyniku tego wystąpiły bardzo duże przeciążenia oraz zakłócenie równowagi dynamicznej, powodujące obniżenie napięcia w północnej części Włoch, a następnie wyłączenie wielu generatorów we Włoszech. Po około 2,5 minutach po oddzieleniu się systemu włoskiego od systemu ENTSO-E RGCE nastąpił *blackout*. Odbudowa zasilania trwała od 8 do 16 godzin, a niektóre południowe odcinki włoskich linii pozostawały bez obciążenia aż 3 dni. Według komisji przyczyn awarii było kilka [52]:

- nieudane ponowne załączenie pierwszej wyłączonej linii,
- nierozpoznanie w porę zagrożenia po sygnalizowanym przeciążeniu drugiej linii ze Szwajcarii i niepodjęcie kroków do jej odciążenia,
- nieodpowiednie prowadzenie eksploatacji sieci – dopuszczenie do rozrostu drzew pod liniami,
- utrata stabilności po wyizolowaniu się systemu włoskiego i przejściu do pracy wyspowej, co doprowadziło do jego całkowitego wyłączenia.

**Awaria grecka** nastąpiła 12 lipca 2004 r., w okresie dużego obciążenia sieci greckiej z powodu upałów i włączania urządzeń klimatyzacyjnych [18, 159]. Obciążenie sieci wzrastało również z powodu przygotowań do olimpiady w Atenach. Wcześniej wstrzymano budowę nowej rozdzielni 400 kV z powodu protestów okolicznych mieszkańców. Krytycznego dnia w rejonie objętym awarią uszkodzone były po dwie linie napowietrzne i kablowe 150 kV. Uszkodzeń tych nie naprawiono z powodu zaangażowania personelu w przygotowaniach do igrzysk olimpijskich. Wynikiem tego było znaczne przeciążenie trzech autotransformatorów w rozdzielni 400 kV i spadki napięcia w okolicach Aten. Awaria zapoczątkowana została już w godzinach porannych, kiedy uszkodzony został blok 300 MW w okolicach Aten. Blok ten naprawiono i włączono do sieci w godzinach południowych. W czasie obciążania bloku doszło do jego ponownego wyłączenia, co było przyczyną niedoboru mocy biernej w rejonie. Okoliczne elektrownie obniżyły produkcję mocy czynnej, aby zbilansować moc bierną. Wskutek tego nastąpił wzrost przepływu mocy czynnej z północy na południe Grecji i dalszy spadek poziomu napięcia. OSP zdecydował o zmniejszeniu obciążenia sieci przez wyłączenie części odbiorców. Po wyłączeniu mocy 80 MW napięcie jednak nie poprawiło się, natomiast OSP zdecydował o dalszym odciążeniu sieci. Kontakt OSP z OSD odbywał się telefonicznie, wskutek czego wyłączenie kolejnych odbiorców następowało z pewnym opóźnieniem. Poziomy napięć ulegały dalszemu obniżeniu, co spowodowało wyłączenie kolejnego bloku, jednak już w środkowej Grecji. Wtedy zadziałały zabezpieczenia na przeciążonej linii 400 kV, łączącej północ z południem Grecji. W konsekwencji dokonano się rozdzielenie systemu na dwie części. Południowa część Grecji znalazła się w pracy wyspowej. Większość generatorów w tej części było już wyłączonych i szybko nastąpiło dalsze wyłączenie około 4500 MW mocy.

Odbudowa sieci zaczęła się już po upływie 6 minut od zdiagnozowania, ale trwała prawie 5 godzin. Powołana komisja stwierdziła [223], że przyczyną tego wyłączenia



był deficyt mocy biernej, spowodowany pracą klimatyzatorów i towarzyszące temu duże spadki napięcia przy przesyłce mocy z północy na południe kraju, osłabienie sieci z powodu wyłączonych linii 150 kV i niewystarczające zasoby mocy biernej (wyłączone źródła, brak przygotowanych urządzeń kompensacyjnych). Stwierdziła również, że do powstania awarii katastrofalnej przyczyniło się też powolne wyłączanie obciążenia w sieci rozdzielczej oraz zmniejszenie produkcji mocy czynnej w czasie obniżania się napięcia, co doprowadziło do wzrostu prądu i całkowitego załamania się pracy tej części systemu greckiego.

**Największą awarią systemową ostatnich lat była tzw. awaria amerykańska**, która zdarzyła się 14 sierpnia 2003 roku w północno-zachodniej części USA i południowo-zachodniej części Kanady, opisana szczegółowo w [16, 36, 156]. W ciągu kilku godzin awaria objęła 265 elektrowni (w tym 22 atomowe) z 508 blokami energetycznymi, a wyłączone zostało 61800 MW mocy. Według oceny North American Electric Reliability Council (NERC) obszary najbardziej poszkodowane, to: Great Lakes, Michigan, Ohio, New York City, Ontario, Quebec, północna część New Jersey, Western Massachusetts i Southwest Connecticut. Przywracanie zasilania trwało do 16 sierpnia 2003 r.

Awaria zaczęła się dość typowo: nastąpiło awaryjne wyłączenie bloku o mocy 600 MW w elektrowni Eastlake w północnym Ohio, spowodowane deficytem mocy biernej w tym obszarze wskutek wyłączeń do prac planowych wielu innych sąsiednich bloków. Układ znalazł się w stanie ostrzegawczym, gdyż nie spełniał kryterium (N-1). Dyspozytorzy FirstEnergy (FE), operatora zaopatrującego ten obszar w energię elektryczną, nie wiedzieli nic o wyłączeniu bloku i zaistniałej sytuacji. Nawet po wyłączeniu kilku linii nie wykonywali żadnych działań korekcyjnych, niezbędnych do przywrócenia stanu bezpiecznego. Linie przesyłowe zostały przeciążone z powodu przesyłu znacznych ilości mocy biernej. Najważniejsza z nich wyłączyła się wskutek zetknięcia zwisających przewodów z drzewami pod trasą linii. Wyłączenie linii i wspomnianego bloku nie było monitorowane przez operatora koordynującego niezawodność pracy tej części systemu USA. Dodatkowo estymator stanu, z którego korzystał ten operator, dawał błędne wyniki i tuż przed awarią został wyłączony z eksploatacji. Zaczęły się kaskadowe wyłączenia kolejnych linii i to z tej samej przyczyny jak ta pierwsza – po zetknięciu się przewodów z rosnącymi pod nimi drzewami. Zaczęły się tworzyć obszary zasilane wyspowo, które po kolejnych włączeniach rozpadały się na mniejsze jeszcze części, aż do całkowitego wyłączenia wskutek niezbalansowania wewnętrznego [131].

Sprawozdanie komisji poawaryjnej określiło kilka przyczyn wyłączeń [7]:

- wiele podmiotów naruszyło obowiązujące przepisy eksploatacyjne oraz odpowiednie normy,
- dostęp do monitorowania stanu sieci oraz kontrola przestrzegania obowiązujących norm niezawodnościowych nie były wystarczające, aby zapobiec awarii,
- podmioty odpowiedzialne za koordynację niezawodności oraz zarządzanie eksploatacją błędnie rozumiały zakres swoich funkcji, odpowiedzialności, kompe-

tencji oraz nie miały niezbędnych kwalifikacji do kierowania pracą sieci elektrycznej,

- w niektórych regionach w modelach obliczeniowych zastosowano nieściśle dane o obciążalności linii i generatorów, a wyniki nie były konfrontowane z wynikami pomiarów lub testów,
- przyjmowane założenia projektowe oraz podawane wartości znamionowe urządzeń nie odpowiadały prawdzie,
- wystąpiły zaniedbania w utrzymywaniu wysokości roślinności pod liniami, w szkoleniu dyspozytorów oraz w należyтым sposobie wizualizacji stanu układu elektroenergetycznego itp.

Powołany został także zespół ekspertów na szczeblu rządowym amerykańsko-kanadyjskim, który opracował raport z przebiegu awarii [53]. Powodem awarii było zbiegnięcie się w czasie wielu przyczyn, które można podzielić na dwie grupy. Pierwsza z nich dotyczy niewłaściwych działań operacyjnych ze strony FE – operatora obszaru regulacyjnego, w którym rozwinęła się awaria, a wynikających między innymi z nieskutecznej działalności diagnostycznej. Operator FE:

- nie był w stanie zapewnić bezpiecznej pracy swojego systemu po wystąpieniu poważnych nieprzewidzianych awarii, gdyż nie wykonał odpowiednich analiz niezawodnościowych,
- nie miał odpowiednich procedur, które zapewniłyby jego dyspozytorom ciągłą informację o stanie funkcjonowania kluczowych układów monitorujących stan systemu,
- nie dysponował odpowiednimi procedurami skutecznego testowania stanu funkcjonowania podanych układów po ich naprawie,
- nie miał dodatkowych układów monitorujących, umożliwiających odwzorowanie rzeczywistego stanu systemu przesyłowego i ułatwiających dyspozytorom zrozumienie warunków jego pracy w przypadku awarii podstawowego systemu alarmowania/monitorowania.

Wymienione braki doprowadziły do sytuacji, w której dyspozytorzy FE nie mieli świadomości o zagrożeniu rozwijającym się w ich systemie.

Druga grupa przyczyn dotyczy zarządzania majątkiem sieciowym w FE, a w szczególności niewystarczającą przycinką drzew na trasach linii przesyłowych, co przyczyniło się do wystąpienia zdarzeń inicjujących awarię (wyłączenia trzech ważnych linii 345 kV).

## **2. Bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego**

### **2.1. Wprowadzenie**

Dla prawidłowej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego pokrywającego obszar Polski składającego się z urządzeń do wytwarzania, przesyłania i rozdziału (stacje elektroenergetyczne, linie przesyłowe i rozdzielcze) oraz przetwarzania i odbioru energii elektrycznej potrzebne jest zbilansowanie mocy wytwarzanej i pobieranej w różnych stanach pracy systemu [195].

Krajowy System Elektroenergetyczny ma za zadanie stałe utrzymywanie wymaganych parametrów niezawodności i jakości dostaw oraz powinien spełniać warunki współpracy z innymi połączonymi systemami elektroenergetycznymi. KSE składa się z sieci przesyłowej (400 i 220 kV) oraz współpracujących sieci rozdzielczych (110 kV):

- sieć przesyłowa to sieć funkcjonalnie przesyłowa, która w warunkach krajowych obejmuje sieć 400 i 220 kV oraz koordynowaną (pracującą w układzie zamkniętym) część sieci 110 kV, za której pracę odpowiedzialny jest Operator Systemu Przesyłowego (OSP),
- sieć rozdzielcza – w warunkach krajowych obejmuje pracującą w układzie otwartym część sieci 110 kV oraz sieci SN i nN, za której pracę są odpowiedzialni Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD).

Stan normalny pracy SEE definiowany jest jako stan pracy sieci i przyłączonych do niej źródeł wytwórczych, zapewniający najkorzystniejsze warunki techniczne i ekonomiczne dostawy energii elektrycznej, z uwzględnieniem zawartych transakcji rynkowych, oraz zapewniający spełnienie wymagań związanych z bezpieczeństwem dostaw energii elektrycznej, w tym kryteriów niezawodności pracy sieci i jakości energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom. Wynika to z zależności pomiędzy podstawowymi wielkościami w SEE. Aby utrzymać napięcia węzłowe i częstotliwość w dopuszczalnych zakresach, niezbędne jest zrównoważenie wartości mocy generowanych i odbieranych.

Zdarzające się w ostatnich okresach awarie systemowe pokazały, że w sieciach należących do różnych operatorów mogą pojawiać się poważne zagrożenia bezpie-

czeństwa pracy SEE. Definiowany jest wówczas tzw. stan pracy nienormalny, w tym stan zagrożeniowy i awaryjny. Odpowiada to pracy SEE, w którym nie jest możliwe zapewnienie dostaw energii do odbiorców bez konieczności wprowadzania ograniczeń w jej poborze i po zapewnieniu odpowiedniej jakości energii istnieje możliwość likwidacji ograniczeń w poborze energii przez działania podejmowane na poziomie lokalnym, po obniżeniu jakości energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom. Stany zagrożeniowe SEE mogą wynikać z deficytu mocy czynnej i biernej bądź deficytu mocy czynnej połączonego z nadmiernymi przepływami mocy biernej liniami wewnętrznymi KSE oraz liniami międzysystemowymi. Przeciążenia w liniach, obniżenie napięć węzłowych, zmniejszenie częstotliwości można uznać za zagrożenia pochodzące od długotrwałych stanów zakłóceń spowodowanych np. zmianą obciążenia. Stany awaryjne, jak wyłączenie przeciążonych linii przez elektroenergetyczną automatykę zabezpieczeniową (EAZ) lub służby ruchowe, udane lub nieudane próby przywrócenia konfiguracji powodują wiele zjawisk w generatorach (zmiany mocy, przyspieszanie i kołysanie wirników) i w sieci, które mogą doprowadzić do utraty synchronizmu jednego lub wielu generatorów [184, 190].

Utrata ciągłości pracy KSE lub jego znacznej części stanowi potencjalnie najpoważniejsze zakłócenie funkcjonowania infrastruktury technicznej kraju z trudnymi do przewidzenia skutkami społecznymi i gospodarczymi [92, 93, 94, 160]. Na niezawodność systemu elektroenergetycznego, rozumianą jako zdolność systemu do dostawy energii elektrycznej do punktów jej odbioru z zachowaniem przyjętych standardów i w wymaganej ilości składają się dwa podstawowe atrybuty – bezpieczeństwo pracy SEE i jego wystarczalność [178, 220]:

- Bezpieczeństwem pracy określa się zdolność systemu elektroenergetycznego do przetrwania nagłych awarii takich, jak zwarcia lub nieprzewidziana utrata elementów systemu, włączając w to ograniczenia ruchowe oraz zdolność systemu do utrzymania pracy połączonych synchronicznie obszarów regulacyjnych i uniknięcia wystąpienia niekontrolowanego podziału obszaru synchronicznego w wyniku awarii systemowej.
- Wystarczalność natomiast jest zdolnością systemu elektroenergetycznego do dostawy, w skali całego systemu, wymaganej ilości mocy i energii do odbiorców, z uwzględnieniem możliwości źródeł wytwórczych, przepustowości elementów przesyłowych systemu, węzłowych ograniczeń napięciowych oraz planowanych i nieplanowanych wyłączeń elementów systemu. Wystarczalność określa zdolność systemu elektroenergetycznego do pokrycia zapotrzebowania we wszystkich stanach ustalonych, w których może się znaleźć system elektroenergetyczny.

Nadmiar zasobów wytwórczych i przesyłowych ułatwia utrzymanie wysokiego stopnia bezpieczeństwa (np. powiększa zakres możliwych działań w stanach awaryjnych). Jest to tzw. operacyjna rezerwa mocy, występująca w danym stanie pracy SEE nadwyżka generacji nad zapotrzebowaniem, możliwa do wykorzystania w celu za-

pewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Podobnie efektywne prowadzenie ruchu systemu umożliwia lepsze wykorzystanie możliwości systemu, który w innych warunkach zostałby uznany za niedowymiarowany.

## **2.2. Zagrożenia związane z utratą ciągłości pracy**

W wyniku nałożenia się kilku losowych zdarzeń (awarie sieciowe, wyłączenia elektrowni, ekstremalne warunki atmosferyczne) może dojść do przekroczenia krytycznych wartości podstawowych parametrów technicznych pracy systemu (częstotliwość, napięcie), automatycznego odłączenia się od sieci elektrowni i utraty napięcia na całym obszarze objętym zakłóceniem.

Za podstawowe czynniki ryzyka wystąpienia awarii systemowych należy uznać [93, 136, 150]:

- występowanie ekstremalnych warunków atmosferycznych,
- dużą koncentrację mocy w elektrowniach i brak zróżnicowania surowców energetycznych wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej,
- rozległość terytorialną systemu i przesyły dużych mocy na duże odległości,
- niski poziom wystarczalności systemu (brak rezerw mocy wytwórczych i zdolności przesyłowych),
- brak lub ograniczone możliwości korzystania z pomocy awaryjnej z sąsiednich systemów i nieefektywną współpracę pomiędzy ich operatorami,
- zły stan techniczny urządzeń elektroenergetycznych (niewystarczające działania utrzymaniowe),
- niewłaściwą koordynację automatyk systemowych i zabezpieczeń,
- zawodność systemów informatycznych, telekomunikacyjnych, monitorowania i sterowania [10],
- błędy ludzkie.

Stosunkowo największe efekty uniknięcia awarii systemowych, ale związane z wysokimi kosztami, są możliwe do uzyskania na poziomie podejmowania decyzji rozwojowych. Chodzi tu przede wszystkim o [95, 96, 204]:

- stosowanie ostrych wymagań bezpieczeństwa podczas planowania rozwoju sieci elektroenergetycznych,
- utrzymywanie dużej nadwyżki mocy zainstalowanej w elektrowniach nad zapotrzebowaniem,
- zapewnienie zróżnicowanej struktury wytwarzania,
- rozwijanie algorytmów sterowania mocą turbin i wartością napięcia generatorów w elektrowniach,

- ograniczanie koncentracji mocy w elektrowniach,
- budowę silnych połączeń sieciowych z sąsiednimi systemami w ramach europejskich połączonych systemów ENTSO-E RGCE.

Szczególna możliwość wpływania na poziom ryzyka wystąpienia awarii systemowych leży w gestii OSP, podejmującego decyzje o bieżących warunkach pracy KSE w ramach posiadanych zasobów technicznych [119, 206]. Jego podstawowe działania w tym zakresie, to:

- utrzymywanie odpowiednio wysokiego poziomu rezerw mocy (w tym o szybkim czasie dostępu),
- utrzymywanie rezerw zdolności przesyłowych na połączeniach z sąsiednimi systemami,
- prowadzenie pracy sieci zgodnie z wymaganymi kryteriami niezawodności,
- ciągłe monitorowanie pracy systemu i usuwanie bieżących zagrożeń z wykorzystaniem dostępnych środków technicznych.

Sytuacje, w których operator OSP musi podejmować decyzje, wymienione są w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej [75]. Sposób postępowania OSP w stanach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną powinien być następujący [74]:

- w przypadku wystąpienia zdarzeń uniemożliwiających poprawną realizację standardowych procedur bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, OSP ogłasza stan zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną,
- Operator Systemu Przesyłowego ma prawo ogłosić stan zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną w przypadku:
  - awarii w systemie elektroenergetycznym,
  - braku możliwości zbilansowania KSE,
  - awarii systemów teleinformatycznych o podstawowym znaczeniu dla realizacji bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

### 2.2.1. Poziom rezerw mocy

W KSE kryterium wystarczalności wytwarzania występuje w formie marginesu mocy (powyżej 24% ponad prognozę zapotrzebowania) i jest wykorzystywane w analizach wystarczalności długoterminowej (do 20–25 lat). Kryterium wystarczalności rekomendowane przez ENTSO-E RGCE jest bardziej szczegółowe, gdyż odnosi się do planowania średniookresowego (do 3 lat) i definiowane jest jako moc pozostała >5%. Moc pozostała jest tylko jednym ze składników wymienionego marginesu mocy, obok różnego rodzaju przejściowych ubytków mocy, planowanych remontów, spodziewanych awarii i rezerw operacyjnych pozostających w gestii OSP) [197].

W ocenie krótkoterminowej wystarczalności wytwarzania w KSE wykorzystywane są również kryteria deterministyczne (zgodnie z IRiESP p. IV.C.4.18. minimalne poziomy rezerw operacyjnych wynoszą 18%, 17% i 14% odpowiednio dla planów: Plan koordynacyjny roczny PKR, miesięczny PKM i dobowy PKD). Kryteria te są używane podczas przygotowywania rocznych i miesięcznych planów koordynacyjnych. Jeśli wielkości kryterialne na rezerwy mocy nie są osiągane, plan remontów elektrowni jest ponownie rozpatrywany i zmieniany. W obecnych warunkach 15% rezerw mocy wymaganej w Polsce ponad przewidywane zapotrzebowanie w określonym czasie, 1 roku odpowiada 5–7% mocy pozostałej, zdefiniowanej w metodyce ENTSO-E RGCE (*Operation Handbook*) [218].

Zagrożenia w tym zakresie mogą pojawić się w przyszłości i zależeć będą od relacji pomiędzy wzrostem krajowego zapotrzebowania a przyrostem nowych mocy wytwórczych. Obserwacja krajów, w których od dawna działają rynki energii, wskazuje, że po pewnym czasie margines mocy zmniejsza się, co jest spowodowane likwidacją najmniej ekonomicznych elektrowni [28, 83, 158].

Opracowane są plany ograniczeń mocy awaryjnych i katastrofalnych – procedura wprowadzona przez OSP umożliwiającą uzyskanie efektów w stosunkowo krótkim czasie (ok. godziny). Ograniczenia realizowane są przez OSD jako ręczne wyłączenia fragmentów sieci rozdzielczej. Procedura ułatwia skuteczną likwidację zagrożeń utraty ciągłości zasilania w poszczególnych obszarach systemu (wyłączenie części zapotrzebowania danego obszaru uchroni go przed całkowitym *blackoutem*) [47].

### 2.2.2. Stan sieci przesyłowej

Zagadnienie zapewnienia wystarczalności przesyłu jest znacznie bardziej skomplikowane niż zagadnienie zapewnienia wystarczalności wytwarzania. Wynika to między innymi z protestów wielu stron uniemożliwiających lub opóźniających budowy nowych linii przesyłowych oraz z trudności sterowania przepływami w poszczególnych elementach przesyłowych. Na przykład obecnie nie ma możliwości kontrolowania i egzekwowania przez Operatora Sieci Przesyłowej od Operatorów Sieci Dystrybucyjnych prowadzenia ruchu sieci rozdzielczej w taki sposób, który zapewnia kompensację mocy biernej w stacjach GPZ 110 kV/SN [122].

Aktualny stan polskiej sieci 400/220/110 kV charakteryzuje znaczne wykorzystywanie sieci 110 kV dla realizacji funkcji przesyłowych oraz silne oddziaływanie warunków pracy sieci 400/220 kV na pracę sieci 110 kV i odwrotnie. Podstawową konsekwencją tego stanu jest utrzymywanie rozległych obszarowych połączeń sieci 110 kV (brak sekcjonowania) oraz konieczność koordynacji całego, obszarowego układu sieciowego 400/220/110 kV. Z perspektywy organizacji prowadzenia ruchu sieciowego wymusza to trójpoziomą organizację prowadzenia ruchu sieciowego (tab. 2.1).

Tabela 2.1. Trójpoziomowa organizacja prowadzenia ruchu sieciowego

Poziom	Odpowiedzialność	Aktualnie
Centralny	Prowadzenie ruchu sieci 400/220 kV	KDM/ODM
Obszarowy	Koordinacja pracy obszarowych układów sieci 400/220/110 kV	ODM
Lokalny	Prowadzenie ruchu fragmentów obszarowych sieci 110 kV	ZDR

W obecnej strukturze sieci 400/220/110 kV istotne znaczenie dla bezpieczeństwa pracy KSE ma obszarowa sieć 110 kV pokrywająca się swym zasięgiem z granicami dawnych Okręgów Energetycznych i stanowiąca spójny układ technologiczny (wszystkie decyzje dotyczące jej rozwoju podejmowane były na poziomie dawnych okręgów jako wynik optymalizacji okręgowych planów rozwoju sieci 400/220/110 kV). Stanowi ona, z jednej strony, układ realizujący funkcje przesyłowe (uzupełnia lub rezerwuje sieć 400/220 kV), a z drugiej strony stanowi układ połączonych sieci rozdzielczych (pracuje bez typowego dla sieci rozdzielczych sekcjonowania). Obszarowy poziom prowadzenia ruchu realizuje w stosunku do tej sieci dwa zadania:

- koordynację pracy sieci obszarowej 110 kV z siecią 400/220 kV,
- koordynację pracy sieci obszarowej 110 kV jako połączonych sieci dystrybucyjnych 110 kV.

Tabela 2.2. Aktualny podział zadań w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego

KDM	ODM	ZDR
Bilansowanie techniczne KSE. Regulacja mocy i częstotliwości		
Analizowanie i ciągłe monitorowanie bezpieczeństwa pracy KSE	Analizowanie i ciągłe monitorowanie bezpieczeństwa pracy sieci obszarowych 110 kV	Ciągłe monitorowanie stanu pracy sieci 110 kV
Koordinacja pracy sieci 400/220 kV jako sieci krajowej. Udział w koordynacji pracy połączonych sieci 400/220 kV ENTSO-E RGCE	Koordinacja pracy sieci obszarowej 110 kV jako połączonych sieci rozdzielczych 110 kV. Koordinacja pracy sieci obszarowej 110 kV z siecią 400/220 kV	
	Kierowanie operacjami łączeniowymi w sieci 400/220 kV. Kierowanie operacjami regulacyjnymi w sieci 400/220 kV (w tym przełącznikami zaczeptów AT NN/110 kV)	Kierowanie operacjami łączeniowymi w sieci 110 kV. Kierowanie operacjami regulacyjnymi w sieci 110 kV
Dysponowanie mocą JWCD	Dysponowanie mocą JW. koordynowanych w sieci 110 kV	Dysponowanie pozostałymi JW w sieci 110 kV
Opracowanie generalnego planu obrony i odbudowy KSE. Opracowanie podstawowych scenariuszy odbudowy	Opracowanie obszarowych elementów planu obrony. Opracowanie obszarowych scenariuszy odbudowy	Realizacja elementów planu obrony w sieci 110 kV. Udział w opracowaniu obszarowych scenariuszy odbudowy



Działające na obszarowym poziomie ODM realizują również zadania w ramach odpowiedzialności poziomu centralnego (przewodzenia ruchu sieci 400/220 kV przesyłowej). Są to głównie działania, które przy aktualnym stanie rozwoju systemów zdalnego nadzoru i sterowania muszą być zdecentralizowane. W tabeli 2.2 przedstawiono obowiązujący podział zadań w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego w sieci 400/220/110 kV pomiędzy KDM, ODM i ZDR.

### 2.2.3. Koncentracja mocy

Poziom koncentracji mocy w jednej elektrowni osiągnął w Polsce bardzo wysoki poziom. Na przykład moc osiągalna w elektrowni Bełchatów wynosi obecnie około 5298 MW, co stanowi blisko 19% całkowitej mocy osiągalnej w elektrowniach krajowych. Ze względu na dużą opłacalność produkcji udział tej elektrowni w pokryciu bieżącego zapotrzebowania często przekracza 20%. Ewentualna, choć mało prawdopodobna, awaria elektrowni Bełchatów stanowić może bardzo duże zagrożenie dla pracy KSE [160].

W sektorze elektroenergetycznym odpowiedzialność za bezpieczeństwo pracy systemu spoczywa na operatorze systemu. Rynek energii elektrycznej powoduje, że musi on administrować mechanizmem bilansującym, zarządzać alokacją zdolności przesyłowych na przeciążonych przekrojach w warunkach zwiększonego ryzyka (praca bliżej ograniczeń technicznych, rosnąca ilość wymienianych z uczestnikami rynku informacji) oraz coraz bardziej restrykcyjnych wymagań czasowych co do realizacji niektórych funkcji operatora systemu i przechodzenie w kierunku systemów pracujących w trybie *on-line* [74, 75].

### 2.2.4. Wymiana transgraniczna

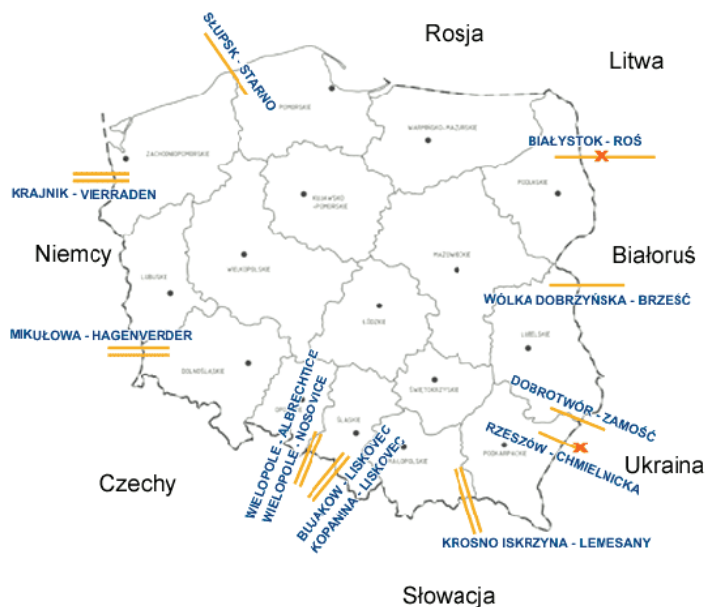
System polski ma stosunkowo dobre powiązania sieciowe z systemami sąsiednimi. Zakłada się możliwość awaryjnego importu na poziomie kilku tysięcy megawatów. Obowiązujące w ENTSO-E RGC zasady utrzymywania wspólnej rezerwy szybkiej w ramach tzw. regulacji pierwotnej (ok. 3000 MW) zmniejszają znacznie ryzyko załamania się pojedynczego systemu, nawet w przypadku awaryjnego odłączenia dużej elektrowni [155].

Dla operatorów systemów w wyniku przewidywanego intensywnego wzrostu handlu międzynarodowego oznaczać to może dużą (często nieoczekiwaną) zmienność przepływów transgranicznych i zwiększenie zagrożenia możliwości korzystania z pomocy zagranicznej na dotychczasowym poziomie. Z tego względu konieczne jest wzmocnienie regionalnej współpracy z operatorami sąsiednich systemów elektroenergetycznych [28, 35].

Połączone SEE, do jakich należy również system europejski ENTSO-E RGCE, narażone są na wystąpienie nagłej zmiany bilansu mocy czynnej rządu od kilkunastu do

kilkudziesięciu procent, spowodowanej wystąpieniem awarii systemowej. Prawdopodobieństwo wystąpienia znacznego obniżenia częstotliwości w połączonych SEE maleje wraz z rozbudową połączeń między tymi systemami. Aktualna polityka ENTSO-E RGCE idzie w kierunku nieoddzielania się, połączonych do pracy równoległej systemów krajów członkowskich w stanach zagrożenia [39]. Nie można wykluczyć jednak możliwości wystąpienia awaryjnego podziału połączonych systemów ENTSO-E RGCE z powstaniem deficytowych obszarów (np. częstotliwościowe europejskie awarie w 2006 r.).

Krajowa elektroenergetyczna sieć przesyłowa współpracuje synchronicznie z systemami elektroenergetycznymi Niemiec, Czech i Słowacji oraz asynchronicznie z systemami Szwecji, Ukrainy i Białorusi. Techniczne zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych wynoszą: w eksporcie 1800 MW do Niemiec i 300 MW do Szwecji, a w imporcie 140 MW z Białorusi, 220 MW z Ukrainy, 600 MW ze Szwecji, 1650 MW z Czech oraz 650 MW ze Słowacji [177].



Rys. 2.1. Połączenia transgraniczne KSE [www.Vattenfall.pl]

Zdolności przesyłowe udostępniane uczestnikom rynku w kierunku importu od lat kształtują się na poziomie bliskim zeru dla przekroju synchronicznego (zdolności przesyłowe liczone są dla przekroju ENTSO-E RGCE – Polska, a nie dla poszczególnych krajów). Podstawową przyczyną takiej sytuacji są występujące w regionie Europy Środkowej przepływy karuzelowe, których wielkość rośnie z roku na rok proporcjonalnie do przyrostu mocy elektrowni wiatrowych instalowanych w północnej

części ENTSO-E RGCE [133]. W aktualnym stanie konfiguracji KSE przepływy te mogą zajmować całość zdolności przesyłowych wymiany transgranicznej KSE w kierunku importu, uniemożliwiając udostępnienie ich uczestnikom rynku [28].

## 2.3. Równoważenie bilansu mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Najważniejszym zagadnieniem związanym z bezpieczeństwem dostaw energii elektrycznej do odbiorców jest zapewnienie zrównoważonego bilansu mocy w KSE w poszczególnych dniach, tj. zapewnienie takiej ilości zdolności wytwórczych, które pokryją zapotrzebowanie na energię elektryczną, jeszcze dodatkowo zapewnią rezerwę mocy wytwórczych w systemie. Wielkość tej rezerwy zależy od różnych warunków i waha się 10–25% zapotrzebowania odbiorców. Taki zapas zdolności wytwórczych, które stanowią rezerwę mocy w systemie zapewnia bezpieczeństwo pracy KSE oraz ciągłość dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

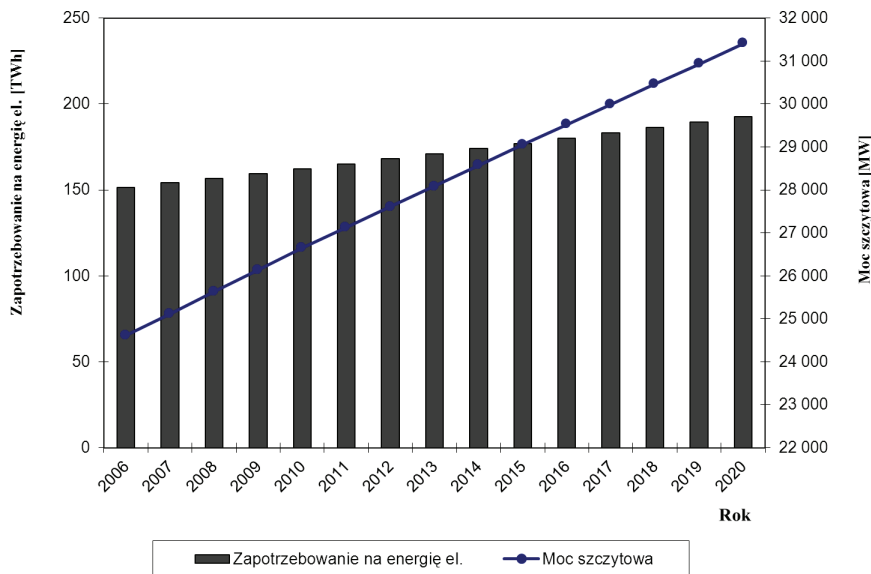
Według danych PSE-Operator S.A. poważne problemy z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw mogą wystąpić już w najbliższym okresie. Prognozowane braki w rezerwie mocy są szacowane nawet na ponad 2000 MW. Wówczas, aby zapewnić bezpieczeństwo systemowi, może być konieczne okresowe ograniczanie poboru mocy i wyłączanie części odbiorów [93]. Na podstawie danych przekazanych przez PSE-Operator S.A ([www.pse-operator.pl](http://www.pse-operator.pl)) w tabeli 2.3 zestawiono wartości o globalnym zapotrzebowaniu na energię elektryczną w Polsce oraz prognozie wzrostu mocy szczytowej dotyczącej KSE. Ponadto pokazano również dodatkowy parametr – czas użytkowania mocy szczytowej  $T_S$ , który został obliczony na podstawie rocznych wartości mocy szczytowych i zapotrzebowania na energię elektryczną. W latach 2006–2010 wartość czasu  $T_S$  liniowo malała w sposób bardzo łagodny (ok. 0,3 % rocznie), co może świadczyć o powolnym, w dłuższej perspektywie czasowej, zwiększeniu różnicy pomiędzy szczytem a doliną obciążenia dobowego w KSE. Natomiast w latach 2012–2020  $T_S$ , zgodnie z prognozami PSE-Operator S.A., będzie liniowo wzrastał w sposób bardzo łagodny.

Tabela 2.3. Prognoza wzrostu zapotrzebowania na energię oraz moc szczytową dla KSE do 2025 r. (źródło: PSE-Operator S.A.)

Rok	Prognoza globalnego zapotrzebowania na energię elektryczną	Prognoza mocy szczytowej dla KSE	Czas użytkowania mocy szczytowej $T_S$
–	TWh	MW	h
2015	177,0	29 050	6093
2020	192,6	31 406	6133
2025	195,7	32 025	6140

Podana prognoza oznacza przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2011–2020 na poziomie około 19%. Średnioroczny przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną wynosi zatem około 1,9%. Z powodu braku danych podobny przyrost przyjęto również dla obciążenia letniego.

Na rysunku 2.2 przedstawiono dwie zależności prognozy mocy szczytowej oraz zapotrzebowania na energię elektryczną. Założony rozwój zapotrzebowania na energię elektryczną na poziomie średniorocznym około 1,9% oznacza przyjęcie wariantu umiarkowanego.



Rys. 2.2. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i moc szczytową w KSE (źródło: PSE-Operator S.A.)

Do prawidłowego prowadzenia KSE konieczna jest znajomość realnego krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz prognozy krajowej produkcji energii elektrycznej. Krajowa prognoza demograficzna przewiduje zmniejszenie się liczby ludności z 38,1 mln w 2005 r. do 36,6 mln w 2025 r., przy czym liczba osób czynnych zawodowo będzie utrzymywać się na poziomie około 18 mln. Dodatkowo uwzględnić należy zmiany sposobu i celów użytkowania energii. Obecnie obserwuje się ciągły wzrost maksymalnego zapotrzebowania mocy w miesiącach letnich. Za przyczynę tego zjawiska wskazuje się rozpowszechnienie systemów klimatyzacji [203].

Konieczna byłaby rozbudowa krajowej sieci przesyłowej, dystrybucyjnej i rozdzielczej do wyprowadzenia mocy z nowych elektrowni (także z generacji rozproszonej), jej przesyłu i dostawy do odbiorców. Można przyjąć, że rozbudowa linii powinna być proporcjonalna do przyrostu nowych mocy.

### 2.3.1. Inwestycje w sieci przesyłowe

Potrzeby rozbudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych są nie mniejsze niż urządzeń wytwórczych. Dodatkowo każde nowe źródło wytwórcze będzie wymagało wybudowania nowych przyłączy, czyli wykonania poważnych inwestycji sieciowych. Dla operatorów systemów pierwszoplanowym problemem są zagadnienia przeszkód administracyjnoprawnych, związanych z prowadzeniem budowy nowych elementów infrastruktury sieciowej, w szczególności obiektów liniowych. Bez zmian legislacyjnych związanych z ułatwieniem prowadzenia takich inwestycji rozbudowa sieci nie będzie możliwa. Największe problemy związane z funkcjonowaniem KSE dotyczą uzyskania tzw. prawa drogi, które jest niezbędne do budowy nowych linii. Problemy te powodują opóźnienia w rozwoju infrastruktury sieci przesyłowej. Pod zdecydowaną większością linii przesyłowych PSE-Operator S.A. nie ma uregulowanego prawa drogi, a to oznacza, że istniejących linii nie można szybko modernizować lub przeprowadzać tam napraw, w tym likwidacji awarii. Z tego powodu mogą pojawić się poważne problemy podczas budowy mostu elektroenergetycznego Polska–Litwa. Budowa jednego kilometra linii przesyłowej kosztuje obecnie około sześciu milionów złotych, z czego połowę stanowi koszt pozyskania gruntu [93].

Wymagania międzynarodowe nakazują dostosowanie polskiej infrastruktury energetycznej oraz warunków zasilania w energię elektryczną do obowiązujących wymagań i standardów w Unii Europejskiej. Polska powinna nadrobić zaległości w dziedzinie rozwoju infrastruktury technicznej, a więc również w zakresie przesyłowej sieci elektroenergetycznej, ponieważ stanowi ona część składową europejskiej infrastruktury przesyłowej.

Ciągłe niedoinwestowanie sieci przesyłowych może poważnie ograniczyć plany wzrostu gospodarczego Polski. W latach 1995–2006 nastąpił wzrost produkcji energii w krajowych elektrowniach o 16,3%, wzrost wprowadzonej energii elektrycznej do sieci 400 i 220 kV o 16,9%, wzrost wprowadzonej energii elektrycznej do sieci 110 kV o 15,7% i wzrost wprowadzonej energii elektrycznej do sieci średniego i niskiego napięcia o 20,2% [176]. Jednocześnie w latach 1995–2006 nastąpił niewielki wzrost długości linii 750, 400 i 220 kV o 2,6%, wzrost długości linii 110 kV o 1,7%. W ostatnim okresie oddano do użytkowania m. in. ciąg liniowy 400 kV ze stacji Ostrów do stacji Plewiska o długości 146 km (2010 r.) oraz w maju 2012 r. została załączona pod napięcie linia 400 kV ze stacji Pasikurowice do stacji Świebodzice o długości 43 km. Te nieliczne przykłady przesadzają w opinii autora, że niedoinwestowanie krajowego systemu przesyłowego nadal się zwiększa i tym samym powoduje zmniejszenie bezpieczeństwa elektroenergetycznego.

PSE Operator S.A. przygotowuje projekty zwiększenia transgranicznych mocy przesyłowych, które zostaną zrealizowane dopiero za kilka lat. Prowadzone są prace dotyczące [<http://energetyka.wnp.pl/elektrownie/>]:

- Uruchomienia połączeń z Ukrainą, które umożliwiłyby m.in. import energii do Polski. Obecne możliwości przesyłu energii elektrycznej połączeniami na gra-

nicach wschodnich wynoszą 220 MW i odbywają się linią przesyłową ze stacji Dobrotwór do stacji Zamość. Zwiększenie liczby połączeń wschodnich ma istotne znaczenie dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego wschodnich i północnych województw Polski, które charakteryzują się słabo rozwiniętą siecią przesyłową oraz deficytem źródeł wytwórczych.

- Budowy mostu energetycznego z Litwą. Do wybudowania jest ponad 600 km linii. Jest to element unijnego programu rozbudowy transgranicznych sieci energetycznych. Ma on gwarantować bezpieczeństwo dostaw energii wszystkim krajom UE z elektrowni atomowej NPP Ignalina 2.
- Połączenia z Białorusią; niezbędna jest przebudowa dotychczasowej linii 220 kV na linię 400 kV i połączenie jej z istniejącą w tym obszarze stacją Narrew.
- Granicy polsko-czeskiej; trwają prace związane z nieplanowanymi przepływami energii, które są wynikiem dużych tranzytów energii z regionu północnych Niemiec do południowych Niemiec oraz do Austrii i stanowią istotny problem dla prawidłowego funkcjonowania systemów przesyłowych Polski i Czech.
- Granicy polsko-niemieckiej; trwają prace polegające na zainstalowaniu przesuwników w stacjach Krajnik i Mikułowa (czterech kompletów przesuwników fazowych symetrycznych, dwurdzeniowych 400/400 kV o mocy przechodniej minimum 1200 MVA) oraz drugiego transformatora w stacji Krajnik (poprawi to sytuację, jeśli chodzi o wpływ energetyki wiatrowej ze strony niemieckiej i umożliwi import energii).
- Planowanej budowy nowego połączenia między stacją Plewiska a stacją Eisenhüttenstadt, które umożliwi import około 1000 MW z Niemiec.

### 2.3.2. Nowe moce wytwórcze

Część starych bloków energetycznych objętych tzw. derogacjami zostanie wyłączonych z eksploatacji – łącznie ponad 9200 MW do roku 2020. Pierwsze wyłączenia nastąpiły już w 2009 r., ale większość nastąpi w latach 2016–2018. Z tego powodu, jeśli nie powstałyby nowe bloki dużej mocy, nastąpiłby istotny spadek mocy zainstalowanej i mocy dyspozycyjnej. Wynika stąd konieczność uruchomienia w latach 2015–2020 co najmniej 10 000–12 000 MW. Należy zastrzec, że jeśli wysokie ceny energii spowodują długoterminowo głębszą racjonalizację jej użytkowania, zapotrzebowanie na nowe moce może być mniejsze [176].

Do roku 2015 prawdopodobnie nie nastąpi duży skok technologiczny i nie zostaną zastosowane droższe, ale i dużo bardziej sprawne technologie wytwarzania energii. Widoczny postęp technologiczny i komercyjne zastosowania nowych technologii może nastąpić około 2015–2020 r. [197]. Może to być np. spalanie w atmosferze tlenowej czy IGGC (zintegrowane zgazowanie węgla i spalanie gazu). Prawdopodobnie nowe

technologie pojawiają się równocześnie w Europie Zachodniej i w Polsce, choć oczywiście nie można wykluczyć, że w Polsce nastąpi to 2–3 lata później. Unijne regulacje zakładają, że dla wszystkich nowych jednostek produkcyjnych o mocy powyżej 300 MW wymagane będzie wskazanie obszaru do magazynowania dwutlenku węgla, a po 2013 r. wszystkie instalacje takiej mocy powinny być obowiązkowo wyposażone w instalacje wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub>.

W ostatnich latach zrealizowano w następujących elektrowniach:

- Bełchatów II – blok o mocy 858 MW brutto, przyłączony do stacji Trębaczew, rok wprowadzenia październik 2011.
- Łagisza – blok o mocy 460 MW brutto, przyłączony do projektowanej rozdzielni 400 kV przy elektrowni Łagisza – rok wprowadzenia 2009.
- Pątnów II – oddano nowy blok o mocy 464 MW na miejsce bloków 7 i 8, w realizacji jest blok docelowo na napięcie 400 kV.

Nadal potrzebna będzie budowa co najmniej kilkunastu nowych źródeł. Inwestycje takie deklarują między innymi następujące koncerny (źródło strony internetowej OSD):

- ENEA w Elektrowni Kozienice (1000 + 1000 MW). Uruchomienie produkcji energii elektrycznej z pierwszego bloku ma nastąpić w 2014 r., a rok później z drugiego.
- Grupa EDF w Elektrowni Rybnik – 900 MW mocy do 2015 r.
- Vattenfall (2000–3200 MW), Z.A. Puławy i Vatenfall planują budowę elektrowni o mocy ponad 1400 MW. Szwedzki koncern chce także do 2014 r. rozbudować EC Siekierki w Warszawie o nowy blok 480 MW.
- Tauron zdecydował o budowie bloku o mocy 910 MW na parametry nadkrytyczne w Elektrowni Jaworzno III.
- Grupa kapitałowa PGE S.A. rozważa możliwość budowy dwu bloków klasy 900 MW w Elektrowni Opole i jednego bloku klasy 600 MW w elektrowni Turów.
- Grupa Energetyczna Energa S.A. ma plany wybudowania 1000 MW nowych mocy do 2015 r. w elektrowni Ostrołęka.
- PGE Energia Jądrowa, atomowe ramię największej polskiej grupy energetycznej odpowiedzialnej za realizację elektrowni jądrowej, jako jedyne go dostępnego dziś źródła, które może dostarczyć czystą energię w wystarczającej ilości. Przewiduje się, że w 2019 r. będzie uruchomiona pierwsza elektrownia atomowa; następną przed 2030 r.

### 2.3.3. Udział farm wiatrowych w bilansie mocy

Obserwowany jest dynamiczny rozwój projektów farm wiatrowych. Szacuje się, że obecna moc zainstalowana, która wynosi około 2000 MW, wzrośnie bardzo istotnie.

Według niektórych ocen [87, 133], moc zainstalowana w farmach wiatrowych osiągnie w 2015 r. co najmniej 3000 MW. Te oszacowania można uznać za ostrożne, ale należy zwrócić uwagę, że farmy wiatrowe nie gwarantują trwałego wzrostu mocy dyspozycyjnej [79].

Względy bezpieczeństwa KSE w pracujących elektrowniach wiatrowych powodują, że planowany udział energetyki wiatrowej w pokryciu obciążenia szczytowego (w bilansie mocy wytwórczych zainstalowanych), wynoszący 8–10%, oznacza, że ponad 90% mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych musi mieć rezerwowanie w innych technologiach [126, 178]. Konsekwencje są takie, że im większa moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych, tym większa moc musi być zainstalowana w innych technologiach. Pakiet klimatyczno-energetyczny może przesądzić o kierunku rozwoju i strukturze wytwarzania europejskiej energetyki. Możliwość przydzielania bezpłatnych uprawnień nie dotyczy elektrowni nowych, których budowa rozpoczęła się po zakończeniu 2008 r. [78]. Takie rozwiązanie wprowadza zaburzenie konkurencji pomiędzy elektrowniami istniejącymi a nowymi, na niekorzyść tych ostatnich.



## 3. Środki poprawy stabilności napięciowej stosowane w sieci przesyłowej

### 3.1. Wprowadzenie

Moc bierna w systemie elektroenergetycznym jest niezbędna do wytworzenia pola magnetycznego w silnikach elektrycznych i transformatorach. Dzięki obecności pola magnetycznego możliwa jest praca mechaniczna silników i transformacja prądu na inne wartości napięcia w transformatorach [106, 111, 145].

Źródłami mocy biernej są:

- generatory synchroniczne,
- kompensatory synchroniczne,
- silniki synchroniczne,
- baterie kondensatorów,
- linie elektroenergetyczne (przez własną pojemność).

Wraz z powstaniem pierwszych elektroenergetycznych sieci przesyłowych i rozdzielczych rozpoczęto stosowanie w nich różnych urządzeń, których podstawowym zadaniem była regulacja napięć i mocy [119, 209]. Generatory synchroniczne pracujące w elektrowniach są naturalnym źródłem mocy czynnej i biernej. Niestety koncentracja wytwarzania w węzłach skupiających wiele jednostek generatorowych o dużej mocy pociąga za sobą konieczność przesyłania mocy biernej na znaczne odległości. Jest to zjawisko bardzo niekorzystne, powoduje bowiem występowanie strat mocy czynnej, spadki napięć, a przede wszystkim zmniejsza zdolności przesyłowe linii elektroenergetycznych. Z tego też względu bardzo ważne staje się przybliżanie źródeł mocy biernej do jej głównych odbiorców [17]. Istnieją cztery zasadnicze sposoby regulacji napięć i rozplywu mocy biernej w sieci przesyłowej:

- budowa nowych linii NN, tworzących nowe oczka w sieci [185, 191],
- budowa nowych elektrowni w obszarach lokalnego deficytu mocy czynnych i biernych,
- instalowanie kompensatorów statycznych w sieci przesyłowej (baterii kondensatorów, SVC, STATCOM itp.) [192],
- utrzymywanie zadanego tangensa mocy w stacjach GPZ 110 kV/SN.

Budowa nowych linii wzmacnia całą sieć przesyłową i w warunkach polskich nadaje jej charakter sieci oczkowej. Budowa nowych elektrowni zmniejsza deficyt mocy czynnej i biernej oraz zapewnia płynną regulację napięcia w sieci przesyłowej. Instalowanie baterii kondensatorów w sieci przesyłowej poprawia zapas mocy biernej w tej sieci. Instalowanie układów SVC, STATCOM zapewnia dodatkowo ciągłą regulację napięcia. Utrzymywanie zadanego współczynnika mocy w stacjach GPZ 110 kV/SN wymaga nie tylko instalowania baterii kondensatorów po stronie SN, ale także zbudowania operatorskiego systemu nadzorowania [27, 61, 70].

Sterowanie pracą systemu elektroenergetycznego wykonywane jest za pomocą regulacji mocy turbin i wartości napięcia generatorów w elektrowniach (środki elektrowniane) oraz za pomocą dodatkowych urządzeń włączanych do sieci (środki sieciowe), które można podzielić na dwie grupy: maszynowe i statyczne.

Do elementów maszynowych zaliczany jest kompensator synchroniczny, czyli regulowana maszyna synchroniczna generująca moc bierną [102]. Obecnie układy te w systemie elektroenergetycznym spotykane są już stosunkowo rzadko.

Podstawowymi układami statycznymi są:

- dławiki i baterie kondensatorów do kompensacji mocy biernej i związanego z tym procesu regulacji napięcia w sieci,
- kondensatory szeregowe służące do kompensacji reaktancji linii zwiększające możliwości przesyłowe mocy czynnej,
- transformatory z regulacją wzdłużną przekładni służące do zmiany modułu napięcia i związanego z tym przepływu mocy biernej,
- transformatory z regulacją poprzeczną przekładni służące do regulacji fazy napięcia i związanego z tym procesu regulacji przepływu mocy czynnej,
- transformatory z regulacją skośną przekładni służące do regulacji fazy i modułu napięcia i związanego z tym procesu regulacji przepływu mocy czynnej i biernej,
- rezystory służące do hamowania wirników generatorów wypadających z synchronizmu, załączane automatycznie na krótką chwilę w stanach pozwarciovych.

Rozwój techniki, w szczególności energoelektroniki, przyczynił się do wzrostu wymagań odbiorców co do jakości zasilania i jednocześnie wpłynął na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, a w konsekwencji wymusił rozbudowę istniejących układów zasilania [43, 219]. Rozpoczęły się więc intensywne poszukiwania rozwiązań technicznych, które poprawiłyby zdolności regulacji i sterowania przepływem energii elektrycznej w sieci zasilającej. Dzięki temu w elektroenergetyce powstała grupa urządzeń bazujących na układach energoelektronicznych wykorzystujących najnowsze rozwiązania z dziedziny elementów półprzewodnikowych wielkiej mocy – urządzenia te nazwano FACTS (ang. *Flexible Alternating Current Transmission Systems*) [2, 29, 50, 65, 80, 97, 149, 152, 193]. Układy te nazywane są systemowymi regulatorami energoelektronicznymi, gdyż ze względu na szybkie

działanie mogą spełniać wiele korzystnych funkcji w regulacji pracy systemu elektroenergetycznego w czasie trwania w nim stanów nieustalonych.

## 3.2. Środki sieciowe

Do elektrownianych środków poprawy stabilności napięciowej należy zaliczyć m.in. wszystkie układy regulacji generatorów oraz regulacji generatorów pracujących równolegle w celu zachowania synchronizmu pozostałych jednostek. Moc czynna generatora synchronicznego zależy od momentu mechanicznego urządzenia napędzającego generator (turbiny parowej, wodnej, gazowej czy silnika diesla), natomiast moc bierna zależy od napięcia wzbudzenia generatora. Za regulację mocy czynnej odpowiedzialny jest regulator turbiny, w którym można wyróżnić dwa człony – regulator mocy i prędkości obrotowej. W uproszczeniu można powiedzieć, że na podstawie pomiaru prędkości obrotowej wału generatora, mocy generowanej oraz wartości zadanych mocy i prędkości regulator ten steruje otwarciem zaworów turbiny, zmieniając ilość medium (pary wodnej lub wody) przepływającego przez turbinę. Za regulację mocy biernej odpowiada regulator generatora, którego podstawowym zadaniem jest utrzymywanie zadanej wartości napięcia na szynach generatora lub szynach górnego napięcia transformatora blokowego. Wartość generowanej mocy biernej jest nierozdzielnie związana z wartością napięcia generatora, systemu elektroenergetycznego i impedancji łączącej generator oraz system [147].

### 3.2.1. Generator synchroniczny – moc bierna dyspozycyjna

Wykresy kołowe generatora są najczęściej opracowywane dla napięcia o wartości znamionowej. W badaniach stabilności napięciowej wykonywanych do celów operatywnego kierowania siecią przesyłową wskazane jest dokładniejsze modelowanie wytwarzania mocy biernej w generatorze. Zakres mocy biernej  $Q_{\min} - Q_{\max}$  stanowi dyspozycyjną moc generatora wykorzystywaną do regulacji napięcia. Obszar dyspozycyjnej mocy biernej generatora synchronicznego wynika nie tylko z ograniczeń konstrukcyjnych, ale także z zachowania stabilności lokalnej generatora synchronicznego, określonej dla trybu pracy z poborem jej mocy. Moc bierna minimalna i maksymalna  $Q_{\min} - Q_{\max}$ , która może być wytworzona przez generator synchroniczny, wynika z aktualnej wartości mocy czynnej  $P$ , wartości napięcia na zaciskach generatora  $U$  oraz reaktancji synchronicznej generatora  $X_d$ . Moc czynna i bierna generatora współpracującego z siecią przesyłową wynosi

$$P = \frac{E_q U}{X_d} \sin \delta \quad \text{oraz} \quad Q = \frac{E_q U}{X_d} \cos \delta - \frac{U^2}{X_d} \quad (3.1)$$

gdzie:

- $X_d$  – reaktancja synchroniczna generatora,
- $U$  – napięcie na zaciskach bloku generatora,
- $E_q$  – sem generatora,  $E_q = E_f$ ,
- $\delta$  – kąt wirnika.

Z podanych wzorów wynika, że (przy danej reaktancji generatora i jego transformatora blokowego) moc czynna i bierna oddawana do systemu przez blok generator–transformator zależy od:

- siły elektromotorycznej generatora  $E_q$ , która jest proporcjonalna do prądu wzbudzenia generatora  $I_f$ ,
- kąta wirnika, czyli kąta obciążenia (mocy),
- napięcia na zaciskach generatora (lub na zaciskach transformatora blokowego, jeśli reaktancja generatora zostanie powiększona o reaktancje transformatora, w zależności od przyjętego punktu przyłączenia SN lub WN).

Dla zadanej mocy czynnej bloku generatora  $P$ , którą nastawia się zadajnikiem w regulatorze turbiny, ustala się wartość kąta mocy  $\delta$ . Dla tej wartości kąta mocy  $\delta$  można wyznaczyć wartość mocy biernej dla zadanej siły elektromotorycznej generatora  $E_q = E_f$ , która jest proporcjonalna do prądu wzbudzenia generatora  $I_f$ . Wartość prądu wzbudzenia generatora  $I_f$  wynika z działania regulatora napięcia, ograniczników stanu jego pracy oraz stabilizatora systemowego PSS. Regulator napięcia generatora ma ograniczniki, które w sposób istotny wpływają na możliwe zmiany wartości prądu wzbudzenia.

Ograniczenia te wynikają z następujących warunków konstrukcyjnych i eksploatacyjnych zespołu wytwórczego [147]:

- prąd generatora  $I$  nie może być większy od długotrwale dopuszczalnego maksymalnego prądu uzwojenia stojana  $I_{\max}$ ,
- prąd wzbudzenia  $I_f$  nie może być większy od długotrwale dopuszczalnego maksymalnego prądu uzwojenia wirnika  $I_{f\max}$ ,
- kąt wirnika generatora nie może przekroczyć maksymalnej wartości kąta mocy wynikającej ze stabilności pracy generatora, czyli  $\delta \leq \delta_{\max}$ ,
- temperatura w skrajnych elementach obwodu magnetycznego stojana nie może być przekroczona,
- moc czynna generatora musi być zawarta w granicach dopuszczalnych dla turbiny, czyli  $P_{\min} \leq P \leq P_{\max}$ .

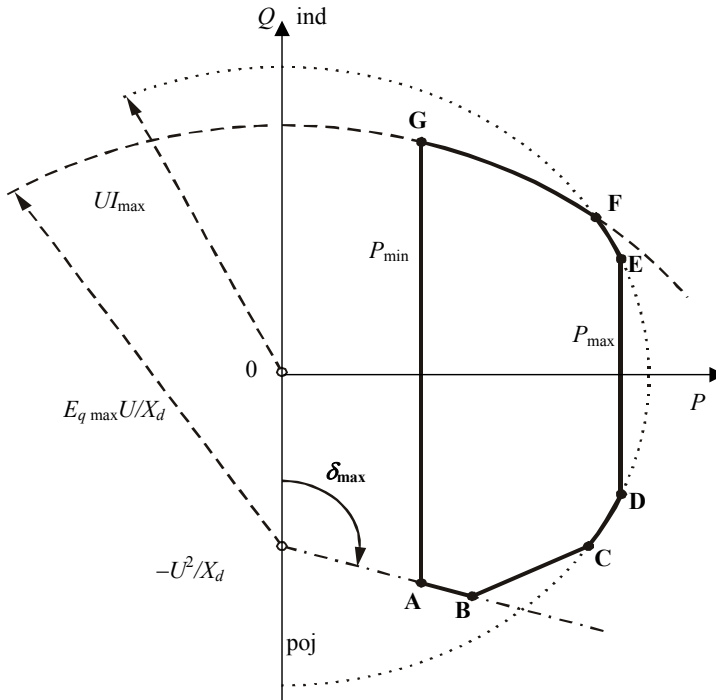
Obszar dopuszczalnych stanów pracy generatora synchronicznego wynikający z podanych ograniczeń nazywany jest wykresem kołowym generatora (rys. 3.1). Wykres mocy czynnej i biernej generatora, wynikający z maksymalnego prądu stojana, przedstawia okrąg o równaniu

$$P^2 + Q^2 = (UI_{\max})^2 \quad (3.2)$$

Na wykresie kołowym (rys. 3.1) fragment tego okręgu wykreślono linią kropkową. Punkty odpowiadające mocy  $P$ ,  $Q$ , dla których spełniony jest warunek  $I \leq I_{\max}$ , leżą wewnątrz tego okręgu. Warunek dotyczący prądu wirnika odpowiada okręgowi, którego promień i położenie środka wynikają z dopuszczalnej wartości sem wzbudzenia  $E_{f\max} = E_{q\max}$

$$P^2 + \left(Q + \frac{U^2}{X_d}\right)^2 = \left(\frac{E_{q\max}U}{X_d}\right)^2 \quad (3.3)$$

Jest to równanie okręgu o promieniu  $E_{q\max}U/X_d$  oraz środka przesuniętym na osi mocy biernej o wartość  $-U^2/X_d$ . Na rysunku 3.1 okrąg ten zaznaczono linią przerywaną.



Rys. 3.1. Obszar dopuszczalnych stanów pracy generatora synchronicznego przy danym napięciu  $U$

Warunek dotyczący ograniczenia kąta mocy wynika z maksymalnie dopuszczalnej wartości kąta wirnika  $\delta_{\max}$  i odpowiada linii prostej o równaniu

$$P = \left( Q + \frac{U^2}{X_d} \right) \operatorname{tg} \delta_{\max} \quad (3.4)$$

Jest to prosta przecinająca oś mocy biernej  $Q$  pod kątem  $\delta_{\max}$ . Na wykresie kołowym prosta jest wykreślona linią kropkowo-kreskową.

Dla ograniczenia dotyczącego temperatury w skrajnych elementach obwodu magnetycznego stojana nie ma prostych równań matematycznych. Odpowiednia krzywa musi być wyznaczona eksperymentalnie. Ograniczenie to pojawia się w obszarze dużych obciążeń czynno-pojemnościowych. Na rysunku 3.1 jest to odcinek B–C.

Ograniczenia mocy czynnej generatora wynikają z ograniczeń technicznych turbiny. W przypadku turbin parowych ograniczenie górne  $P_{\max}$  wynika z mocy granicznej turbiny założonej w projekcie konstrukcyjnym, a ograniczenie dolne  $P_{\min}$  z możliwości stabilnej pracy palników kotła o małej mocy.

Na rysunku 3.1 na wykresie kołowym obszar, wewnątrz którego nie występują przekroczenia żadnego z wymienionych ograniczeń, zaznaczono linią ciągłą pogrubioną. Jest to figura podobna do wieloboku A, B, C, D, E, F, G ograniczona krzywymi, które reprezentują poszczególne (wcześniej omówione) ograniczenia. Należy zauważyć, że wszystkie ograniczenia elektryczne zależą od wartości napięcia  $U$  na zaciskach bloku generatora. Wartość tego napięcia wpływa na promienie i przesunięcie okręgów, a także na położenie prostej. Im większa wartość napięcia  $U$  na zaciskach transformatora blokowego, tym szerszy obszar A, B, C, D, E, F, G. Z tego względu wykres kołowy powinno się wyznaczać zawsze dla aktualnej wartości napięcia  $U = U_{\text{aktualne}}$ .

Moc bierna minimalna lub maksymalna – jaką może wytworzyć generator w elektrowni – wynika z aktualnej wartości mocy czynnej  $P$ , wartości napięcia na zaciskach generatora  $U$  oraz reaktancji synchronicznej generatora  $X_d$ . Z dopuszczalnego prądu wirnika wynika, że maksymalna moc bierna generatora  $Q_{f \max}$  nie powinna przekroczyć wartości

$$Q_{f \max} = \sqrt{\left( \frac{UE_{q \max}}{X_d} \right)^2 - P^2} - \frac{U^2}{X_d} \quad (3.5)$$

gdzie:

$E_{q \max}$  – maksymalna wartość sem wirnika odpowiadająca dopuszczalnemu prądowi wirnika  $I_{f \max}$ ,

$P$  – aktualna moc czynna generatora,

Z drugiej strony moc bierna generatora nie może przekraczać wartości granicznej, odpowiadającej dopuszczalnemu prądowi stojana  $I_{\max}$

$$Q_{s \max} = \sqrt{(UI_{\max})^2 - P^2} \quad (3.6)$$

Ostatecznie za dopuszczalną maksymalną wartość mocy biernej generowanej należy przyjąć mniejszą spośród dwóch określonych w ten sposób wartości maksymalnych

$$Q_{s \max} = \min(Q_{s \max}, Q_{f \max}) \quad (3.7)$$

Minimalna wartość mocy biernej odpowiada maksymalnej wartości kąta wirnika  $\delta_{\max}$  (ok.  $90^\circ$ ), dopuszczalnej w ujęciu równowagi statycznej i wynosi

$$Q_{\min} = \frac{P}{\operatorname{tg} \delta_{\max}} - \frac{U^2}{X_d} \quad (3.8)$$

Kiedy jeden z generatorów osiągnie maksymalną wartość mocy biernej, wtedy jego napięcie obniży się. Przy stałej wartości wytwarzanej mocy czynnej następuje wzrost prądu stojana i zmniejszenie dopuszczalnej wartości wytwarzanej mocy biernej. Pozostałe generatory przejmują na siebie wzrost wytwarzania mocy biernej, aż do osiągnięcia swoich granicznych mocy biernych. Proces przeciążania prądowego generatorów rozszerza się na kolejne.

Na rysunku 3.1 przedstawiono obszar dopuszczalnych stanów pracy, a tym samym zakres dyspozycyjnej mocy biernej, który zależy od wartości napięcia na zaciskach generatora. Obniżenie napięcia na zaciskach generatora powoduje przesunięcie granic ograniczników w kierunku zawężenia dyspozycyjnej mocy biernej generatora. Wzrost napięcia na zaciskach generatora będzie rozszerzał zakres dyspozycyjnej mocy biernej generatora. Między innymi z tego powodu istotne jest utrzymywanie napięcia na szynach generatora na możliwie najwyższym poziomie. Wyczerpanie możliwości regulacyjnych generatora, związane z ograniczeniami prądu wirnika lub stojana, powoduje, że generator synchroniczny staje się źródłem napięciowym „miękkim” i każde zwiększenie obciążenia mocą bierną skutkuje obniżaniem napięcia generatora. Niesie to ze sobą zagrożenie wyłączeniem generatora przez zabezpieczenia podnapięciowe bloku i zadziałanie zabezpieczeń silników urządzeń potrzeb własnych elektrowni. Stan taki może być przyczyną lawinowych spadków napięcia w systemie elektroenergetycznym i w efekcie spowodować awarię katastrofalną, gdzie znaczne obszary systemu pozbawione są zasilania. Przykładem takiej utraty stabilności napięciowej była awaria w północno-wschodnim obszarze Krajowego Systemu Elektroenergetycznego 26 czerwca 2006 r. (dokładny opis awarii znajduje się w rozdz. 1).

### 3.2.2. Transformatory

Jednym z istotnych elementów systemu, umożliwiającym regulację napięcia i rozprawy mocy biernej jest transformator o sterowanej przekładni. Charakteryzuje się w swym działaniu nieciągłością, która spowodowana jest skokowymi zmianami prze-

kładni. W związku z tym transformator wymaga impulsowego sterowania. Częstość przełączeń przełącznika zaczełów transformatora jest ograniczona, co bezpośrednio rzutuje na ograniczenia związane z szybkością regulacji [139, 214].

W systemie elektroenergetycznym wyróżnia się wiele rodzajów transformatorów. Występują transformatory, które współpracują z generatorami synchronicznymi (blokowe oraz potrzeb własnych), transformatory bądź autotransformatory sprzęgające, łączące sieci przesyłowe o różnych napięciach. Do łączenia sieci NN z sieciami rozdzielczymi SN oraz sieci SN z sieciami nn wykorzystuje się transformatory redukcyjne.

Wszystkie wymienione rodzaje transformatorów mogą być skonstruowane jako transformatory z regulowaną przekładnią [150]. W zależności od umiejscowienia transformatora oraz pełnionej roli, sterowanie przekładnią może służyć do regulacji:

- napięcia w zadanym punkcie sieci,
- przepływu mocy biernej,
- przepływu mocy czynnej.

W KSE istotną rolę spełniają transformatory sprzęgające sieci 400, 220 i 110 kV. Wyróżnia się kilka typowych układów stacji z transformatorami sprzęgającymi. Są to:

- stacje jednotransformatorowe z transformatorami 400/110 kV bądź 220/110 kV,
- stacje dwutransformatorowe 400/110 kV bądź 220/110 kV pracujące:
  - indywidualnie ze względu na warunki zwarciovowe,
  - indywidualnie, bądź równolegle ze względu na określone potrzeby,
- stacje dwutransformatorowe łączące sieci 400, 220 i 110 kV, wyposażone w transformatory 400/220 i 400/110 kV,
- stacje z trzema transformatorami – jeden transformator 400/220 kV oraz dwa transformatory 220/110 kV, które mogą pracować równolegle bądź indywidualnie.

### 3.2.3. Linie elektroenergetyczne

Linie elektroenergetyczne pełnią ważną rolę w układzie przesyłowym. Są zarówno odbiornikami mocy biernej, co bezpośrednio wiąże się ze stratami wzdłużnymi wywołanymi przesyłem mocy, jak też są jej źródłem. Są elementem systemowym, niemającym możliwości sterowania.

Największy udział w generowaniu mocy biernej mają linie o napięciu znamionowym 400 kV i 220 kV. Ze względu na moc ładowania, występuje w nich zjawisko samokompensacji mocy biernej indukcyjnej wzdłużnej pobieranej przez te linie. Przybliżone wartości wytwarzanej mocy biernej dla linii wynoszą [145] :

- 110 kV, ok. 0,034 Mvar/km,
- 220 kV, ok. 0,130 Mvar/km,
- 400 kV, ok. 0,540 Mvar/km.



Silnie obciążone linie przesyłowe WN pobierają moc bierną z SEE. Wpływa to na bilans mocy biernej w węzłach sieci przesyłowej. Lokalne deficyty mocy biernej mogą powodować duże przepływy tej mocy z odległych źródeł. W rezultacie napięcia węzłowe obniżają się w deficytowych obszarach poniżej dopuszczalnych dolnych granic. Może to prowadzić do wyłączeń przeciążonych linii i generatorów, aż do *blackoutu*.

### 3.3. Układy regulacji grupowej w węzłach wytwórczych

W węzłach wytwórczych systemu elektroenergetycznego współpracujących z siecią przesyłową stosuje się układy regulacji grupowej napięcia i mocy biernej [41, 99, 144, 212]. Układ regulacji grupowej węzła wytwórczego (RGWW) swoim sterowaniem obejmuje wszystkie układy regulacji biorące udział w procesie regulacji  $U$  i  $Q$  w węźle, czyli:

- regulatory napięcia generatorów,
- regulatory transformatorów sprzęgłowych.

Zadaniem układu grupowego jest określanie wartości zadanych dla wymienionych regulatorów z uwzględnieniem obszaru dopuszczalnych stanów pracy generatorów i transformatorów. W celu niedopuszczenia do działania ograniczników regulatora generatora w wyniku działania układu RGWW wprowadza się korektę zawężającą ten obszar. Istotny jest jej prawidłowy dobór [144].

Układy automatycznej regulacji węzłów wytwórczych służą do zapewnienia prawidłowego rozplywu mocy biernej w obrębie węzła wytwórczego oraz do regulacji napięcia na wybranych szynach rozdzielni WN. Podstawowymi funkcjami regulatorów są:

- utrzymywanie zadanego napięcia na szynach rozdzielni WN, zgodnie z charakterystyką regulacji,
- utrzymywanie zadanej generacji mocy biernej.

Funkcje te realizowane są przez sterowanie w pierwszej kolejności generacją mocy biernej, wytwarzanej przez wszystkie pracujące na dany system szyn generatory, a po osiągnięciu stanu granicznego dalsze sterowanie przez zmianę przekładni transformatorów sprzęgających (sprzęgłowych) przyłączonych do regulowanego systemu szyn. Regulacja napięcia następuje z taką samą prędkością, niezależnie od wielkości odchyłki napięcia na szynach WN od wartości zadanej. Ta sama zasada dotyczy przypadku regulacji według kryterium zadanej mocy biernej. Jednorazowa zmiana generowanej mocy biernej nie może przekraczać 1% mocy znamionowej pojedynczego generatora. Czas przerwy pomiędzy kolejnymi zmianami wartości

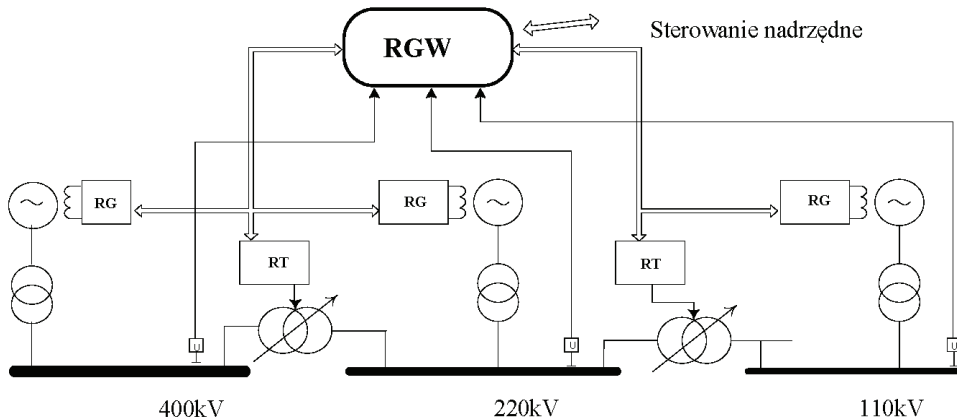
zadanej dla regulatorów napięcia generatorów wynosi od kilku do kilkunastu sekund. Wartość ta jest dobierana indywidualnie dla danego węzła wytwórczego i jest uzależniona od specyfiki jego pracy w systemie elektroenergetycznym. Włączone w ramach regulacji RGWW transformatory sprzęgłowe utrzymują stałą wartość przepływającej mocy biernej lub określony numer zaczeptu. Taka sytuacja występuje, gdy napięcie jest regulowane za pomocą generatorów.

Układy RGWW zapewniają równomierne obciążenie równolegle pracujących generatorów mocą bierną. W przypadku elektrowni szczytowo-pompowych układy RGWW utrzymują zadane napięcie na szynach przez regulację generacji mocy biernej we wszystkich trybach pracy (tzn. w pracy generacyjnej, pompowej oraz kompensacyjnej).

Automatyka regulacji grupowej w węzłach wytwórczych powinna [212]:

- sterować wartościami zadanymi regulatorów napięcia generatorów, a po wyczerpaniu zakresu regulacji sterować regulatorami transformatorów sprzęgłowych pracujących w węźle wytwórczym,
- określać poziomy wartości zadanych napięć dla poszczególnych indywidualnych układów regulacji.

Schemat strukturalny regulacji grupowej napięcia w węźle wytwórczym przedstawiono na rysunku 3.2.



Rys. 3.2. Schemat strukturalny regulacji grupowej w węźle wytwórczym [232]

W przypadku sieci przesyłowej silnie zagęszczonej o dużej koncentracji węzłów wytwórczych i odbiorczych celowe staje się zastosowanie układu regulacji nadrzędnej koordynującego pracę układów regulacji grupowej (RGWW) poszczególnych węzłów wytwórczych. W tym celu poszczególnym węzłom wytwórczym zostały przypisane następujące zadania:

- węzeł wytwórczy, w którym RGWW działa według kryterium utrzymywania zadanej wartości napięcia – węzeł wiodący,
- węzeł wytwórczy, w którym RGWW działa według kryterium utrzymywania zadanej wartości mocy biernej,
- węzeł wytwórczy, w którym RGWW działa według kryterium utrzymywania zadanej wartości napięcia lub mocy biernej – węzeł wspomagający.

Przydział zadań powinien być uzależniony od zakresu regulacji napięć w węźle oraz od zdolności wytwórczych węzła w zakresie mocy biernej.

### **3.3.1. Regulacja napięcia z zastosowaniem układów automatyki RGWW**

Regulacja napięcia przez regulator grupowy węzła wytwórczego realizowana jest po spełnieniu następujących zasad [99]:

- Układ utrzymuje zadane napięcie na poszczególnych systemach szyn zbiorczych górnego napięcia (GN) elektrowni przez sterowanie w pierwszej kolejności obciążeniem biernym wszystkich generatorów przyłączonych do danego systemu, a po wyczerpaniu ich możliwości regulacyjnych – przez zmianę przekładni transformatorów sprzęgłowych między odpowiednimi systemami szyn.
- W pewnych ustalonych przedziałach napięciowych układ może utrzymywać moc bierną oddawaną do systemu elektroenergetycznego.
- Sterowanie mocą bierną generatorów odbywa się wyłącznie przez nastawniki regulacji automatycznej regulatorów ich napięcia.
- W sytuacji normalnej – gdy napięcie na szynach regulowanego systemu jest utrzymywane przez zmianę mocy biernej generatorów – transformatory sprzęgłowe między systemami szyn utrzymują zadany przepływ mocy biernej lub zadaną przekładnię. W momencie wyczerpania możliwości regulacyjnych generatorów układ regulacji grupowej przechodzi do regulacji przekładni transformatorów sprzęgłowych.
- Zakres regulacji mocy biernej generatorów powinien być automatycznie obliczany przez układ regulacji grupowej na podstawie wykresu ich dopuszczalnych stanów pracy. Podczas wyznaczania obszaru dopuszczalnych stanów pracy generatora powinno być uwzględniane aktualne napięcie na zaciskach generatora oraz obciążenie mocą czynną i bierną. Określony zakres regulacji dla regulatora grupowego jest nieco węższy niż nastawy ograniczników kąta mocy oraz maksymalnego prądu stojana i wirnika. Powinno to zabezpieczać przed pobudzeniem ograniczników w wyniku działania regulatora grupowego.

### 3.3.2. Zasady regulacji napięcia i mocy biernej elektrowni

Na podstawie informacji o położeniu łączników w rozdzielniach WN, wyłączników blokowych oraz informacji o załączeniu (lub wyłączeniu) generatorów i transformatorów do regulacji RGWW układ identyfikuje topologię układu, czyli określa:

- na który system szyn pracują generatory,
- z którymi systemami szyn połączone są transformatory,
- które systemy szyn są połączone,
- które transformatory włączone są do pracy równoległej.

Regulacja napięcia za pomocą układu RGWW polega na utrzymaniu zadanej wartości napięcia na określonych szynach WN.

#### Regulacja generatorów

Zadanie utrzymania żądanego poziomu napięcia na szynach realizowane jest przez sterowanie mocą bierną generatorów (aktualnie załączonych do RGWW). Odbywa się to dzięki oddziaływaniu na układy regulacji napięcia generatorów (zmiana wartości zadanej za pośrednictwem nastawników regulatora napięcia) [99].

Po wprowadzeniu przez ośrodek dyspozytorski do układu RGWW wartości zadanych napięć dla wszystkich systemów szyn zbiorczych rozdzielni WN lub jednego (wiodącego) w przypadku szyn połączonych układ porównuje te wartości z aktualnymi napięciami pomiarowymi i:

- oblicza uchyb napięciowy, jaki ma być regulowany,
- określa, za pomocą których generatorów ma to wykonać,
- określa rozdział obciążeń na poszczególne generatory,
- określa korektę wartości zadanych.

Regulacja napięcia szyn WN odbywa się zgodnie z charakterystyką przedstawioną na rysunku 3.3, a realizowaną przez układ regulacji grupowej w stosunku do każdego generatora. Dopuszczalny obszar pracy generatorów w układzie RGWW ograniczony jest dwiema prostymi: AC (ograniczenie od minimalnej mocy biernej) i BD (ograniczenie od maksymalnej mocy biernej). W celu zapewnienia stabilnej regulacji wprowadza się strefę nieczułości  $\varepsilon_u$ . Nachylenie charakterystyki  $\alpha$  zależy od zadanej dopuszczalnej odchyłki napięcia  $\Delta U$  i strefy zawartej pomiędzy  $Q_{\min}$  i  $Q_{\max}$ . Zakres  $Q_{\min}$ – $Q_{\max}$  stanowi dyspozycyjną moc generatora wykorzystywaną do regulacji napięcia. Określana jest ona przez program układu RGWW na podstawie dopuszczalnych obszarów pracy generatorów [147]. Można przyjąć, że  $Q_{\min}$  odpowiada poziomowi zadziałania ogranicznika kąta mocy. Jednak powodowałoby to w pewnych okresach częste pobudzanie ogranicznika. W związku z tym przyjmuje się, że wartość  $Q_{\min}$  dla RGWW jest nieco większa od wartości proggu działania ogranicznika kąta

mocy w regulatorze generatora (krzywa AC na charakterystyce z rys. 3.3). Podobnie sytuacja wygląda dla wartości  $Q_{\max}$ . W celu niedopuszczenia do zadziałania ogranicznika dopuszczalnego prądu stojana lub wirnika, wartość  $Q_{\max}$  jest mniejsza od wartości progu ich działania.

W momencie spełnienia zależności:

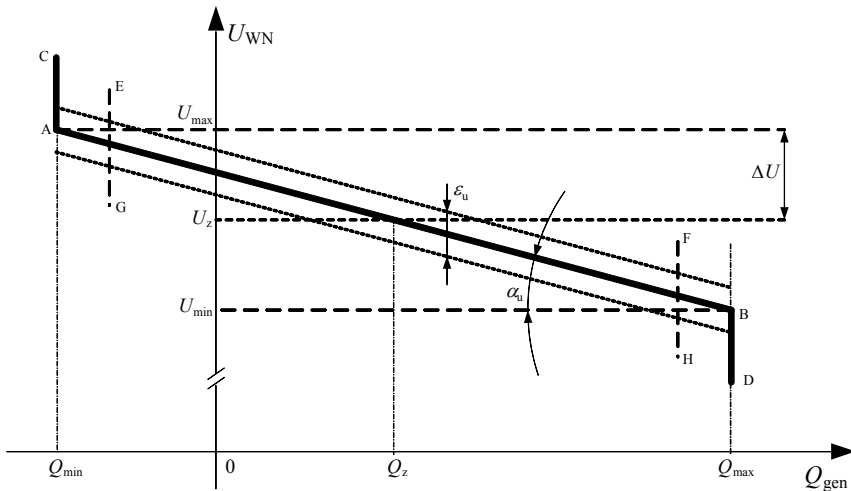
$$\Delta U = |U_z - U_s| > \varepsilon_u/2 \quad (3.9)$$

gdzie:

$U_s$  – napięcie szyn WN,

$U_z$  – napięcie zadane wynikające z charakterystyki RGWW dla danej mocy biernej,

układ regulacji grupowej zaczyna zmieniać moc bierną wytworzoną przez generatory do takiej wartości, aby zlikwidować uchyb napięciowy dla danego systemu szyn. Odbywa się to przez impulsowe sterowanie „wyżej”, „niżej” nastawnikiem regulatora napięcia generatora. Sterowanie to powinno powodować jednorazową określoną dla danego generatora zmianę mocy biernej, a przerwa między kolejnymi impulsami powinna wynosić kilka sekund – niezależnie od wielkości uchybu napięciowego. Pozwoli to na osiągnięcie stanu ustalonego pomiędzy kolejnymi krokami regulacji. Układ grupowej regulacji powinien umożliwiać wykorzystywanie pełnego zakresu dopuszczalnej mocy biernej transformatorów, zależnej od obciążenia mocą czynną [212, 213].



Rys. 3.3. Charakterystyka statyczna generatorowej regulacji napięcia układu RGWW na szynach stacji WN [232]:  $\Delta U$  – dopuszczalna odchyłka napięcia,  $U_z$  – napięcie zadane przy  $Q_z = (Q_{\max} + Q_{\min})/2$ ,  $\varepsilon_u$  – strefa nieczułości,  $Q_{\max}$ ,  $Q_{\min}$  – maksymalne i minimalne dopuszczalne moce bierne generatorów,  $\alpha = (2\Delta U)/(Q_{\max} - Q_{\min})$  – statyzm charakterystyki regulacji

## Regulacja transformatorów

Regulacja grupowa transformatorów sprzęgłowych odbywa się według kryterium:

- zadanego położenia przełącznika zaczeów lub przepływu mocy biernej, gdy transformator łączy szyny zbiorcze, do których przyłączone są generatory na obu poziomach napięć,
- zadanej wartości napięcia szyn lub przepływu mocy biernej przez transformator, gdy łączy on szyny zbiorcze, do których po stronie niższego napięcia nie ma przyłączonych generatorów.

Regulacja napięcia transformatora realizowana według kryterium stałego napięcia odbywa się zgodnie z charakterystyką przedstawioną na rysunku 3.4, natomiast według kryterium zadanej mocy biernej, płynącej przez transformator, zgodnie z charakterystyką przedstawioną na rysunku 3.5.

Jeżeli różnica pomiędzy wartością zadaną a mierzoną przekracza nastawioną strefę nieczułości:

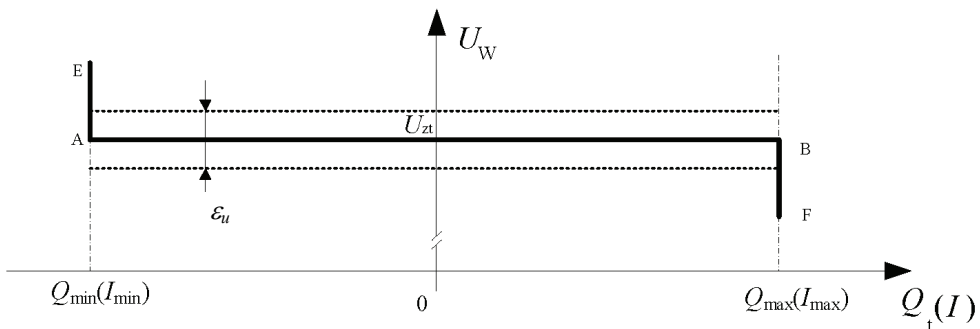
$$\Delta U = |U_{zt} - U_s| > \varepsilon_u/2 \quad (3.10)$$

gdzie

$U_s$  – napięcie szyn WN,

$U_{zt}$  – napięcie zadane dla układu RGWW,

zostaje rozpoczęty proces liczenia czasu opóźnienia. Po przekroczeniu zadanej wartości czasu opóźnienia układ regulacji grupowej generuje sygnał zmiany położenia przełącznika zaczeów. Przełączenie przełącznika zaczeów nastąpi w kierunku zmniejszenia odchyłki regulacyjnej  $\Delta U$ . Jeżeli w wyniku przełączenia odchyłka napięcia  $\Delta U$  pozostaje nadal większa niż  $\varepsilon_u/2$ , proces odliczania czasu opóźnienia jest powtarzany. Zmiana przekładni transformatora powinna odbywać się aż do sprowadzenia odchyłki  $\Delta U$  do wartości mniejszej niż  $\varepsilon_u/2$ .



Rys. 3.4. Charakterystyka statyczna regulacji transformatora według kryterium stałego napięcia szyn WN [232]

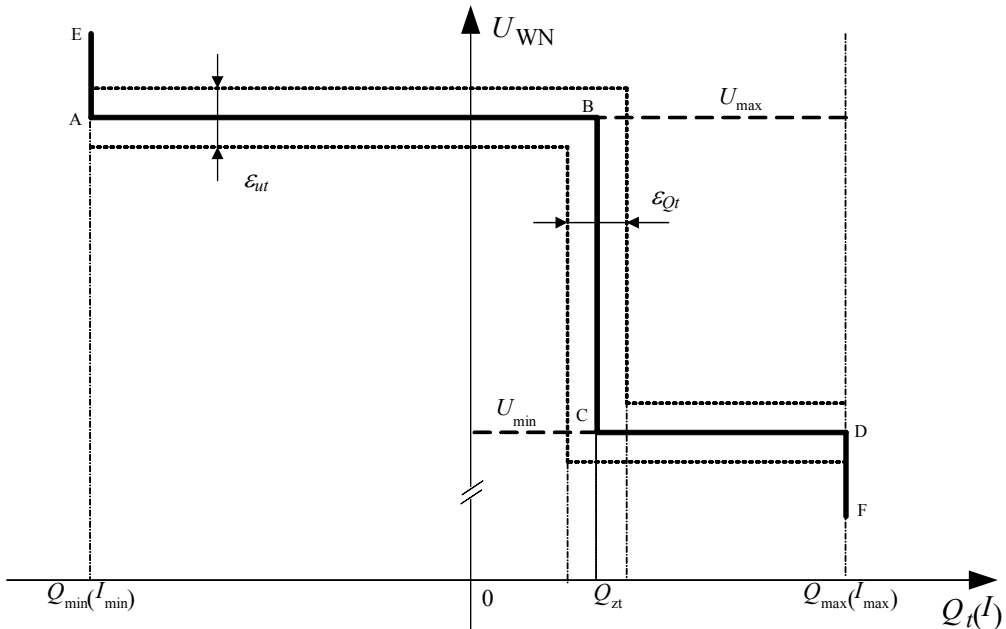
Jeżeli w czasie odliczania czasu opóźnienia nastąpi wymuszona czynnikami zewnętrznymi zmiana wartości odchyłki napięcia  $\Delta U$  w taki sposób, że  $|\Delta U| < \varepsilon_U/2$ , to licznik czasu zostaje wyzerowany.

Układ regulacji grupowej powinien zapewnić wybór sposobu określania czasu opóźnienia. Możliwe są dwa warianty:

- stała wartość czasu opóźnienia – niezależna od wartości odchyłki napięcia poza  $\varepsilon_U/2$ ,
- wartość czasu opóźnienia uzależniona od wartości odchyłki napięcia  $\Delta U$  poza  $\varepsilon_U/2$ .

Właściwy dobór strefy nieczułości oraz czasów opóźnienia zadziałania przełącznika zaczeptów powinien zapewnić odpowiednią szybkość procesu regulacji napięcia z jednoczesnym ograniczeniem liczby przełączeń przełącznika zaczeptów transformatora.

W zakresie dopuszczalnego obszaru pracy transformatora, ograniczonego dopuszczalnymi wartościami prądów strony pierwotnej i wtórnej transformatora, regulacja odbywa się według określonego kryterium. Jeżeli osiągnięte zostaną wartości progowe prądów lub napięć transformatora, następuje blokada działania układu regulacji w kierunku, który mógłby zwiększyć przekroczenia wartości dopuszczalnych.



Rys. 3.5. Charakterystyka statyczna regulacji transformatora według kryterium stałej mocy biernej przepływającej przez transformator [232]

### 3.4. Układy regulacji grupowej w węzłach przesyłowych

Układy regulacji grupowej węzłów przesyłowych (RGWP) przeznaczone są do automatycznej regulacji stacji transformatorowych najwyższych napięć w zakresie [214]:

- utrzymywania zadanego poziomu napięcia na wybranych szynach stacji transformatorowej,
- utrzymywania zadanego poziomu mocy biernej przepływającej przez transformator/autotransformator,
- sterowania przekładnią transformatora/autotransformatora (ustawianie zadanego numeru zaczeptu).

#### 3.4.1. Zasady działania układów RGWP

Układ regulacji grupowej na podstawie stanu topologii wybiera parametry regulacji odpowiednie dla aktualnej konfiguracji węzła. Układ RGWP wymaga do prawidłowej pracy pomiarów napięcia z szyn stacji oraz pomiarów mocy czynnej i biernej transformatorów. Każdy z transformatorów ma swój regulator realizujący regulację napięcia strony dolnej, napięcia strony górnej, przepływu mocy biernej lub przekładnią transformatora (ustawienie danego numeru zaczeptu).

Regulatory mogą pracować według jednego z czterech następujących kryteriów regulacji:

- regulacja napięcia na szynach rozdzielni po stronie górnej transformatora – kryterium „zadanego napięcia strony górnej”,
- regulacja napięcia na szynach rozdzielni po stronie dolnej transformatora – kryterium „zadanego napięcia strony dolnej”,
- regulacja mocy biernej przepływającej przez transformator – kryterium „zadanej mocy biernej”,
- sterowanie przekładnią transformatora – kryterium ustawiania przełącznika zaczeptów na „zadany numerze zaczeptu”.

Wyjścia układu RGWP sterują napędami przełączników zaczeptów transformatorów.

Proces regulacji realizowany przez układ RGWP odbywa się z uwzględnieniem następujących ograniczeń:

- skrajnego górnego zaczeptu transformatora, blokującego sterowanie przełącznikiem zaczeptów w kierunku „wyżej”,
- skrajnego dolnego zaczeptu transformatora, blokującego sterowanie przełącznikiem zaczeptów w kierunku „niżej”,



- nadnapięciowego po stronie dolnej i górnej transformatora,
- podnapięciowego po stronie dolnej i górnej transformatora,
- przeciążeniowego po stronie dolnej i górnej transformatora.

Uaktywnienie blokady w trakcie pracy układu RGWP powoduje zatrzymanie regulacji tylko tych transformatorów, których blokada dotyczy. Pozostałe transformatory mogą być sterowane w sposób niezakłócony.

### 3.4.2. Regulacja napięcia na szynach stacji

Regulacja napięć na szynach stacji odbywa się za pomocą transformatorów pracujących według kryteriów „napięcie strony dolnej” lub „napięcie strony górnej”. Wartości zadane napięć, jakie mają być utrzymywane przez układ RGWP, oraz parametry regulacji określone są osobno dla każdego systemu szyn stacji. Są to następujące wielkości:

- wartość zadana napięcia,
- strefa nieczułości,
- opóźnienie regulacji,
- typ regulacji.

Układ będzie dążył przez zmianę zaczeptu transformatora do tego, aby wartość zmierzonego napięcia na szynach była zbliżona do wartości zadanej z dokładnością określoną przez strefę nieczułości. Szerokość strefy nieczułości jest dobrana odpowiednio do zmiany napięcia wywołanego jednostkową zmianą zaczeptu. Powinna być kompromisem między dokładnością regulacji a częstością zmiany zaczeptu.

Opóźnienie regulacji jest to zwłoka, z jaką układ RGWP zareaguje na odchyłkę napięcia poza strefą nieczułości na szynie od wartości zadanej i wygeneruje sygnał zmiany zaczeptu. Opóźnienie regulacji może być zależne lub niezależne. W „niezależnym” reakcja układu na odchyłkę od wartości zadanej nastąpi dokładnie po czasie określonym jako opóźnienie regulacji, w „zależnym” reakcja jest tym szybsza, im większa jest odchyłka napięcia. Celem regulacji napięcia jest zmiana zaczeptu tylko wtedy, gdy odchyłka napięcia od wartości zadanej jest duża lub ma charakter trwały. Natomiast chwilowe, niewielkie zmiany napięcia w pobliżu granicy strefy nieczułości nie powinny powodować wysłania sygnału sterującego w kierunku przełącznika zaczeptów.

### 3.4.3. Regulacja mocy biernej przesyłanej przez transformator

Regulacja mocy biernych przepływających przez transformatory odbywa się według kryterium „zadana moc bierna”. Wartości zadane mocy biernych, jakie mogą być

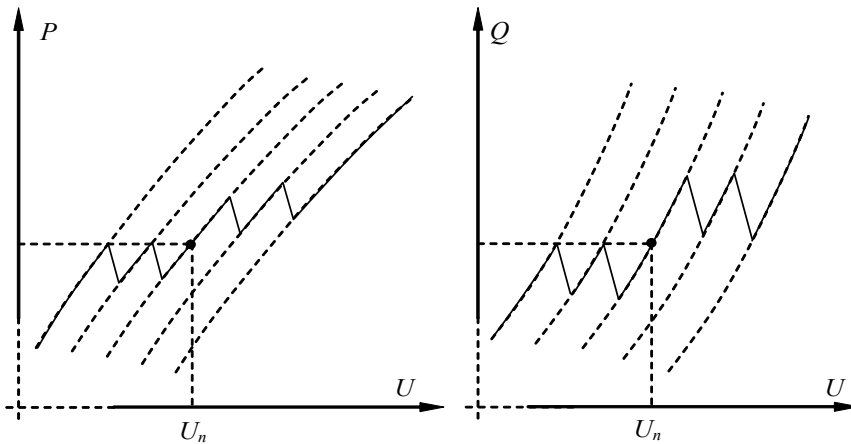
utrzymywane przez układ oraz parametry regulacji, są określane osobno dla każdego transformatora. Są to następujące wartości:

- wartość zadana mocy biernej,
- strefa nieczułości,
- opóźnienie regulacji,
- typ regulacji.

### 3.4.4. Sterowanie numerem zaczeptu

Układ RGWP umożliwia sterowanie transformatorem według kryterium numeru zaczeptu. Wartością zadaną związaną z tym sposobem regulacji jest numer zaczeptu. Działanie regulatora transformatora ma na celu utrzymanie zadanych wartości napięcia bądź mocy biernej. Podczas regulacji powinny być zachowane dopuszczalne wartości napięcia i prądów obu stron transformatora. Ponadto regulator musi mieć określoną strefę nieczułości, tak aby uniknąć niestabilności układu oraz nie doprowadzić do zbyt częstych przełączeń. W celu eliminacji zbędnego działania przy krótkotrwałych zmianach wielkości regulowanej, wprowadza się zwłokę czasową.

Negatywnym skutkiem działania regulatora może być przekroczenie granicy dopuszczalnego obszaru pracy. Zapobiega się temu przez stosowanie ograniczników wielkości określającej przekroczony odcinek dopuszczalnego obszaru pracy.



Rys. 3.6. Wpływ przełączania zaczeptów transformatora na charakterystykę napięcia w funkcji obciążenia mocą czynną i bierną [145]

Na rysunku 3. 6. pogrubione linie przedstawiają charakterystykę obciążenia mocą czynną i bierną w funkcji zmiany napięcia. Przełączanie zaczeptów transformatora zachodzi w sposób nieciągły, dlatego też charakterystyka napięciowa kieruje się

stopniowo ku stronie lewej bądź prawej (linie przerywane). Ekstrema przedstawionych charakterystyk ukazują granice przełączania zaczeów. Obszar strefy nieczułości jest również brany pod uwagę, aby zapobiec jakimkolwiek zmianom przełączania zaczeów, w przypadku gdy zmiany napięcia mieszczą się w określonych granicach. Rezultat regulacji napięcia przedstawiony jest na charakterystyce grubymi liniami.

### 3.4.5. Blokowanie regulatorów transformatorów

Wśród wielu przyczyn lub właściwości elementów systemu elektroenergetycznego, sprzyjających powstawaniu lawiny napięcia, wymienia się wpływ regulatorów napięcia tych transformatorów [214]. Te sterowane decydują o napięciu na zaciskach odbiorów, gdyż transformatory SN/0,4 kV mają stałą przekładnię. Algorytm działania tych regulatorów, utrzymujący zadaną wartość napięcia, stałą lub uzależnioną od „kompensacji prądowej”, prowadzi do niezależności – w stanie quasi-ustalonym – pobieranej mocy biernej od napięcia w sieci 110 kV i w sieci przesyłowej. Wówczas działanie regulatora napięcia transformatora może prowadzić do lawiny napięcia:

- przy stałej przekładni uzyskuje się stabilny punkt pracy poniżej progu działania ograniczników regulatora generatora,
- działanie układu regulacji transformatora powoduje zadziałanie tych ograniczników i lawinę napięcia.

Na podstawie informacji o niekorzystnym wpływie regulatorów napięcia omawianych transformatorów konieczne jest blokowanie działania tych regulatorów – przez przekładniki napięciowe – w stanach nienormalnych wartości napięcia. Przekładniki te, miałyby wykrywać tendencję do niestabilności napięciowej objawiającą się obniżką napięcia.

### 3.4.6. Praca równoległa transformatorów

Układ RGWP zapewnia utrzymanie równej przekładni obu pracujących równolegle transformatorów. W przypadku zaistnienia nierówności przekładni układ przystępuje natychmiast do procesu ich wyrównywania.

Wyrównanie przekładni dla kryterium regulacji „numer zaczeu” odbywa się tak, aby transformator śledzący miał przekładnię równą przekładni transformatora wiodącego. Układ na podstawie zmierzonego numeru zaczeu transformatora wiodącego na podstawie posiadanych informacji o obu przełącznikach zaczeów (liczbie zaczeów, zaczeów środkowych itp.) wyznacza numer zaczeu, jaki powinien mieć transformator śledzący.

Wyrównywanie przekładni dla kryterium regulacji napięcia strony niższej, wyższej oraz kryterium regulacji mocy biernej przebiega tak, aby nie powodować pogorszenia

regulowanego parametru. Układ na podstawie aktualnych przekładni oraz pomiaru regulowanego parametru wybiera transformator, od którego rozpocznie się proces zrównywania oraz kierunek zmian przekładni.

### 3.5. Statyczne środki sieciowe

Do statycznych środków sieciowych zalicza się dodatkowe elementy instalowane w sieci w celu poprawy stabilności. Dla przykładu w KSE instalowane zostały baterie kondensatorów o regulowanej pojemności, dławiki, rezystory hamujące, kondensatory szeregowo oraz transformatory dodawcze z regulowaną przekładnią. Dynamiczny rozwój energoelektroniki spowodował upowszechnienie stosowania elementów sieciowych zwanych FACTS. Nazwa FACTS wywodzi się z angielskiego terminu *Flexible Alternating Current Transmission Systems* [29, 50, 65, 80, 97, 149, 152, 193], co na język polski można przetłumaczyć jako „Elastyczne Systemy Przesyłowe Prądu Przemiennego”, gdzie słowo „elastyczne” odnosi się do zdolności układów do regulacji napięć, mocy czynnej i biernej, a przede wszystkim do regulacji przepływów mocy w sieci przesyłowej [1, 110, 163]. Układy te nazywane są również systemowymi regulatorami energoelektronicznymi, gdyż ze względu na szybkie działanie mogą spełniać wiele korzystnych funkcji w regulacji pracy systemu elektroenergetycznego w czasie trwania w nim stanów niustalonych [64, 164].

Idea oddziaływania urządzeń FACTS na system elektroenergetyczny nie jest nowa, a wiele z tych układów znajduje swoje odpowiedniki w urządzeniach dotychczas stosowanych w elektroenergetyce [149, 152, 193]. Podstawową zaletą układów FACTS, w odniesieniu do układów stosowanych dotychczas, jest niewątpliwie duża szybkość ich działania z równoczesną dużą elastycznością wykonywanej przez nie regulacji, co udało się uzyskać dzięki wykorzystaniu własności półprzewodnikowych elementów energoelektronicznych wielkiej mocy – tyrystorów i tranzystorów.

Zastosowanie układów FACTS w systemie elektroenergetycznym może dać wiele korzyści. Układy FACTS umożliwiają bowiem:

- poprawę stabilności lokalnej i globalnej systemu wraz z zapewnieniem odpowiedniego poziomu napięć w określonych punktach systemu,
- tłumienie oscylacji międzyobszarowych, a także tłumienie generacji rezonansu podsynchronicznego,
- ograniczenie strat mocy czynnej i biernej w systemie,
- zwiększenie przepustowości istniejących ciągów liniowych (istotne w szczególności w tych rejonach, gdzie z różnych względów nie można wybudować nowych linii przesyłowych).

Mimo licznych zalet, układy FACTS mają też pewne wady, do których niewątpliwie należy zaliczyć koszty budowy tych urządzeń, a także ich niemałe rozmiary.

Również nie bez znaczenia pozostaje fakt, że stanowią one nowy element w zakresie układów służących do sterowania pracą systemu elektroenergetycznego.

### 3.5.1. Rodzaje układów FACTS

Do urządzeń FACTS zaliczane jest całe grono urządzeń pełniących w systemie przesyłowym energii elektrycznej bardzo różnorodne funkcje. Najprostszy podział tych urządzeń, to podział na urządzenia szeregowo i równoległe [149]. Jednak lepiej pełnione przez poszczególne urządzenia funkcje wydaje się uwzględniać podział bardziej złożony, gdzie można wyróżnić cztery podstawowe grupy urządzeń FACTS [50]:

- bocznikowe (ang. *Static Shunt Controllers*),
- szeregowo (ang. *Static Series Controllers*),
- szeregowo-bocznikowe (ang. *Combined Shunt and Series Controllers*),
- układy przesyłowe prądu stałego (ang. *High-Voltage Direct-Current*).

**Urządzenia bocznikowe** są urządzeniami podłączonymi bocznikowo do określonego węzła systemu. Zadaniem większości z nich jest dostarczanie lub pobieranie określonej mocy w punkcie przyłączenia powiązane z regulacją napięcia w tym punkcie. Do urządzeń tych zaliczamy:

- TSR (ang. *Thyristor Switched Reactor*) – dławik załączany tyrystorowo,
- TSC (ang. *Thyristor Switched Capacitor*) – kondensator załączany tyrystorowo,
- TCR (ang. *Thyristor Controlled Reactor*) – dławik o tyrystorowo regulowanej indukcyjności,
- SVC (ang. *Static VAR Compensator*) – statyczny kompensator mocy biernej,
- STATCOM (ang. *Static Compensator*) określane również mianem SVG (ang. *Static VAR Generator*) – statyczny generator mocy biernej,
- TCBR (ang. *Thyristor Controlled Braking Resistor*) określane również w skrócie jako BR (ang. *Braking Resistor*) – tyrystorowo sterowany rezystor hamujący,
- TCVL (ang. *Thyristor Controlled Voltage Limiter*) – tyrystorowo sterowany ogranicznik napięcia.

**Urządzenia szeregowo** to grupa urządzeń włączanych w określone ciągi przesyłowe (np. linie) szeregowo z nimi. Podstawowym zadaniem większości z tych urządzeń jest regulacja przepływającej w określonym ciągu przesyłowym mocy uzyskiwana przez włączenie szeregowo z linią sterowanej reaktancji (najczęściej w postaci kondensatorów). Do urządzeń tych zaliczamy:

- TSSC (ang. *Thyristor Switched Series Capacitor*) często w literaturze określane mianem SSC (ang. *Switched Series Capacitor*) – tyrystorowo załączany kondensator szeregowy,
- TCSC (ang. *Thyristor Controlled Series Capacitor*) często w literaturze określane mianem CSC (ang. *Controlled Series Capacitor*) – kondensator szeregowo o tyrystorowo regulowanej pojemności,

- GCSC (ang. *GTO Thyristor Controlled Series Capacitor*) – kondensator szeregowy o pojemności regulowanej tyrystorami GTO,
- ASC (ang. *Advanced Series Compensator*) – rozszerzony kompensator szeregowy,
- SSSC (ang. *Static Synchronous Series Compensator*) – statyczny szeregowy kompensator synchroniczny,
- NGH-SSR Damper – układ do tłumienia oscylacji podsynchronicznych i przepięć,
- SSB (ang. *Solid State Breaker*) – wyłącznik półprzewodnikowy GTO,
- FCL (ang. *Fault Current Limiter*) – ogranicznik prądu zakłócenieniowego (zwarcieniowego).

Dwa z urządzeń można zaliczyć zarówno do urządzeń szeregowych, jak i równoległych. Można je bowiem włączać szeregowo lub równolegle w zależności od potrzeb. Ich podstawowym zadaniem jest „wstrzyknięcie” do systemu w czasie stanu przejściowego energii, co umożliwi zmniejszenie niekorzystnych skutków towarzyszących takiemu stanowi (np. zmniejszenie lub wyeliminowanie zapadu napięcia powstałego w wyniku zwarcia). Są to:

- SMES (ang. *Superconducting Magnetic Energy Storage*) – nadprzewodnikowy zasobnik energii elektrycznej,
- BESS (ang. *Battery Energy Storage System*) – bateryjny zasobnik energii elektrycznej.

**Urządzenia szeregowo-bocznikowe** to urządzenia, które zawierają zarówno elementy włączone do układu zasilania bocznikowo, jak i elementy włączone szeregowo. Ich podstawową funkcją jest zapewnienie możliwie najlepszej regulacji przepływu mocy czynnej i biernej w ciągu przesyłowym realizowane przez sterowanie modułu i kąta napięcia. Do urządzeń tych zaliczamy:

- SPS (ang. *Static Phase Shifter*) – statyczny przesuwnik fazowy,
- TCPAR (ang. *Thyristor Controlled Phase Angle Regulator*) nazywany również TCPST (ang. *Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer*) lub PST (ang. *Phase Shifting Transformer*) – tyrystorowo sterowany transformator z regulacją poprzeczną,
- UPFC (ang. *Unified Power Flow Controller*) – zespolony regulator przesyłu mocy,
- IPFC (ang. *Interline Power Flow Controller*) – międzysystemowy regulator przesyłu mocy, szczegółowiej zostało o omówiony w kolejnym punkcie opracowania wraz z uzasadnieniem włączenia go w klasyfikacji do tej grupy urządzeń FACTS,
- TCVMR (ang. *Thyristor Controlled Voltage Magnitude Regulator*) – tyrystorowo sterowany regulator modułu napięcia,
- ST (“Sen” Transformer) – transformator “Sen”.

Ostatnia grupa urządzeń stanowi niejako odrębną grupę w stosunku do trzech pierwszych. Są to bowiem **układy przesyłowe prądu stałego**, które umożliwiają połączenie ze sobą różnych systemów elektroenergetycznych i zapewniają możliwość przesyłu mocy pomiędzy tymi systemami [56, 112]. W KSE pierwszy układ przesyłowy HVDC łączący Polskę ze Szwecją uruchomiony został w sierpniu 2000 r. Do kompensacji mocy biernej pobieranej przez pracujący zespół przekształtnika zainstalowano dwie baterie kondensatorów o mocy znamionowej 95 Mvar każda oraz dławik o mocy znamionowej 117 Mvar. Baterie kondensatorów są załączane w zależności od potrzeb, natomiast dławik wykorzystywany jest do równoważenia mocy biernej filtrów wyższych harmonicznymi o małym obciążeniu łączy przesyłaną nim mocą, aby nie doprowadzać do przekompensowania. Zastosowane układy do kompensacji mogą być wykorzystywane również do kompensacji mocy biernej w węźle przyłączeniowym w czasie, gdy łączy nie pracuje [124].

### 3.5.2. Charakterystyka wybranych układów FACTS

W zapobieganiu awariom napięciowych w przyszłości powinny brać udział kompensatory energoelektroniczne (FACTS). Obecność kompensatorów zwiększa bezpieczeństwo pracy elektrowni w czasie awarii napięciowej [101, 226]. W przypadku „zapadów” napięcia zachodzących w SEE układy te mogą wspierać jednostki wytwórcze w podtrzymaniu zadanych wartości napięcia w układzie zasilania, przeciwstawiając się pojawiającemu się zaburzeniu. Na układy zapobiegające deficytowi mocy biernej lepiej nadają się układy SVC, natomiast jako układy wspomagające pracę jednostek wytwórczych w systemie w momencie wystąpienia znacznego obniżenia się wartości napięcia (np. w czasie lawiny napięciowej) lepszym rozwiązaniem są układy STATCOM. Wprowadzenie do KSE nowych źródeł mocy biernej w postaci kompensatorów statycznych płynnie regulowanych przyczyni się nie tylko do poprawy lokalnych warunków napięciowych, ale na pewno zwiększy bezpieczeństwo pracy KSE. W KSE kompensatory statyczne (regulowane baterie kondensatorów) są przyłączane do szyn 400, 220 i 110 kV za pomocą wydzielonych transformatorów lub trzecich uzwojeń transformatora NN/110 kV.

#### Urządzenie SVC

Układ SVC w ujęciu systemu elektroenergetycznego może być postrzegany jako przyłączona w określonym węźle za pośrednictwem transformatora zmienna susceptancja o charakterze indukcyjnym lub pojemnościowym (w zależności od sposobuysterowania). Wartość tej susceptancji jest zależna od wypadkowej jej wartości członu pojemnościowego i indukcyjnego, a także susceptancji filtrów wyższych harmonicznymi [192, 193].

Układy SVC mogą pracować, opierając się na jednym z kryteriów regulacji: regulacji napięcia, mocy biernej, korekcji współczynnika mocy i tłumieniu oscylacji mocy

[232, 233]. W zasadzie za podstawowe kryterium regulacji w stanach normalnych wykorzystuje się regulację napięcia.

W układzie SVC w przypadku braku zapotrzebowania na moc bierną elementy składowe kompensatora mogą wzajemnie się kompensować. Gwarantuje to natychmiastową gotowość układu do podjęcia regulacji w momencie zaistnienia takiej potrzeby, ale pociąga za sobą pewne straty mocy czynnej (szczególnie w członie indukcyjnym).

### **Urządzenie STATCOM**

Układ STATCOM z perspektywy systemu elektroenergetycznego może być postrzegany jako źródło napięcia przemiennego o regulacji ciągłej, przyłączone do systemu za pośrednictwem transformatora WN/SN. Stworzenie takiego źródła było możliwe dzięki zastosowaniu przekształtnika z tyrystorami GTO (ang. *Gate Turn-Off*), do którego po stronie napięcia wyprostowanego przyłączony jest kondensator. STATCOM jest układem regulującym przede wszystkim przepływ mocy biernej [149].

Urządzenie STATCOM stosowane jest do dynamicznej kompensacji mocy biernej w punkcie przyłączenia do systemu elektroenergetycznego. Wymiana mocy biernej z układem zasilania jest uzyskiwana w wyniku regulacji modułu napięcia po stronie wtórnej transformatora wchodzącego w skład urządzenia STATCOM, natomiast w wyniku regulacji fazy tego napięcia uzyskuje się przepływ mocy czynnej, która jest wykorzystywana do regulacji napięcia na kondensatorze w obwodzie napięcia wyprostowanego [152].



## 4. Stabilność napięciowa układu przesyłowego typu źródło–odbior

Ze względu na to, że w stanach ustalonych mamy do czynienia z symetrycznymi trójfazowymi odbiornikami, symetryczny układ trójfazowych napięć i prądów możemy zastąpić ekwiwalentnym układem jednofazowym. W przypadku obliczeń w jednostkach mianowanych należy wówczas moce trójfazowe podzielić przez 3, aby otrzymać moce jednofazowe i dalej wykorzystywać w obliczeniach napięcie fazowe, prąd fazowy i parametry zastępcze jednej fazy. Taki schemat obliczeń układów symetrycznych zwany jest jednofazową reprezentacją sieci trójfazowej. Jest to znaczne uproszczenie i ułatwienie obliczeń. Mając wyniki końcowe obliczeń dla jednej fazy, można łatwo z powrotem wyznaczyć moce trójfazowe czy też napięcia międzyprzewodowe. Jeśli obliczenia są wykonywane w jednostkach względnych, to reprezentacja jednofazowa systemu jest równoważna reprezentacji trójfazowej. Jest to istotna zaleta prowadzenia obliczeń w jednostkach względnych, gdyż uwalnia od wszelkich współczynników przeliczających wzajemnie wielkości fazowe, międzyfazowe i trójfazowe.

### 4.1. Kryterium energetyczne statycznej stabilności napięciowej

System elektroenergetyczny, jego właściwości jako źródła zasilającego wybrany węzeł odbiorczy, w sposób dokładny powinien być modelowany za pomocą charakterystyki napięciowej mocy biernej dostarczanych z systemu do danego węzła odbiorczego [63, 104, 106, 150]. W skrócie nazywana jest charakterystyką wytwarzania i oznaczona jest przez  $Q_d(U)$ . Charakterystyka ta określa moc bierną płynącą z systemu do odbioru, pobierającego ustaloną moc czynną  $P_L(U)$ .

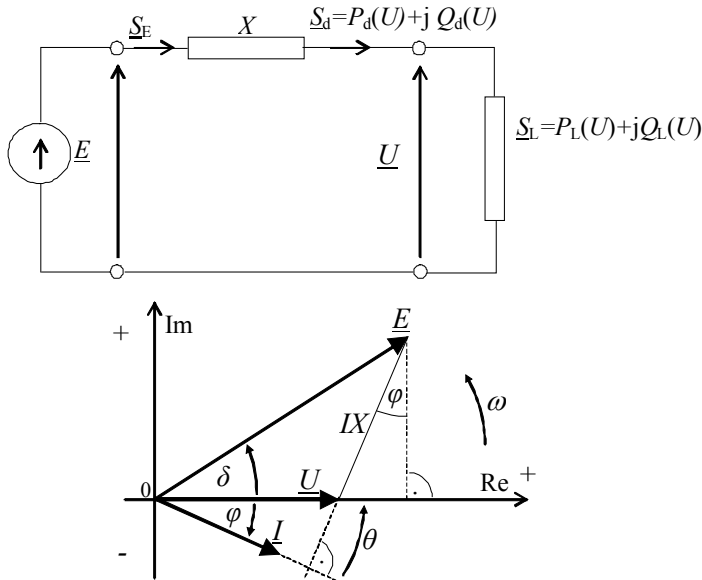
W celu znalezienia równań, opisujących charakterystykę wytwarzania, posłużono się dwuwęzłowym systemem źródło zastępcze–odbior (rys 4.1). SEE zasila obiór kompleksowy (rezystancja sieci została celowo pominięta), który na podstawie twierdzenia Thevenina jest zastąpiony źródłem napięciowym o [202]:

- siły elektromotorycznej (sem)  $\underline{E}$  równej napięciu węzłowemu przed przyłączeniem odbioru,
- reaktancji  $X$  – widzianej z tego węzła w kierunku węzłów generatorowych, po zwarciu wszystkich rzeczywistych źródeł napięcia w systemie, która zastępuje sieć przesyłową.

Pozorna zespolona moc elektryczna zastępczego źródła wynosi (wszystkie wielkości zostały przedstawione w jednostkach względnych, przy czym symbol j.w. będzie konsekwentnie pomijany):

$$\underline{S}_E = \underline{E}\underline{I}^* = Ee^{j\delta} Ie^{-j\phi_I} = EIe^{j(\delta-\phi_I)} = EIe^{j(\delta+\varphi)} = EI(\cos(\delta+\varphi) + j\sin(\delta+\varphi)) \quad (4.1)$$

gdyż przesunięcie fazowe prądu i napięcia, wynikające z obciążenia źródła impedancją, wynosi  $\varphi = \phi_U - \phi_I = (-\phi_I)$ ,  $\phi_U, \phi_I$  oznaczają kąty (fazy) początkowe prądu i napięcia.



Rys. 4.1. Schemat zastępczy SEE – zastąpiony źródłem napięciowym Thevenina oraz wykres wektorowy napięć węzłowych i prądów zastępczego źródła.

Fazor napięcia  $\underline{E}$  uzyskano, dodając do fazona  $\underline{U}$  stratę  $jXI$  prostopadłą do fazona  $\underline{I}$ .  
Jeśli fazor sem  $\underline{E}$  leży na osi liczb rzeczywistych, to kąt między  $\underline{E}$  oraz  $\underline{U}$  jest ujemny i wówczas moc dostarczana z systemu do węzła ma znak dodatni

Jeśli chodzi o model odbioru SEE, można go zastąpić charakterystykami napięciowymi mocy dostarczanej z SEE do danego węzła odbiorczego

$$\underline{S}_d = \underline{U}\underline{I}^* = Ue^{j\phi_U} Ie^{-j\phi_I} = Ue^{j0} Ie^{-j\phi_I} = UIe^{j\varphi} = UI(\cos(\varphi) + j\sin(\varphi)) = P_d + jQ_d \quad (4.2)$$

Siła elektromotoryczna fikcyjna zespolona generatora synchronicznego za fikcyjną reaktancją  $X$  jest równa

$$\underline{E} = \underline{U} + jX\underline{I} \quad (4.3)$$

gdzie

$$\underline{E} = Ee^{j\phi_E}; \quad \underline{U} = Ue^{j\phi_U} \quad \text{oraz} \quad \underline{I} = Ie^{j\phi_I}$$

Przekształcając zależność (4.3), możemy fazor prądu  $\underline{I}$  zapisać jako

$$\begin{aligned} \underline{I} &= \frac{\underline{E} - \underline{U}}{jX} = \frac{Ee^{j\delta} - U}{Xe^{j90^\circ}} = \frac{Ee^{j\delta}}{X} e^{-j90^\circ} - \frac{U}{X} e^{-j90^\circ} = \frac{E}{X} e^{-j(90^\circ - \delta)} - \frac{U}{X} e^{-j90^\circ} \\ &= \frac{E}{X} (\cos(90^\circ - \delta) - j \sin(90^\circ - \delta)) - \frac{U}{X} (\cos(90^\circ - \delta) - j \sin(90^\circ)) \\ &= \frac{E}{X} (\sin(\delta) - j \cos(\delta)) + j \frac{U}{X} = \frac{E}{X} \sin(\delta) + j \frac{U}{X} - j \frac{E}{X} \cos(\delta) \\ &= \frac{E}{X} \sin(\delta) - j \left( -\frac{U}{X} + \frac{E}{X} \cos(\delta) \right) \end{aligned} \quad (4.4)$$

gdzie  $\delta = \phi_E - \phi_U = \phi_E$  oznacza kąt między fazorem (wektorem) sem generatora  $\underline{E}$  i fazorem napięcia odbioru  $\underline{U}$ .

Po podstawieniu do wzoru (4.2)

$$\begin{aligned} \underline{S}_d = UI^* &= U \left\{ \frac{E}{X} \sin(\delta) + j \left( -\frac{U}{X} + \frac{E}{X} \cos(\delta) \right) \right\} \\ &= \frac{EU}{X} \sin(\delta) + j \left( \frac{EU}{X} \cos(\delta) - \frac{U^2}{X} \right) = P_d + jQ_d \end{aligned} \quad (4.5)$$

otrzymano dwuwęzłowy system źródło zastępcze–odbior, który został przedstawiony na rysunku 4.1. Dla tak wyznaczonego źródła można wyznaczyć zależności na moc czynną i bierną dostarczoną z systemu do węzła odbiorczego (przypadające na jedną fazę):

$$P_d = UI \cos \varphi = UI \frac{E \sin \delta}{IX} = \frac{EU}{X} \sin \delta \quad (4.6)$$

$$Q_d = UI \sin \varphi = UI \frac{E \cos \delta - U}{IX} = \frac{EU}{X} \cos \delta - \frac{U^2}{X} \quad (4.7)$$

Po podniesieniu stronami zależności (4.6) oraz (4.7) do drugiej potęgi otrzymujemy

$$P_d^2 = \left( \frac{EU}{X} \right)^2 \sin^2 \delta \quad (4.8)$$

$$\left( Q_d + \frac{U^2}{X} \right)^2 = \left( \frac{EU}{X} \right)^2 \cos^2 \delta \quad (4.9)$$

a następnie, sumując stronami równania (4.8) i (4.9) i wykorzystując właściwość  $\cos^2 \delta + \sin^2 \delta = 1$ , otrzymujemy charakterystykę napięciową mocy biernej dopływającej do węzła

$$\left( \frac{EU}{X} \right)^2 = \left( Q_d + \frac{U^2}{X} \right)^2 + P_d^2 \quad (4.10)$$

Ostatecznie charakterystykę wytwarzania można przedstawić jako:

$$Q_d(U) = \sqrt{\frac{E^2 U^2}{X^2} - P_d^2} - \frac{U^2}{X} \quad (4.11)$$

Należy pamiętać, że w podanych wzorach na moc czynną i bierną występują napięcia fazowe, a obliczone moce dotyczą jednej fazy. Jeśli do wzorów tych podstawimy napięcia międzyfazowe (o  $\sqrt{3}$  razy większe od napięć fazowych), to uzyska się moce dla trzech faz.

Następnie należy wyznaczyć charakterystykę napięciową odbioru (statyczną), która oznaczona została jako

$$\underline{S}_L = P_L + jQ_L = S_L e^{j\varphi} = \underline{U} \underline{I}^* = UI e^{j\phi_U} e^{-j\phi_I} = UI e^{j(\phi_U - \phi_I)} = UI e^{j\varphi} \quad (4.12)$$

Dla kąta mocy odbioru  $\varphi < 0$  odbiór ma charakter pojemnościowy, natomiast dla  $\varphi > 0$  indukcyjny. W konsekwencji zastosowania zależności (4.12) przyjmuje się:

- $Q_{\text{ind}}(+)$  – moc bierna indukcyjna jest dodatnia,
- $Q_{\text{poj}}(-)$  – moc bierna pojemnościowa jest ujemna.

Oznacza to, że indukcyjność pobiera moc bierną, natomiast pojemność ją generuje.

Źródło napięciowe obciążone jest mocą czynną odbioru, stąd  $P_d(U) = P_L(U)$ , co na wykresach tych charakterystyk napięciowych w stanie ustalonym oznacza ich przecięcie. W konsekwencji otrzymujemy

$$Q_d(U) = \sqrt{\frac{E^2 U^2}{X^2} - P_L^2(U)} - \frac{U^2}{X} \quad (4.13)$$

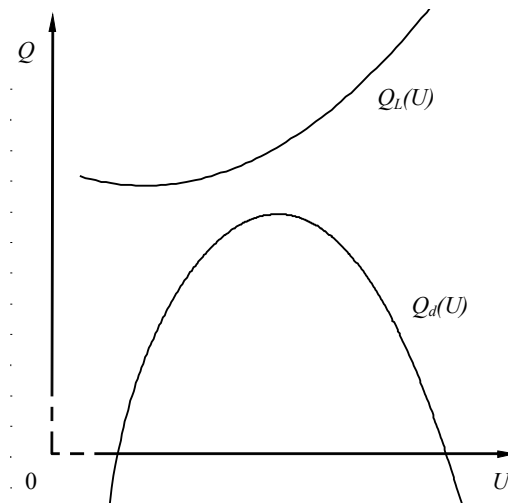
Podany wzór wyznacza charakterystykę wytwarzania mocy biernej  $Q_d(U)$  przez źródło obciążone mocą czynną o określonej charakterystyce napięciowej  $P_L(U)$  i dostarczonej do węzła odbiorczego. Jej wykres zbliżony jest do odwróconej paraboli

(wielomian drugiego stopnia), ponieważ drugi składnik (4.13) jest parabolą z jej maksymalną wartością w środku układu współrzędnych i ramionami skierowanymi w dół. Pierwszy składnik wzoru (4.13) powoduje przesunięcie charakterystyki  $Q_d(U)$  w kierunku wartości dodatnich. Wielkość tego przesunięcia jest tym większa, im reaktancja zastępcza źródła  $X$  jest mniejsza oraz im mniejsza jest moc czynna  $P_d = P_L$  odbierana ze źródła.

Wzrost obciążenia w węzle odbiorczym ma bezpośredni wpływ na jego stabilność napięciową. W konsekwencji wzrostu mocy czynnej odbioru  $P_L$  – zgodnie z tym oraz (4.13) – obniża się charakterystyka wytwarzania  $Q_d(U)$ . Natomiast wzrost mocy biernej  $Q_d$  sprzyja podnoszeniu się napięciowej charakterystyki jej odbioru  $Q_L(U)$ .

W zależności od parametrów SEE, charakterystyki wytwarzania  $Q_d(U)$  i odbioru  $Q_L(U)$  mogą być położone względem siebie na trzy wyróżnione sposoby, które zostały zilustrowane na rysunkach 4.2–4.4.

Dodatkowo charakterystyka odbioru  $Q_L(U)$  może być opisana wielomianem drugiego stopnia, np.:  $Q_L = Q_{L_0}(aU^2 + bU + c)$ , gdzie symbolami  $a$ ,  $b$ ,  $c$  oznaczono współczynniki podatności napięciowej odbioru. Współczynniki te otrzymuje się z pomiarów i określają wrażliwość mocy odbioru na zmiany napięcia w otoczeniu napięcia znamionowego.



Rys. 4.2. Zależność mocy wytwarzania i odbiorów od napięcia  
– przypadek braku punktu równowagi

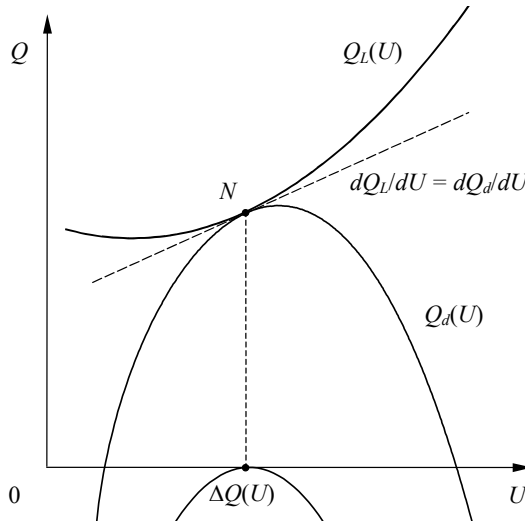
Przecięcie się charakterystyki napięciowej mocy dostarczanej z charakterystyką napięciową statyczną odbioru następuje w punkcie, w którym

$$Q_d(U) - Q_L(U) = \Delta Q = 0 \quad (4.14)$$

Podana różnica, oznaczona jako  $\Delta Q$ , jest nadwyżką mocy biernej źródła nad potrzebami węzła odbiorczego. Jednak źródło i odbiór mogą tworzyć stabilny układ pracy tylko wówczas, gdy  $Q_d(U) = Q_L(U)$ , czyli moc dostarczana przez źródło jest równa mocy pobieranej przez węzeł odbiorczy. Jeżeli charakterystyka mocy dostarczanej nie przecina się w żadnym punkcie z charakterystyką odbioru, oznacza to brak takiego punktu pracy w układzie (brak punktu równowagi), czyli  $\Delta Q \neq 0$  (rys. 4.2).

W przypadku pokazanym na rysunku 4.3 występuje jeden punkt równowagi  $N$ , dla którego  $\Delta Q = 0$ . Jednak układ w tym punkcie pracy nie może pracować w sposób trwały, gdyż nie jest spełnione kryterium stabilności napięciowej. Praca SEE wokół tego punktu równowagi określana jest jako niestabilna lokalnie. Kryterium energetyczne stabilności napięciowej jest stosowane w literaturze przedmiotu do badania statycznej stabilności napięciowej [104, 145, 150, 221]. Ze względu na fakt, że w analizach stabilności napięciowej powszechnie używane są krzywe nosowe, prezentujące zależności napięcia od mocy biernej, kryterium energetyczne ma postać kryterium  $\frac{dQ}{dU}$ . Warunek stabilności jest następujący:

$$\frac{dQ_d}{dU} < \frac{dQ_L}{dU} \quad \text{albo} \quad \frac{d\Delta Q}{dU} < 0 \quad (4.15)$$



Rys. 4.3. Zależność mocy wytwarzania i odbiorów od napięcia – przypadek z jednym punktem równowagi

Punkt pracy układu jest stabilny napięciowo lokalnie, jeżeli pochodna przyrostu mocy biernej odbioru w węźle, obliczona względem napięcia odbioru jest ujemna. W przeciwnym razie chwilowemu obniżeniu się napięcia odbioru towarzyszy niedo-

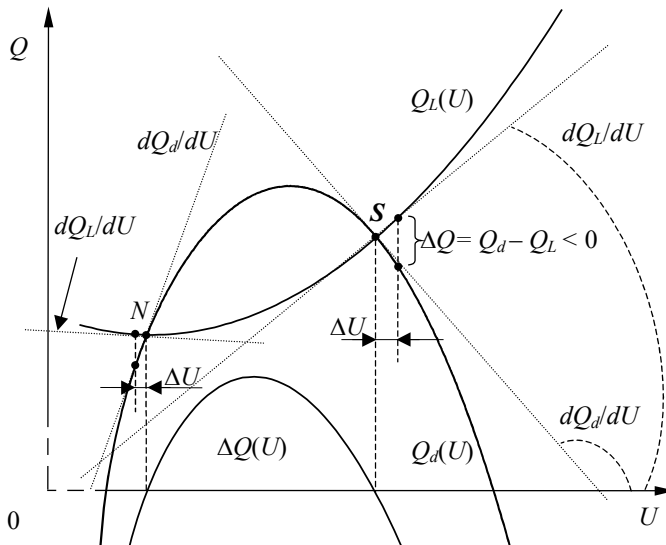
bór mocy biernej dopływającej do odbioru ze źródła, co pociąga za sobą dalsze obniżenie napięcia, aż do całkowitego jego załamania się. Taki sposób utraty stabilności określa się jako *lawinę napięcia* [72, 105, 111, 171, 215, 216].

Na rysunku 4.4 przedstawiono w sposób ogólny kryterium stabilności napięciowej  $\frac{d\Delta Q}{dU}$ . Rozważmy zachowanie się układu podczas pracy w jednym z dwóch punktów

pracy – punktu S lub N, gdzie moc biernej odbioru jest równa mocy biernej źródła.

Praca układu wokół punktu S:

- chwilowe zwiększenie napięcia o  $\Delta U$  powoduje, że  $Q_d$  maleje, a  $Q_L$  rośnie ( $\Delta Q = Q_d - Q_L < 0$ ), co pociąga za sobą spadek napięcia i powrót do punktu równowagi (rys. 4.4),
- natomiast chwilowemu obniżeniu się napięcia towarzyszy nadmiar mocy dostarczanej nad odbieraną  $\Delta Q = Q_d - Q_L > 0$ , w następstwie czego zwiększa się napięcie i układ wraca do punktu równowagi.



Rys. 4.4. Charakterystyki wytwarzania i odbioru ilustrujące kryterium stabilności napięciowej  $d\Delta Q/dU$

Praca wokół punktu N:

- obniżenie napięcia o  $\Delta U$  powoduje, że  $Q_d$  maleje, a  $Q_L$  rośnie, co pociąga dalszy spadek napięcia itd. Układ odchodzi od punktu równowagi przy stale malejącym napięciu – następuje lawina napięcia. Napięcie, przy którym  $\frac{d\Delta Q}{dU} = 0$ , nazywane jest napięciem krytycznym. Zjawisko to jest szczególnie niebezpieczne,

gdy odbiorcami są silniki asynchroniczne. Lawina napięcia powoduje zatrzymanie się silników i w konsekwencji gwałtowny wzrost zapotrzebowania na moc bierną, co pogłębi spadki napięć i może spowodować zmianę (4. lawinę) napięcia w innym sąsiednim węźle [136, 201].

- Zwiększenie napięcia o  $\Delta U$  powoduje, że  $Q_d$  rośnie, a  $Q_L$  maleje, co pociąga za sobą dalszy wzrost napięcia i powrót do punktu równowagi S.

Z rozważań tych wynika, że punkt S jest punktem pracy stabilnej, natomiast w punkcie N warunek stabilności nie jest spełniony. Układ nie może pracować tu w sposób trwały, gdyż chwilowemu zmniejszeniu napięcia o małą wartość towarzyszy nadmiar mocy odbieranej nad dostarczaną, co pociąga za sobą dalszy lawinowy spadek napięcia.

Odbiory kompleksowe w sieci przesyłowej są złożone z różnorodnych odbiorników i urządzeń oraz ich statyczne charakterystyki mocy biernej w szerokim zakresie zmian napięć są słabo znane. W ograniczonym zakresie zostały one wyznaczone w [103]. Częściej wiedza o odbiorach kompleksowych pochodzi z pomiarów i podawana jest w postaci współczynników podatności napięciowej odbiorów  $k_{QU}$ . Dla mocy biernej definiowane są one jako:

$$k_{QU} = \frac{\Delta Q_L}{\Delta U} \frac{U_N}{Q_N} = \frac{(Q_N - Q)}{(U_N - U)} \frac{Q_N}{U_N} \quad (4.16)$$

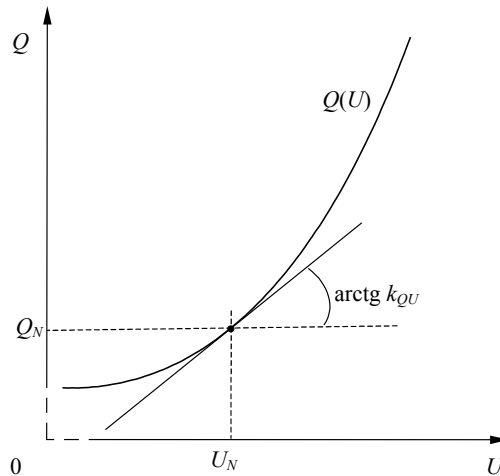
Współczynniki te określają wrażliwość mocy biernej odbioru na zmiany napięcia w otoczeniu napięcia znamionowego. Na rysunku 4.5 pokazano interpretację graficzną współczynnika, który odpowiada nachyleniu charakterystyki mocy biernej odbioru w otoczeniu danego punktu linearyzacji charakterystyki.

Na podstawie definicji współczynnika podatności napięciowej  $k_{QU}$  można podać liniowe przybliżenie charakterystyki napięciowej dla mocy biernej:

$$\Delta Q_L = k_{QU} \frac{Q_N}{U_N} \Delta U \quad (4.17)$$

Wartości współczynników podatności napięciowej zależą silnie od struktury odbioru. W literaturze [104, 150] odbiory o małym współczynniku podatności określa się jako sztywne napięciowo, natomiast w przeciwnym wypadku – jako podatne napięciowo. Wartość współczynnika  $k_{QU}$  silnie zależy od rodzaju odbioru kompleksowego. Przykładowe wartości współczynnika dla odbioru przemysłowego wynoszą  $k_{QU} = (0,6-2,2)$ , dla komunalnego zaś  $k_{QU} = (2,4-2,5)$  [145]. Na wartość  $k_{QU}$  duży wpływ ma udział silników asynchronicznych w odbiorze kompleksowym.





Rys. 4.5. Ilustracja definicji współczynnika podatności napięciowej odbioru dla mocy biernej

W obliczeniach stanów ustalonych SEE odbiory kompleksowe reprezentowane są w postaci stałej admittancji poprzecznej  $\underline{Y}_L = G_L + jB_L$ , włączonej między dany węzeł odbiorczy i ziemię, a wyznaczonej z mocy i napięcia w stanie ustalonym przedzakłóceniovym. Taki odbiór pobiera moc

$$\underline{S}_L = P_L + jQ_L = G_L U_L^2 + jB_L U_L^2 \quad (4.18)$$

W obliczeniach za wartości znamionowe napięć i mocy podstawia się wartości napięć i mocy otrzymane w stanie ustalonym przedzakłóceniovym, czyli

$$U_L = U_N \quad P_L = P_N \quad Q_L = Q_N \quad (4.19)$$

Dla takiego odbioru współczynnik podatności napięciowej dla mocy biernej jest stały i równy

$$k_{QU} = \frac{\Delta Q_L}{\Delta U} \frac{U_N}{Q_N} = 2B_0 U \frac{U_N}{Q_N} = 2B_0 U \frac{U_N}{B_0 U_N^2} = 2 \frac{U}{U_N} \quad (4.20)$$

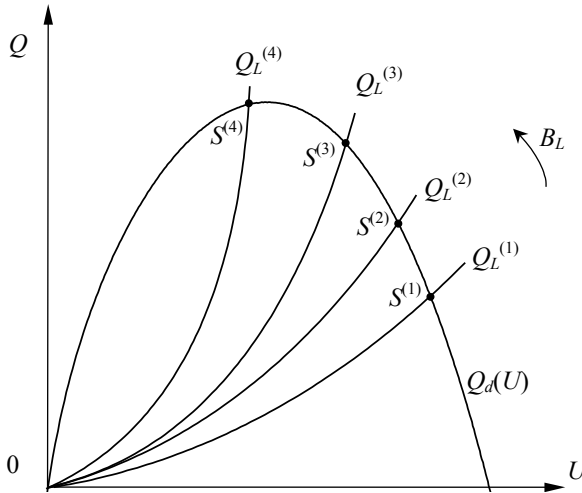
Charakterystyka napięciowa mocy biernej takiego odbioru jest parabolą z wierzchołkiem w początku układu współrzędnych. Podstawiając do wzoru (4.13) zależność  $P_L(U) = G_L U^2$ , otrzymujemy

$$Q_d(U) = U \sqrt{\frac{E^2}{X^2} - (G_L U^2)^2} - \frac{U^2}{X} \quad (4.21)$$

Ze wzoru (4.21) wynika:

- charakterystyka wytwarzania mocy biernej  $Q_d(U)$  przechodzi przez początek układu współrzędnych, ponieważ dla  $U = 0$  zachodzi  $Q = 0$ ;
- charakterystyka wytwarzania mocy biernej  $Q_d(U)$  nie zmienia się, jeśli konduktancja  $G_L = \text{const}$  przy zmienności susceptancji  $B_L$ .

Podane cechy zostały zilustrowane na rysunku 4.6.



Rys 4.6. Charakterystyki napięciowe dla odbioru o stałej konduktancji  $G_L$  i dla różnych wartości susceptancji  $B_L$

Przy rosnącej wartości  $B_L$  parabole oznaczające charakterystyki napięciowe odbioru  $Q_L$  stają się bardziej smukłe. Punkty przecięcia z charakterystyką wytwarzania mocy biernej  $Q_d(U)$  (rys. 4.6) reprezentują punkty równowagi, które spełniają warunek stabilności. W tych bowiem punktach zwiększenie wartości napięcia  $\Delta U$  powoduje, że moc bierna odbioru jest większa od wytwarzanej, tzn.  $Q_L > Q_d$  – występuje deficyt mocy, który powoduje obniżenie się napięcia i powrót układu do stanu równowagi. Natomiast zmniejszenie napięcia  $\Delta U$  powoduje, że moc bierna odbioru jest mniejsza od wytwarzanej, tzn.  $Q_L < Q_d$ , w rezultacie nadmiaru mocy biernej wzrasta napięcie i układ wraca do punktu równowagi.

## 4.2. Model matematyczny elementów systemu do badania stabilności napięciowej

Jak opisano wcześniej, zależność mocy odbioru węzłowego od napięcia w węźle może być zapisana w postaci nieliniowej charakterystyki napięciowej odbioru kom-

pleksowego. Obniżeniu napięcia w węźle odpowiada na ogół zmniejszenie mocy czynnej i biernej odbioru. Przy znacznym obniżeniu napięcia moc bierna odbioru jednak wzrasta, za co odpowiedzialne są liczne wśród odbiorników silniki asynchroniczne. W otoczeniu planowanego punktu pracy charakterystyki nieliniowe mogą być zastąpione charakterystykami liniowymi z wykorzystaniem tzw. współczynników podatności napięciowej odbiorów [123].

### 4.2.1. Modelowanie mocy odbiorów węzłowych – model stałomocowy

W praktyce, z braku wiarygodnych danych, pomija się zależność mocy odbiorów od napięć. Jest to podejście pesymistyczne, gdyż w tych warunkach do wyznaczania granicznych stanów obciążenia wykorzystuje się większe wartości mocy odbiorów od tych, które wystąpiłyby w rzeczywistych warunkach pracy. Traktowanie mocy odbiorów jako wielkości elektrycznych niezależnych od napięcia zapewnia pewien margines decyzyjny. W analizie stabilności napięciowej zatem uzasadnione jest traktowanie mocy odbiorów jako wielkości niezależnych ani od napięcia  $U_L$ , ani od zmian częstotliwości  $f$ :  $P_L = \text{const}$ ,  $Q_L = \text{const}$ . Jest to stałomocowy model odbioru w sieci przesyłowej. Wartości mocy odbiorów węzłowych są zwykle znane z prognoz. Z perspektywy sieci przesyłowej odbiorem jest moc zespolona  $\underline{S}_L$  odpływająca z szyn NN stacji GPZ 110 kV/SN, chociaż duże odbiory przemysłowe mogą być zasilane również na poziomie 220 kV i 400 kV. Odbiór w węźle sieci NN jest to zespolona moc płynąca przez transformator 110 kV/SN po stronie wysokiego napięcia. W przypadku lokalnych źródeł przyłączonych do szyn SN zespolona moc odbioru 110 kV może dopływać do szyn 110 kV, zamiast odpływać. W dalszym ciągu jest jednak w modelach systemowych traktowana jako moc odbioru

$$\underline{S}_L = P_L + jQ_L \quad (4.22)$$

gdzie:

- $P_L$  – moc czynna odbioru, znak (+) oznacza odpływ od szyn NN do szyn SN, znak (–) oznacza dopływ do szyn 110 kV od szyn SN,
- $Q_L$  – moc bierna odbioru, znak (+) oznacza odpływ mocy indukcyjnej od szyn NN do szyn SN, znak (–) oznacza dopływ mocy indukcyjnej do szyn 110 kV od szyn SN; zamiennie znak (–) oznacza moc pojemnościową w węźle szyn 110 kV. Zaprezentowany sposób znakowania mocy biernej stosowany jest w komercyjnych programach rozpliwowych.

Zarówno moc czynna  $P_L$  jak i bierna  $Q_L$  odbioru są sumą odpowiednich mocy bardzo dużej liczby indywidualnych odbiorników zasilanych z szyn SN stacji GPZ. Wszystkie te moce zależą od aktualnych napięć na zaciskach odbiorników. Z drugiej strony napięcia na zaciskach poszczególnych odbiorników zależą od napięcia na szy-

nach średniego napięcia stacji GPZ. Z kolei wartość napięcia na szynach SN w GPZ jest rezultatem działania układu regulacji przekładni transformatora pod obciążeniem i powinna być równa wartości zadanej, najczęściej przyjmowanej z przedziału  $(1,05-1,10)U_N$ .

Pozostałe modele węzłów odbiorczych, które stosowane w [104, 134, 135], są następujące:

### 4.2.2. Model stałoprądowy

W tym modelu wartość mocy czynnej i biernej zależy liniowo od wartości napięcia odbioru  $U$ , gdyż składowa czynna prądu  $I_p = \text{const}$  i bierna prądu  $I_q = \text{const}$  mają stałe wartości:

$$P_I = I_p U \quad (4.23)$$

$$Q_I = I_q U \quad (4.24)$$

### 4.2.3. Model staładmitancyjny

Wartość mocy czynnej i biernej zależy w kwadracie od wartości napięcia odbioru  $U$ , gdyż konduktancja  $G_L = \text{const}$  i susceptancja  $B_L = \text{const}$  mają stałe wartości

$$P_L = G_L U^2 \quad (4.25)$$

$$Q_L = -B_L U^2 \quad (4.26)$$

### 4.2.4. Modelowanie mocy generatorów węzłowych

Zespoloną moc dopływająca z elektrowni do węzła NN można przedstawić w postaci

$$\underline{S}_d = P_d + jQ_d \quad (4.27)$$

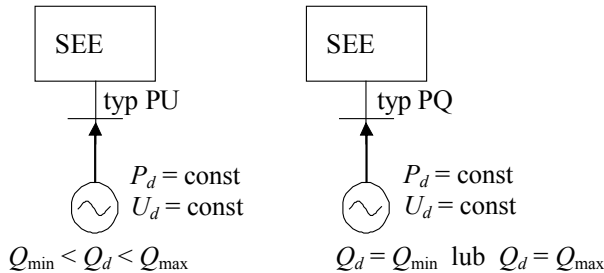
gdzie:

$P_d$  – moc czynna generatora, znak (+) oznacza dopływ do węzła, znak (–) oznacza odpływ od węzła (np. zasilanie potrzeb własnych bloku po jego wyłączeniu),

$Q_d$  – moc bierna generatora, znak (+) oznacza dopływ do węzła mocy indukcyjnej, znak (–) oznacza odpływ mocy indukcyjnej od węzła; zamiennie znak (–) oznacza dopływ z elektrowni do węzła mocy pojemnościowej.

Wartość mocy czynnej  $P_d$  wynika z transakcji zawartych na rynku energii oraz z rynku bilansującego. Moc bierna generatora  $Q_d$  nie może przekroczyć ściśle określonych wartości minimalnej  $Q_{\min}$  i maksymalnej  $Q_{\max}$ , wynikających z wykresu ko-

łowego generatora (ograniczeń technicznych) [147]. Maksymalna moc bierna wynika z dopuszczalnego prądu wirnika lub stojana, a wartość minimalna – z warunków równowagi statycznej. W przypadku osiągnięcia jednej z tych granicznych wartości mocy biernej generator staje się węzłem typu PQ, czyli węzłem o zadanej mocy czynnej i biernej, zamiast węzłem typu PU o zadanej mocy czynnej i napięciu (rys. 4.7).



Rys. 4.7. Schemat zastępczy generatora w badaniu stabilności napięciowej

Zwykle w danych do obliczania rozplywu mocy maksymalne i minimalne moce bierne generatorów są przeliczone na poziom napięcia węzła sieci przesyłowej. Jeżeli brak jest danych umożliwiających wiarygodne uzależnienie granicznych mocy generatora od aktualnego napięcia w węźle, wówczas są one przyjmowane jak dla napięcia znamionowego. W praktycznej analizie stabilności napięciowej uzasadnione jest traktowanie węzłów z generatorami jako węzłów sieci przesyłowej o zadanych wartościach mocy czynnej i zadanych modułach napięcia (węzeł typu PU)

$$P_d = \text{const} \quad U_d = \text{const}$$

W chwili gdy moc bierna osiągnie wartość graniczną  $Q_{\max}$ , wówczas taki węzeł jest traktowany jako węzeł o zadanej mocy czynnej i biernej  $P_d = \text{const}$ .

Jeżeli  $Q_d > Q_{\max}$ , to  $Q_d = Q_{\max} = \text{const}$ , oraz jeżeli  $Q_d < Q_{\min}$ , to  $Q_d = Q_{\min} = \text{const}$ .

#### 4.2.5. Modelowanie mocy biernych wytwarzanych przez pojemności linii i baterie kondensatorów

Moce ładowania linii  $Q_{\text{lad}}$  są to straty mocy biernej  $Q_{p\text{str}}$  na poprzecznych pojemnościach tych linii

$$Q_{\text{lad}} = Q_{p\text{str}} = -B U^2 \quad (4.28)$$

gdzie:

- $B$  – susceptancja pojemnościowa poprzeczna linii lub baterii kondensatorów,
- $U$  – aktualne napięcie.

Pojemności poprzeczne sieci powinny być modelowane w postaci poprzecznych susceptancji o stałych wartościach. Wtedy wytwarzana moc bierna jest wprost proporcjonalna do kwadratu napięcia. Należy zwrócić uwagę, że obniżenie napięcia w sieci o 10% powoduje zmniejszenie generacji mocy biernej o około 20%. Przy napięciu znamionowym  $U_N$  wytwarzana jest moc bierna o wartości wyliczanej z zależności (4.28). Na przykład po obniżeniu napięcia do  $0,9 U_N$  moc bierna wytwarzana zmniejsza się o około 20% zgodnie z  $Q_{pstr} = -B (0,9U_N)^2 = -0,81B U_N^2 = 0,81Q_N$ .

### 4.2.6. Modelowanie transformatorów z regulacją przekładni pod obciążeniem

Przekładnie transformatorów są wielkościami zespolonymi i dyskretnymi. Każdemu zaczeptowi odpowiada dyskretna wartość przekładni. Przekładnia maksymalna odpowiada zaczeptowi o numerze 1, a minimalna – ostatniemu zaczeptowi. Wskazane jest, aby transformatory były reprezentowane w obliczeniach rozprężu mocy za pomocą równania admitancyjnego [138, 143]. Automatyczna regulacja napięcia transformatora polega na zmianie położenia przełącznika zaczeptów pod obciążeniem za pomocą regulatora w taki sposób, aby napięcie mieściło się w dopuszczalnym zakresie zmian. Regulator jest układem automatyki wolno działającym z opóźnieniem czasowym.

Między napięciem mierzonym i zadaniem występuje odchyłka napięcia mierzonego od wartości zadanej  $dU = U - U_{zad}$ . O zmianie przekładni decyduje fakt przekroczenia przez pomierzoną odchyłkę napięcia strefy niedziałania regulatora  $\varepsilon$ . Strefa niedziałania jest zwykle nastawiana płynnie (np. 1–6%).

Na wyjściu członu pomiarowego pojawia się sygnał  $e$  o wartościach:

- $e = 0$ , jeżeli  $-\varepsilon/2 \leq dU \leq \varepsilon/2$  – brak działania regulatora,
- $e = +1$ , jeżeli  $dU > \varepsilon/2$  – obniżanie napięcia regulowanego,
- $e = -1$ , jeżeli  $-\varepsilon/2 > dU$  – podwyższanie napięcia regulowanego.

Sygnał z członu pomiarowego jest przekazywany na człon opóźnienia. Opóźnienie zadziałania regulatora  $T_d$  ma zapobiec reagowaniu regulatora na krótkotrwałe zmiany napięcia regulowanego. Jest to czas pomiędzy pobudzeniem członu opóźnienia czasowego a wysłaniem impulsu sterującego do przełącznika zaczeptów transformatora. Może to być opóźnienie stałe powtarzające się podczas każdego przełączenia o jeden zaczept lub też opóźnienie tylko podczas pierwszego przełączenia i pomijane w następnych; albo też opóźnienie zależne od wartości odchyłki napięcia mierzonego od wartości zadanej napięcia  $T_d(dU)$ . Zwykle opóźnienie regulatora jest nastawiane płynnie, np. w przedziale od 20 s do 300 s. Często spotykana nastawa to  $T_d = 180$  s.

Na wyjściu członu opóźnienia pojawia się sygnał  $b$  o następujących właściwościach:

- $b = +1$ , jeżeli  $e = +1$  oraz czas  $> T_d$  – regulator rozpoczyna zwiększanie przekładni  $t$ , czyli obniżanie napięcia regulowanego,



powtarzana jest zmianą zacze- pu. Proces iteracyjny jest powtarzany aż do osiągnięcia odchyłki mieszczącej się w strefie niedziałania regulatora.

### **4.2.7. Modelowanie automatyki podnapięciowego odciążania**

Odciążanie podnapięciowe powinno być zamodelowane w postaci logiki dyskretnego wyłączenia odpowiedniej części mocy odbioru kompleksowego 110 kV zależnej od wartości i dynamiki zmian napięcia [232]. W krajowej sieci przesyłowej brak jest dotychczas automatyki podnapięciowego odciążania. Przekazniki podnapięciowe stosuje się również w nadrzędnych układach regulacji napięcia i mocy biernej takich, jak ARNE czy ARST. Współpraca przekaznika podnapięciowego polega na jego wykorzystaniu jako blokady napięciowej. Oznacza to, że ARNE lub ARST prowadzą proces regulacji do chwili, w której napięcie mierzone zmniejszy się poniżej nastawionej wartości. Wówczas przesyłany jest sygnał od przekaznika podnapięciowego, który blokuje działanie wymienionych regulatorów. Aktualnie układy ARST blokowane są po zmniejszeniu mierzonego napięcia poniżej określonej wartości. Mogą występować jednak przypadki, w których działanie takie jest niepożądane. Taki przypadek może wystąpić, kiedy transformator zasila grupy silników asynchronicznych, a po stronie górnego napięcia transformatora wartość napięcia przekroczy wartość blokady podnapięciowej. Z charakterystyki pracy silników asynchronicznych wynika, że zaniżenie napięcia początkowo powoduje zmniejszenie poboru mocy biernej, a następnie skutek zwiększającego się poślizgu jej wzrost. Celowe zatem wydaje się utrzymywanie ustalonego napięcia po stronie SN, aż do osiągnięcia skrajnego zacze- pu transformatora.

## **4.3. Modelowanie sieci przesyłowej w analizie stabilności napięciowej**

Stabilność napięciowa sieci przesyłowej może być badana tylko na modelach matematycznych, które tworzone są po przyjęciu wielu założeń uproszczających i zapisane w postaci układów równań różniczkowych lub algebraicznych. Stabilność sieci przesyłowej jest stabilnością modelu matematycznego, czyli równań różniczkowych generatorów i odbiorów. Ze względu na trudności w pozyskaniu wiarygodnych danych do pełnego matematycznego opisu odbiorów w węzłach sieci przesyłowej, badanie stabilności napięciowej ogranicza się do analizy zmian napięć węzłowych otrzymywanych z rozwiązania algebraicznych równań rozplywu mocy [104, 138, 141]. W otoczeniu planowanego punktu pracy charakterystyki nieliniowe mogą być zastą-



pione charakterystykami liniowymi z wykorzystaniem tzw. współczynników podatności napięciowej odbiorów. W praktyce, z braku wiarygodnych danych, pomija się zależność mocy odbiorów od napięć. Jest to podejście pesymistyczne, gdyż w tych warunkach do wyznaczania granicznych stanów obciążenia wykorzystuje się większe wartości mocy odbiorów od tych, które wystąpiłyby w rzeczywistych warunkach pracy. Traktowanie mocy odbiorów jako wielkości elektrycznych niezależnych od napięcia zapewnia pewien margines decyzyjny.

W obliczeniach statycznej stabilności napięciowej korzysta się z uproszczonego przedstawiania generatorów i odbiorów w układzie jednostek względnych. Są one reprezentowane przez moce czynne i biernie, generowane lub odbierane, które w danym węźle  $i$  systemu opisane są zależnością

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = \underline{U}_i \underline{I}_i^*, \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (4.29)$$

gdzie:

$\underline{S}_i$  – moc zespolona węzłowa,

$\underline{U}_i$  – napięcie węzłowe,

$\underline{I}_i$  – prąd węzłowy,

$P_i$  – moc czynna węzłowa,

$Q_i$  – moc bierna węzłowa,

$m$  – liczba węzłów w systemie.

Zgodnie z zasadami przyjętymi w analizie systemów elektroenergetycznych, w obliczeniach praktycznych są używane wielkości: moc trójfazowa, napięcie międzyfazowe i prąd fazowy. W przypadku systemów trójfazowych w układzie jednostek

względnych znika  $\sqrt{3}$ . Stąd  $\underline{S}_{pu} = \frac{\underline{S}_{MVA}}{S_b} = \frac{\sqrt{3} \underline{U} \underline{I}^*}{\sqrt{3} U_b I_b} = \frac{\underline{U}}{U_b} \frac{\underline{I}^*}{I_b} = \underline{U}_{pu} \underline{I}_{pu}^*$  gdyż moc

bazowa  $S_b$  jest również mocą trójfazową. W monografii oznaczenie jednostek względnych jest pomijane.

Z równania (4.29) wynika wzór na zespolony prąd węzłowy

$$\underline{I}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i} = \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*} \quad (4.30)$$

przy czym prąd węzłowy ma wartość dodatnią  $\underline{I}_i$  (+), gdy dopływa do węzła  $i$ -tego oraz wartość ujemną  $\underline{I}_i$  (-), gdy od tego węzła odpływa.

Zastosowano następujące znaki przed mocami węzłowymi: jeżeli moc jest generowana w węźle, czyli jej zwrot skierowany jest w kierunku do węzła, wówczas  $P_d$  (+),  $Q_d$  (+), natomiast w przypadku gdy moc odbierana jest w węźle, czyli jej zwrot skierowany jest w kierunku od węzła, to  $P_L < 0$ ,  $Q_L < 0$ .

Wartość prądu węzłowego  $\underline{I}_i$  w dowolnym węźle  $i$  wynika z I prawa Kirchhoffa (prąd dopływający do węzła równa się sumie algebraicznej prądów odpływających

i dopływających do węzła) i prawa Ohma

$$\underline{I}_i = \sum_{j=0}^m \underline{I}_{ij} = \sum_{j=0}^m \underline{U}_{ij} \underline{y}_{ij} = \sum_{j=0}^m (\underline{U}_i - \underline{U}_j) \underline{y}_{ij} \quad (4.31)$$

gdzie:

$m$  – liczba wszystkich węzłów, bez węzła 0 reprezentującego ziemię,

$\underline{y}_{ij}$  – admittance zespolona gałęzi łączącej węzeł  $i$  z węzłem  $j$ ,

$\underline{y}_{i0} = \underline{y}_{i1p} + \underline{y}_{i2p} + \dots + \underline{y}_{inp}$  – admittance poprzeczna zespolona w węzle  $i$ ,  
równa sumie admittance poprzecznych gałęzi przyłączonych do węzła  $i$ ,

$\underline{U}_i, \underline{U}_j$  – napięcia zespolone w węzle  $i$  oraz węzle  $j$ .

Moc zespolona węzła  $i$ -tego wynosi

$$\underline{S}_i = \underline{U}_i \underline{I}_i^* = \underline{U}_i \sum_{j=0}^m \underline{I}_{ij}^* = \underline{U}_i \sum_{j=0}^m (\underline{U}_i^* - \underline{U}_j^*) \underline{y}_{ij}^* = \sum_{j=0}^m (\underline{U}_i \underline{U}_i^* - \underline{U}_i \underline{U}_j^*) \underline{y}_{ij}^* \quad (4.32)$$

$$\underline{S}_i = \sum_{j=0}^m (U_i^2 \underline{y}_{ij}^* + \underline{U}_i \underline{U}_j^* (-\underline{y}_{ij}^*)) = \sum_{j=0}^m (U_i^2 \underline{y}_{ij}^*) = \sum_{j=0}^m (\underline{U}_i \underline{U}_j^* (-\underline{y}_{ij}^*)) \quad (4.33)$$

$$\underline{S}_i = \sum_{j=0}^m (U_i^2 \underline{y}_{ij}^* + \underline{U}_i \underline{U}_j^* (-\underline{y}_{ij}^*)) = \sum_{j=0}^m (U_i^2 \underline{y}_{ij}^*) + \sum_{j=0, j \neq i}^m (\underline{U}_i \underline{U}_j^* (-\underline{y}_{ij}^*)) \quad (4.34)$$

$$\underline{S}_i = U_i^2 \sum_{j=0}^m (\underline{y}_{ij}^*) + \sum_{j=0, j \neq i}^m (\underline{U}_i \underline{U}_j^* (-\underline{y}_{ij}^*)) \quad (4.35)$$

We wzorze (4.35) występują admittance własne i wzajemne [125]:

$\underline{Y}_{ii} = \sum_{j=0}^m \underline{y}_{ij}$  – admittance własna węzła, element diagonalny macierzy admittance

węzłowych  $\underline{\mathbf{Y}}$ ,

$\underline{Y}_{ij} = -\underline{y}_{ij}$  – admittance wzajemna węzłów  $i$  oraz  $j$ , element pozadiagonalny macierzy admittance węzłowych  $\underline{\mathbf{Y}}$ .

Stąd moc pozorna dopływająca do węzła może być wyrażona w następujący sposób:

$$\underline{S}_i = \underline{Y}_{ii}^* U_i^2 + \sum_{j=0, j \neq i}^m (\underline{U}_i \underline{U}_j^* \underline{Y}_{ij}^*) \quad (4.36)$$

gdzie  $i = 1, \dots, m$ .

Ostatnia postać wzoru jest podstawą do wyprowadzania równań węzłowych do obliczania rozptyłów mocy i optymalizacji poziomów napięć w sieciach przesyłowych.

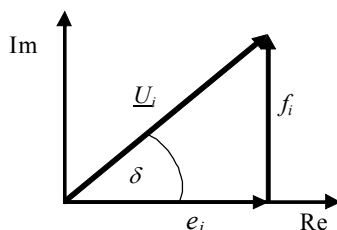
## 4.4. Równania węzłowe w prostokątnym układzie napięć węzłowych

Z równania węzłowego zespolonego można łatwo przejść do równań na moc węzłową czynną i bierną. W pracy zastosowano prostokątny układ współrzędnych napięć węzłowych (rys. 4.9). Napięcie zespolone (fazor napięcia) w węźle  $i$  ma postać

$$\underline{U}_i = e_i + jf_i$$

gdzie:

- $e_i$  – składowa prostokątna rzeczywista napięcia w węźle  $i$ ,
- $f_i$  – składowa prostokątna urojona napięcia w węźle  $i$ .



Rys. 4.9. Oznaczenia argumentów na płaszczyźnie zmiennej zespolonej

Z równania (4.36) kolejno można otrzymać

$$U_i^2 Y_{ii}^* = U_i^2 (G_{ii} - jB_{ii}) = U_i^2 G_{ii} - jU_i^2 B_{ii} \quad (4.37)$$

$$\underline{U}_i \underline{U}_j^* = (e_i + jf_i)(e_j - jf_j) = e_i e_j + f_i f_j + j(-e_i f_j + f_i e_j) = K_{ij} + jL_{ij} \quad (4.38)$$

$$\underline{U}_i \underline{U}_j^* Y_{ij}^* = (K_{ij} + jL_{ij})(G_{ij} - jB_{ij}) = K_{ij} G_{ij} + L_{ij} B_{ij} + j(-K_{ij} B_{ij} + L_{ij} G_{ij}) \quad (4.39)$$

gdzie:

$$K_{ij} = e_i e_j + f_i f_j,$$

$$L_{ij} = -e_i f_j + f_i e_j,$$

$\underline{Y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$  oraz  $G_{ij}$ ,  $B_{ij}$  to konduktancja i susceptancja wzajemna węzłów  $i$  oraz  $j$ ,

$\underline{Y}_{ii} = G_{ii} + jB_{ii}$  oraz  $G_{ii}$ ,  $B_{ii}$  to konduktancja i susceptancja własna węzła  $i$ .

Moc pozorna dopływająca do węzła  $i$  ostatecznie przyjmuje postać

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = U_i^2 G_{ii} - jU_i^2 B_{ii} + \sum_{j=0, j \neq i}^m (K_{ij} G_{ij} + L_{ij} B_{ij}) + j \sum_{j=0, j \neq i}^m (-K_{ij} B_{ij} + L_{ij} G_{ij}) \quad (4.40)$$

Wzór (4.40) można przekształcić do postaci w dziedzinie liczb rzeczywistych:

- składowa rzeczywista (moc czynna)

$$P_i = U_i^2 G_{ii} + \sum_{j=0, j \neq i}^m ((e_i e_j + f_i f_j) G_{ij} + (-e_i f_j + f_i e_j) B_{ij}) \quad (4.41)$$

- następnie składowa urojona (moc bierna)

$$Q_i = -U_i^2 B_{ii} + \sum_{j=0, j \neq i}^m (-e_i e_j + f_i f_j) B_{ij} + (-e_i f_j + f_i e_j) G_{ij} \quad (4.42)$$

Dodatkowo moce i napięcia węzłowe mogą być zapisane w postaci wykładniczej i trygonometrycznej (ogólnie kątovej). Zapis ten został w pracy wykorzystany w analizie modalnej (rozdz. 5).

$$\underline{S}_i = S_i e^{j\varphi_i} = S_i (\cos \varphi_i + j \sin \varphi_i) = P_i + jQ_i \quad (4.43)$$

$$\underline{U}_i = U_i e^{j\delta_i} = U_i (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) = e_i + jf_i \quad (4.44)$$

Z zapisu układu równań (4.41) i (4.42) wynika ich nieliniowy charakter, czego konsekwencją jest sposób jego rozwiązania. Równania (4.40) są algebraiczne, gdyż odnoszą się do zadania wyznaczania stanu ustalonego. Nieliniowość, występująca w tych równaniach, uniemożliwia przedstawienie rozwiązania w formie analitycznej. Rozwiązanie ich, w każdym przypadku, oparte będzie na metodach iteracyjnych [104]. Znane matematyczne metody rozwiązywania nieliniowego układu równań algebraicznych bazują na wielokrotnym „zgadywaniu” rozwiązania i podstawianiu jego do układu równań (4.41) i (4.42), w celu sprawdzania, czy konkretne rozwiązanie spełnia ten układ. W sposób bardziej formalny, korzystając z zapisu wykładniczego napięcia (4.44), można to wyrazić następująco:

- przyjmuje się pierwsze, początkowe rozwiązanie wektora stanu  $\mathbf{x}$ , oznaczane  $\mathbf{x}^{(0)} = [\mathbf{U}^{(0)}; \boldsymbol{\delta}^{(0)}]^T$ , które najczęściej nie spełnia układu (4.40),
- z wykorzystaniem równań (4.40) poszukuje się „nowego” wektora stanu  $\mathbf{x}^{(1)} = [\mathbf{U}^{(1)}; \boldsymbol{\delta}^{(1)}]^T$ , czyli rozwiązania zagadnienia rozptywu mocy,
- jeśli „nowe” rozwiązanie nie jest satysfakcjonujące, czyli nie spełnia równań (4.40), rozwiązanie to jest użyte do znalezienia kolejnego rozwiązania  $\mathbf{x}^{(2)} = [\mathbf{U}^{(2)}; \boldsymbol{\delta}^{(2)}]^T$ , oczywiście z wykorzystaniem równań (4.40),
- dalej proces iteracyjny jest powtarzany, aż do uzyskania zbieżności, tj. rozwiązanie  $\mathbf{x}^{(k)} = [\mathbf{U}^{(k)}; \boldsymbol{\delta}^{(k)}]^T$  w iteracji  $k$  spełnia równania (4.40) z dokładnością do przyjętego kryterium.

### 4.4.1. Zmienne niezależne i zależne

Z każdym węzłem związane są cztery zmienne ( $P_i, Q_i, e_i, f_i$ ) – zwane wektorem lub zmiennymi stanu. Liczba równań (4.41) i (4.42) jest dwa razy większa od liczby węzłów, stąd dwie wielkości są traktowane jako zadane, a dwie pozostałe jako szukanne.

W systemie, obok węzła bilansującego/bilansowego, wyróżnia się węzły generatorowe i odbiorcze. Zwykle tylko jeden z węzłów generatorowych pełni funkcję węzła bilansującego. Wynika to z tego, że nie są znane całkowite starty mocy czynnych  $\Delta P$  i biernych  $\Delta Q$  w sieci przed faktycznym wyznaczeniem rozplywu mocy, gdyż straty te są bezpośrednią funkcją konkretnego rozwiązania rozplywu mocy. Straty mocy są bezpośrednią funkcją wektora stanu  $\mathbf{x} = [e_i, f_i]$  a ten z kolei ma być dopiero wyznaczony. W konsekwencji niemożliwe jest wyliczenie wszystkich współrzędnych wektora mocy generowanych  $\mathbf{S}_d = [\mathbf{P}_d, \mathbf{Q}_d]^T$ . Nie oznacza to jednak, że nie można założyć wartości przynajmniej części mocy węzłowych generowanych, a w praktyce przyjmuje się  $(l_g - 1)$  mocy czynnych i biernych węzłowych (tzw. węzły PQ) lub, zamiast mocy biernej, można założyć wartość napięć węzłowych w węzłach generacyjnych (tzw. węzły PU). Tylko jeden węzeł generacyjny zostawia się jako nieznan, tzn. moce węzłowe generowane w tym węzle są nieznanne do czasu zakończenia obliczeń. Powstałe dwie wielkości muszą być zadane. Należy zaznaczyć, że zaawansowane programy obliczeniowe nie zawsze wykorzystują tylko jeden węzeł bilansujący [235]. Na przykład do analizy wyłączeń generatorów stosuje się zasadę bilansowania mocy przez kilka węzłów generatorowych, współpracujących według współczynników rozdziału mocy.

### 4.4.2. Rozwinięcie równań węzłowych w szereg Taylora

Moce węzłowe czynna i bierna są nieliniowymi funkcjami napięć węzłowych i ich argumentów  $P = P(e, f)$  oraz  $Q = Q(e, f)$  – dla napięć we współrzędnych prostokątnych. Zaletą prostokątnego (kartezjańskiego) układu współrzędnych napięć węzłowych jest uzyskanie równań rozplywowych w postaci układu równań algebraicznych 2. stopnia. Zapewnia to skończone rozwinięcie w szereg Taylora i lepszą zbieżność procesu iteracyjnego w porównaniu z układem współrzędnych kątowych napięć węzłowych.

W analizie stabilności napięciowej (zwłaszcza dotyczącej małych zmian napięć) dokonuje się linearyzacji równań (4.41) i (4.42) przez rozwinięcie funkcji  $P = P(e, f)$  oraz  $Q = Q(e, f)$  w szereg Taylora [200]. Dla ogólnej postaci równań węzłowych

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}) \quad (4.45)$$

gdzie:

$\mathbf{y} = \begin{bmatrix} \mathbf{P} \\ \mathbf{Q} \end{bmatrix}$  – wektor mocy węzłowych czynnych i biernych,

$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \mathbf{e} \\ \mathbf{f} \end{bmatrix}$  – wektor składowych prostokątnych napięć węzłowych,

$\mathbf{g}$  – funkcja kwadratowa.

Rozwinięcie funkcji  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  w szereg Taylora w otoczeniu punktu  $\mathbf{x}_0$  przyjmuje postać sumy trójskładnikowej

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}_0) + \mathbf{J} \Delta \mathbf{x} + 0,5 \Delta \mathbf{x}^T \mathbf{T} \Delta \mathbf{x} \quad (4.46)$$

gdzie:

$\Delta \mathbf{x} = \mathbf{x} - \mathbf{x}_0$ ,

$\mathbf{J}$  – macierz Jacobiego w punkcie  $\mathbf{x}_0$ ,

$\mathbf{T}$  – macierz trójwymiarowa w punkcie  $\mathbf{x}_0$  (hesjan).

Następnie, pomijając składnik związany z wyższymi pochodnymi, otrzymuje się liniowe przybliżenie równań węzłowych

$$\mathbf{y} - \mathbf{g}(\mathbf{x}_0) = \mathbf{J} \Delta \mathbf{x} \quad (4.47)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{J} \Delta \mathbf{x} \quad (4.48)$$

gdzie:

$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{y} - \mathbf{g}(\mathbf{x}_0)$ ,

$\Delta \mathbf{x} = \mathbf{x} - \mathbf{x}_0$ .

Dla węzłów typu PQ, czyli typu odbiorczego, w wyniku takiej linearyzacji układu równań węzłowych (4.41) i (4.42) otrzymuje się układ równań liniowych, wyrażonych za pomocą równania macierzowego

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{Pe} & \mathbf{J}_{Pf} \\ \mathbf{J}_{Qe} & \mathbf{J}_{Qf} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{e} \\ \Delta \mathbf{f} \end{bmatrix} \quad (4.49)$$

gdzie:

$\mathbf{J}_{Pe}$  – macierz pochodnych cząstkowych mocy czynnej względem składowych  $\mathbf{e}$ ,

$\mathbf{J}_{Pf}$  – macierz pochodnych cząstkowych mocy czynnej względem składowych  $\mathbf{f}$ ,

$\mathbf{J}_{Qe}$  – macierz pochodnych cząstkowych mocy biernej względem składowych  $\mathbf{e}$ ,

$\mathbf{J}_{Qf}$  – macierz pochodnych cząstkowych mocy biernej względem składowych  $\mathbf{f}$ ,

$\Delta \mathbf{P}$ ,  $\Delta \mathbf{Q}$  – to wektory zmian mocy węzłowych (4.czynnej i biernej) wszystkich węzłów.

Jeśli w systemie występują węzły typu generacyjnego (typu PU), to równanie (4.49) przyjmuje postać:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta U^2 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{Pe} & \mathbf{J}_{Pf} \\ \mathbf{J}_{U2e} & \mathbf{J}_{U2f} \\ \mathbf{J}_{Qe} & \mathbf{J}_{Qf} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{e} \\ \Delta \mathbf{f} \end{bmatrix} \quad (4.50)$$

gdzie:

$\mathbf{J}_{U2e}$  – macierz pochodnych cząstkowych kwadratu modułu napięcia względem składowych  $\mathbf{e}$ ,

$\mathbf{J}_{U2f}$  – macierz pochodnych cząstkowych kwadratu modułu napięcia względem składowych  $\mathbf{f}$ ,

$\Delta \mathbf{U}$  – wektor zmian modułów napięć węzłowych –  $\Delta U_i^2 = U_i^2 - U_z^2 = e_i^2 + f_i^2 - U_z^2$  dla węzłów  $i = 1 \dots n$  PU typu generacyjnego.

Poszczególne pochodne cząstkowe obliczane są z następujących wzorów:

- moc czynna

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_i} = G_{ii}(2e_i) + \sum_{i \neq j} [G_{ij}(e_j) + B_{ij}(-f_j)], \quad i = 1 \dots n, j = 1 \dots n \quad (4.51)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial e_j} = G_{ij}(e_i) + B_{ij}(f_i), \quad i = 1 \dots n, j = 1 \dots n \quad (4.52)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_i} = -B_{ii}(2f_i) + \sum_{i \neq j} [G_{ij}(f_j) + B_{ij}(e_j)], \quad i = 1 \dots n, j = 1 \dots n \quad (4.53)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial f_j} = G_{ij}(f_i) + B_{ij}(-e_i), \quad i = 1 \dots n, j = 1 \dots n \quad (4.54)$$

- kwadrat modułu napięcia

$$\frac{\partial U_i^2}{\partial e_i} = 2e_i, \quad i = 1 \dots n \text{ PU} \quad (4.55)$$

$$\frac{\partial U_i^2}{\partial f_i} = 2f_i, \quad i = 1 \dots n \text{ PU} \quad (4.56)$$

- moc bierna

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_i} = -B_{ii}(2e_i) + \sum_{i \neq j} [-B_{ij}(e_j) + G_{ij}(-f_j)], \quad i = n \text{ PQ} + 1 \dots n, j = 1 \dots n \quad (4.57)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial e_j} = -B_{ij}(e_i) + G_{ij}(f_i), \quad i = n \text{ PQ} + 1 \dots n, j = 1 \dots n \quad (4.58)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_i} = -B_{ii}(2f_i) + \sum_{i \neq j} [-B_{ij}(f_j) + G_{ij}(e_j)], \quad i = n\text{PU} + 1 \dots n, j = 1 \dots n \quad (4.59)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial f_j} = -B_{ij}(f_i) + G_{ij}(-e_i), \quad i = n\text{PU} + 1 \dots n, j = 1 \dots n \quad (4.60)$$

gdzie:

$n$  – liczba węzłów,

$n\text{PU}$  – liczba węzłów typu generatorowego,

$n\text{PQ}$  – liczba węzłów typu odbiorczego.

Liczba równań węzłowych wynosi  $l_{rw} = n + n\text{PU} + n\text{PQ}$ .

## 4.5. Iteracyjna metoda Newtona

Po rozwiązaniu układu równań liniowych (4.49) w danej iteracji otrzymuje się przybliżenie wektora napięć węzłowych  $\underline{U}_i = e_i + jf_i$  [104, 138]. Otrzymane wartości napięć węzłowych można potraktować jako punkt startowy do następnej iteracji, zgodnie z:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{e}^{it+1} \\ \mathbf{f}^{it+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{e}^{it} \\ \mathbf{f}^{it} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{e}^{it} \\ \Delta \mathbf{f}^{it} \end{bmatrix} \quad (4.61)$$

Nowe oszacowanie napięć węzłowych uzyskuje się dzięki sumie wartości napięć z poprzedniej iteracji oraz napięć obliczonych w danej iteracji

$$e_i^{(k+1)} = e_i^{(k)} + \Delta e_i^{(k)} \quad i = 1, 2, \dots, w-1 \quad (4.62)$$

$$f_i^{(k+1)} = f_i^{(k)} + \Delta f_i^{(k)} \quad i = 1, 2, \dots, w-1$$

Obliczenia rozptyłowe prowadzone są w zależności od wartości niezbilansowania:

- węzłowych mocy czynnych

$$\Delta P_i^{it} = P_i - \left\{ G_{ii}(e_i^2 + f_i^2) + \sum_{i \neq j} [G_{ij}(e_i e_j + f_i f_j) + B_{ij}(-e_i f_j + f_i e_j)] \right\}_{it} \leq \varepsilon, \quad i = 1 \dots n \quad (4.63)$$

- kwadratów zadanych modułów napięć w węzłach typu PU

$$(\Delta U_i^2)^{it} = U_i^2 - \{e_i^2 + f_i^2\}_{it}, \quad i = 1 \dots n\text{PU} \quad (4.64)$$



- węzłowych mocy biernych w węzłach typu PQ

$$\Delta Q_i^{it} = Q_i - \left\{ B_{ii}(e_i^2 + f_i^2) + \sum_{i \neq j} [-B_{ij}(e_i e_j + f_i f_j) + G_{ij}(-e_i f_j + f_i e_j)] \right\}_{it} \leq \varepsilon, i = nPU + 1 \dots n \quad (4.65)$$

Proces iteracyjny powtarza się do uzyskania założonej dokładności rozwiązania. Zwykle obliczenia iteracyjne przerywa się wtedy, gdy niezbilansowania węzłowe mocy w kolejnej iteracji  $it$  są dostatecznie małe ( $\leq \varepsilon$ ), zwykle 0,1 MW i 0,1 Mvar w węzłach sieci NN.



## **5. Wybrane metody badania stabilności napięciowej sieci przesyłowej**

### **5.1. Wprowadzenie**

Zasadnicze znaczenie dla sytuacji napięciowej na danym obszarze SEE mają bilanse mocy czynnej i biernej, operatywne rezerwy mocy biernej w węzłach wytwórczych oraz wartości mocy pojemnościowej generowanej przez linie i statyczne kompensatory. Zagrożenie KSE związane z bezpieczeństwem napięciowym, które wystąpiło w dniu 26 czerwca 2006 r., potwierdziło, że groźba utraty stabilności napięciowej jest realna i w szczególności dotyczy jego północnej części (rozdz. 3). Ten obszar KSE charakteryzuje się szczególnie skomplikowaną sytuacją, gdyż brakowi elektrowni towarzyszy brak zamkniętych układów przesyłowych 400 i 220 kV. W takich obszarach analiza stabilności napięciowej powinna obejmować nie tylko sieć 400/220 kV, ale także ciągi liniowe 110 kV łączące stacje NN/110 kV. Zagadnienia te szeroko omówiono w raportach Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej [134, 135, 191, 205, 206]. Istotną rolę w północnej części KSE odgrywa m. in. Elektrownia Szczytowo-Pompowa Żarnowiec, ze względu na znaczne możliwości generacji mocy czynnej i biernej. Zakres zmienności mocy czynnej w węźle Żarnowiec wynosi od 800 MW (tryb pompowy) do ponad 720 MW (tryb turbinowy). Podczas pracy kompensatorowej czterech hydrozespołów możliwości generacji mocy biernej wynoszą od  $-320$  Mvar do 520 Mvar. Tak szeroki przedział generowanej mocy wpływa istotnie na zmianę rozprywu mocy w północnej części KSE, co bezpośrednio przekłada się na wartości napięć w węzłach oraz na straty mocy biernej traconej i generowanej w liniach przesyłowych. Także duże znaczenie w bilansie mocy czynnej i biernej północnej części KSE ma praca łącza HVDC pomiędzy Polską i Szwecją o napięciu 450 kV i mocy 600 MW [124]. O wartościach napięć węzłowych w sieci przesyłowej decydują:

- bilans mocy wytwarzanych i odbieranych w poszczególnych obszarach sieci,
- techniczne ograniczenia regulacji mocy biernej w elektrowniach,

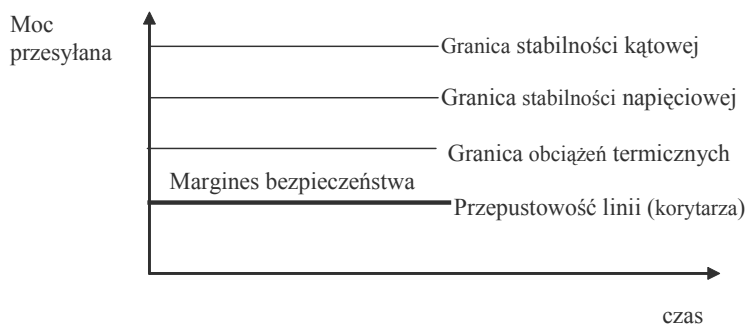
- rozmieszczenie sztucznych środków kompensacji mocy biernej (zwykle baterii kondensatorów) w sieci,
- techniczne ograniczenia regulacji przekładni transformatorów pod obciążeniem,
- rozmieszczenie automatyki podnapięciowego odciążania.

Przesył energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym napotyka wiele ograniczeń technicznych. Najważniejsze z nich to (rozd. 1):

- obciążalność termiczna linii i transformatorów,
- granice stabilności kątowej,
- granice stabilności napięciowej.

Bezpieczna praca systemu elektroenergetycznego, a ściślej bezpieczny przesył energii elektrycznej, może się odbywać, gdy spełnione są jednocześnie wszystkie te warunki – każdy z odpowiednim zapasem. Techniczną zdolność linii lub wybranego przekroju sieci (korytarza przesyłowego) do przesyłu mocy między sąsiadującymi obszarami określa się mianem przepustowości, przy czym odpowiada ona najmniejszej z dopuszczalnych wartości, wyznaczonych przez podane ograniczenia.

Usytuowanie wzajemne wymienionych tu poziomów ograniczeń nie jest obojętne z perspektywy bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej. Na rysunku 5.1 pokazano prawidłowe następstwo granicznych wartości przesyłu mocy wynikających ze stabilności kątowej, napięciowej oraz obciążalności cieplnej linii i transformatorów. Najbardziej niekorzystna jest sytuacja, gdy granica stabilności napięciowej jest położona poniżej granicy stabilności kątowej i termicznej, którą zilustrowano na rysunku 1.1 w rozdziale 1.



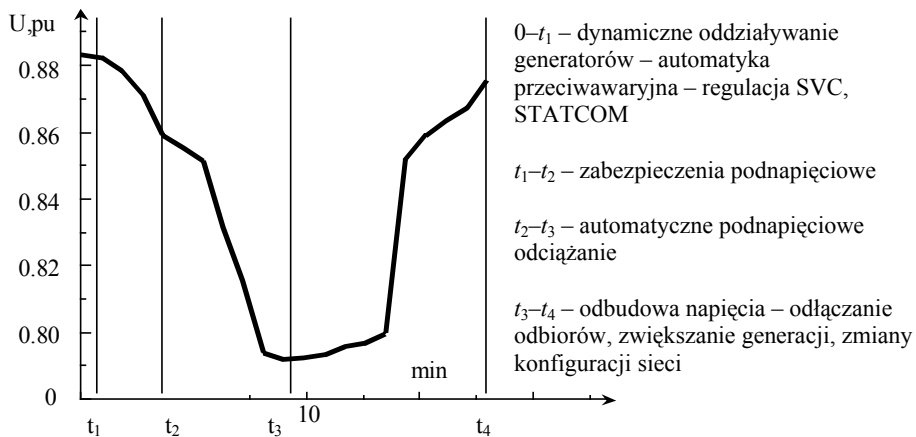
Rys. 5.1. Prawidłowe wzajemne usytuowanie granic przesyłu mocy w wybranym przekroju sieci, wynikających z najważniejszych ograniczeń technicznych

Podczas wzrostu obciążenia, wskutek istniejących ograniczeń wytwarzania mocy biernej przez generatory synchroniczne, w danej części systemu elektroenergetycznego może wystąpić jej deficyt. Wywoła to obniżenie napięcia i w konsekwencji zmniejszenie generacji mocy biernej przez linie przesyłowe oraz dalsze ograniczenie zdolności jej wytwarzania przez generatory. Moc bierna popłynie do obszaru deficytowego

ze źródeł dalej położonych, powodując wzrost obciążenia linii przesyłowych, a tym samym wzrost strat mocy biernej. W tej sytuacji awaryjne wyłączenie mocno obciążonej (przeciążonej) linii przesyłowej lub większego źródła mocy biernej w obszarze deficytowym może spowodować dalsze obniżanie się napięć, aż do wystąpienia lawiny napięć. Na warunki napięciowe istotny wpływ mają także układy regulacji napięcia generatorów synchronicznych oraz transformatorów. W tych ostatnich układy regulacji przekładni pod obciążeniem starają się utrzymać zadany poziom napięcia po stronie sieci rozdzielczej i tym samym mogą się przyczynić do pogłębienia deficytu mocy biernej.

## 5.2. Zjawiska fizyczne towarzyszące lawinie napięć

Deficyt mocy biernej w systemie uruchamia proces utraty stabilności napięciowej rozwijającej się zwykle przez kilka, kilkanaście, a czasami kilkadziesiąt minut [106, 111, 145]. Deficyt mocy biernej występuje w dającym się wydzielić obszarze systemu elektroenergetycznego. W kolejnych etapach tego procesu mamy do czynienia z odmiennymi zjawiskami i odpowiednio do etapu mogą być stosowane różne środki w celu zapobiegania awarii. W dużych połączonych systemach utrata stabilności napięciowej rozwija się zwykle dla częstotliwości niewiele odbiegającej od znamionowej. Przykładowy przebieg zmian napięcia podczas awarii napięciowej w obszarze systemu elektroenergetycznego pokazano na rysunku 5.2.



Rys. 5.2. Typowy przebieg zmian napięcia oznaczający utratę stabilności napięciowej

Obrona systemu elektroenergetycznego przed awarią napięciową lub skrócenie czasu trwania awarii wymaga odpowiedniego wyboru środków zaradczych przez au-

tomatykę systemową, a następnie przez podjęcie właściwych decyzji przez dyspozytora. W przebiegu awarii napięciowej można wyróżnić kilka zasadniczych okresów, w których należy zastosować różne oddziaływania na system elektroenergetyczny [202].

**Przedział od 0 do 1 s** – po awaryjnym wyłączeniu mocno obciążonego elementu przesyłowego następuje nieustalony stan elektromagnetyczny w generatorze. W tym stanie nie działa jeszcze układ regulacji napięcia generatora i napięcie na zaciskach generatora znacznie się obniża, nawet poniżej  $0,8 U_N$ . Zbyt niskie wartości napięć węzłowych mogą być poprawione, jeśli zostanie zastosowana szybka regulacja dodatkowych źródeł mocy biernej. Można to osiągnąć, instalując statyczne kompensatory sterowane tyrystorowo SVC, STATCOM.

**Przedział od 1 do 20 s** – działają tu układy automatycznej regulacji napięcia generatorów i o ile nie są naruszone ograniczenia mocy biernej generatora, to napięcie na jego zaciskach jest równe napięciu w stanie przedzakłóceniovym. Nie działa jeszcze automatyczna regulacja przekładni transformatorów pod obciążeniem. Napięcia węzłowe mogą obniżyć się do wartości, które zainicjują działanie zabezpieczeń napięciowych. W takim przypadku należy przewidzieć załączenie sterowanych baterii kondensatorów.

**Przedział od 20 do 60 s** – jeżeli w trakcie regulacji napięcia generatorów nastąpiło naruszenie górnych lub dolnych dopuszczalnych wartości mocy biernej generatora, to zadziałają ograniczniki prądu wzbudzenia i ewentualnie prądu generatora (twornika). Mogą tu być podjęte również sterowane załączenia dodatkowych baterii kondensatorów, jako środek zapobiegawczy przeciwko dalszemu obniżaniu się napięcia w sieci przesyłowej.

**Przedział od 1 do 10 minut** – jest to przedział działania automatycznej regulacji przekładni transformatorów pod obciążeniem. Niektóre z regulowanych przekładni mogą osiągnąć dolny lub górny swój pułap. W takim przypadku wypadają one z dalszej regulacji, stając się transformatorami o stałych przekładniach.

**Przedział powyżej 10 minut** obejmuje decyzje dyspozytora: zmiany konfiguracji sieci, zmiany generacji, odłączenia niektórych odbiorów itp.

Korzystny wpływ regulatorów generatorów na przebieg zmian napięcia pojawia się po kilku sekundach, jednak pod warunkiem, że nie są naruszone ograniczenia dopuszczalnego obszaru pracy generatorów (prąd wzbudzenia, prąd stojana, kąta mocy). W dalszych etapach uwidacznia się działanie automatycznej regulacji przekładni transformatorów pod obciążeniem oraz uaktywnionej (jeśli istnieje w systemie) automatyki zapobiegającej utracie stabilności napięciowej. Stosowane są następujące automatyczne środki zmierzające do przywróceniu bilansu mocy biernej w zagrożonym obszarze:

- automatyczne załączanie dodatkowych źródeł mocy biernej (baterii kondensatorów, SVC, STATCOM),
- automatyczne zwiększanie wytwarzania mocy biernej przez generatory kosztem zmniejszania ich mocy czynnej,

- automatyczne wyłączanie odbiorców o dużym poborze mocy biernej przez automatykę podnapięciowego odciążania,
- samoczynne blokowanie regulacji napięcia transformatorów NN/110 kV, w celu zapobieżenia wzrostowi poboru mocy biernej przez sieć 110 kV.

W czasie trwania stanu zagrożenia i podczas awarii OSP podejmuje także działania, wydając stosowne polecenia dyspozytorom w elektrowniach oraz operatorom nadzorującym pracę właściwych podsystemów elektroenergetycznych. Polecenia operatora są jednak wydawane i wykonywane w znacznie dłuższym czasie. Przebieg przykładowej awarii (rys. 5.2) świadczy o skutecznym działaniu układów automatyki i decyzji podejmowanych przez służby ruchu Operatora, ponieważ po około 30 minutach doszło do odbudowy napięcia. W rzeczywistości proces odbudowy trwać może nawet do kilku godzin.

Badanie statycznej stabilności napięciowej dotyczy zachowania się SEE w ciężkich warunkach obciążeniowych, wynikających z nakładania się na siebie ograniczeń automatycznej regulacji wzbudzenia oraz kompensacji mocy biernej na duży pobór mocy w węzłach elektrycznie odległych od źródeł. Duże przesyły mocy powodują duże straty mocy biernej, co dodatkowo obniża i tak już niskie napięcia w mocno obciążonych węzłach. Obniżenie napięcia w jednym węźle poniżej napięcia krytycznego powoduje zazwyczaj zatrzymanie silników asynchronicznych, które pobierają teraz znacznie większą moc bierną niż w ruchu. Prowadzi to z kolei do obniżenia napięcia w węzłach sąsiednich, co może również spowodować zatrzymanie silników kolejno w innych węzłach i zainicjować ciężką awarię systemową. Silniki, które załączane stycznikami pod napięciem mniejszym niż  $0,7 U_N$ , trwale się wyłączają i pomagają w odzyskaniu stabilności napięciowej sieci przesyłowej, jednak istotna jest tutaj kwestia skali.

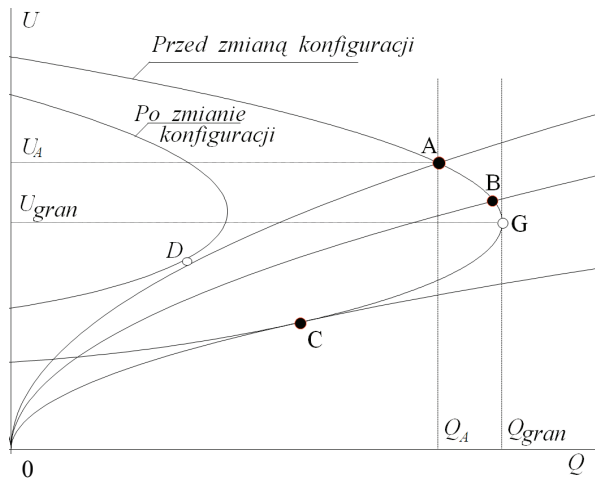
W omówionych przedziałach czasowych kolejne wyznaczone stany systemu mogą się cechować obniżonymi napięciami, nawet do  $0,5 U_N$  i znacznymi rozchyłami kątowymi, bliskimi 90 stopni. To może powodować utratę zbieżności iteracji rozptywu mocy. Wybrana metoda obliczania rozptywu mocy musi być niewrażliwa na silne nieliniowości. W literaturze znanych jest wiele metod, spośród których najbardziej odporne na utratę zbieżności są metody kontynuacyjne, ang. *Continuation Power Flows Methods* [8]. Ich zaletą jest niezawodne przechodzenie przez kolejne punkty pracy systemu, bez konieczności określania dodatkowego punktu startu dla drugiego bliskiego wielokrotnego rozwiązania. Wymagają one jednak stworzenia skomplikowanego programu komputerowego, co samo w sobie stanowi trudne i odrębne zadanie.

Model matematyczny systemu elektroenergetycznego stosowany do badania statycznej stabilności napięciowej integruje w sobie statyczne modele generatora, odbioru i sieci. A zatem o zachowaniu się układu decydują jego warunki początkowe. W przypadku systemu elektroenergetycznego jego warunki początkowe wynikają najczęściej z rozwiązania równań rozptywu mocy. Zjawisko lawiny napięcia można w tym przypadku rozumieć jako dyskretne przejście w chwili  $t_{kryt}$  z jednego stanu

fizycznego do drugiego, zgodnie z rozwiązaniem równań różniczkowych opisujących dynamiczny stan systemu. Oznaczać to może, że badanie stabilności napięciowej silnie jest związane z analizą stanu początkowego systemu elektroenergetycznego.

Na rysunku 5.3 pokazano punkty przecięcia się statycznych charakterystyk napięciowych odbioru mocy biernej z charakterystyką napięciową mocy biernej dostarczonej z systemu do węzła. Punkty A, B odpowiadają bifurkacji Hopfa, natomiast punkt C odpowiada bifurkacji węzeł–siodło [106]. Punkt G odpowiada osobliwemu rozwiązaniu równań rozplywu mocy i oznacza wystąpienie lawiny napięcia w danym węźle przed zmianą konfiguracji sieci. Charakterystyka statyczna odbioru może nie mieć punktu przecięcia z charakterystyką napięciową mocy dopływającej do węzła. Oznacza to brak możliwości zrealizowania przesyłu mocy z systemu do węzła – punkt D na rysunku 5.3, który leży pomiędzy charakterystykami.

Fakt, że stabilność napięciowa jest związana z bifurkacją ma duże znaczenie praktyczne, gdyż ułatwia zastosowanie do wyjaśnienia skomplikowanego zjawiska lawiny napięć w systemie osiągnięcia matematyki stosowanej i teorii sterowania. Natomiast w ujęciu statycznej stabilności napięciowej istotny jest fakt, że bifurkacja węzeł–siodło związana jest z osobliwością układu równań rozplywu mocy.



Rys. 5.3. Możliwe punkty utraty stabilności napięciowej

### 5.3. Kryteria badania stabilności napięciowej sieci przesyłowej

Problem stabilności napięciowej jest zjawiskiem wolnozmiennym. Główne symptomy świadczące o zagrożeniu lawiną napięcia to m.in.: niskie poziomy napięcie,



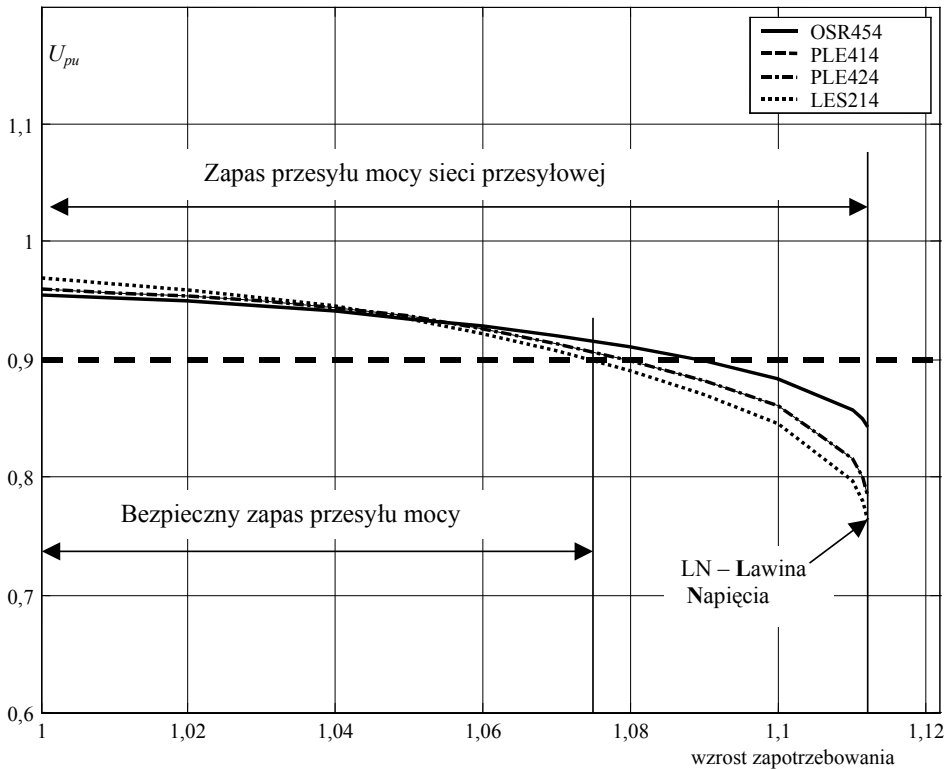
znaczące przepływy mocy biernych, brak rezerw mocy biernej oraz wysoki stopień obciążenia systemu [54, 204, 216]. Takie formy niestabilności napięciowej można traktować jako problem statyczny i można je analizować za pomocą symulacyjnych programów rozplływowych. Z perspektywy OSP istotna jest ocena zagrożenia utratą stabilności napięciowej sieci przesyłowej. Ocena ta powinna polegać na wyznaczeniu odległości tzw. bazowego punktu pracy SEE od punktu lawiny napięć. Jednym ze sposobów takiej oceny jest wyznaczenie krzywych  $Q-U$  i  $P-U$ . W tym celu za pomocą programu rozplływowego określa się aktualny stan pracy systemu elektroenergetycznego. Następnie należy rozpocząć stopniowe zwiększanie obciążenia węzłów odbiorczych (proporcjonalny wzrost obciążenia w stosunku do bazowej wartości obciążenia), aż do uzyskania rozbieżnego procesu obliczeniowego. Stosowane miary zapasu stabilności są różne [37, 68, 109, 230]. Na przykład, w pozycji [204], miarą stabilności jest różnica pomiędzy sumarycznym obciążeniem węzłów odbiorczych w punkcie lawiny napięć i sumaryczną mocą odbiorów w planowanym układzie pracy badanego podsystemu. Różnicę tę traktuje się jako zapas (rezerwę) mocy, czyli odległość bazowego punktu pracy od punktu lawiny napięć. W niniejszej monografii przyjęto następujące definicje pojęć związanych ze stabilnością napięciową oraz praktyczne kryteria badania stabilności sieci przesyłowej, które zostały zilustrowane na rysunku 5.4:

- **Stabilność napięciowa sieci przesyłowej:** Sieć przesyłowa jest stabilna napięciowo, jeżeli przy 5% wzroście zapotrzebowania mocy napięcia węzłowe  $U$  są wyższe od najmniejszej dopuszczalnej wartości  $U_{\text{dop}}$ , zarówno w układzie normalnym, jak i we wszystkich stanach powyłączeniowych  $N-1$ .  
W procesie utraty stabilności napięciowej sieci przesyłowej należy rozróżnić stan zagrożenia stabilności napięciowej od utraty stabilności napięciowej.
- **Zagrożenie stabilności napięciowej sieci przesyłowej:** Jeżeli w węzłach sieci przesyłowej występują napięcia niższe od najmniejszej dopuszczalnej wartości  $U_{\text{dop}}$ , to stabilność napięciowa tej sieci jest zagrożona, gdyż wzrastają w niej straty przesyłowe z jednoczesnym zmniejszeniem generacji mocy biernej przez pojemności linii. W warunkach krajowych minimalne dopuszczalne wartości napięcia w sieci przesyłowej wynoszą:
  - $U_{\text{dop}} = 0,95 U_n$  – w węzłach elektrownianych,
  - $U_{\text{dop}} = 0,9 U_n$  – w węzłach odbiorczych.
- **Utrata stabilności napięciowej – lawina napięć:** Jeżeli w sieci przesyłowej obniżają się napięcia węzłowe, mimo wzrostu mocy biernej wytwarzanej w elektrowniach, to w tej sieci wystąpiła utrata stabilności napięciowej. Następstwem utraty stabilności jest lawina napięć.
- **Bezpieczny zapas przesyłu mocy w sieci przesyłowej:** Bezpieczny zapas przesyłu mocy jest równy takiemu przyrostowi mocy odbiorów w stosunku do planowanego zapotrzebowania, który nie spowoduje jeszcze w żadnym węzle obniżenia napięcia poniżej minimalnej wartości dopuszczalnej  $U_{\text{dop}}$ . Bezpieczny

zapas przesyłu mocy powinien wynosić co najmniej 5% wartości planowanego zapotrzebowania.

- **Zapas mocy biernej w węźle odbiorczym sieci przesyłowej:** Zapas mocy biernej w węźle odbiorczym, w danym punkcie pracy, jest równy przyrostowi poboru mocy biernej w tym węźle, przy stałych wszystkich pozostałych mocach węzłowych, aż do osiągnięcia punktu lawiny napięcia.
- **Bezpieczny zapas mocy biernej w węźle odbiorczym sieci przesyłowej:** Bezpieczny zapas mocy biernej w węźle odbiorczym jest równy takiemu przyrostowi poboru mocy biernej w tym węźle, przy stałych wszystkich pozostałych mocach węzłowych, który nie spowoduje jeszcze obniżenia napięcia w tym węźle poniżej minimalnej dopuszczalnej wartości  $U_{dop}$ .

Krzywa nosowa: wzrost zapotrzebowania  $P_{odb}$ , przy  $\text{tg } \varphi = Q_{odb}/P_{odb} = \text{const}$  – stan normalny ( $n=0$ )



Rys. 5.4. Przykładowe krzywe nosowe  $P-U$  w sieci przesyłowej. Punkt LN (lawiny napięcia) odpowiada zapasowi przesyłu mocy. Linia  $U_{dop} = 0,9 U_n$  oznacza najmniejsze dopuszczalne napięcie

W sieci przesyłowej nieznane są jawne zależności funkcyjne między napięciem w danym węźle i bilansem w nim mocy biernej (brak charakterystyk napięciowych

węzłów). Badanie stabilności napięciowej ogranicza się do analizy zmian napięć węzłowych otrzymywanych z rozwiązania algebraicznych równań rozptywu mocy wraz z następującymi przybliżonymi metodami polegającymi na:

- wyznaczaniu współczynników czułości  $U-Q$ ,
- badaniu krzywych nosowych,
- przeprowadzeniu analizy modalnej zredukowanego jacobianu równań węzłowych,
- przeprowadzeniu analizy singularnej macierzy Jakobiego równań rozptywu mocy.

Zastosowanie metod rozptywowych jest często spotykanym podejściem do badania stabilności napięciowej przez określenie granicy stabilności na podstawie wartości otrzymanych w procesie iteracyjnym (zerowanie jacobianu) [104, 200, 206]. Wiąże się to z wielokrotnymi rozwiązaniami rozptywu mocy metodą Newtona–Raphsona w prostokątnym układzie współrzędnych napięć węzłowych. Wada tej metody staje się w tym przypadku zaletą. Start do obliczeń z punktu znacznie odległego od rozwiązania prowadzi do tzw. drugiego rozwiązania (rozwiązanie niestabilne, niewłaściwe). Dla stanów ustalonych rozwiązanie jest nieprzydatne, ponieważ jako niestabilne nie istnieje praktycznie. Jednak zbliżanie się tegoż punktu do punktu właściwego świadczy o zbliżaniu się stanu pracy SEE do granicy stabilności, określanej przez jedno rozwiązanie podwójne. Przedstawiane na płaszczyźnie współrzędnych prostokątnych napięć węzłowych w postaci okręgów mocy czynnej i biernej lub mocy czynnej i modułu napięcia stają się styczne [104, 134, 141, 151].

## 5.4. Metoda współczynników czułości

Współczynniki czułości  $U-Q$  dla poszczególnych węzłów definiuje się jako stosunek odchylenia modułu napięcia do przyrostu mocy biernej dostarczanej z SEE do tego samego węzła

$$s_i = \frac{\Delta U_i}{\Delta Q_i} \quad (5.1)$$

Wymuszeniem jest tu kilkuprocentowa zmiana mocy biernej dostarczanej do odbioru w danym węźle, a odpowiedzią – przyrost modułu napięcia w tym samym węźle. Odpowiedź jest otrzymywana jako wynik rozptywu mocy nieliniowego lub zlinearyzowanego. Jeśli znak współczynnika czułości jest dodatni, to oznacza to, że dostarczenie dodatkowej mocy biernej do węzła powoduje wzrost modułu napięcia w tym węźle. System jest stabilny napięciowo, jeżeli współczynniki czułości dla wszystkich węzłów są ujemne, a niestabilny – jeżeli w co najmniej jednym węźle współczynnik czułości jest dodatni. Metoda współczynników czułości umożliwia

oszacowanie, czy system w bliskim otoczeniu danego punktu pracy jest stabilny, czy niestabilny napięciowo [216].

Metoda współczynników czułości nie umożliwia jednak określenia zapasu stabilności napięciowej, dlatego jej naturalnym uzupełnieniem jest wyznaczanie krzywych nosowych dla poszczególnych węzłów. Po wyznaczeniu rozplywu mocy odpowiadającego warunkom w danym przedziale czasowym, wyznacza się krzywe nosowe  $P-U$  lub  $Q-U$  dla poszczególnych węzłów.

## 5.5. Metoda krzywych nosowych

W praktyce zwykle bada się statyczną stabilność napięciową całego systemu elektroenergetycznego lub jego wyróżnionych obszarów. Wykorzystuje się tu kryterium energetyczne w odniesieniu do poszczególnych węzłów, w otoczeniu danego punktu pracy systemu. Kryterium energetyczne jest w przypadku sieci wielowęzłowej formułowane jako kryterium pochodnej napięcia węzłowego względem mocy biernej dostarczanej do węzła  $dU/dQ$  [104, 151]. Kryterium to formułowane jest następująco:

**System elektroenergetyczny** jest stabilny napięciowo, jeżeli w każdym węźle odbiorczym dowolnie małe zwiększenie napięcia węzłowego spowodowane jest dowolnie małym zwiększeniem mocy biernej dostarczanej do tego węzła, czyli

$$\frac{dU}{dQ} > 0 \quad (5.2)$$

Jeżeli natomiast co najmniej w jednym węźle odbiorczym pochodna  $dU/dQ$  jest ujemna, to system jest niestabilny napięciowo lokalnie.

Zwiększenie mocy biernej dostarczanej do węzła jest równoważne zmniejszeniu mocy biernej odbioru, co oznacza, że kryterium  $dU/dQ$  jest jedynie odmienną interpretacją kryterium  $d\Delta Q/dU$  omówionego w rozdziale 4.

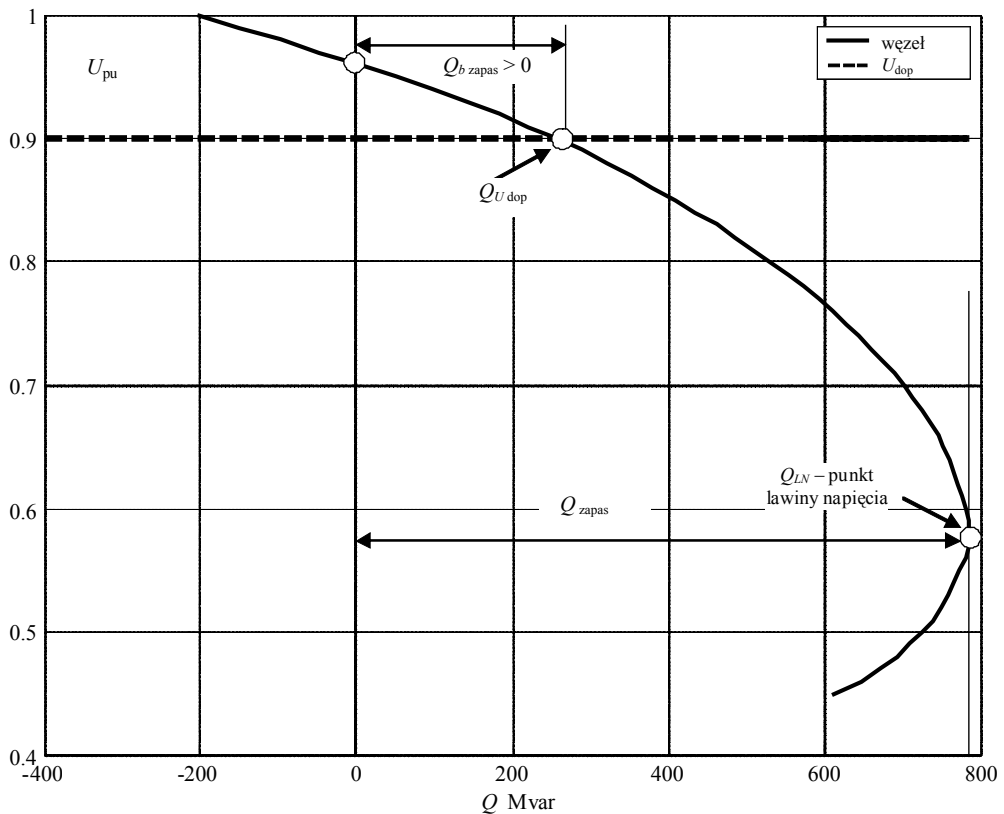
W przypadku krzywej nosowej  $P-U$  dla danego węzła, zmienną niezależną jest moc czynna  $P$  w danym węźle, a zmienną zależną moduł napięcia  $U$  w tym samym węźle. Natomiast w przypadku krzywej nosowej  $Q-U$  dla danego węzła, zmienną niezależną jest moc bierna  $Q$  w danym węźle, a zmienną zależną moduł napięcia  $U$  w tym samym węźle. W obu przypadkach wszystkie inne wielkości węzłowe związane z rozplywem mocy są traktowane jako stałe. Z założeń tych wynika prosty algorytm obliczeń. Polega on na wielokrotnym obliczaniu rozplywów mocy dla krokowo zmienianej mocy czynnej lub biernej. Program rozplywowy użyty do obliczeń musi być odporny na utratę zbieżności w pobliżu granicznych obciążeń. Ponadto musi umożliwiać wyznaczanie drugiego bliskiego rozwiązania [141].

Każdy węzeł z poborem mocy można scharakteryzować przez zapas mocy biernej wynikający z krzywej nosowej  $Q-U$ . Krzywa ta obrazuje obniżanie się napięcia

w węźle wraz ze wzrostem poboru mocy w danym węźle przy stałych wartościach pozostałych mocy węzłowych. Krzywą  $Q-U$  wyznacza się utrzymując zadane napięcie w badanym węźle za pomocą idealnego źródła mocy biernej. Źródło to oddaje lub pobiera moc bierną, która musi być bilansowana przez całą sieć przesyłową. W przypadku elektrowni należy uwzględniać górne i dolne ograniczenia mocy biernej generatorów  $Q_g$ .

Na rysunku 5.5 pokazano przykładową krzywą nosową  $Q-U$  umożliwiającą wyznaczenie bezpiecznego zapasu mocy biernej w układzie normalnym bez wyłączeń gałęzi w sieci.

Krzywa nosowa  $Q-U$  przyrostu Mvar ( $Q = Q_{wzrost} - Q_{plan}$ ) w przykładowym węźle 400 kV sieci przesyłowej



Rys. 5.5. Przykładowa krzywa  $Q-U$  w węźle 400 kV w układzie bez wyłączeń. Dodatni bezpieczny zapas mocy biernej oznacza, że nie ma potrzeby instalowania w tym węźle baterii kondensatorów

Punkt  $Q_{U\ dop}$  wyznacza przyrost poboru mocy biernej z dopuszczalnym napięciem  $U_{dop}$ , natomiast punkt  $Q_{LN}$  wyznacza przyrost mocy biernej powodujący lawinę napię-

cia w tym węźle. Bezpieczny zapas mocy biernej w węźle odpowiada przyrostowi poboru mocy o dopuszczalnym napięciu  $U_{\text{dop}}$ :

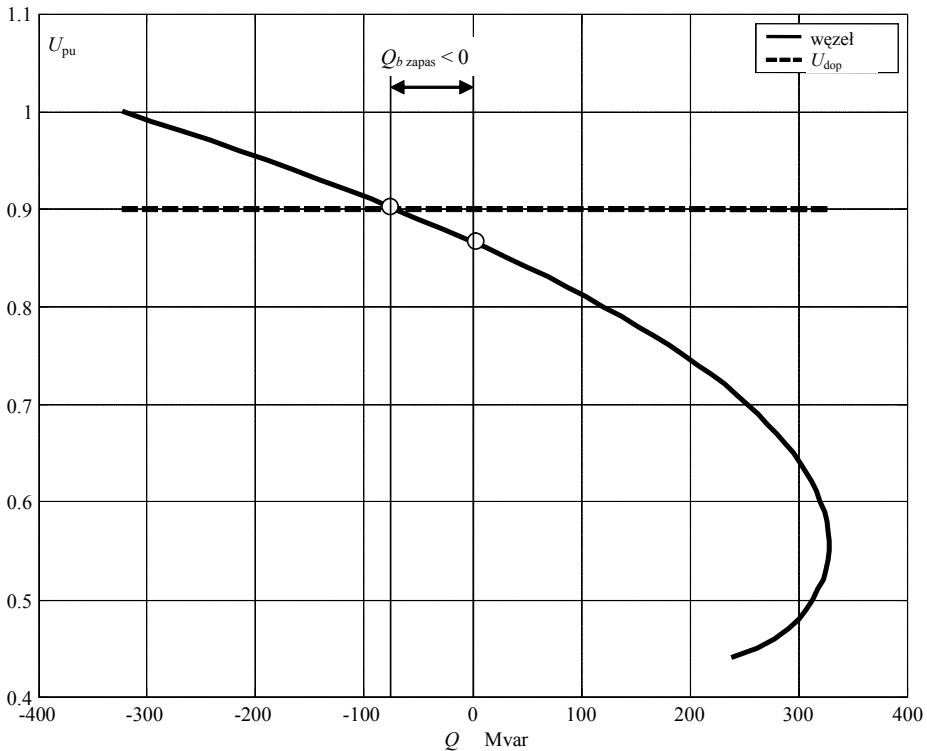
$$Q_{b \text{ zapas}} = Q_{U_{\text{dop}}} \quad (5.3)$$

Zapas mocy biernej w węźle odpowiada przyrostowi poboru mocy do punktu lawiny napięcia

$$Q_{\text{zapas}} = Q_{ULN} \quad (5.4)$$

W przypadku ujemnego lub zbyt małego bezpiecznego zapasu mocy biernej w węźle należy rozważyć zastosowanie kompensacji w tym węźle. Zwykle taka sytuacja występuje w stanach powyłączeniowych N-1. Minimalna moc baterii, użytej do kompensacji, powinna być równa ujemnemu bezpiecznemu zapasowi mocy biernej w danym węźle. Na rysunku 5.6 pokazano krzywą nosową  $Q-U$  wyznaczoną dla tego samego węzła 400 kV, ale po wyłączeniu linii 400 kV zasilającej ten węzeł.

Krzywa nosowa  $Q-U$  przyrostu Mvar ( $Q = Q_{\text{wzrost}} - Q_{\text{plan}}$ ) w węźle 400 kV, po wył. linii zasilającej ten węzeł



Rys. 5.6. Przykładowa krzywa nosowa  $Q-U$  w węźle 400 kV po wyłączeniu linii 400 kV zasilającej ten węzeł. Ujemny bezpieczny zapas mocy biernej oznacza, że konieczne jest zainstalowanie w tym węźle baterii kondensatorów albo podjęcie innych środków zaradczych

Bezpieczny zapas mocy biernej wynikający z krzywej nosowej  $Q-U$  (rys. 5.6) jest ujemny. Utrzymanie napięcia na poziomie  $U_{\text{dop}}$  w stanie powyłączeniowym, w przykładowym węźle 400 kV, wymaga zainstalowania baterii kondensatorów o mocy  $Q_{k\text{opm}}$  większej od absolutnej wartości ujemnego zapasu

$$Q_{k\text{opm}} > \|Q_{b\text{zapas}}\| \quad (5.4a)$$

Ze względu na przyjęty sposób wyznaczania krzywej  $Q-U$  z wykorzystaniem idealnego źródła mocy biernej, wartość  $Q_{k\text{opm}}$  jest jedynie przybliżona. Wartość ta powinna być zweryfikowana przez dokładne obliczenie rozplywu mocy w całej sieci o różnorodnych wariantach konfiguracji i obciążen.

### Analiza stabilności napięciowej modelu KDM sieci 400/220/110 kV

Praktyczne badanie stabilności napięciowej sieci przesyłowej 400/220/110 kV polega na obliczaniu i analizie rozplywów mocy przy wzroście obciążenia i wyłączeniach  $N-1$ . W sieci 110 kV uwzględnia się tylko ciągi łączące stacje NN/110 kV. Aby zapewnić zapas decyzyjny, przyjmuje się pesymistyczne założenia o zmianach mocy węzłowych.

Przyjęto następujące założenia upraszczające:

- Moce odbiorów węzłowych nie zależą od napięcia – nie uwzględnia się charakterystyk napięciowych.
- Moce bierne odbiorów wynikają ze stałych współczynników mocy.
- Moce bierne elektrowni systemowych wynikają z zadanych wartości regulowanych napięć węzłowych i ograniczeń technicznych generatorów.
- Moc czynna i bierna w węźle bilansującym są nieograniczone.
- Wzrost czynnych mocy odbiorów i strat przesyłowych jest pokrywany przez węzeł bilansujący.
- Wzrost biernych mocy odbiorów i strat przesyłowych oraz zmiany mocy ładowania linii i baterii kondensatorów są pokrywane przez elektrownie pracujące ze stałą mocą czynną i stałym napięciem w węźle oraz węzeł bilansujący.
- W przypadku osiągnięcia dopuszczalnej mocy biernej elektrownia przechodzi do pracy ze stałą mocą czynną i bierną.

Według analiz systemowych w rzeczywistym systemie istotny staje się dostęp do danych. Należy stwierdzić, że w praktyce nie są dostępne dane, ułatwiające posługiwanie się pełnym modelem kompleksowego odbioru. Z tego powodu w analizach systemowych moce odbiorów traktowane są jako wartości stałe, niezależne od napięcia.

$$P_{\text{odb}} = \text{const} \text{ oraz } Q_{\text{odb}} = \text{const} \quad (5.5)$$

Jest to podejście pesymistyczne, gdyż w tych warunkach do wyznaczania granicznych stanów obciążenia wykorzystuje się większe wartości mocy odbiorów niż te, które wystąpiłyby w rzeczywistych warunkach pracy. Traktowanie mocy odbiorów

jako wielkości elektrycznych niezależnych od napięcia zapewnia pewien margines decyzyjny. Można to uwzględnić przez narzuconą wartość współczynnika mocy ( $\text{tg } \varphi$ ), charakterystyczną dla danego odbioru kompleksowego.

### **Wpływ wzrostu zapotrzebowania na bilans mocy biernej w systemie – badania symulacyjne**

Badając stabilność napięciową rozważa się różne scenariusze dociażania. Zwykle stosuje się scenariusz proporcjonalnego wzrostu mocy czynnej odbiorów przy stałych tangensach mocy w węzłach. Symulacja pokrywania wzrostu zapotrzebowanej mocy w systemie przesyłowym może przebiegać na różne sposoby. Spośród wielu możliwych, najczęściej stosowane są dwa następujące:

- wzrost zapotrzebowania jest pokrywany przez elektrownie systemowe proporcjonalnie do mocy znamionowej ich generatorów,
- wzrost zapotrzebowania jest pokrywany przez węzeł bilansujący, co odpowiada importowi mocy z systemu zewnętrznego.

Sposób drugi daje najbardziej pesymistyczne wyniki, gdyż pociąga za sobą największy wzrost strat mocy biernej. Ten sposób został zastosowany w symulacjach komputerowych przedstawionych w niniejszej monografii. Wraz ze wzrostem zapotrzebowania mocy zmienia się bilans mocy w systemie. Dalej podano strukturę wytwarzania mocy w KSE w szczycie zimowym 2008 r. w planowanym punkcie pracy (rys. 5.7) oraz po dziesięcioprocentowym wzroście zapotrzebowania (rys. 5.8). Widać znaczny wzrost strat mocy biernej towarzyszący wzrostowi zapotrzebowania mocy.

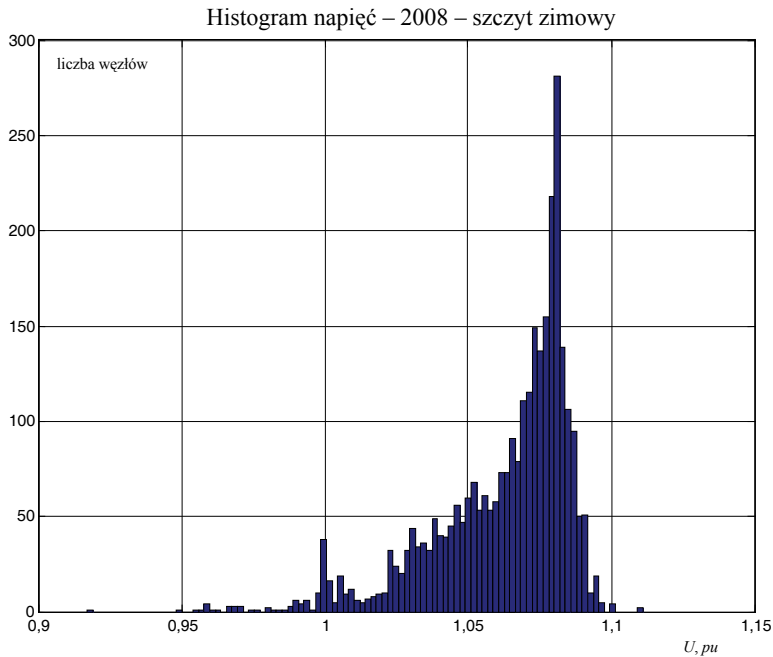
### **Bilans mocy biernej w KSE w szczycie zimowym 2008 r. – stan planowany**

<b>BILANS mocy KSE</b>	<b>P, MW</b>	<b>Q, MVAR</b>
Generacja	-26786.7	-8932.2
Kompensatory	0.0	-347.5
Ladowanie linii	0.0	-5009.4
Razem WYTWARZANIE	-26786.7	-14289.1
Odbiory	25000.9	10065.3
Odbiory $Y_{sh}=\text{const}$	0.0	0.0
Straty podluzne transf.	23.4	1139.8
Straty podluzne linii	603.7	3129.9
Straty poprz. w transf.	0.0	32.7
Razem POBOR	25628.0	14367.6



### Bilans strat i kompensacji w KSE w szczycie zimowym 2008 r. – stan planowany

BILANS strat i kompensacji Mvar w KSE	P, MW	Q, MVAR
Straty podłużne i poprzeczne	627.1	4302.4
Kompensacja (Ladowanie linii i KOMPENSATORY)	0.0	-5356.9
Suma strat i kompensacji	627.1	-1054.5



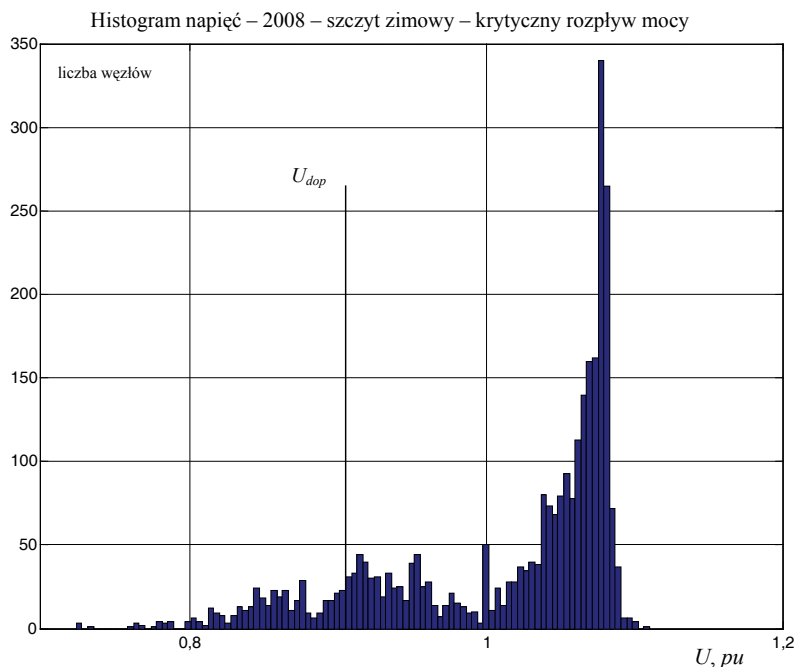
Rys. 5.7. Histogram napięć w KSE w szczycie zimowym 2008 – stan planowany

Po zainstalowaniu baterii kondensatorów, o łącznej znamionowej mocy około 650 Mvar w węzłach sieci przesyłowej, poziomy napięć poprawiają się po zwiększeniu zapotrzebowania o 10% w porównaniu z 2008 r. (rys. 5.8).

### Bilans mocy biernej w KSE w szczycie zimowym 2008 r – wzrost zapotrzebowania o 10%

BILANS mocy KSE	P, MW	Q, MVAR
Generacja	-26786.7	-12406.9
Kompensatory	0.0	-277.4

Ladowanie linii	0.0	-4559.8
Razem WYTWARZANIE	-26786.7	-17244.1
Odbiory	27536.1	11085.9
Odbiory $Y_{sh}=\text{const}$	0.0	0.0
Straty podluzne transf.	38.3	1911.3
Straty podluzne linii	1017.4	5431.0
Straty poprz. w transf.	0.0	31.5
Razem POBOR	28591.9	18459.8



Rys. 5.8. Histogram napięć w KSE w szczycie zimowym 2008 – wzrost zapotrzebowania o 10%.  
W systemie znajdują się węzły z wartością napięcia znacznie poniżej  $U_{dop}$

### Bilans strat i kompensacji w KSE w szczycie zimowym 2008 r. – wzrost zapotrzebowania o 10%

BILANS strat i kompensacji Mvar w KSE	P, MW	Q, MVAR
Straty podluzne i poprzeczne	1055.7	7373.8

Kompensacja(Ladowanie linii i KOMPENSATORY)	0.0	-4837.2
Suma strat i kompensacji	1055.7	2536.6

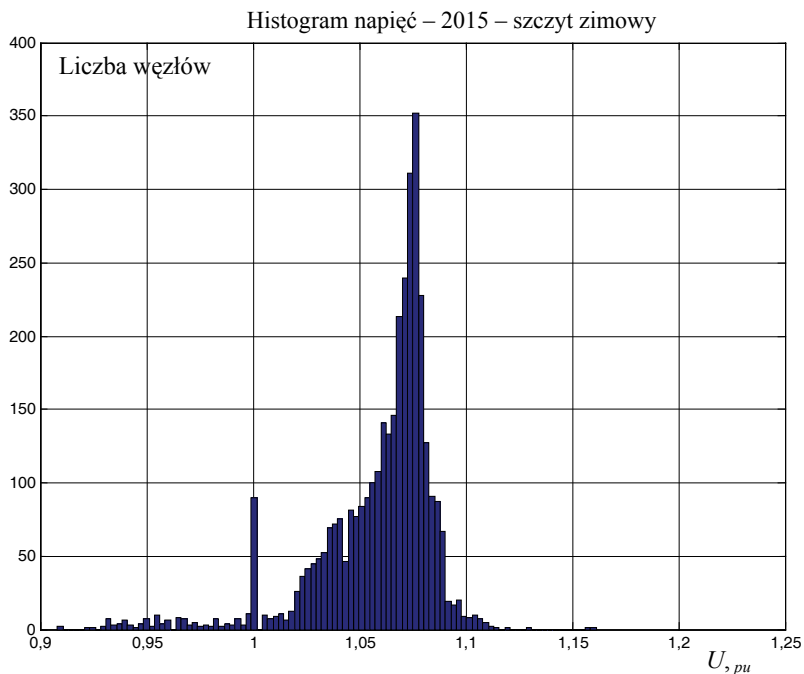
Dalej podano strukturę wytwarzania mocy w KSE w szczycie zimowym 2015 r. w planowanym punkcie pracy oraz po dziesięcioprocentowym wzroście zapotrzebowania (rys. 5.9 i 5.10).

### **Bilans mocy biernej w KSE w szczycie zimowym 2015 r. – stan planowany**

<b>BILANS mocy KSE</b>	<b>P, MW</b>	<b>Q, MVAR</b>
Generacja	-29111.5	-7351.1
Kompensatory	0.0	-672.2
Ladowanie linii	0.0	-6274.1
Razem WYTWARZANIE	-29111.5	-14297.4
Odbiory	27696.4	7832.3
Odbiory $Y_{sh}=\text{const}$	0.0	0.0
Straty podluzne transf.	93.4	3772.7
Straty podluzne linii	556.1	2868.4
Straty poprz. w transf.	0.0	32.5
Razem POBOR	28345.8	14505.9

### **Bilans strat i kompensacji w KSE w szczycie zimowym 2015 r. – stan planowany**

<b>BILANS strat i kompensacji Mvar w KSE</b>	<b>P, MW</b>	<b>Q, MVAR</b>
Straty podluzne i poprzeczne	649.5	6673.7
Kompensacja(Ladowanie linii i KOMPENSATORY)	0.0	-6946.3
Suma strat i kompensacji	649.5	-272.6



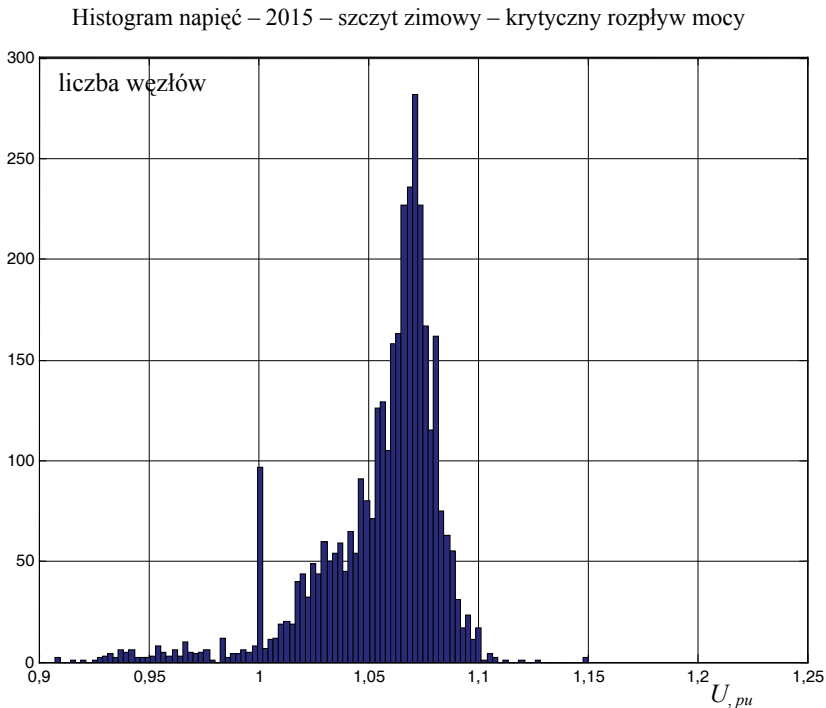
Rys. 5.9. Histogram napięć w KSE w szczycie zimowym 2015 – stan planowany.  
W systemie znajdują się węzły z napięciem przekraczającym wartość  $1,15 U_N$ ,  
co może świadczyć o złej kompensacji mocy biernej

### Bilans mocy biernej w KSE w szczycie zimowym 2015 r. – wzrost zapotrzebowania 10%

BILANS mocy KSE	P, MW	Q, MVAR
Generacja	-29111.5	-11052.9
Kompensatory	0.0	-667.3
Ladowanie linii	0.0	-6267.1
Razem WYTWARZANIE	-29111.5	-17987.3
Odbiory	30937.7	8748.9
Odbiory $\gamma_{sh}=\text{const}$	0.0	0.0
Straty podluzne transf.	115.3	4504.6
Straty podluzne linii	846.8	4705.2
Straty poprz. w transf.	0.0	32.5
Razem POBOR	31899.8	17991.2

## Bilans strat i kompensacji w KSE w szczycie zimowym 2015 r. – wzrost zapotrzebowania o 10%

BILANS strat i kompensacji Mvar w KSE	P, MW	Q, MVAR
Straty podłużne i poprzeczne	962.1	9242.3
Kompensacja (Ladowanie linii i KOMPENSATORY)	0.0	-6934.4
Suma strat i kompensacji	962.1	2307.9



Rys. 5.10. Histogram napięć w KSE w szczycie zimowym 2015 – wzrost zapotrzebowania o 10%

### Wpływ kompensacji mocy biernej na zdolności przesyłowe systemu

Analizie poddano układ normalny Krajowej Sieci Przesyłowej 400/220/110 kV w szczycie zimowym 2008 r. [134]. Poszczególne analizowane warianty pracy tej sieci różniły się sposobami kompensacji mocy biernej:

- brak kompensacji,
- kompensacja w stacjach GPZ 110kV/SN do tangensa mocy 0,4,
- kompensacja za pomocą statycznych źródeł mocy biernej załączonych w wybranych węzłach 400, 220, 110 kV oraz w GPZ 110kV/SN.

Wyniki przedstawiono w postaci krzywych  $P-U$  wykreślonych dla najłabszych napięciowo węzłów oraz za pomocą krzywych bilansu mocy biernej. Przez najłabsze napięciowo węzły rozumie się węzły z najniższymi wartościami napięć w danym wariancie obliczeń, przy czym wartości tych napięć odniesiono do znamionowych napięć sieci.

### Praca sieci przesyłowej bez kompensacji

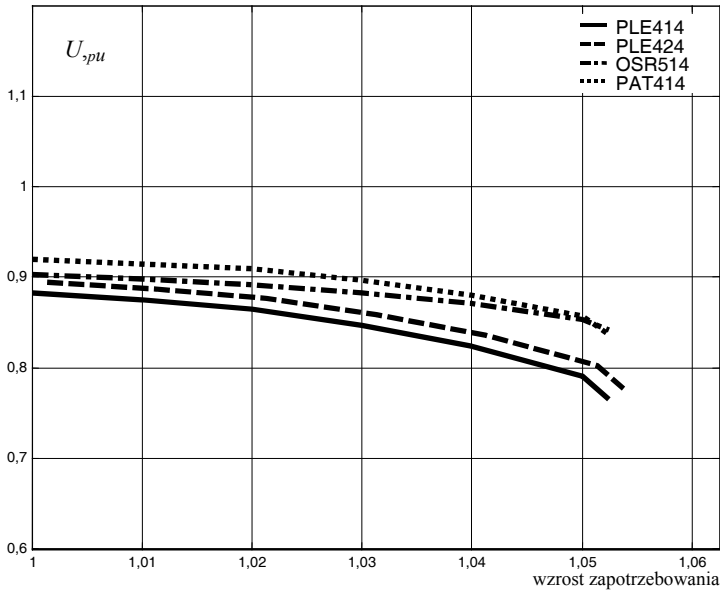
Wariant ten ma znaczenie jedynie teoretyczne, gdyż trudno sobie wyobrazić wyłączenie wszystkich baterii kondensatorów przy największym zapotrzebowaniu mocy czynnej i biernej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Podejście takie umożliwia jednak zilustrowanie warunków pracy, grożących lawiną napięcia.

W warunkach krajowych za najniższe dopuszczalne wartości napięcia uważa się:

- $U_{\text{dop}} = 0,95 U_n$  – w węzłach elektrownianych,
- $U_{\text{dop}} = 0,9 U_n$  – w węzłach odbiorczych.

Pojawienie się w sieci 400/220 kV napięć o wartościach mniejszych od dopuszczalnych jest sygnałem zagrożenia wystąpienia lawiny napięć. Taka sytuacja wystąpiła przed awarią napięciową 26 czerwca 2006 r., kiedy awaryjne wyłączenie generatorów około 13.00 przyspieszyło lawinę napięcia. Z przebiegu krzywych  $P-U$  (rys. 5.11) wynika, że bez załączonych baterii kondensatorów napięcia w węzłach sieci 400 kV obniżają się poniżej wartości  $0,9 U_n$ , co grozi wystąpieniem lawiny napięcia.

Krzywa nosowa: wzrost zapotrzebowania  $P_{\text{odb}}$ , przy  $\text{tg}\varphi = Q_{\text{odb}}/P_{\text{odb}} = \text{const}$



Rys. 5.11. Krzywe  $P-U$  w najłabszych napięciowo węzłach sieci przesyłowej w wariancie bez załączonych baterii kondensatorów

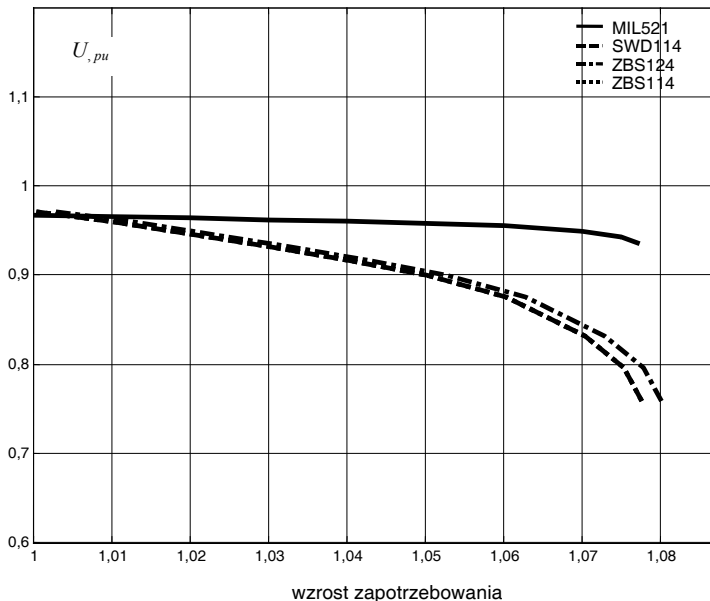
### Praca sieci przesyłowej przy kompensacji w GPZ do współczynnika mocy $\text{tg } \varphi = 0,4$

Racjonalnym sposobem dostarczania niezbędnej mocy biernej odbiorcom byłyby konsekwentne stosowanie kompensacji mocy biernej w stacjach GPZ 110 kV/SN do określonej wartości współczynnika mocy, np. równego  $\text{tg } \varphi = 0,4$  zgodnie z zaleceniami z [7]. Należy tu jednak zauważyć, że wybór wartości współczynnika mocy w poszczególnych stacjach GPZ powinien wynikać z optymalizacji napięć sieci przesyłowej i z kryterium N-1.

Korzyści wynikające z utrzymywania zadanych tangensów mocy właśnie w stacjach GPZ, a nie w węzłach sieci NN, polegają na zmniejszeniu strat przesyłowych mocy czynnej i biernej w liniach NN i transformatorach NN/110 kV. Moc bierna byłaby wtedy wytwarzana lokalnie, po stronie WN i SN, zamiast być przesyłana ze źródeł rozlokowanych w sieci NN.

Jak wynika z [206], zastosowanie kompensacji w stacjach GPZ 110 kV/SN radykalnie poprawia sytuację napięciową w analizowanej sieci przesyłowej. Jedynie w najbliższych węzłach sieci 110 kV napięcia wynoszą około  $0,95 U_n$  (rys. 5.12).

Krzywa nosowa: wzrost zapotrzebowania  $P_{\text{odb}}$ , przy  $\text{tg } \varphi = Q_{\text{odb}}/P_{\text{odb}} = \text{const}$



Rys. 5.12. Krzywe  $P-U$  w najbliższych napięciowo węzłach sieci przesyłowej z kompensacją w GPZ do współczynnika mocy  $\text{tg } \varphi = 0,4$

Z przebiegu krzywych nosowych pokazanych na rysunku 5.12 widać, że skompensowanie odbiorów GPZ do współczynnika mocy  $\text{tg } \varphi = 0,4$  zapewnia duży zapas mocy bier-

nej. W punkcie startowym zapotrzebowania (równym 1) zapas ten wynosi około 2000 Mvar. Sposobem na podniesienie napięcia w najsłabszych węzłach sieci 110 kV ZBS114, ZBS124, SWD114 jest zwiększenie mocy baterii kondensatorów tak, aby współczynnik mocy był tam mniejszy niż  $\text{tg } \varphi < 0,4$ . Zagadnienie optymalizacji wymaganych tangensów mocy w stacjach GPZ 110 kV/SN wiąże się z rozbudową sieci 400/220 kV i stopniowym rozcinaniem sieci 110 kV na izolowane zbilansowane podsieci.

### Praca sieci przesyłowej z załączonymi bateriami kondensatorów

Obecnie OSP nie ma możliwości kontrolowania i egzekwowania od OSD kompensowania mocy biernej w stacjach GPZ do zadanego współczynnika mocy. Nie dysponuje ani niezbędnymi do tego celu narzędziami prawnymi, ani środkami technicznymi. Nie należy też oczekiwać, że ta sytuacja korzystnie zmieni się w krótkim czasie.

W tej sytuacji, kierując się wnioskami wypływającymi z analiz przeprowadzonych dla awarii napięciowej z dnia 26.06.2006 r., OSP podjął decyzję o zainstalowaniu baterii kondensatorów w najsłabszych napięciowo węzłach sieci 220 kV i 400 kV. Część inwestycji została już zrealizowana, a część zaplanowana jest na lata następne. OSP nakazał również operatorom sieci dystrybucyjnych załączanie w ciągu dnia i wyłączanie w nocy baterii kondensatorów po stronie SN w stacjach GPZ 110kV/SN.

W tabeli 5.1 zamieszczono znamionowe moce baterii kondensatorów przyłączonych do stacji NN, a w tabeli 5.2 – w sieci 110 kV.

Tabela 5.1. Rozważane do zainstalowania moce baterii kondensatorów w sieci 400/220 kV w 2009 r.

Lp.	Operator	Węzeł	Stacja	Baterie, liczba $\times$ $Q$ [Mvar]	$Q_{\text{komp}}$ [Mvar]
1	OSP	SLK415	Słupsk 400 kV	2x95(BKS) + 95(filtry)	95
2	OSP	ELK511	Elk 220 kV	3 $\times$ 15	45
3	OSP	MIL511	Miłomska 220 kV	3 $\times$ 15	45
4	OSP	MOR511	Mory 220 kV	1 $\times$ 15	15
5	OSP	MOR521	Mory 220 kV	1 $\times$ 15	15
6	OSP	GBL515	Gdańsk Błonie 400 kV	2 $\times$ 25	50
7	OSP	GRU515	Grudziądz 400 kV	4 $\times$ 15	60
8	OSP	JAS515	Jasiniec 220 kV	3 $\times$ 15	45
9	OSP	OLM515	Olsztyn Mątki 400 kV	4 $\times$ 15	60
10	OSP	PLE	Plewiska 220 kV w 2009 r.	2 $\times$ 50	100

Tabela 5.2. Moce baterii kondensatorów rozważane do zainstalowania w sieci 110 kV w 2009 r.

Lp.	Operator	Węzeł	Stacja	Baterie, liczba $\times$ $Q$ [Mvar]	$Q_k$ [Mvar]
1	OSP	MOR121	Mory 110 kV	2 $\times$ 50	100
2	OSP	NAR111	Narew 110 kV	1 $\times$ 50	50
3	OSP	WLA125	Włocławek Azoty 110 kV	1 $\times$ 50	50
4	OSP	TEL125	Toruń Elana 110 kV	1 $\times$ 50	50



Wyniki badań zawarte w [206] wskazują, że podjęte działania poprawiają sytuację napięciową w krajowej sieci 400/220/110 kV bardziej, niż bezwarunkowe skompensowanie mocy odbiorów w GPZ do współczynnika mocy  $\text{tg } \varphi = 0,4$ , zastosowane bez optymalizacji tego zadania. W tabeli 5.3 podano wartości napięć w planowanym punkcie pracy oraz w punkcie lawiny napięć. W planowanym punkcie pracy, który wynika z modelu KDM, jedynie w sieci 110 kV w kilkudziesięciu słabych napięciowo stacjach GPZ napięcia są bliskie  $0,95 U_n$ . Przykładowe krzywe  $P-U$  pokazano na rysunku 5.13.

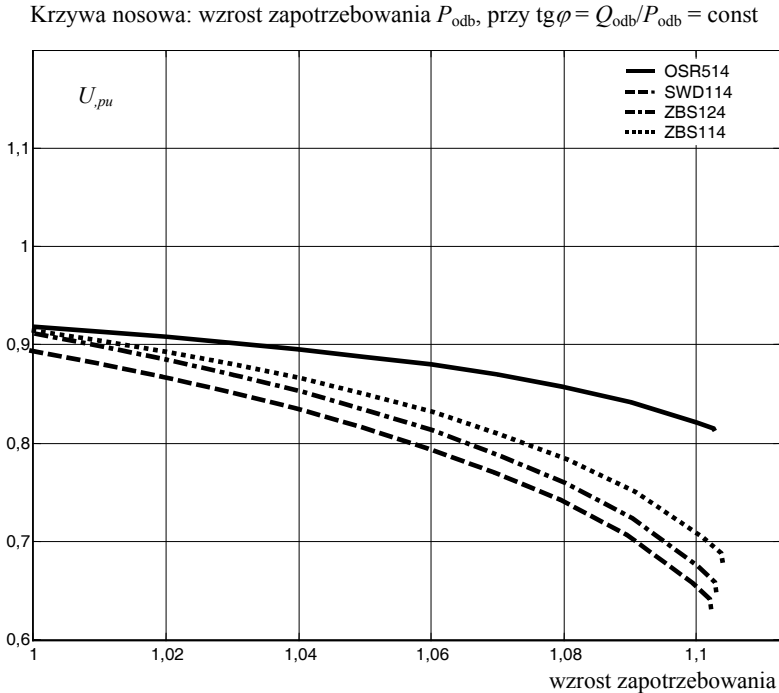
Tabela 5.3. Napięcia w planowanym punkcie pracy oraz w punkcie lawiny napięć sieci przesyłowej z bateriami kondensatorów przyłączonych do sieci NN

Lp.	Węzeł	$U_{\text{plan}}$ , [j.w.]	$U_{\text{ln}}$ , [j.w.]	$dU$ , [j.w.]	$Q_{\text{komp}}$ , Mvar
	sieć 400 kV				
1	OSR454	0,957	0,846	0,111	0,0
2	PLE414	1,050	0,874	0,177	0,0
3	PLE424	1,050	0,874	0,177	0,0
	sieć 220 kV				
1	LES214	1,000	0,805	0,195	0,0
2	LES224	1,000	0,805	0,195	0,0
3	ZUK214	0,998	0,827	0,171	0,0
4	ZUK224	0,998	0,827	0,171	0,0
5	POL214	1,009	0,841	0,168	0,0
6	POL224	1,009	0,841	0,168	0,0
7	PPD214	1,031	0,844	0,187	0,0
8	PKW214	1,030	0,849	0,181	0,0
9	PKW224	1,031	0,849	0,181	0,0
10	PLE214	1,038	0,855	0,183	-100,0
11	PLE224	1,038	0,855	0,183	0,0
12	LSN214	1,031	0,867	0,163	0,0
13	LSN224	1,030	0,867	0,163	0,0
14	CZE214	1,047	0,872	0,175	0,0
15	ZGC214	1,050	0,890	0,160	0,0
16	GOR214	1,031	0,899	0,132	0,0
17	GOR224	1,031	0,899	0,132	0,0
	sieć 110 kV				
1	SWD114	0,952	0,687	0,265	0,0
2	ZBS124	0,953	0,688	0,265	-1,2
3	ZBS114	0,953	0,688	0,265	-1,2
...					

Przebieg krzywej bilansu mocy biernej pokazany na rysunku 5.13 wskazuje na duży zapas mocy biernej w systemie. Przełomowy punkt pracy (lawina napięć) wystąpi przy wzroście zapotrzebowania około 7%. Także inne analizy wykonane w pracy

[201] wskazują, że zainstalowanie baterii kondensatorów w wybranych węzłach 400, 220 i 110 kV likwiduje deficyt mocy biernej i zapobiega utracie stabilności napięciowej.

Zapewnienie bezpiecznego przesyłu energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym wymaga działań o różnym charakterze, prowadzonych w różnym czasie i na wielu kierunkach. Działania te powinny brać pod uwagę gospodarkę mocą bierną w systemie, gdyż deficyt tej mocy może powodować utratę stabilności napięciowej.



Rys. 5.13. Krzywe  $P-U$  w najniższych napięciach sieci przesyłowej po zainstalowaniu baterii kondensatorów w sieci NN

## 5.6. Analiza modalna macierzy Jacobiego

Stabilność lokalna jest stabilnością układu nieliniowego o działaniu małych zakłóceń. Na podstawie I zasady Lapunowa można stwierdzić, że stan ustalony układu nieliniowego jest stabilny lokalnie, jeżeli zlinearyzowany w tym punkcie układ równań jest stabilny [76, 77]. Istotną rolę w badaniu stabilności lokalnej mają wartości własne oraz wektory własne prawo- i lewostronne zredukowanej macierzy stanu, wykorzystywane do iteracyjnego rozwiązywania rozplywu mocy. Jakobian można dla pew-

nych założeń utożsamiać z macierzą stanu stosowaną w analizie przebiegów dynamicznych [104]. Ponieważ w badaniu stabilności napięciowej uwzględnia się niewielkie zakłócenia, można stosować linearyzację wokół ustalonego punktu pracy.

Rozważmy równania mocy we współrzędnych biegunowych

$$\underline{S}_i = \underline{U}_i \sum_{j=1}^n \underline{Y}_{i,j}^* \underline{U}_j^* = \sum_{j=1}^n U_i U_j Y_{i,j} e^{j(\delta_i - \delta_j + \mu_{i,j})} \quad (5.6)$$

Wyodrębniając część rzeczywistą i urojoną, otrzymujemy

$$P_i = \sum_{j=1}^n U_i U_j Y_{i,j} \cos(\delta_i - \delta_j + \mu_{i,j}) \quad i = 1, 2, \dots, n$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n U_i U_j Y_{i,j} \sin(\delta_i - \delta_j + \mu_{i,j}) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (5.7)$$

Powstaje w ten sposób  $2n$  równań nieliniowych, gdzie w każdym węźle są zadane moce węzłowe czynne i bierne ( $P_{\text{zadane}_i}$ ,  $Q_{\text{zadane}_i}$ ), a wielkościami poszukiwanymi są moduły i kąty fazowe napięć węzłowych ( $U_i$ ,  $\delta_i$ ). Dla węzła bilansującego (jeden taki węzeł musi istnieć w rozpatrywanym układzie) znany jest wektor napięcia, liczba równań i niewiadomych zmniejsza się o 2 i wynosi  $2(n - 1)$ . Linearyzacja układu równań (5.7) prowadzi do wyrażenia macierzowego

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\delta} & \mathbf{J}_{PU} \\ \mathbf{J}_{Q\delta} & \mathbf{J}_{QU} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\delta} \\ \Delta \mathbf{U} \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

gdzie:

$$\mathbf{J}_{P\delta} = \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\delta}}, \mathbf{J}_{PU} = \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{U}}, \mathbf{J}_{Q\delta} = \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\delta}}, \mathbf{J}_{QU} = \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{U}} - \text{podmacierze pochodnych cząstkowych,}$$

$\Delta P = P - P_{\text{zadane}}$  jest przyrostem mocy czynnych węzłowych,

$\Delta Q = Q - Q_{\text{zadane}}$  jest przyrostem mocy biernych węzłowych,

$\Delta \delta$  – przyrost kątów napięć węzłowych,

$\Delta U$  – przyrost modułów napięć węzłowych.

Korzystając z równań (5.7), można bezpośrednio wyznaczyć wartości elementów podmacierzy  $\mathbf{J}_{P\delta}$ ,  $\mathbf{J}_{PU}$ ,  $\mathbf{J}_{Q\delta}$  i  $\mathbf{J}_{QU}$ . Po wykorzystaniu tego samego modelu do wyznaczania rozplywu mocy i badania stabilności oba jacobiany pokrywają się. Stabilność napięciowa węzła zależy od mocy czynnej i biernej. W wielu przypadkach przyjmuje się (utrzymuje w węźle) stałość mocy czynnej, a bada relacje zmian między mocą bierną a napięciem, co jest zbieżne z tzw. krzywymi  $Q-U$ .

Badanie stabilności napięciowej przeprowadza się, po założeniu znamionowej częstotliwości w systemie, można zatem założyć zerowe przyrosty mocy czynnych

w węzłach systemu  $\Delta \mathbf{P} = 0$ . Przyjmując, że  $\Delta \mathbf{P} = 0$ , wyrażenie (5.80) można przekształcić do postaci

$$\begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\delta} & \mathbf{J}_{PU} \\ \mathbf{J}_{Q\delta} & \mathbf{J}_{QU} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{U} \end{bmatrix}$$

$$\Delta \mathbf{Q} = [\mathbf{J}_{QU} - \mathbf{J}_{Q\delta} \mathbf{J}_{P\delta}^{-1} \mathbf{J}_{PU}] \cdot \Delta \mathbf{U}$$

$$\Delta \mathbf{Q} = \mathbf{J}_R \cdot \Delta \mathbf{U} \quad (5.9)$$

gdzie  $\mathbf{J}_R = \mathbf{J}_{QU} - \mathbf{J}_{Q\delta} \cdot \mathbf{J}_{P\delta}^{-1} \cdot \mathbf{J}_{PU}$  jest macierzą zredukowaną.

Oznacza to liniową zależność przyrostów mocy biernych węzłowych od przyrostów modułów napięć węzłowych. Po przekształceniu (5.9) otrzymujemy zależność

$$\Delta \mathbf{U} = \mathbf{J}_R^{-1} \Delta \mathbf{Q} \quad (5.10)$$

Po obliczeniu wartości własnych i wektorów własnych zredukowanej macierzy Jacobiego równań węzłowych  $\mathbf{J}_R$ , możemy zapisać

$$\mathbf{J}_R = \mathbf{M} \boldsymbol{\Lambda} \mathbf{N} \quad (5.11)$$

Ponieważ odwrócona macierz wektorów prawostronnych jest równa macierzy wektorów lewostronnych, czyli

$$\mathbf{J}_R^{-1} = \mathbf{M} \boldsymbol{\Lambda}^{-1} \mathbf{N} \quad (5.12)$$

gdzie:

$\mathbf{M}$  – macierz wektorów własnych prawostronnych,

$\mathbf{N}$  – macierz wektorów własnych lewostronnych,

$\boldsymbol{\Lambda}$  – macierz diagonalna wartości własnych.

Macierz  $\mathbf{J}_R$  dla praktycznych obliczeń jest symetryczna, dlatego wartości własne są rzeczywiste.

**Kryterium stabilności napięciowej w analizie modalnej:** zgodnie z kryterium energetycznym przyjmuje się, że system jest stabilny napięciowo, jeżeli przyrost mocy biernej odbioru powoduje zmniejszenie napięcia w tym samym węźle, czyli pochodna  $dU/dQ$  jest dodatnia dla tego węzła. Ze wzoru (5.12) wynika, że warunkiem stabilności jest, aby wszystkie wartości własne zredukowanej macierzy Jacobiego równań węzłowych  $\mathbf{J}_R$  były dodatnie. Po dociążaniu system znajduje się w punkcie krytycznym, jeżeli choć jedna wartość osiąga zero [237].

Z zależności (5.10) i (5.12) otrzymujemy

$$\Delta \mathbf{U} = \mathbf{M} \boldsymbol{\Lambda}^{-1} \mathbf{N} \Delta \mathbf{Q} \quad (5.13)$$

lub w postaci

$$\Delta U = \sum_i \frac{\mathbf{M}_i \mathbf{N}_i}{\Lambda_i} \Delta \mathbf{Q} \quad (5.14)$$

gdzie:

$\mathbf{M}_i$  –  $i$ -ta kolumna macierzy prawostronnych wektorów własnych,

$\mathbf{N}_i$  –  $i$ -ty wiersz macierzy lewostronnych wektorów własnych.

Wartość własna  $\lambda_i$  oraz odpowiadające prawo- i lewostronne wektory własne definiowane są jako  $i$ -ty mod systemu, dla którego zostały wyznaczone.

Po podstawieniu zależności (5.10) do wzorów (5.13) i (5.14) otrzymujemy kolejno

$$\mathbf{M}^{-1} \Delta \mathbf{U} = \Lambda^{-1} \mathbf{N} \Delta \mathbf{Q} \quad (5.15)$$

$$\mathbf{N} \Delta \mathbf{U} = \Lambda^{-1} \mathbf{N} \Delta \mathbf{Q} \quad (5.16)$$

Na podstawie wzoru (5.16) zdefiniowano wektor przyrostów modalnych mocy biernych

$$\Delta \mathbf{Q}_m = \mathbf{N} \Delta \mathbf{Q} \quad (5.17)$$

oraz wektor przyrostów modułów modalnych napięć

$$\Delta \mathbf{U}_m = \mathbf{N} \Delta \mathbf{U} \quad (5.18)$$

Wówczas

$$\Delta \mathbf{U}_m = \Lambda^{-1} \Delta \mathbf{Q}_m \quad (5.19)$$

Wektory modalne są liniową kombinacją fizycznych napięć i mocy biernych. W przypadku  $i$ -tego przyrostu modalnego napięcia mamy

$$\Delta U_{mi} = \frac{\Delta Q_{mi}}{\lambda_i} \quad (5.20)$$

Jeżeli jedna z wartości własnych dąży do zera wraz z obciążaniem systemu  $\lambda_i \rightarrow 0$ , to przyrost modalnego napięcia  $\Delta U_{mi}$  jest bardzo wrażliwy na przyrost modalnej mocy biernej  $\Delta Q_{mi}$ , natomiast nie ma to wpływu na inne przyrosty modalnych napięć. Oznacza to, że system elektroenergetyczny jest wrażliwy na pewną liniową kombinację przyrostów węzłowych mocy biernych. Udział poszczególnych przyrostów węzłowych mocy biernych w krytycznej wartości własnej  $\lambda_i$  określa wpływ tej mocy biernej na statyczną stabilność napięciową systemu wielowęzłowego. Niech przykładowo transponowany wektor własny lewostronny wynosi  $\Lambda = [10, 20, 1, 0, 12, 1]$ . Oznacza to, że przyrosty mocy biernej w węzłach 1, 2, 5 mają największy

wpływ na przyrosty modalnego napięcia  $\Delta U_{mi}$  i modalnej mocy biernej  $\Delta Q_{mi}$ . Jeśli wartość własna  $\lambda_i$  jest bliska zeru, to węzły 1, 2, 5 mają największy wpływ na lawinę napięć w systemie.

Analiza modalna jako narzędzie do badania stabilności lokalnej jest niechętnie stosowana przez praktyków z powodu powszechnie panującego przekonania jej złożoności matematycznej. W przykładzie 5.1 pokazano, że większość z tych trudnych zagadnień można wytłumaczyć w dość prosty sposób, a poszczególnym działaniom nadać interpretację fizyczne ułatwiające zrozumienie istoty analizy modalnej. Badając stabilność napięciową SEE za pomocą analizy modalnej, oprócz stwierdzenia stabilności, można także wykonać bardzo cenne badania dotyczące takich zagadnień jak wpływ modów na przebiegi zmiennych fizycznych oraz odwrotnie, wpływ sterowania zmiennymi fizycznymi na zachowanie się poszczególnych modów. Badania takie są bardzo użyteczne z perspektywy środków poprawy stabilności oraz z doboru parametrów regulacyjnych [121, 129, 130].

### Przykład 5.1

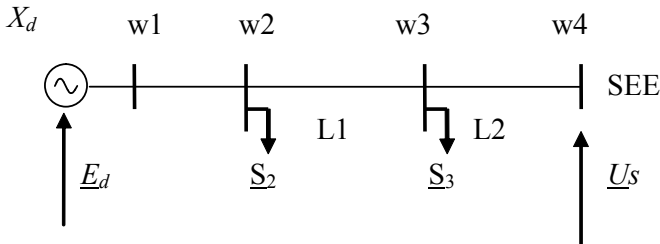
Na rysunku 5.14 pokazano schemat systemu, w którym generator przez linie L1 i L2 łączy się z siecią sztywną. Dane podane są w jednostkach względnych  $S_b = 100$  MVA

Linie L1  $X_{L1} = 0,4$   $X_{L2} = 0,2$

Generator  $P = 1,1$   $U_G = 1,0$   $X_d = 2,0$

Odbiory  $\underline{S}_2 = 1,2 + j 0,6$   $\underline{S}_3 = 1,2 + j 0,6$

System  $\underline{U}_S = 1,1 + j 0$



Rys. 5.14. Schemat systemu el-en 4 węzłowy

System złożony z węzłów 2, 3 i 4 został poddany analizie metodą iteracyjną N-R. Otrzymano wektor napięć

$$\underline{U}_{2,3,4} = \begin{vmatrix} 1,00 \exp(-j16,6^\circ) \\ 0,96 \exp(-j14,2^\circ) \\ 1,10 \exp(j0^\circ) \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1,00 \exp(-j0.2897) \\ 0,96 \exp(-j0.2478) \\ 1,10 \exp(j0^\circ) \end{vmatrix}$$

Następnie policzono sem generatora jako

$$\underline{E}_d = \underline{U}_2 + \frac{P_{2d} - jQ_{2d}}{\underline{U}_2^*} = 1,0 \exp(-j0,29) + \frac{1,2 - j0,6}{1,0 \exp(+j0,29)} = 2,21 \exp(-j0,61)$$

Moc zespolona w węzłach równa się

$$\begin{aligned} \underline{S} &= \underline{P} + j\underline{Q} = \text{diag}(\underline{U}) * \text{conj}(\underline{Y} * \underline{U}) \\ &= \text{diag} \begin{vmatrix} 1,81 - j1,27 \\ 0,96 - j0,29 \\ 0,93 - j0,24 \\ 1,10 + j0,00 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} -0,49 - j0,43 \\ 0,37 + j0,36 \\ -1,05 + j0,91 \\ 1,18 - j0,84 \end{vmatrix}^T = \begin{vmatrix} -0,35 + 1,40j \\ 0,25 - 0,45j \\ -1,20 - 0,60j \\ 1,30 + 0,93j \end{vmatrix} \end{aligned}$$

Pochodne cząstkowe, występujące w macierzy Jakobiego wyznaczane są jako pochodne odpowiednich wektorów

$$\frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{\delta}} + j \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{\delta}} = \frac{\partial \underline{S}}{\partial \underline{\delta}} = \underline{J}_1 + j\underline{J}_3 \quad \text{oraz} \quad \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{U}} + j \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{U}} = \frac{\partial \underline{S}}{\partial \underline{U}} = \underline{J}_2 + j\underline{J}_4$$

uwzględniając, że

$$\text{diag}(\underline{U}./\text{abs}(\underline{U})) = \underline{Y}_{\text{wez}}^* = \underline{Y}_{\text{wez}} * \text{diag}(\underline{U}./\text{abs}(\underline{U}))$$

oraz

$$\underline{j} * \text{diag}(\underline{U}) = \underline{Y}_{\text{wez}}^* = \underline{Y}_{\text{wez}} * \underline{j} * \text{diag}(\underline{U})$$

otrzymujemy

$$\begin{aligned} \frac{\partial \underline{S}}{\partial \underline{\delta}} &= \text{diag}(\underline{U}) \cdot \text{conj}(\underline{Y}_{\text{wez}} \cdot \underline{j} \cdot \text{diag}(\underline{U})) + \text{conj}(\text{diag}(\underline{I}_{\text{wez}})) \cdot \underline{j} \cdot \text{diag}(\underline{U}) \\ &= \underline{j} \cdot \text{diag}(\underline{U}) \cdot \text{conj}(\text{diag}(\underline{I}_{\text{wez}}) - \underline{Y}_{\text{wez}} \cdot \text{diag}(\underline{U})) \end{aligned}$$

Podobnie można obliczyć pochodną po napięciu  $\frac{\partial \underline{S}}{\partial \underline{U}}$

Na podstawie podanych jacobian równanie przedstawić można następująco:

$$\underline{J} = \begin{vmatrix} \text{real} \frac{\partial \underline{S}}{\partial \underline{\delta}} & \text{real} \frac{\partial \underline{S}}{\partial \underline{U}} \\ \text{imag} \frac{\partial \underline{S}}{\partial \underline{\delta}} & \text{imag} \frac{\partial \underline{S}}{\partial \underline{U}} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{J}_1 & \underline{J}_2 \\ \underline{J}_3 & \underline{J}_4 \end{vmatrix}$$

Podstawiając odpowiednie wartości, otrzymujemy

$$\mathbf{J}_1 = \begin{vmatrix} 1,05 & -1,05 & 0,00 \\ -1,05 & 3,45 & -2,40 \\ 0,00 & -2,40 & 7,52 \end{vmatrix} \quad \mathbf{J}_2 = \begin{vmatrix} -0,35 & 0,00 \\ 0,25 & -0,11 \\ 0,10 & -1,25 \end{vmatrix}$$

$$\mathbf{J}_3 = \begin{vmatrix} -0,35 & 0,25 & 0,10 \\ 0,00 & -0,10 & -1,20 \end{vmatrix} \quad \mathbf{J}_4 = \begin{vmatrix} 2,55 & -2,50 \\ -2,40 & 6,58 \end{vmatrix}$$

Znane wartości podmacierzy  $\mathbf{J}$  umożliwiają wyznaczenie macierzy zredukowanej

$$\mathbf{J}_R = \mathbf{J}_4 - \mathbf{J}_3 \mathbf{J}_1^{-1} \mathbf{J}_2 = \begin{vmatrix} 2,43 & -2,50 \\ -2,40 & 6,23 \end{vmatrix}$$

a stąd wartości własne oraz macierze prawo- i lewostronne są następujące:

$$\mathbf{J}_R = \mathbf{M} \Lambda \mathbf{N} = \begin{vmatrix} -0,90 & 0,45 \\ -0,43 & -0,89 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 1,23 & 0 \\ 0 & 7,43 \end{vmatrix} \begin{vmatrix} -0,90 & -0,45 \\ 0,43 & -0,90 \end{vmatrix}$$

Z wartości własnych (obie są dodatnie) można wywnioskować, że węzły odbiorcze są stabilne napięciowo, czyli że system jest stabilny napięciowo. Przeprowadzone rozważanie umożliwia badanie wartości własnych po zakończeniu procesu iteracyjnego. Oznacza to, że po otrzymaniu rozwiązania można przeprowadzić operacje na odpowiednich macierzach, w celu otrzymania wartości własnych. Ich wartości – wszystkie powinny być dodatnie – świadczą o stabilności napięciowej.

## 5.7. Analiza singularna macierzy Jacobiego

W porównaniu do przedstawionych metod badanie stabilności napięciowej przejściowej i statycznej, opierając się na wartościach singularnych macierzy stanów, znajduje obecnie umiarkowane zainteresowanie w literaturze. Autorzy artykułu [8] zaproponowali nową miarę stabilności lokalnej, polegającą na wyznaczaniu najmniejszej wartości singularnej macierzy Jacobiego. Współcześnie publikujący autorzy [45, 77] stosują tę metodę, używając jedynie odmiennych programów obliczeniowych.

Ogólnie ujmując, metoda dekompozycji SVD (ang. *Singular Value Decomposition*) polega na rozkładzie układu względem wartości szczególnych [77]. W przypadku stabilności napięciowej analiza singularna polega na dekompozycji macierzy Jacobiego równań węzłowych. W wyniku dekompozycji odwróconej macierzy Jacobiego równań węzłowych otrzymać można zależność



$$\mathbf{J}^{-1} = \mathbf{K}\mathbf{S}^{-1}\mathbf{L}^T = \sum_{i=1}^n \frac{\mathbf{k}_i \mathbf{l}_i^T}{s_i} \quad (5.21)$$

gdzie:

$\mathbf{K} = [\mathbf{k}_1, \dots, \mathbf{k}_i, \dots, \mathbf{k}_n]$  – macierz ortogonalna wektorów prawostronnych wartości singularnych,

$\mathbf{L} = [\mathbf{l}_1, \dots, \mathbf{l}_i, \dots, \mathbf{l}_n]$  – macierz ortogonalna wektorów lewostronnych wartości singularnych,

$\mathbf{S}$  – macierz diagonalna wartości singularnych.

Elementy diagonalne macierzy  $\mathbf{S}$  są wartościami rzeczywistymi dodatnimi oraz uporządkowane są według malejących wartości. Każda wartość singularna  $s_i$  jest równa pierwiastkowi kwadratowemu z wartości własnej macierzy  $\mathbf{J}^T \mathbf{J}$ , czyli

$$\Lambda(\mathbf{J}^T \mathbf{J}) = \mathbf{S}^2(\mathbf{J}) \quad (5.22)$$

Zależność odchyłek napięcia w zależności od odchyłek mocy (zgodnie z 5.9) mogą być zapisane w postaci ogólnego równania liniowego

$$\mathbf{J}\mathbf{x} = \mathbf{b} \quad (5.23)$$

gdzie:

$\mathbf{x}$  – wektor odchyłek napięciowych,

$\mathbf{b}$  – wektor odchyłek mocy.

Odchyłki napięciowe wynoszą zatem

$$\mathbf{x} = \mathbf{J}^{-1}\mathbf{b} = \mathbf{K}\mathbf{S}^{-1}\mathbf{L}^T\mathbf{b} = \sum_{i=1}^n \frac{\mathbf{k}_i \mathbf{l}_i^T}{s_i} \mathbf{b} \quad (5.24)$$

Z zależności (5.24) wynika, że bardzo mała wartość singularna  $s_i$  powoduje bardzo duży przyrost odchyłek napięciowych. Oznacza to, że najmniejszą względną wartość singularną macierzy Jakobiego można uznać za miarę zapasu stabilności napięciowej analizowanej sieci elektroenergetycznej.

Zakładając, że

- w sieci przesyłowej przejście od stanu zerowych mocy węzłowych do stanu obciążenia pełną mocą bierną następuje przez kolejny przyrost mocy biernej w każdym węzle tej sieci,
- nieliniowy opis sieci przesyłowej zastępuje się opisem liniowym, w którym zmiany względnej wartości singularnej liniowo zależą od zmian węzłowych mocy biernej,

można zapisać zależność

$$\Delta s_i = 1 - s_i \quad (5.25)$$

Wzór (5.25) oznacza, że każdemu indywidualnemu przyrostowi węzłowej mocy biernej odpowiada zmiana minimalnej wartości singularnej macierzy Jakobiego rów-

nań węzłowych. Następnie dzieląc przyrost najmniejszej wartości singularnej przez przyrost mocy biernej węzłowej, ale dla różnych jej stanów – od stanu zerowych mocy węzłowych w sieci przesyłowej do mocy  $Q_i$  – można wyznaczyć współczynnik  $c_i$  wrażliwości najmniejszej względnej wartości singularnej na zmianę wartości mocy biernej w węzle

$$c_i = \frac{\Delta s_i}{\Delta Q_i} \quad (5.26)$$

gdzie  $\Delta Q$  – oznacza przyrost mocy biernej w  $i$ -tym węzle,  $\Delta Q_i = 0 - Q_i = -Q_i$ .

Posługując się modelem liniowym można zastosować zasadę superpozycji. Po obciążeniu wszystkich węzłów sieci przesyłowej można ją scharakteryzować przez sumaryczną zmianę względnej wartości singularnej

$$\Delta s = \sum \Delta s_i = [c_1 \dots c_n] \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \quad (5.27)$$

gdzie

$$\mathbf{c} = \begin{bmatrix} c_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ c_n \end{bmatrix} \quad - \text{ wektor współczynników wrażliwości względnej minimalnej wartości singularnej,}$$

$$\Delta \mathbf{Q} = \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \quad - \text{ wektor przyrostów węzłowych mocy biernych.}$$

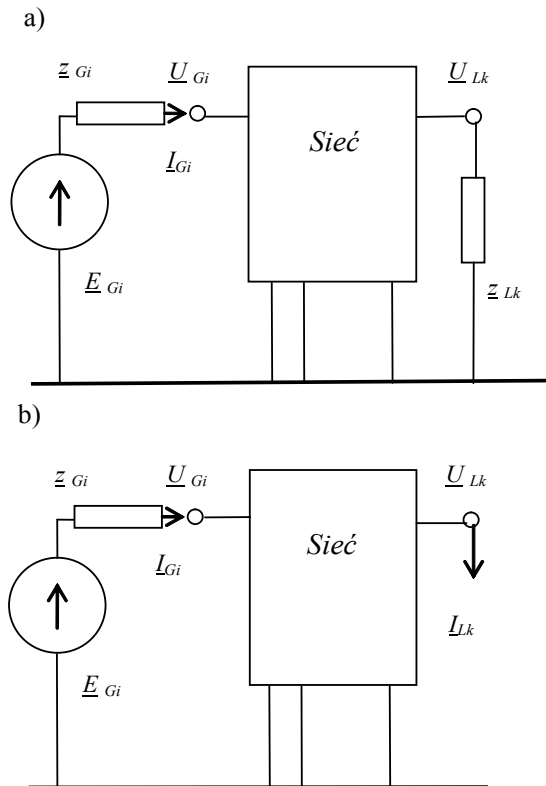
Ostatecznie pomiędzy przyrostem względnej wartości singularnej a przyrostami mocy biernych węzłowych istnieje przybliżona liniowa zależność

$$\Delta s = \mathbf{c}^T \Delta \mathbf{Q} \quad (5.28)$$

## 5.8. Wyszukiwanie słabych węzłów w sieci

W sieci przesyłowej wyróżnić można węzły generatorowe ( $G$ ), węzły odbiorcze ( $L$ ) oraz łączące je gałęzie (rys. 5.15). Gałęziami są linie i transformatory modelowane w postaci czwórników typu  $\Pi$ . Oznacza to, że węzłem odniesienia sieci o  $n$  węzłach może być ziemia o potencjale zerowym. W każdej chwili taka sieć elektroenergetyczna jest w pełni opisana wektorem zespolonych napięć węzłowych

$$\underline{U}^T = [\underline{U}_{G1} \cdot \underline{U}_{Lk} \cdot \underline{U}_{Ln}] \quad (5.29)$$



Rys. 5.15. Model impedancyjny sieci elektroenergetycznej

Według stanów ustalonych węzeł generatorowy może być zamodelowany jako źródło napięcia o impedancji synchronicznej  $z_{Gi}$  i sile elektromotorycznej  $E_{Gi}$ . Ze względu na pomijalnie małą rezystancję przyjmuje się zwykle, że impedancja generatora jest równa reaktancji synchronicznej  $z_{Gi} = jX_{si}$ . Między napięciem na zaciskach generatora i jego sem istnieje następująca zależność:

$$\underline{U}_{Gi} = \underline{E}_{Gi} - \underline{z}_{Gi} \underline{I}_{Gi} \quad (5.30)$$

gdzie  $\underline{I}_{Gi}$  oznacza prąd generatora dopływający do węzła generatorowego. W jednostkach względnych prąd generatora może być wyliczony na podstawie mocy zespolonej generatora  $\underline{S}_{Gi}$  oraz napięcia zespolonego węzła generatorowego  $\underline{U}_{Gi}$

$$\underline{I}_{Gi} = \frac{\underline{S}_{Gi}^*}{\underline{U}_{Gi}^*} \quad (5.31)$$

Symbol \* we wzorze (5.31) oznacza sprzężenie liczby zespolonej.

Z perspektywy stanów ustalonych można przyjąć, że sem generatora oraz impedancja synchroniczna generatora są stałe podczas małych zmian warunków pracy sieci elektroenergetycznej

$$E_{Gi} = \text{const} \text{ oraz } z_{Gi} = \text{const} \quad (5.32)$$

Założenie to umożliwia wyznaczenie impedancji synchronicznej generatora przez pomiary napięć i prądów w dwóch różnych ustalonych stanach

$$\underline{U}_{Gi(1)} = \underline{E}_{Gi} - \underline{z}_{Gi} \underline{I}_{Gi(1)} \quad (5.33)$$

$$\underline{U}_{Gi(2)} = \underline{E}_{Gi} - \underline{z}_{Gi} \underline{I}_{Gi(2)} \quad (5.34)$$

Odejmując zespolone napięcie  $\underline{U}_{Gi(1)}$  na zaciskach generatora w stanie 1 od zespolonego napięcia  $\underline{U}_{Gi(2)}$  w stanie 2 otrzymujemy

$$\underline{U}_{Gi(2)} - \underline{U}_{Gi(1)} = -\underline{z}_{Gi} \underline{I}_{Gi(2)} + \underline{z}_{Gi} \underline{I}_{Gi(1)} \quad (5.35)$$

a następnie

$$\underline{z}_{Gi} = -\frac{\underline{U}_{Gi(2)} - \underline{U}_{Gi(1)}}{\underline{I}_{Gi(2)} - \underline{I}_{Gi(1)}} \quad (5.36)$$

W obliczeniach elektrotechnicznych, obok impedancji synchronicznej, używa się także admitancji synchronicznej

$$\underline{y}_{Gi} = 1/\underline{z}_{Gi} \quad (5.37)$$

Moc zespolona odbierana w węźle  $\underline{S}_{Lk}$  może być przedstawiona jako prąd węzłowy  $\underline{I}_{Lk}$  (rys. 5.15a)

$$\underline{I}_{Lk} = \frac{\underline{S}_{Lk}^*}{\underline{U}_{Lk}^*} \quad (5.38)$$

lub jako impedancja poprzeczna  $z_{Lk}$  włączona między węzeł i ziemię (rys. 5.15b)

$$\underline{z}_{Lk} = \frac{U_{Lk}^2}{\underline{S}_{Lk}^*} \quad (5.39)$$

W ogólnym przypadku w węźle odbiorczym sieci elektroenergetycznej występuje zarówno moc dopływająca, jak i odpływająca od węzła. Należy zwrócić uwagę, że impedancja poprzeczna  $\underline{z}_{Lk}$  jest poprzedzona znakiem plus, jeżeli wypadkowa moc wypływa z węzła. Dopływającej mocy do węzła odpowiada impedancja poprzeczna poprzedzona znakiem minus.

### Impedancja węzła odbiorczego

Niech moce odbierane zostaną zastąpione impedancjami poprzecznymi (rys. 5.14a), wówczas z praw Kirchhoffa i Ohma wynika, że całą sieć elektroenergetyczną można opisać następującym admitancyjnym układem równań węzłowych:

$$\begin{bmatrix} \underline{\mathbf{E}}_G \text{diag}(\underline{\mathbf{y}}_G) \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \underline{\mathbf{Y}}_n \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{U}}_G \\ \underline{\mathbf{U}}_L \end{bmatrix} \quad (5.40)$$

gdzie:

$\underline{\mathbf{Y}}_n$  – macierz admitancyjna węzłowa z ziemią jako węzłem odniesienia,

$\underline{\mathbf{E}}_G$  – wektor sem generatorów,

$\underline{\mathbf{y}}_G$  – wektor admitancji synchronicznych generatorów,

$\underline{\mathbf{U}}_G$  – wektor napięć w węzłach generatorowych,

$\underline{\mathbf{U}}_L$  – wektor napięć w węzłach odbiorczych,

$\mathbf{0}$  – wektor zerowych prądów węzłowych w węzłach odbiorczych.

Następnie rozważmy taki model sieci, w którym odbiór w węźle  $k$  został zamodelowany jako prąd węzłowy  $I_{Lk}$ , a wszystkie pozostałe zostały zamodelowane jako impedancje poprzeczne. W takim przypadku równanie macierzowe (5.40) przyjmuje następującą postać

$$\begin{bmatrix} \underline{\mathbf{E}}_G \text{diag}(\underline{\mathbf{y}}_G) \\ \underline{I}_{Lk} \\ \mathbf{0}_p \end{bmatrix} = \underline{\mathbf{Y}}_{nk} \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{U}}_G \\ \underline{U}_{Lk} \\ \underline{\mathbf{U}}_{Lp} \end{bmatrix} \quad (5.41)$$

gdzie:

$\underline{\mathbf{Y}}_{nk}$  – macierz admitancyjna węzłowa odpowiadająca zamodelowaniu odbioru w węźle  $k$  w postaci prądu węzłowego  $\underline{I}_{Lk}$ ,

$\underline{U}_{Lk}$  – napięcie zespolone w węźle odbiorczym  $k$ ,

$\underline{\mathbf{U}}_{Lp}$  – wektor napięć węzłowych z pominięciem węzła  $k$ ,

$\mathbf{0}_p$  – wektor zerowych prądów węzłowych z pominięciem węzła  $k$ .

Po odwróceniu macierzy admitancyjnej węzłowej otrzymujemy macierz impedancyjną węzłową

$$\underline{\mathbf{Z}}_{nk} = \underline{\mathbf{Y}}_{nk}^{-1} \quad (5.42)$$

Przy odwracaniu macierzy admitancyjnej węzłowej korzysta się z techniki macierzy rzadkich, gdyż macierz ta jest słabo zapelniona, przeciętnie liczba niezerowych elementów wynosi około  $10n$ , dla wymiarów  $n^2$ . Impedancyjna postać równań węzłowych jest następująca:

$$\begin{bmatrix} \underline{\mathbf{U}}_G \\ \underline{U}_{Lk} \\ \underline{\mathbf{U}}_{Lp} \end{bmatrix} = \underline{\mathbf{Z}}_{nk} \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{E}}_G \text{diag}(\underline{\mathbf{y}}_G) \\ \underline{I}_{Lk} \\ \mathbf{0}_p \end{bmatrix} \quad (5.43)$$

Na podstawie równania macierzowego (5.43) dla dowolnego węzła odbiorczego  $k$  mamy

$$\underline{U}_{Lk} = \underline{Z}_{k1} \underline{E}_{G1} \underline{y}_{G1} + \dots + \underline{Z}_{kk} \underline{I}_{Lk} + \dots + \underline{Z}_{kn} \mathbf{0}_{Ln} \quad (5.44)$$

Następnie rozpatrzmy dwa kolejne stany, w których jedynie w węźle  $k$  następuje zmiana prądu węzłowego, czyli

$$\underline{U}_{Lk(1)} = \underline{Z}_{k1} \underline{E}_{G1} \underline{y}_{G1} + \dots + \underline{Z}_{kk} \underline{I}_{Lk(1)} + \dots + \underline{Z}_{kn} \mathbf{0}_{Ln} \quad (5.45)$$

$$\underline{U}_{Lk(2)} = \underline{Z}_{k1} \underline{E}_{G1} \underline{y}_{G1} + \dots + \underline{Z}_{kk} \underline{I}_{Lk(2)} + \dots + \underline{Z}_{kn} \mathbf{0}_{Ln} \quad (5.46)$$

Odejmując zespolone napięcie  $\underline{U}_{Lk(1)}$  na zaciskach generatora w stanie 1 od zespolonego napięcia  $\underline{U}_{Lk(2)}$  w stanie 2, otrzymujemy

$$\underline{U}_{Lk(2)} - \underline{U}_{Lk(1)} = \underline{Z}_{kk} \underline{I}_{Lk(2)} - \underline{Z}_{kk} \underline{I}_{Lk(1)} \quad (5.47)$$

a następnie

$$\underline{Z}_{kk} = \frac{\underline{U}_{Lk(2)} - \underline{U}_{Lk(1)}}{\underline{I}_{Lk(2)} - \underline{I}_{Lk(1)}} \quad (5.48)$$

Ze wzoru (5.48) wynika, że mierząc napięcie węzłowe i prąd węzłowy w węźle odbiorczym  $k$  w dwóch różnych stanach możemy wyznaczyć impedancję własną węzła. Impedancja ta odpowiada takiemu przedziałowi czasowemu, w którym wszystkie sem i impedancje synchroniczne generatorów są stałe oraz stałe są wszystkie odbiory węzłowe z wyjątkiem odbioru w węźle  $k$ . Należy zwrócić uwagę, że korzystając ze wzoru (5.48) i opierając się na wartościach prądów i napięć otrzymanych z symulacji komputerowych, prądy węzłowe odpływające od węzła muszą być poprzedzone znakiem minus.

### Współczynniki tranzytu

Rzeczywiste źródła napięcia w węzłach generatorowych mogą być zastąpione rzeczywistymi źródłami prądowymi. Rzeczywiste źródło napięcia opisane jest następującą zależnością

$$\underline{E}_{Gi} = \underline{U}_{Gi} + \underline{z}_{Gi} \underline{I}_{Gi} \quad (5.49)$$

gdzie:

$\underline{U}_{Gi}$  – napięcie zespolone w węźle generatorowym,

$\underline{I}_{Gi}$  – zespolony prąd oddawany przez generator do sieci.

Dzieląc stronami równanie (5.49) przez  $\underline{y}_{Gi} = 1/\underline{z}_{Gi}$ , otrzymujemy kolejno

$$\underline{y}_{Gi} \underline{E}_{Gi} = \underline{y}_{Gi} \underline{U}_{Gi} + \underline{I}_{Gi} \quad (5.50)$$

$$\underline{I}_{zri} = \underline{y}_{Gi} \underline{U}_{Gi} + \underline{I}_{Gi} \quad (5.51)$$

gdzie  $\underline{I}_{zri} = \underline{y}_{Gi} \underline{U}_{Gi}$  oznacza prąd źródłowy w węźle generatorowym  $i$ .

W ten sposób po wystąpieniu prądu wyłączenie w węźle  $k$  pojawią się prądy w węzłach generatorowych. Prądy węzłowe w pozostałych węzłach odbiorczych będą miały natomiast wartości zerowe, gdyż odbiory zostały zamodelowane jako stałe impedancje włączone między dany węzeł i szynę zerową. Na podstawie równania macierzowego (5.43) dla dowolnego węzła generatorowego  $i$  mamy

$$\underline{U}_{Gi} = \underline{Z}_{i1} \underline{E}_{G1} \underline{y}_{G1} + \dots + \underline{Z}_{ik} \underline{I}_{Lk} + \dots + \underline{Z}_{in} \underline{0}_{Ln} \quad (5.52)$$

Następnie rozpatrzmy dwa kolejne stany, w których jedynie w węźle  $k$  następuje zmiana prądu węzłowego, czyli

$$\underline{U}_{Gi(1)} = \underline{Z}_{i1} \underline{E}_{G1} \underline{y}_{G1} + \dots + \underline{Z}_{ik} \underline{I}_{Lk(1)} + \dots + \underline{Z}_{in} \underline{0}_{Ln} \quad (5.53)$$

$$\underline{U}_{Gi(2)} = \underline{Z}_{i1} \underline{E}_{G1} \underline{y}_{G1} + \dots + \underline{Z}_{ik} \underline{I}_{Lk(2)} + \dots + \underline{Z}_{in} \underline{0}_{Ln} \quad (5.54)$$

Z założenia stałości sem  $\underline{E}_{Gi} = 0$  wynika, że po odjęciu zespolonego napięcia  $\underline{U}_{Gj(1)}$  na zaciskach generatora  $j$  w stanie 1 od zespolonego napięcia  $\underline{U}_{Gj(2)}$  w stanie 2 otrzymujemy

$$\underline{U}_{Gj(2)} - \underline{U}_{Gj(1)} = \underline{Z}_{ik} (\underline{I}_{Lk(2)} - \underline{I}_{Lk(1)}) \quad (5.55)$$

W celu wyznaczenia udziału prądowego generatora  $i$  w zmianie prądu w węźle  $k$  porównajmy prąd oddawany przez ten generator w stanie 1 oraz 2

$$\underline{I}_{zri} = \underline{y}_{Gi} \underline{U}_{Gi(1)} + \underline{I}_{Gi(1)} \quad (5.56)$$

$$\underline{I}_{zri} = \underline{y}_{Gi} \underline{U}_{Gi(2)} + \underline{I}_{Gi(2)} \quad (5.57)$$

Ze względu na stałość sem  $\underline{E}_{Gi}$  prąd źródłowy ma tę samą wartość w obu stanach, czyli

$$\underline{y}_{Gi} (\underline{U}_{Gi(2)} - \underline{U}_{Gi(1)}) = -(\underline{I}_{Gi(2)} - \underline{I}_{Gi(1)}) \quad (5.58)$$

Podstawiając zależność (5.55) do równania (5.58), otrzymujemy

$$\underline{y}_{Gi} \underline{Z}_{ik} (\underline{I}_{Lk(2)} - \underline{I}_{Lk(1)}) = -(\underline{I}_{Gi(2)} - \underline{I}_{Gi(1)}) \quad (5.59)$$

Z zależności (5.59) wynika, że udział generatora  $i$  w zmianie prądu odbioru  $k$ , przy niezmiennych mocach pozostałych odbiorów węzłowych wynosi

$$\underline{c}_{Gik} = a_{ik} + jb_{ik} = -\frac{\underline{I}_{Gi(2)} - \underline{I}_{Gi(1)}}{\underline{I}_{Lk(2)} - \underline{I}_{Lk(1)}} = \underline{y}_{Gi} \underline{Z}_{ik} \quad (5.60)$$

Współczynnik udziału  $\underline{c}_{Gik}$  może być traktowany jako współczynnik tranzytu mocy ze źródła  $i$  do odbioru  $k$  pod warunkiem, że napięcia w sieci są bliskie napięciu znamionowemu

$$U_{GiN} = U_{LkN} = 1 \quad (5.61)$$

$$\underline{c}_{Gik} = -\frac{\underline{U}_{GiN}(\underline{I}_{Gi(2)} - \underline{I}_{Gi(1)})}{\underline{U}_{GkN}(\underline{I}_{Lk(2)} - \underline{I}_{Lk(1)})} = -\frac{\underline{S}_{Gi(2)}^* - \underline{S}_{Gi(1)}^*}{\underline{S}_{Gk(2)}^* - \underline{S}_{Gk(1)}^*} \quad (5.62)$$

Załóżmy, że w węźle odbiorczym  $k$  obciążenie w stanie 1 było zerowe, a w stanie 2 pojawiła się tylko moc czynna  $P_{Lk}$ . Wtedy

$$P_{Gi} - jQ_{Gi} = -(a_{ik} + jb_{ik})P_{Lk} \quad (5.63)$$

czyli

$$P_{Gi} = -a_{ik} P_{Lk} \quad (5.64)$$

$$Q_{Gi} = -b_{ik} P_{Lk} \quad (5.65)$$

Znak minus we wzorze (5.64) oznacza, że moc czynna generowana ma przeciwny znak do mocy czynnej odbieranej, a we wzorze (5.65), że moc odbierana ma charakter indukcyjny, a generowana – pojemnościowy.

### Wyszukiwanie najslabszych węzłów i gałęzi w sieci wielonapięciowej

Według twierdzenia Thevenina system elektroenergetyczny, zasilający dany węzeł odbiorczy  $k$ , można zastąpić sem  $\underline{E}_{Tk}$  oraz impedancją  $\underline{Z}_{kk}$ . Impedancja węzłowa  $\underline{Z}_{kk}$  pochodzi z odwracania macierzy admitancyjnej węzłowej  $\underline{Y}_n$ .

Ponieważ z rozplywu mocy znane jest napięcie węzłowe  $\underline{U}_{Lk}$  i prąd węzłowy  $\underline{I}_{Lk}$ , sem  $\underline{E}_{Tk}$  może być wyliczona z następującego wzoru:

$$\underline{E}_{Tk} = \underline{U}_{Lk} + \underline{Z}_{kk} \underline{I}_{Lk} \quad (5.66)$$

W celu ułatwienia dalszych rozważań wprowadzone zostaną węzłowe jednostki względne

$$Z_b = \sqrt{R_{kk}^2 + X_{kk}^2}, \quad U_b = E_{Tk}, \quad S = \frac{E_{Tk}^2}{Z_b} \quad (5.67)$$

Wartości impedancji węzłowej przetransformowane do węzłowego układu jednostek względnych wynoszą



$$r = \frac{R_{kk}}{Z_b}, \quad x = \frac{X_{kk}}{Z_b} \quad (5.68)$$

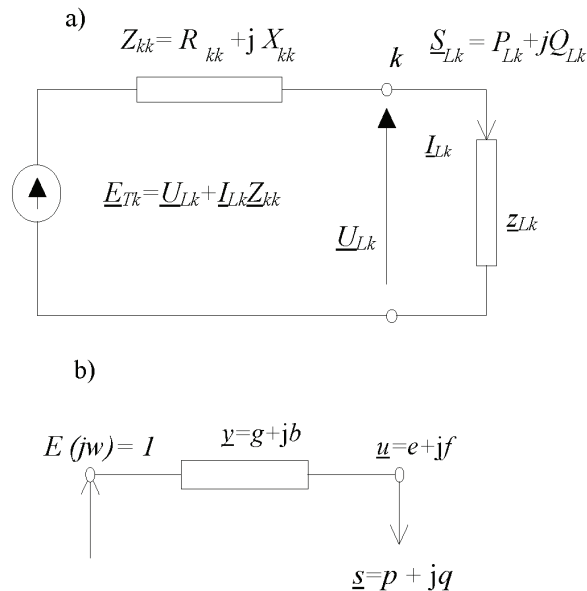
Zauważmy, że  $z^2 = r^2 + x^2 = 1$ , co oznacza, że między częściami rzeczywistymi i urojonymi admitancji i impedancji węzłowej zachodzą następujące zależności

$$g = r/z^2 = r \text{ oraz } b = -x/z^2 = -x \quad (5.69)$$

$$y^2 = g^2 + b^2 = r^2 + x^2 = z^2 = 1 \quad (5.70)$$

Na rysunku 5.16 przedstawiono obwód zastępczy zasilania węzła  $k$  w postaci wygodnej do analizy rozptyłu mocy w układzie węzłowych jednostek względnych

$$p = \frac{P_{Lk}}{S_b}, \quad q = \frac{Q_{Lk}}{S_b}, \quad \underline{u} = \frac{U_{Lk}}{U_b} = e + jf \quad (5.71)$$



Rys. 5.16. Obwód zastępczy zasilania węzła odbiorczego  $k$  z systemu elektroenergetycznego

### Osobliwe rozwiązania równań węzłowych i krzywa $P-Q$

Równania węzłowe w prostokątnym układzie współrzędnych napięcia węzłowego mają następującą postać:

$$p = g(e^2 + f^2) - ge - bf \quad (5.72)$$

$$q = -b(e^2 + f^2) + be - gf \quad (5.73)$$

Równania węzłowe są kwadratowe i mają dwa lub jedno rozwiązanie rzeczywiste. Istnienie rozwiązań jest związane z wartością wyznacznika macierzy Jacobiego. Kiedy wyznacznik przyjmuje wartość zero, wtedy dwa rozwiązania zbiegają się w jedno podwójne rozwiązanie. Macierz Jacobiego  $\mathbf{J}$  ma postać następującą:

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} 2ge - g & 2gf - b \\ -2be + b & -2bf - g \end{bmatrix} \quad (5.74)$$

Wyznacznik macierzy Jacobiego  $D$  wynosi

$$D = (2ge - g)(-2bf - g) - (2gf - b)(-2be + b) = 1 - 2e \quad (5.75)$$

Punkty, w których wyznacznik macierzy Jacobiego przyjmuje wartość zerową, tworzą krzywą  $P$ - $Q$  rozwiązań granicznych. W celu znalezienia postaci analitycznej krzywej  $P$ - $Q$  należy wyeliminować z równań węzłowych zmienną  $e$  oraz  $f$ . Najpierw zauważmy, że dla  $D = 0$  zmienna  $e$  przyjmuje wartość  $e = 0,5$ . Następnie dokonajmy następujących przekształceń

$$bp = bg(e^2 + f^2) - bge - b^2f \quad (5.76)$$

$$gq = -gb(e^2 + f^2) + gbe - g^2f \quad (5.77)$$

Po dodaniu równania (5.76) do (5.77) mamy

$$bp + gq = -f(g^2 + b^2)f \quad (5.78)$$

$$bp + gq = -f \quad (5.79)$$

Z równania węzłowego mocy czynnej (5.72) otrzymujemy kolejno

$$gp = g^2(e^2 + f^2) - g^2e - gbf \quad (5.80)$$

$$gp - g^2f^2 + gbf = g^2e^2 - g^2e \quad (5.81)$$

$$(e^2 - e)g^2 = gp - g^2f^2 + gbf \quad (5.82)$$

$$e^2 - e = p/g - f^2 + bf/g \quad (5.83)$$

Prawa strona równania (5.83) może być przekształcona następująco:

$$\begin{aligned} p/g - f^2 + bf/g &= -p/g - f^2 - bpb/g - gqb/g \\ &= -f^2 + p(1 - b^2)/g - bq = -f^2 + gp - bq \\ &= -(bp + gq)^2 + gp - bp \end{aligned} \quad (5.84)$$

Lewa strona równania (5.83) po podstawieniu  $e = 0,5$  przyjmuje wartość

$$e^2 - e = (0,5)^2 - 0,5 = -0,25 \quad (5.85)$$

Z porównania zależności (5.84) i (5.85) otrzymujemy analityczną admitancyjną postać krzywej  $P-Q$

$$-(bp + gq)^2 + gp - bq + 0,25 = 0 \quad (5.86)$$

albo postać impedancyjną

$$(-xp + rq)^2 - rp - xq - 0,25 = 0 \quad (5.87)$$

### Zapas mocy biernej w węźle odbiorczym

Geometryczny kształt krzywej  $P-Q$  pokazano na rysunku 5.17. Na podstawie punktów przecięcia krzywej  $P-Q$  z prostą równoległą do osi  $q$  i przechodzącą przez punkt odpowiadający ustalonemu poborowi mocy przez odbiór można wyznaczyć zapas mocy biernej w badanym węźle odbiorczym  $k$ . Zapas mocy biernej odpowiada takiemu najmniejszemu wzrostowi zapotrzebowania na moc bierną z niezmiennym poborem mocy czynnej  $p_0$ , w którym dwa rozwiązania rzeczywiste zbiegają się w jedno podwójne rozwiązanie, czyli  $D = 0$ . Po podstawieniu  $p = p_0$  do równania (5.87) otrzymujemy równanie kwadratowe względem  $q$

$$r^2 q^2 - (2rp_0 + 1)xq + x^2 p_0^2 - rp_0 - 0,25 = 0 \quad (5.88)$$

Równanie (5.88) ma dwa rozwiązania;  $q_1$  dla mocy biernej odbieranej w węźle oraz  $q_2$  dla mocy generowanej w węźle. Zgodnie z przyjętą konwencją oznakowania mocy węzłowych, ujemna moc bierna odpowiada mocy odbieranej, co oznacza, że  $q_{vc} = q_1$ . Oszacowany w ten sposób zapas mocy biernej w węźle może być przeliczony na  $Mvar$ . Należy w tym celu wartość  $q_{vc}$  pomnożyć przez moc bazową  $S_b$

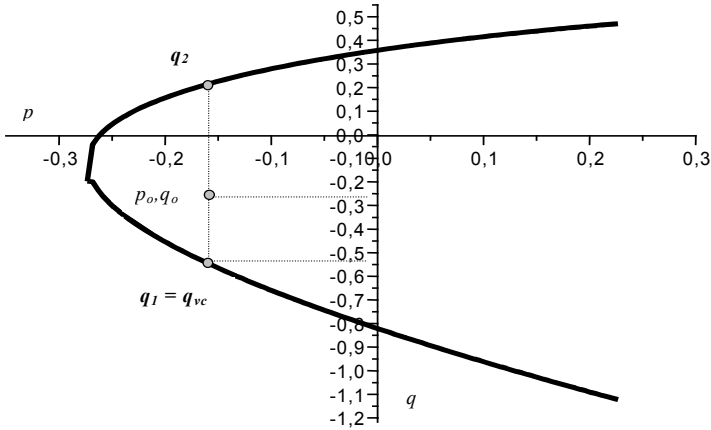
$$Q_{vc} = q_{vc} \frac{E^2}{Z_{kk}} \quad (5.89)$$

Na podstawie wyznaczonego zapasu mocy biernej można wyznaczyć współczynnik zapasu rozumiany jako krotność wzrostu mocy odbioru, aż do wystąpienia lawiny napięcia w tym węźle

$$k_{qvc} = \frac{Q_{vc} - Q_0}{Q_0} \quad (5.90)$$

Należy zwrócić uwagę, że zapas mocy biernej będzie się różnił od zapasu wyznaczonego z wielowariantowego obliczania rozplywu mocy w pełnej sieci przesyłowej, gdyż sieć zasilająca dany węzeł odbiorczy została w proponowanej metodzie zastąpiona impedancją systemu widzianą z węzła oraz sem Thevenina. Określenie wartości błędu oszacowania zapasu mocy biernej, otrzymanego metodą krzywych

$P$ - $Q$ , wymaga zatem przeprowadzenia uzupełniających obliczeń rozplywu mocy w pełnej sieci.



Rys. 5.17. Przykładowa krzywa  $P$ - $Q$  dla węzła odbiorczego

### Krytyczna czynna i bierna moc odbioru

Dokonajmy obrotu osi  $p/q$  o kąt  $\alpha$  wynikający z następujących wartości:

$$\sin\alpha = x \text{ oraz } \cos\alpha = r \quad (5.91)$$

wówczas

$$m = p\cos\alpha + q\sin\alpha = rp + xq \quad (5.92)$$

$$n = -p\sin\alpha + q\cos\alpha = -xp + rq \quad (5.93)$$

czyli

$$\begin{bmatrix} m \\ n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r & x \\ -x & r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \mathbf{K} \begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} \quad (5.94)$$

gdzie

$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} r & x \\ -x & r \end{bmatrix} \quad (5.95)$$

Znając współrzędne punktu  $(n, m)$ , można otrzymać współrzędne punktu  $(p, q)$  za pomocą przekształcenia odwrotnego

$$\mathbf{K}^{-1} = \begin{bmatrix} r & x \\ -x & r \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} r & -x \\ x & r \end{bmatrix} \quad (5.96)$$

czyli

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r & -x \\ x & r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} m \\ n \end{bmatrix} \quad (5.97)$$

Krzywa granicznych rozwiązań w nowym układzie współrzędnych ma postać paraboli

$$m = n^2 - 0.25 \quad (5.98)$$

Punkt pracy  $(n_0, m_0)$  wynika z następującego przekształcenia punktu  $(p_0, q_0)$

$$m_0 = rp_0 + xq_0 \quad (5.99)$$

$$n_0 = -xp_0 + rq_0 \quad (5.100)$$

Krytyczny zapas mocy układu można wyznaczyć jako najmniejszą odległość punktu  $(n_0, m_0)$  od paraboli krytycznych rozwiązań. Odległość ta może być wyznaczona za pomocą prostej przechodzącej przez ten punkt i prostopadłej do paraboli. Równanie prostej prostopadłej ma postać

$$m - m_{cr} = -\frac{1}{m'(n_{cr})}(n - n_{cr}) \quad (5.101)$$

gdzie pochodna paraboli w punkcie  $(n_{cr}, m_{cr})$  wynosi  $m'(n_{cr}) = 2n_{cr}$ .

Równanie prostej przechodzącej przez punkt  $(n_0, m_0)$  oraz punkt  $(n_{cr}, m_{cr})$  ma następującą postać:

$$m - m_{cr} = \frac{m_0 - m_{cr}}{n_0 - n_{cr}}(n - n_{cr}) \quad (5.102)$$

Porównując podane relacje mamy kolejno

$$-2n_{cr}(m_{cr} - m_0) = (n_{cr} - n_0) \quad (5.103)$$

$$-2n_{cr}(n_{cr}^2 - 0,25 - m_0) = n_{cr} - n_0 \quad (5.104)$$

$$-2n_{cr}^3 - 0,5n_{cr} + n_{cr} - 2m_0n_{cr} - n_0 = 0 \quad (5.105)$$

$$n_{cr}^3 + (-m_0 + 0,25)n_{cr} - 0,5n_0 = 0 \quad (5.106)$$

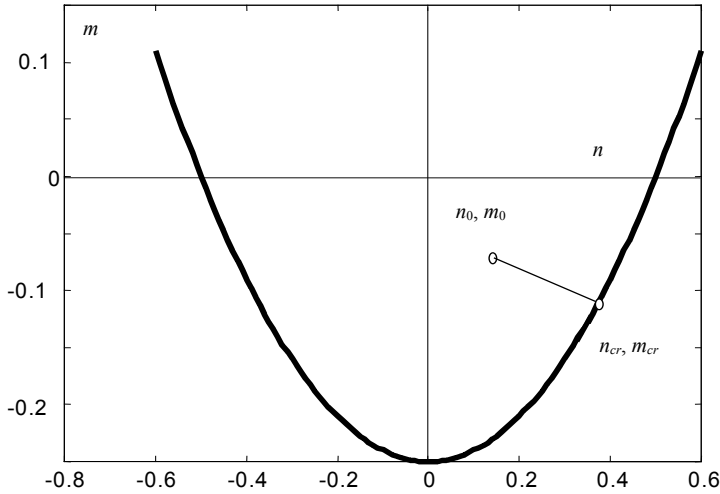
Najprostszą formą zapisu równania (5.106) jest równanie trzeciego stopnia

$$h^3 + ah + b = 0 \quad (5.107)$$

gdzie

$$a = -m_0 + 0,25 \quad (5.108)$$

$$b = -0,5n_0 \quad (5.109)$$



Rys. 5.18. Parabola rozwiązań granicznych

Pierwiastki równania trzeciego stopnia można wyznaczyć, korzystając ze wzorów Cardana

$$h_1 = A + B \quad (5.110)$$

$$h_2 = -0,5(A + B) + j0,5\sqrt{3} (A - B) \quad (5.111)$$

$$h_3 = -0,5(A + B) - j0,5\sqrt{3} (A - B) \quad (5.112)$$

gdzie

$$A = \sqrt[2]{-\frac{b}{2} + \sqrt{C}} \quad (5.113)$$

$$B = \sqrt[3]{-\frac{b}{2} - \sqrt{C}} \quad (5.114)$$

$$C = \left(\frac{a}{3}\right)^3 + \left(\frac{b}{2}\right)^2 \quad (5.115)$$

Interesują nas tylko rozwiązania rzeczywiste. Parametr  $C$  ma wartość

$$C = \frac{1}{27}(-m_0 + 0,25)^3 + \frac{1}{16}(n_0)^2 \quad (5.116)$$

Stąd wynika, że  $n_{cr}$  równa się

$$n_{cr} = n_1 + n_2 \quad (5.117)$$

gdzie

$$n_1 = \sqrt[3]{0,25n_0 + \sqrt{\frac{1}{27}(-n_0 + 0,25)^3 + \frac{1}{16}(n_0)^2}} \quad (5.118)$$

$$n_2 = \sqrt[3]{0,25n_0 + \sqrt{\frac{1}{27}(-m_0 + 0,25)^3 + \frac{1}{16}(n_0)^2}} \quad (5.119)$$

Wyznaczony punkt  $(n_{cr}, m_{cr})$  należy teraz przekształcić do układu  $p, q$

$$\begin{bmatrix} p_{cr} \\ q_{cr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r & -x \\ x & r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} m_{cr} \\ n_{cr} \end{bmatrix} \quad (5.120)$$

Oszacowane w ten sposób krytyczne wartości poboru mocy czynnej i biernej w węzle mogą być przeliczone na jednostki mianowane: MW, Mvar. Należy w tym celu wyliczone wartości pomnożyć przez moc bazową  $S_b$

$$P_{cr} = p_{cr} \frac{E^2}{Z_{kk}} \quad (5.121)$$

$$Q_{cr} = q_{cr} \frac{E^2}{Z_{kk}} \quad (5.122)$$

### Współczynnik stabilności napięciowej węzła odbiorczego

W wyniku analizy obciążalności węzła odbiorczego otrzymuje się dwie moce zespolone:

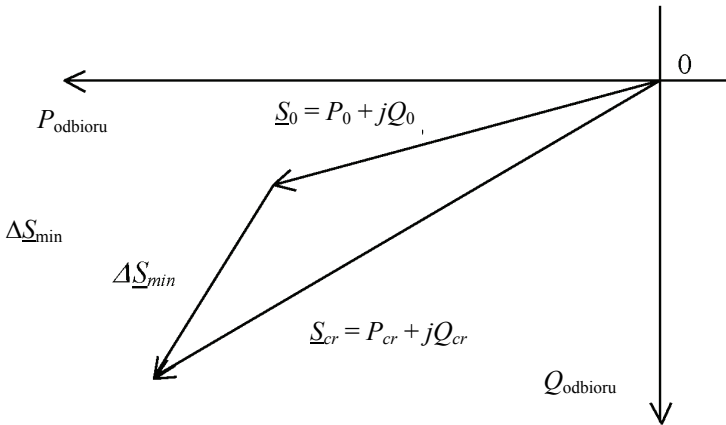
- moc zespoloną odpowiadającą prognozowanemu zapotrzebowaniu  $\underline{S}_0 = P_0 + jQ_0$ ,
- moc zespoloną odpowiadającą najmniejszej odległości punktu pracy węzła od krzywej rozwiązań granicznych  $\underline{S}_{cr} = P_{cr} + jQ_{cr}$ .

Na rysunku 5.19 przedstawiono wykres wektorowy tych mocy zespolonych.

Zapas obciążalności węzła odbiorczego można zatem opisać za pomocą współczynnika zapasu stabilności napięciowej

$$k_{cr} = \frac{\sqrt{(P_{cr} - P_0) + (Q_{cr} - Q_0)^2}}{\sqrt{(P_{cr})^2 + (Q_{cr})^2}} \quad (5.123)$$

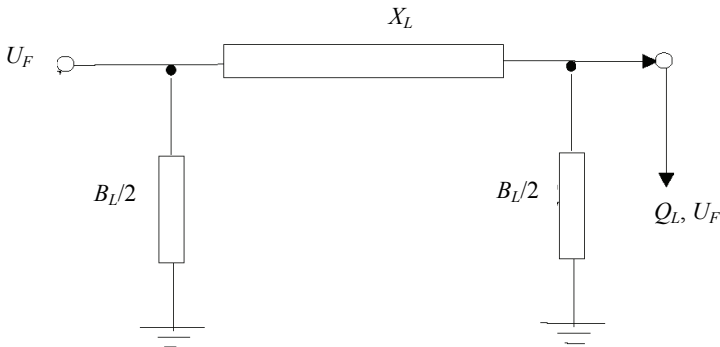
Odniesienie zapasu mocy do mocy krytycznych ułatwia uniknięcie w obliczeniach komputerowych nadmiaru spowodowanego dzieleniem przez zero, w przypadku węzłów przelotowych z zerowym obciążeniem.



Rys. 5.19. Wykres wektorowy mocy w węźle odbiorczym

## 5.9. Wyszukiwanie najsłabszych gałęzi

Rozpatrzmy ustalony stan pracy linii przesyłowej wysokiego napięcia, obciążonej na końcu mocą odbioru  $P_L$ ,  $Q_L$  (rys. 5.20). W przypadku linii przesyłowej wysokiego napięcia reaktancja jest kilkadziesiąt razy większa od rezystancji, dlatego na potrzeby prezentowanej metody wyszukiwania najsłabszych gałęzi rezystancja linii została pominięta.  $R_L = 0$ ,  $X_L = \text{var}$  zatem oraz  $B_L = \text{var}$ .

Rys. 5.20. Schemat linii przesyłowej obciążonej mocą  $P_L + jQ_L$ 

Wartość mocy na końcu linii  $P_L$ ,  $Q_L$  zależy od modułu napięcia  $U_L$  oraz rozchyłu kąтового  $\delta$  w węźle odbiorczym ( $\delta$  to kąt pomiędzy  $\underline{U}_F$  i  $\underline{U}_L$ ). Stąd równania rozpluwowe dla mocy  $P_L$ ,  $Q_L$  są następujące:



$$-P_L = \frac{EU_L}{X_L} \sin \delta \quad (5.124)$$

$$-Q_L = 0,5B_L U_L^2 = -\frac{EU_L}{X_L} \cos \delta + \frac{U_L^2}{X_L} \quad (5.125)$$

Podstawiając

$$e_L = U_L \cos \delta \quad \text{oraz} \quad f_L = U_L \sin \delta \quad (5.126)$$

otrzymujemy

$$P_L = \frac{U_F}{X_L} f_L \quad (5.127)$$

$$Q_L = \frac{U_F}{X_L} e_L - \left( \frac{1}{X_L} - 0,5B_L \right) (e_L^2 + f_L^2) \quad (5.128)$$

Wszystkie rozważania mogą być prowadzone w jednostkach względnych (j.w.). Przyjmując za napięcie bazowe moduł napięcia na początku linii  $U_b = U_F$ , a za impedancję bazową reaktancję linii, możemy wyliczyć moc bazową

$$S_b = \frac{U_F^2}{X_L} \quad (5.129)$$

Dodatkowo można wprowadzić współczynnik ładowania linii

$$c = 1 - \frac{X_L B_L}{2} \quad (5.130)$$

Wartość współczynnika  $c$  zależy od wartości susceptancji poprzecznej gałęzi. W przypadku transformatora mamy  $B_L < 0$  oraz  $c > 1$ . W przypadku linii  $B_L > 0$  oraz  $c < 1$ . Jeżeli gałąź przesyłowa ma zerową susceptancję  $B_L = 0$ , to  $c = 1$ . Dzieląc (5.127) i (5.128) przez moc bazową  $S_b$ , otrzymujemy równania przepływu mocy w jednostkach względnych

$$P = -f \quad (5.131)$$

$$Q = e - c(e^2 + f^2) \quad (5.132)$$

gdzie

$$P = P_L/S_b, \quad Q = Q_L/S_b$$

$$e = e_L/U_F, \quad f = f_L/U_F$$

Dwa bliskie rozwiązania równań przepływu mocy zbiegają się w jednym punkcie, gdy wyznacznik macierzy Jacobiego przyjmuje wartość zerową

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1-2ce & -2cf \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e \\ \Delta f \end{bmatrix} \quad (5.133)$$

Wyznacznik macierzy Jacobiego wynosi

$$D = 1 - 2ce \quad (5.134)$$

dlatego

$$e = \frac{1-D}{2c} \quad (5.135)$$

Dla  $D = 0$  mamy

$$e_{cr} = \frac{1}{2c} \quad (5.136)$$

Podstawiając (5.136) do równania (5.132) otrzymujemy równanie krzywej  $P$ - $Q$  rozwiązań osobliwych

$$Q = \frac{1}{2c} - c \left( \frac{1}{4c^2} + P^2 \right) \quad (5.137)$$

lub

$$Q = -cP^2 + \frac{0,25}{c} \quad (5.138)$$

Jeśli znane są wartości  $(P_0, Q_0)$ , można wyznaczyć wartości krytyczne mocy  $(P_{cr}, Q_{cr})$ . W tym celu korzysta się z równania prostej prostopadłej do krzywej  $P$ - $Q$  (rys. 5.21)

$$Q - Q_{cr} = \frac{1}{Q'(P_{cr})} (P - P_{cr}) \quad (5.139)$$

$$Q'(P_{cr}) = -2cP_{cr} \quad (5.140)$$

$$Q - Q_{cr} = \frac{Q_0 - Q_{cr}}{P_0 - P_{cr}} (P - P_{cr}) \quad (5.141)$$

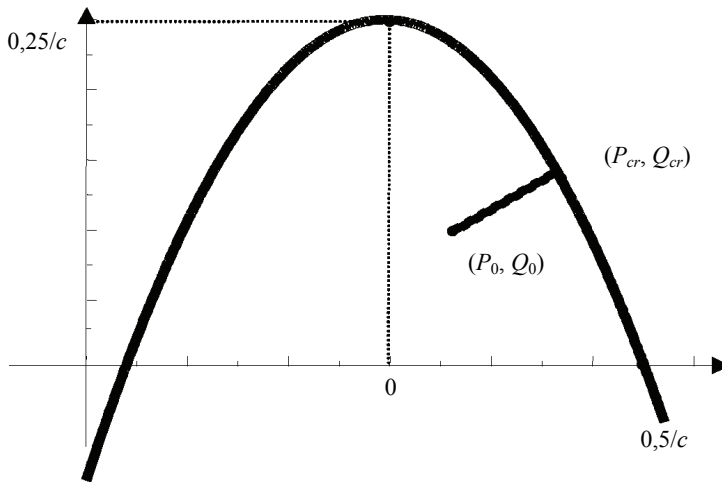
Porównując (5.140) i (5.141), otrzymujemy

$$2cP_{cr}(Q_{cr} - Q_0) = (P_{cr} - P_0) \quad (5.142)$$

$$2cP_{cr} \left( -cP_{cr}^2 + \frac{1}{4c} - Q_0 \right) = P_{cr} - P_0 \quad (5.143)$$

$$2c^2P_{cr}^3 - 0,5P_{cr} + P_{cr} + 2cQ_0P_{cr} - P_0 = 0 \quad (5.144)$$

$$P_{cr}^3 \left( \frac{Q_0}{c} + \frac{1}{4c^2} \right) P_{cr} - \frac{P_0}{2c^2} = 0 \quad (5.145)$$



Rys. 5.21. Krzywa  $P$ - $Q$  z zaznaczoną najkrótszą odległością z punktu pracy  $(P_0, Q_0)$  do krzywej

Równanie (5.145) jest równaniem trzeciego stopnia o rzeczywistych współczynnikach

$$x^3 + ax + b = 0 \quad (5.146)$$

$$a = \frac{Q_0}{c} + \frac{1}{4c^2} \quad (5.147)$$

$$b = -\frac{P_0}{2c^2} \quad (5.148)$$

Korzystając ze wzorów Cardana, obliczamy z równania (5.146) krytyczną wartość mocy czynnej  $P_{cr}$ , a następnie  $Q_{cr}$  z formuły

$$Q_{cr} = -cP_{cr}^2 + \frac{0,25}{c} \quad (5.149)$$

Najmniejsza odległość przesyłanych mocy gałęzią od wartości krytycznych wynosi

$$d_{vc} = \sqrt{(P_{cr} - P_0)^2 + (Q_{cr} - Q_0)^2} \quad (5.150)$$



## 6. Rozległe systemy pomiarowe WAMS

### 6.1. Wprowadzenie

Estymatory stanu, od chwili pierwszych zastosowań w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku w centrach operatorów systemowych, dawały możliwość odwzorowania stanu danego systemu elektroenergetycznego w określonej chwili. Dokładność i poprawność estymacji w decydującym stopniu wpływa na zaufanie operatorów do jej wyników oraz otwiera szerokie pole do zastosowania w mechanizmach funkcjonowania wolnego rynku energii elektrycznej w postępującej deregulacji sektora [83, 167]. Jedną z ważniejszych cech prawidłowo prowadzonego rynku energii jest możliwość zweryfikowania historycznych (zaistniałych wcześniej) stanów systemu. Bez wiedzy dotyczącej przepływów mocy i wartości napięć w systemie w dowolnym minionym czasie niemożliwe jest wyjaśnienie przyczyn zaistniałych awarii [81, 236, 237].

Ważnym czynnikiem wpływającym m.in. na jakość estymacji stanu rozległych sieci elektroenergetycznych stały się synchroniczne pomiary fazorów napięć i prądów, których rozwój przypada na wczesne lata osiemdziesiąte XX w., kiedy to rozpoczęto rozmieszczanie na orbicie okołoziemskiej licznych satelitów GPS [23, 48, 148]. Wtedy powstała znana dziś pod nazwą PMU (ang. *Phasor Measurement Unit*) aparatura pomiarowa służąca do synchronizowanych taktem zegara jednoczesnych pomiarów fazorów napięć w węzłach sieci i prądów w gałęziach do nich przyłączonych [89, 166, 172]. Dokładność synchronizacji jest lepsza od  $1 \mu\text{s}$  (w sieci o częstotliwości znamionowej 50 Hz odpowiada to kątowi poniżej  $0,02^\circ$ ). Wynik takiego pomiaru jest „migawką” stanu systemu (bądź jego fragmentu) w czasie rzeczywistym [8, 51, 62, 71].

Ponieważ fazory (moduły i kąty fazowe) napięć węzłowych wchodzą bezpośrednio do współrzędnych wektora stanu, konieczne stało się uzupełnienie wcześniejszych algorytmów estymacji stanu, które zwykle nie uwzględniały bezpośrednich pomiarów tych wielkości [224, 182, 183]. Jednym z podjętych zadań była modyfikacja estymatorów stanu już zaimplementowanych w centrach operatorskich przez wykorzystanie oprogramowania dodatkowego, tak aby wykorzystywane zostały pomiary fazorów napięć węzłowych. Problem wynika z tego, iż współrzędne wektora stanu w estymatorach niewykorzystujących pomiarów fazorów napięć są obliczane na podstawie mie-

rzonych wielkości, będących nieliniowymi funkcjami współrzędnych wektora stanu. Z kolei wartości pomiarów przesyłane do estymatora z charakteryzującej się dobrą dokładnością aparatury PMU wchodzi bezpośrednio do współrzędnych wektora stanu, co sugerowałoby zastosowanie innego estymatora. Zadanie to zostało zrealizowane, a badania wykazały, że rozwiązanie takie daje identyczne wyniki z estymatorem wymagającym implementacji od podstaw [162, 231].

Rozległe systemy pomiarowe WAMS znajdują powszechne zastosowanie w światowej elektroenergetyce [13, 14, 153, 161, 167, 172, 174, 183, 199, 227, 229]. Pełny przegląd zastosowań został opublikowany w [26], a historia powstania w [175]. Szczegółowe wyniki badań wskazują, że wykorzystanie pomiarów z aparatury PMU umożliwia m. in. poprawę obserwowalności sieci [22, 85, 163, 165], przyczynia się do zwiększenia efektywności eliminacji błędnych danych [84, 116, 157], ma pozytywny udział w określaniu topologii sieci [6, 82, 157, 165, 182, 237] oraz lokalizacji zwarć [20], wspomaga badanie stabilności częstotliwościowej [24, 173, 234], stabilności kątowej [230] oraz wyłączeń elementów sieci [25, 91]. Przede wszystkim jednak wyniki przeprowadzanych badań, opisanych w [89, 162], wskazują na znaczną poprawę dokładności estymacji, co jest pierwszorzędną obecnie zaletą wykorzystania aparatury PMU. Oczywiście zakłada się, że synchronizowane pomiary fazy są dokonywane z dużą dokładnością.

Koszty instalacji oraz liczne braki w infrastrukturze teletransmisyjnej stały się przyczyną poszukiwań algorytmów umożliwiających optymalne rozmieszczenie aparatury PMU tylko w wybranych węzłach sieci [59]. Jedną z metod [168] zakłada niepełną obserwowalność sieci. Jej przedmiotem jest zredukowanie liczby jednostek PMU przez silne rozproszenie nieobserwowalnych grup węzłów w sieci. Obserwowalne węzły sąsiadujące z nieobserwowalnymi obszarami pozwalają na interpolację pozostałych nieznanymi wartościami napięć węzłowych. Liczba węzłów sąsiadujących ze sobą i tworzących nieobserwowalną grupę uzależniona jest od wprowadzonej w ramach metody tzw. „głębokości nieobserwowalności” (jako ogólnej miary fizycznej odległości węzłów obserwowalnych od tych, z których brak jest pomiarów). Autorzy pracy [4, 5] wykazali, że optymalne – zapewniające obserwowalność – rozmieszczenie aparatury PMU wymagane jest tylko dla 20–25% liczby węzłów sieci. Z kolei w pracy [25] przedstawiono wyniki badań wskazujące, iż optymalne rozmieszczenie aparatury PMU tylko w 30% liczby węzłów sieci ułatwia zredukowanie błędów estymacji aż o 90%. Umieszczanie kolejnych jednostek PMU w pozostałych węzłach sieci, aż do 100% liczby węzłów opomiarowanych, przebiega z rosnącą korzyścią dla jakości estymacji stanu.

Funkcjonujące dziś estymatory stanu w większości wciąż opierają się głównie na „tradycyjnych” pomiarach modułów napięć i mocy czynnych oraz biernych [175]. Niestety w dalszym ciągu ich niezawodność jest poniżej oczekiwań (ogólnie ok. 5% przypadków niedających wyników) [162]. Rozwiązanie tego problemu upatruje się w odpowiednim zastosowaniu w systemach aparatury PMU. Wykorzystanie synchro-

nizowanych pomiarów fazorów w rozległych sieciach i zastosowanie ich w szerokim zakresie działań prowadzonych przez operatorów uważane jest na obecnym etapie za „raczkującą” dziedzinę, która dopiero czeka na dalszy rozwój [46, 55, 182]. W publikacji [183] wskazano zakres badań wymagający dalszych prac. Są to m.in. znacznie szersze testy; współlistnienie danych pozyskiwanych synchronicznie i niesynchronicznie oraz analiza korzyści podczas dodawania w sieci kolejnych jednostek PMU.

### **Zastosowanie WAMS do badania stabilności napięciowej SEE**

Dozwolone przejściowo obniżenie napięcia do poziomu  $0,90 U_n$  w węzłach sieci przesyłowej jest dopuszczalne w stanie zagrożenia KSE. Jednak tak znaczne obniżanie się napięcia może prowadzić do stanu awaryjnego i w rezultacie do awarii katastrofalnej. Wymaga to podjęcia działań operatywnych na poziomie OSP oraz działań automatyk prewencyjnych opartych na kryteriach napięciowych. Ostrzeżenie o zagrożeniu stabilności napięciowej i przeciwdziałanie jej powstawaniu powinno odbywać się z poziomu centralnej dyspozycji sterowania operatywnego (KDM). Działania te powinny być realizowane w ramach funkcji specjalnych EMS/SCADA systemów komputerowego wspomaganie sterowania dyspozytorskiego. Funkcje mające na celu ostrzeżenie o zagrożeniu utraty stabilności napięciowej są zaimplementowane w tradycyjnych systemach EMS/SCADA [14, 187]. Aktualnie rysuje się możliwość znacznego udoskonalenia algorytmów analizy niestabilności napięciowej dzięki zastosowaniu [33, 34, 42, 98]:

- rozległych systemów pomiarowych WAMS (ang. *Wide Area Measurement System*), korzystających z pomiarów fazorów z urządzeń PMU,
- rozległych systemów automatyki elektroenergetycznej WAMPACS (ang. *Wide Area Monitoring, Protection and Control System*).

WAMPACS wymaga instalowania urządzeń pomiarowych wyposażonych w elementy wykonawcze w rodzaju wyjść dwustanowych służących do sterowania np. stanem położenia wyłącznika lub zaczepek autotransformatora itp. Inną metodą wykonania systemu WAMPACS jest wykorzystanie w roli PMU urządzeń automatyki elektroenergetycznej wyposażonych w tego rodzaju funkcję [18, 148, 153, 188, 189, 239]. Najczęściej urządzenia takie to rejestratory zakłóceń oraz przekaźniki zabezpieczeniowe synchronizowane GPS (np. zabezpieczenia różnicowe linii z kompensacją asymetrii czasu przesyłania danych, realizowaną za pomocą sygnału GPS) [13].

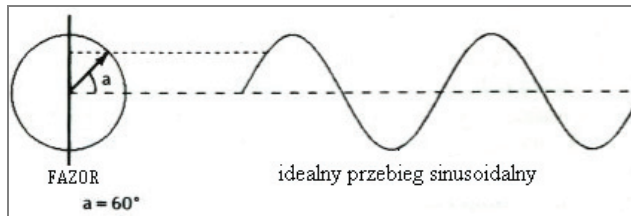
W stanie utraty stabilności napięciowej, oprócz wymienionych, mogą być podjęte również dodatkowe czynności zapobiegające utracie stabilności. Można do nich zaliczyć m.in.:

- sterowanie urządzeń FACTS [112, 146, 152, 154, 199, 238]
- sterowanie połączeń prądu stałego [56, 113],
- wykorzystanie linii transgranicznych [109, 110, 114, 186]

Działania te nie są lub nie mogą (z różnych względów) być stosowane w KSE. Należy jednak rozważyć możliwości ich zastosowania.

## 6.2. Pomiary fazorów w sieci elektroenergetycznej

W elektroenergetyce funkcjonują aktualnie różne media telekomunikacyjne. Wykorzystywane są one do obsługi automatyk regulacyjnych, zabezpieczeniowych, prewencyjnych oraz obsługi systemów KWSD [9]. Jednym z podstawowych zadań tych systemów jest przesyłanie, często na duże odległości, sygnałów pomiarowych. Można więc uznać, że rozległe systemy pomiarowe w elektroenergetyce funkcjonują. Jednak podstawową wadą istniejących w przeszłości i obecnych systemów pomiarowych jest mała dokładność synchronizacji w czasie zbieranych pomiarów. Dla pracy w stanach normalnych ta dokładność jest praktycznie wystarczająca. Jednakże do realizacji zadań automatyki regulacyjnej, prewencyjnej, zabezpieczeniowej, a także realizacji specjalnych funkcji SCADA/EMS wymagana jest duża dokładność synchronizacji pomiarów. Zastosowanie systemów WAMS, bazujących na układach pomiarowych PMU, stwarza zupełnie nowe możliwości realizacji działania wymienionych automatyk i specjalnych funkcji SCADA/EMS. WAMS to system, w którym można nie tylko monitorować stan pracy systemu elektroenergetycznego, ale również realizować rozmaite funkcje automatycznego sterowania oraz zabezpieczeń [1, 21, 38, 44, 145, 153].



Rys. 6.1. Związek fazora z sinusoidą.

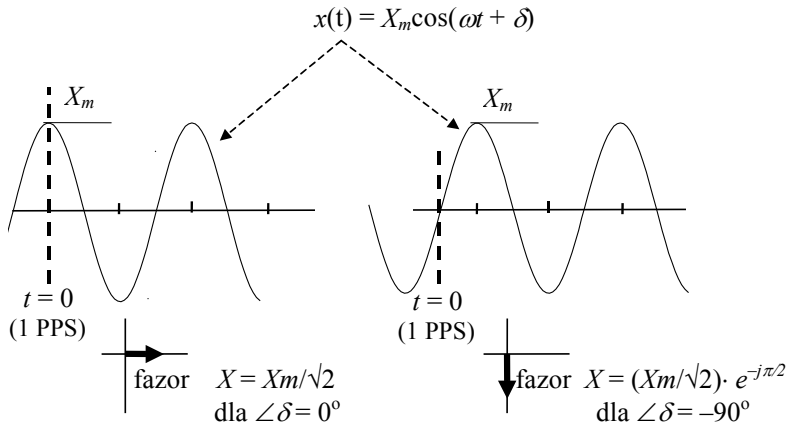
Linia przerywana odzwierciedla wzajemną relację fazora i sinusoidy, gdy kąt fazowy równy jest do  $60^\circ$

W rozległych systemach pomiarowych WAMS synchronizacja czasu w odległych od siebie miejscach w sieci może być wykorzystana do pomiarów fazorów napięcia i prądu. W analizach pracy SEE, np. rozplywy mocy, badania stabilności kątowej, napięciowej, obliczenia zwarciove przyjmuje się, że napięcia i prądy są sinusoidalne. Umożliwia to prowadzenie obliczeń za pomocą liczb zespolonych, które odpowiadają fazorom. Fazor jako wektorowe przedstawienie sygnału sinusoidalnego jest powszechnie stosowany w elektrotechnice. Koncepcja zastosowania fazorów do technik analitycznych stanów pracy systemów elektroenergetycznych sięga 1893 r. i artykułu Charles Proteus Steinmetz, który ukazał się w *Proceedings of the International Electrical Congress*, Chicago. Ostatnio, technika obliczenia fazorów Steinmetza ewoluowała w kierunku obliczania fazorów w czasie rzeczywistym, które dodatkowo są synchronizowane do absolutnego czasu odniesienia. Chociaż fazory zostały jasno



zrozumiane przez ponad 100 lat, szczegółowa definicja wskaźnika zsynchronizowanego została dopiero niedawno skodyfikowana w standardzie IEEE 1344 i IEEE Std C37.118.2-2011 [71]. Wzajemna relacja pomiędzy fazorem a sinusoidą pokazana jest na rysunku 6.1.

W normie IEEE Std C37.118.2-2011 [71] przyjęto pewną konwencję reprezentacji sygnału fazora na płaszczyźnie fazowej. W interpretacji graficznej z rysunku 6.2 faza 0 odpowiada chwili początkowej, w której sygnał sinusoidalny osiąga maksimum.



Rys. 6.2. Konwencja reprezentacji fazora sygnału sinusoidalnego według IEEE Std C37.118.2-2011 [71]

Przez pojęcie fazora rozumie się zatem wektor wirujący na płaszczyźnie we współrzędnych prostokątnych zmiennych zespolonych (rys. 6.3). Na płaszczyźnie zmiennych zespolonych znajduje się wektor  $\underline{U}_m$  wirujący z prędkością  $\omega$ . W każdej chwili jego położenie określa zależność:

$$\underline{u}(t) = U_m e^{j(\omega t + \delta)} \quad (6.1)$$

Zależność (1) można zapisać też w postaci:

$$\underline{u}(t) = U_m e^{j(\omega t + \delta)} = \sqrt{2} U_m / \sqrt{2} e^{j\delta} e^{j\omega t} = \sqrt{2} \underline{U} e^{j\omega t} \quad (6.2)$$

gdzie:

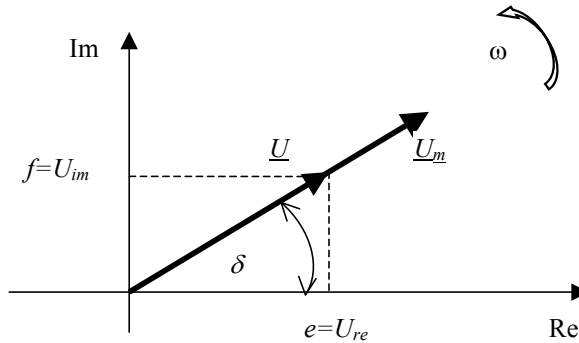
$\underline{U} = U e^{j\delta}$  – fazor,

$U_m$  – amplituda,

$U$  – wartość skuteczna napięcia.

Ma on długość  $U$  odpowiadającą wartości skutecznej przebiegu okresowego  $u(t)$  oraz położenie  $\delta$  zgodne z położeniem wektora wirującego w chwili  $t = 0$ . Współrzędne fazora można wyznaczyć z zależności

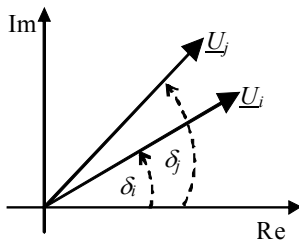
$$\underline{U} = U_{re} + jU_{im} = U(\cos \delta + j \sin \delta) = Ue^{j\delta} \quad (6.3)$$



Rys. 6.3. Definicja fazona napięcia fazowego

Fazor zawiera zatem informacje zarówno o wartości skutecznej, jak i przesunięciu fazowym przebiegu względem układu współrzędnych. Znając składowe fazona, można obliczyć jego długość i przesunięcie fazowe. W praktyce obliczeniowej przyjęły się dwie reprezentacje fazona. Fazor nierekursywny wiruje w „przód” o kąt wynikający z częstotliwości próbkowania i częstotliwości sygnału. Fazor rekursywny przyjmuje tę samą pozycję, jeżeli parametry mierzonego sygnału nie zmieniają się (stała amplituda, częstotliwość) [172].

Jeżeli częstotliwość sygnału  $u(t)$  jest odmienna od częstotliwości układu współrzędnych (zachodzi to podczas kołysań mocy w SEE [151]), składowe fazona ulegają zmianie zgodnie z różnicą obu częstotliwości (rys. 6.4).



Rys. 6.4. Fazy napięć węzłowych sieci elektroenergetycznej w przypadku kołysań mocy

Znany jest fakt, że stan elektryczny sieci zależy od wartości skutecznych napięć oraz różnicy argumentów poszczególnych napięć ( $\delta_i - \delta_j$ ). Oznacza to, że do pomiaru fazonów napięć sieci elektroenergetycznej można przyjąć dowolny, ale koniecznie wspólny układ odniesienia. Dodanie do wszystkich kątów tej samej wartości nie zmienia różnicy ( $\delta_i - \delta_j$ ). Ten fakt daje możliwość wyboru dowolnego, ale wspólnego układu współrzędnych (odniesienia) i ma zasadnicze znaczenie dla metody pomiarów fazonów w sieci elektroenergetycznej za pomocą WAMS.

### 6.3. Synchronizacja czasu

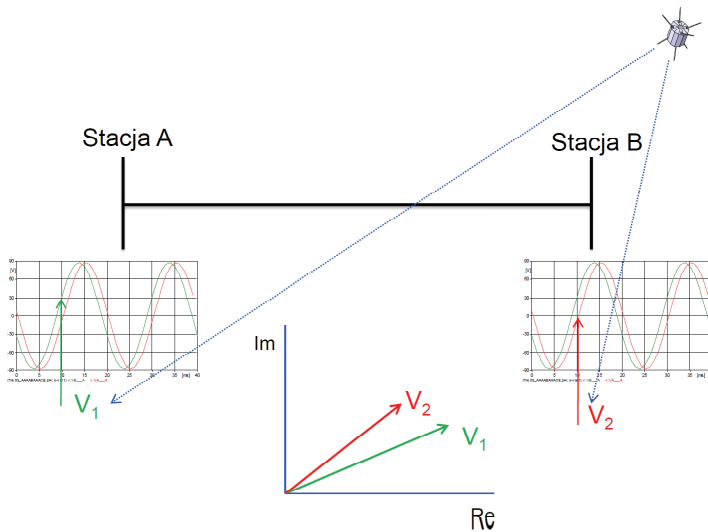
Urządzenia pomiarowe wchodzące w skład systemu WAMS zazwyczaj mają własne, wbudowane, bardzo dokładne zegary kwarcowe. Zegary te są dostrajane za pomocą urządzeń synchronizujących, przy czym urządzenia te mogą otrzymywać wzorce czasu z naziemnych stacji radiowych lub z satelitarnego systemu GPS (ang. *Global Positioning System*). System naziemny oblicza czas powszechny UTC (ang. *Universal Time Coordinated*) na podstawie czasów z zegarów atomowych rozlokowanych na całym świecie, po czym czas ten nadawany jest za pomocą naziemnych stacji radiowych. Dokładność wzorca czasu uzyskiwanego drogą radiową waha się w granicach 1–10 ms. Dokładność tego rzędu nie jest wystarczająca z perspektywy potrzeb elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i przeciwawaryjnej. Urządzenia automatyki swoje działanie opierają nie tylko na pomiarach amplitudy, ale na równie istotnym pomiarze fazy napięć i prądów.

Znacznie lepszą dokładność uzyskuje się z satelitarnego systemu GPS (rys.6.5). Sygnały synchronizujące właściwie działających zegarów GPS umożliwiają osiągnięcie różnic w procesie próbkowania nie większych niż kilkaset ns (np. 500 ns), co odpowiada w przypadku sygnału 50 Hz wartości kąta równej  $0,009^\circ$ . Z tego powodu sygnały analogowe wszystkich urządzeń PMU mogą być próbkowane w tym samym czasie z podaną dokładnością. Należy zauważyć, że synchronizacja próbkowania nie kompensuje przesunięcia kąтового sygnału analogowego wprowadzanego przez układy wejściowe, w tym filtru analogowego. Synchronizacja próbkowania do poziomu kilkuset ns nie kompensuje również zmiany tego opóźnienia oraz amplitudy sygnału na wyjściu filtru, pojawiających się w przypadku sygnałów o różnych częstotliwościach. Z rozważań wynika, że w przypadku urządzeń PMU istotnym zagadnieniem jest zamierzony sposób wykorzystania pomiarów synchronicznych, ponieważ w przypadku stanów dynamicznych wartości obliczane przez różne urządzenia (zwłaszcza w sensie typu oraz producenta) mogą być odmienne.

Obecnie system GPS składa się z 24 satelitów o orbitach tak rozmieszczonych, aby z każdego punktu na ziemi w dowolnym czasie widoczne były przynajmniej 4 satelity. Umożliwia to nie tylko określenie współrzędnych dowolnego punktu na ziemi w trzech wymiarach, ale także czasu wzorcowego. Satelity wyposażone są we własne zegary atomowe, mierzące czas z błędem rzędu 1 ns na dobę, synchronizowane z ziemi do czasu UTC. Sygnał dociera do użytkownika na dwóch częstotliwościach nośnych 1575,42 MHz i 1227,6 MHz, przy czym użytkownicy cywilni odbierają zakodowane sygnały tylko z pierwszego kanału. Porównanie różnicy faz obu sygnałów umożliwia dokładne wyznaczenie czasu propagacji, który ulega nieznacznym wahaniom w wyniku zmiennego wpływu jonosfery. W systemie GPS użytkownicy naziemni odbierają tylko sygnał, nie transmitując żadnych danych. Współrzędne odbiornika obliczane są na podstawie algorytmów rozwiązujących układ równań, w którym znane

są pozycje satelitów i czas wzorcowy. Odbiór sygnału wymaga zaawansowanych technik oddzielania sygnału od szumu oraz przetwarzania sygnału. Satelity są w ciągłym ruchu, więc wyznaczenie pozycji odbiornika na podstawie pomiaru pseudoodległości od kilku satelitów jest również złożonym zadaniem, wymagającym m.in. uwzględnienia spowolnienia wpływu czasu. System GPS nadaje, prócz zakodowanych informacji dotyczących czasu i współrzędnych własnego położenia względem ziemi, sygnał 1 PPS (1 *pulse per second*), który informuje o rozpoczęciu każdej nowej sekundy czasu powszechnego. Sygnał ten może być również wykorzystany do synchronizacji zegarów urządzeń systemu WAMS. Dokładność sygnału 1 PPS jest rzędu  $1 \mu\text{s}$ , co w przeliczeniu na błąd kątowy (dla częstotliwości sieciowej 50 Hz) wynosi  $0,02^\circ$ , co często uznawane jest za wystarczającą dokładność w ujęciu automatyki, systemów EMS oraz SCADA.

W literaturze [11, 24] dyskutowana jest podana dokładność sygnału i w konsekwencji często przyjmuje się wartość pesymistyczną wynoszącą  $2 \mu\text{s}$ , co w przeliczeniu na błąd kątowy wynosi  $0,036^\circ$ . Dokładna synchronizacja zegarów urządzeń systemu WAMS umożliwia i jest wykorzystywana do pomiaru amplitud i faz, czyli synchrofazorów napięć i prądów. Zgodnie z normą [71], synchrofazor definiowany jest jako fazor (wartość skuteczna, kąt) obliczany na podstawie próbek sygnału mierzonego z użyciem standardowego znacznika czasu jako punktu odniesienia dla tych pomiarów wraz z podaniem jego dokładności.

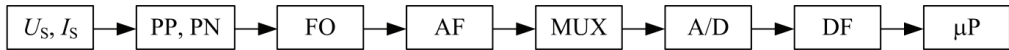


Rys. 6.5. Ilustracja sposobu synchronizacji pomiaru fazy w różnych punktach sieci elektroenergetycznej na jednym wykresie wskazowym (ściśła korelacja pomiędzy kątami mierzonych sygnałów)

[rysunek pochodzi z [http://www.smartgrid.agh.edu.pl/documents/AGH-Synchrophasors\\_a.pdf](http://www.smartgrid.agh.edu.pl/documents/AGH-Synchrophasors_a.pdf)]

## 6.4. Urządzenia pomiarowe PMU

Układ pomiarowy, który mierzy sygnały analogowe (np. prąd i napięcie) i oblicza ich reprezentację w postaci wektora na płaszczyźnie fazowej nosi nazwę PMU. Na rysunku 6.6 przedstawiono schemat blokowy urządzenia obrazujący sposób przetwarzania sygnałów.

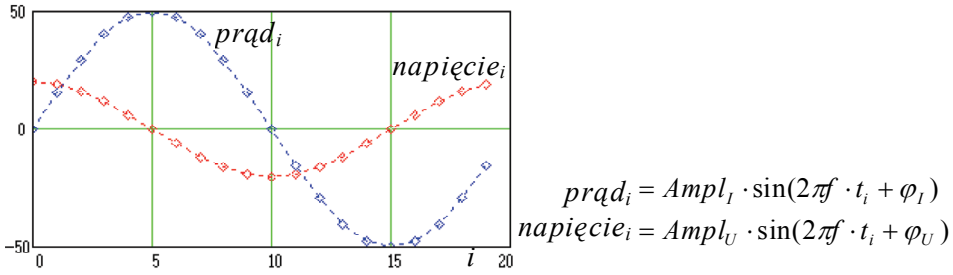


Rys. 6.6. Schemat blokowy urządzenia PMU – sposób przetwarzania sygnałów

Prądy  $I_s$  i napięcia  $U_s$  pochodzące z węzła SEE dostarczane są do urządzeń PMU za pośrednictwem przekładników prądowych PP i napięciowych PN jako trójfazowe wielkości analogowe. Trafiają one na filtr odcinający FO, który eliminuje piki o wysokiej amplitudzie i częstotliwości rzędu kHz, które mogą pojawić się w wyniku sprzężeń elektromagnetycznych. Następnie sygnały poddawane są filtracji antyaliasingowej AF, charakteryzującej się m.in. zakresem pomiarowym, zakresem przenoszonych częstotliwości oraz wprowadzonym opóźnieniem. Następnie sygnały trafiają przez multiplexer MUX do przetwornika analogowo-cyfrowego A/D, który charakteryzuje się m.in. liczbą bitów oraz czasem przetwarzania (opóźnieniem). Przetwornik dokonuje konwersji wartości analogowych na wartości cyfrowe, które są przesyłane do mikroprocesorowej jednostki nadrzędnej  $\mu P$ . Gdy wykorzystywana jest metoda nadpróbkiowania, sygnały cyfrowe przechodzą dodatkowo przez filtr cyfrowy DF. Mikroprocesor zapamiętuje otrzymane próbki i zgodnie z zaprogramowanym algorytmem, charakteryzującym się m.in. charakterystyką w dziedzinie częstotliwości oraz opóźnieniem, oblicza fazy poszczególnych sygnałów. Każdy fazor oznaczany jest znacznikiem czasu.

Istotnym zagadnieniem wpływającym na wyniki działania urządzeń PMU jest wykonywany przez nie proces obliczania fazorów (czyli składowej rzeczywistej i urojonej sygnału) na podstawie próbek sygnałów. Obliczenia składowych rzeczywistych i urojonych są wykonywane dla każdego sygnału, zgodnie z przyjętymi przez producenta urządzenia wzorami. Wzory te mają zwykle formę sum iloczynów o określonej liczbie czynników. Często wykorzystywane są wzory wykorzystujące transformatę Fouriera [172].

Dalej pokazano przykładowy proces obliczeń wartości części rzeczywistej i urojonej sygnałów prądu i napięcia. Założono, że sygnały te są sinusoidalne, mają częstotliwość  $f = 50$  Hz, wartości amplitud wynoszą odpowiednio  $\text{ampl}_I = 20$  A i  $\text{ampl}_U = 50$  V, a ich fazy wynoszą dla prądu  $\varphi_I = 0^\circ$ , a dla napięcia  $\varphi_U = -90^\circ$ . Dodatkowo założono, że częstotliwość próbkowania wynosi 1000 Hz, a proces próbkowania został zsynchronizowany w sposób przyjęty w normie IEEE Std C37.118.2-2011 [71] (pierwsza próbka ciągu została zmierzona w chwili przyjętej za  $0^\circ$ ).



Rys. 6.7. Sposób próbkowania w urządzeniu PMU

Pokazane wcześniej wartości uzyskane w procesie próbkowania oraz skalowania sygnałów prądu i napięcia są równe odpowiednio:

Tabela 6.1. Wartości próbkowanego sygnały odpowiednio prądu i napięcia

$i$	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Prąd $I$	20	19,02	16,18	11,75	6,18	$2,5 \cdot 10^{-15}$	-6,18	-11,75	-16,18	-19,02	-20	-19,02	-16,18	-11,75	-6,18	$-4,8 \cdot 10^{-15}$	6,18	11,75	16,18	19,02
Napięcie $U$	0	15,45	29,39	40,45	47,55	50	47,55	40,45	29,39	15,45	$6,1 \cdot 10^{-15}$	-15,45	-29,39	-40,45	-47,55	-50	-47,55	-40,45	-29,39	-15,45

Do obliczenia wartości składowych rzeczywistej (Re) i urojonej (Im) sygnałów prądu i napięcia, na podstawie ciągu próbek, producent musi zastosować właściwy algorytm. Jednym z takich algorytmów jest ten, który pokazano w dalszej części [45]. Używa on 20 próbek (czyli  $f_{pr} = 1000$  Hz ( $T_{pr} = 1$  ms) oraz sygnału podlegającego próbkowaniu o częstotliwości 50 Hz), zestawu próbek zawierających się w 1 okresie sinusoidy, której składowe Re i Im są przez nie obliczane). Składowa rzeczywista sygnału prądu obliczana jest z wykorzystaniem zależności

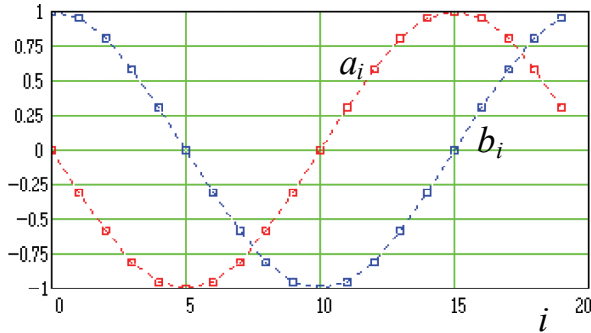
$$\text{Re}_- I_1 = \frac{2}{19+1} \cdot \sum_{i=0}^{19} b_i \cdot I_i \quad (6.4)$$

$$\text{Im}_- I_1 = \frac{2}{19+1} \cdot \sum_{i=0}^{19} a_i \cdot I_i \quad (6.5)$$

$$\text{Re}_- U_1 = \frac{2}{19+1} \cdot \sum_{i=0}^{19} b_i \cdot U_i \quad (6.6)$$

$$\text{Im}_- U_1 = \frac{2}{19+1} \cdot \sum_{i=0}^{19} a_i \cdot U_i \quad (6.7)$$

Dla pokazanego algorytmu właściwymi wartościami współczynników  $a_i$  i  $b_i$  są wartości funkcji  $(-\sin)$  i  $\cos$  dla kątów odpowiadających chwilom próbkowania. Wartości współczynników pokazano na rysunku 6.8 oraz tabelach.



Rys. 6.8. Wartości współczynników  $a_i$  i  $b_i$  są wartościami funkcji  $(-\sin)$  i  $\cos$

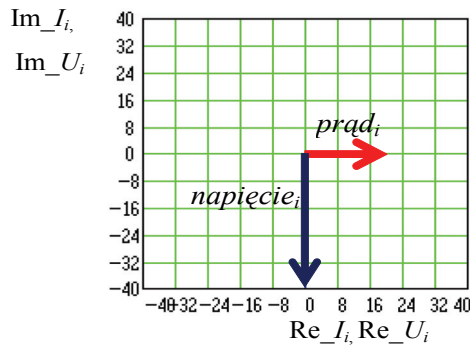
Tabela 6.2. Wartości współczynników  $a_i$  i  $b_i$

$i$	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
$a_i$	0	-0,31	-0,59	-0,81	-0,95	-1	-0,95	-0,81	-0,59	-0,31	0	0,31	0,59	0,81	0,95	1	0,95	0,81	0,59	0,31

$i$	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
$a_i$	1	0,95	0,81	0,59	0,31	0	-0,31	-0,59	-0,81	-0,95	-1	-0,95	-0,81	-0,59	-0,31	0	0,31	0,59	0,81	0,95

Po wykonaniu obliczeń, zgodnie ze wzorami (6.5–6.8), uzyskuje się wartości składowych rzeczywistej (Re) i urojonej (Im) fazy sygnałów prądu i napięcia. Jak pokazano na rysunku (rys. 6.9) wartości te dokładnie odpowiadają tym, które założono dla sygnałów prądów i napięć, których zestawów próbek użyto w pokazanych wzorach.



Rys. 6.9. Wykres przykładowych fazy sygnałów prądu i napięcia

Obliczone z definicji wartości składowych wektorów prądu i napięcia wyznaczają kierunek fazorów w układzie współrzędnych:

$$\operatorname{Re}_I = 20 \quad \operatorname{Im}_I = -2,47 \cdot 10^{-15}$$

$$\operatorname{Re}_U = 0 \quad \operatorname{Im}_U = -50$$

Z obliczonych wartości składowych rzeczywistej i urojonej każdego z sygnałów można obliczyć na wiele sposobów pozostałe wielkości pośrednie takie, jak amplitudy, kąty, moce itd.

Przykładowe obliczenia przedstawiono:

- amplituda sygnału prądu

$$\operatorname{ampl}_I = \sqrt{(\operatorname{Re}_{I1})^2 + (\operatorname{Im}_{I1})^2} = 20$$

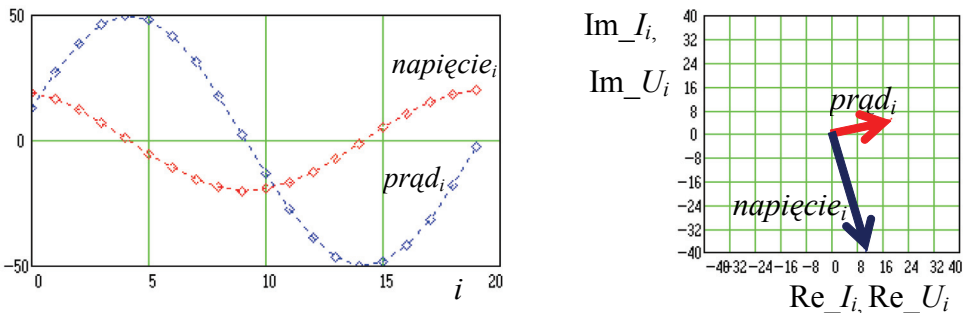
- faza sygnału prądu, obliczona na podstawie składowych rzeczywistej i urojonej – funkcja arcus tangens (atan) jest funkcją okresową i może wystąpić przeskok fazy, który w rzeczywistości nie występuje

$$\varphi_I = \operatorname{arctg}\left(\frac{\operatorname{Im}_{I1}}{\operatorname{Re}_{I1} + 0,0001}\right) = -7,89 \cdot 10^{-15} \text{ deg}$$

- $\cos \varphi_I$  obliczony na podstawie iloczynu skalarnego składowych Re i Im sygnału prądu

$$\cos \varphi_I = \frac{\operatorname{Re}_{U1} \cdot \operatorname{Re}_{I1} + \operatorname{Im}_{U1} \cdot \operatorname{Im}_{I1}}{\operatorname{ampl}_I \cdot \operatorname{ampl}_U} = 0$$

Należy zauważyć, że wszystkie obliczenia używają za podstawę wcześniej obliczonych wartości składowych rzeczywistej i urojonej. W związku z tym niewłaściwe ich obliczenie będzie dalej powielane w obliczeniach wartości pochodnych wielkości.



Rys. 6.10. Wykres fazorów sygnałów prądu i napięcia w przypadku niewłaściwej synchronizacji



Należy zauważyć, że niewłaściwa synchronizacja, spowodowana np. stanem przejściowym w układzie oscylatora (np. pętli PLL), będzie powodować zmianę chwil próbkowania, co z kolei będzie wpływać na obliczane składowe. Na rysunku 6.10 pokazano tego rodzaju sytuację:

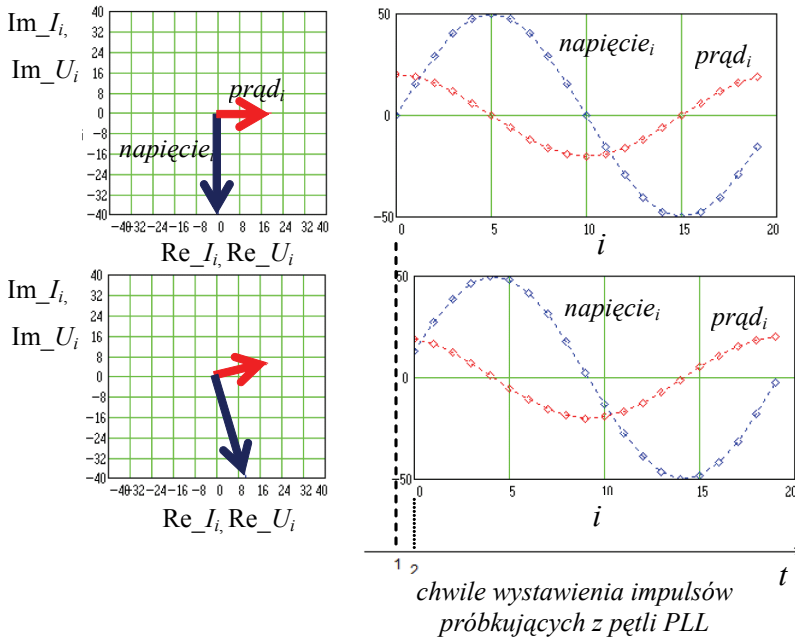
Dla pokazanego przypadku obliczone z definicji wartości składowych prądu, napięcia oraz ich amplitudy wynoszą odpowiednio:

$$\begin{aligned} \operatorname{Re}_I &= 19,310 & \operatorname{Im}_I &= 5,176 \\ \operatorname{Re}_U &= 12,941 & \operatorname{Im}_U &= -48,296 \\ \operatorname{ampl}_I &= 20 & \operatorname{ampl}_U &= 50 \end{aligned}$$

Porównując rysunek 6.9 z 6.10, tego rodzaju zmiana nie ma wpływu na przesunięcie między dwoma wektorami próbkowanymi i obliczanymi w tym samym urządzeniu, będzie jednak widoczna w przypadku sygnałów próbkowanych i obliczanych w odmiennych urządzeniach, co pokazano na rysunku 6.11.

Zastosowanie określonego wzoru do obliczenia wartości składowych rzeczywistej i urojonej sygnału niesie ze sobą znaczne konsekwencje. Analiza matematyczna pokazuje, że obliczane wartości są poprawne jedynie dla częstotliwości sygnałów równej częstotliwości znamionowej, dla której zostały również określone współczynniki  $a_i$  i  $b_i$ . W przypadku sygnałów o różnej częstotliwości, wykorzystywanie tych samych współczynników powoduje powstawanie różnic w obliczanych wartościach składowych rzeczywistej i urojonej fazora. Przedstawione uwarunkowania powodują, że urządzenia PMU opracowywane oraz oferowane przez różnych producentów mają różne cechy pomiarowe. Dotyczy to zwłaszcza stanów przejściowych nazywanych dynamicznymi, podczas których zmieniają się szybko wartości mierzonych sygnałów prądów i napięć, ale również stanów statycznych, w których częstotliwość sygnałów nie jest nominalna.

Zaobserwowane problemy skłoniły wielu użytkowników do wykonywania testów funkcjonalnych urządzeń oraz opracowywania coraz bardziej precyzyjnych zapisów zawartych w standardach międzynarodowych, które jednak w dalszym ciągu nie precyzują wszystkich zagadnień związanych z zachowaniem się urządzeń w stanach dynamicznych. Zaobserwowane i opisane w publikacjach [11, 89, 228, 231] wyniki testów urządzeń PMU wskazują, że przed zainstalowaniem tego rodzaju urządzeń niezbędne jest precyzyjne określenie ich przeznaczenia (obserwacja stanów statycznych, estymacja stanu SEE, poprawa dokładności modeli SEE, stabilność częstotliwościowa, stabilność kątowna, sterowanie urządzeniami FACTS, zabezpieczenia rezerwowe) oraz przeprowadzenie testów laboratoryjnych określających możliwość pracy wybranych urządzeń w danej aplikacji. Tego rodzaju testy są również zalecane przez normę IEEE Std C37.118.2-2011.



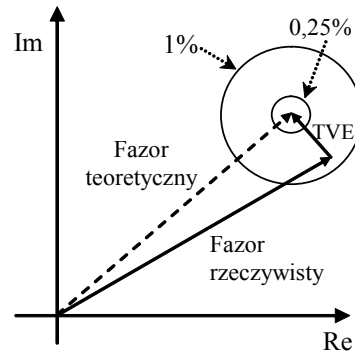
Rys. 6.11. Wykres fazorów sygnałów prądu i napięcia w przypadku w sygnałów próbkowanych i obliczanych w różnych urządzeniach PMU

Dodatkowo w standardzie IEEE Std. C37.118 określono wymagania dotyczące dokładności pomiaru fazora przez urządzenie PMU, definiując obszar błędu określane jako TVE (ang. *Total Vector Error*), w którym musi pojawić się mierzony wektor. Wektor TVE jest długością wektora różnicy pomiędzy fazorem teoretycznym a fazorem obliczonym przez dane urządzenie PMU, wyrażony jako ułamek długości fazora teoretycznego. Fazor teoretyczny jest wskazem, który odpowiada przebiegowi okresowemu generowanemu przez generator wzorcowy. Fazor rzeczywisty obliczany jest przez badane urządzenie PMU. Dalej pokazano graficzną reprezentację przyjętej formuły błędu (rys. 6.12). Należy podkreślić, że dopiero w standardzie IEEE Std C37.118.2-2011 (opublikowany 28.12.2011r.) istnieje specjalny rozdział 5.5.6 określający wymagania dotyczące urządzeń PMU w stanach dynamicznych, dzielący te urządzenia na dwie klasy:

- P – urządzenia o szybkiej odpowiedzi (zabezpieczeniowe – ang. *protection*),
- M – urządzenia nie wymagające szybkiej odpowiedzi (pomiarowe – ang. *measurements*).

Według normy [71] wyznaczony wskaźnik TVE nie może przekroczyć poziomu 1%, co odpowiada różnicy  $\pm 1\%$  radiana ( $0,57^\circ$ ) przesunięcia fazowego pomiędzy fazorem teoretycznym a fazorem rzeczywistym. Dla częstotliwości znamionowej 50 Hz graniczna wartość wskaźnika TVE odpowiada przesunięciu czasowemu fazora teore-

tycznego względem fazona rzeczywistego wynoszącym  $\pm 31,8 \mu\text{s}$ . Dodatkowo norma narzuca konieczność dokładnego synchronizowania generatora testowego z wzorcem czasu. Z tego powodu norma wskazuje dopuszczalny błąd TVE, który wnosi urządzenie testujące (generator). Jego wartość powinna być czterokrotnie mniejsza (0,25%) niż wartość TVE urządzenia testowanego PMU – co odpowiada okręgowi pokazanemu na rysunku 6.12. W literaturze [10] toczy się dyskusja na temat dokładności urządzeń PMU i pomiarów kątowych, szczególnie w stanach nieustalonych. Niniejsze opracowanie dotyczy stanów ustalonych i, jak przyjęto na wstępie, dokładność urządzeń PMU jest wystarczająca.



Rys. 6.12. Graficzna reprezentacja formuły wektora błędu TVE

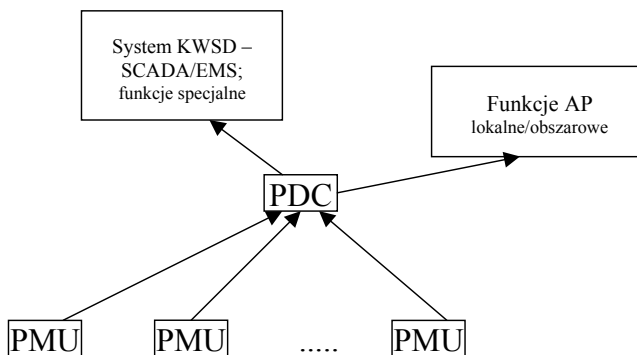
## 6.5. Podstawowe struktury systemów PMU/PDC

Urządzenia PMU mogą kontaktować się z dowolnymi urządzeniami cyfrowymi. W strukturach WAMS przyjęto, że dane z urządzeń PMU, poprzez odpowiednie łącza, przesyłane są do koncentratorów PDC (ang. *Phasor Data Concentrator*). Wartości fazonów są obliczane w urządzeniu PMU zgodnie z przyjętą częstotliwością raportowania (ang. *reporting rate*), która w przypadku częstotliwości nominalnej sieci, równej 50 Hz, może wynosić 10, 25 lub 50 Hz. W normie dopuszcza się również wyższe oraz niższe częstotliwości raportowania takie, jak np. 100 Hz lub 1/s. Obliczone wartości urządzenie PMU może wysłać łączem szeregowym w formie ramki danych zbudowanej zgodnie z określonym protokołem komunikacyjnym. Do wymiany danych najczęściej wykorzystywane są protokoły telekomunikacyjne, takie jak: IEEE 1344 oraz IEEE C37.118. Standard IEEE 1344 został zastąpiony w 2005 r. standardem IEEE C37.118, który w grudniu 2011 r. przybrał nową, znacznie zmienioną, formę standardu o nazwie IEEE C37.118.2-2011. Należy zaznaczyć, że w przypadku wykorzystania do przesyłania danych portów typu Ethernet, zwykle możliwe jest uruchomienie na nich również innych protokołów obsługi, np. IEC61850 umożliwiających przesyłanie do urządzenia PMU poleceń np. w formie wiadomości GOOSE.

Urządzenia PDC realizują następujące zadania:

- odbiór danych w określonych protokołach (ponieważ w ciągu wielu lat rozwoju technologii PMU opracowano wiele wersji wymiany danych – C37.118B, Macrodyne 1, Macrodyne2 or PDC Stream itd.),
- przesyłanie danych łączami asynchronicznymi oraz połączeniami sieci Ethernet/IP z wykorzystaniem TCP, UDP oraz adresowaniem *unicast*, *multi-cast*, *broadcast*,
- porządkowanie przesyłanych danych (wybór fazorów przesyłanych do jednostek centralnych),
- korekcję danych (ujednolicanie czasu obliczenia wszystkich fazorów przesyłanych z PDC, skalowanie oraz konwersja danych),
- odbiór, interpretację i dalsze przesyłanie informacji do innych systemów (zwykle może być realizowane z wykorzystaniem kilku protokołów typowych dla SCADA/EMS, np. IEC61850, DNP),
- prowadzenie rejestracji zdarzeń, w tym monitorowanie uszkodzeń (uszkodzeń PMU),
- odbiór, interpretację i dalsze przesyłanie konfiguracji do urządzeń PMU.

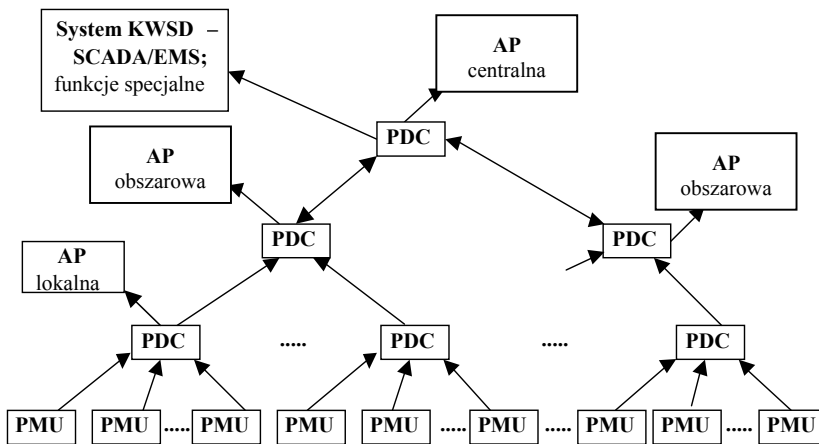
Współczesne PDC w zależności od producenta, swojej mocy obliczeniowej, rodzaju i liczby fazorów oraz używanego protokołu telekomunikacyjnego są w stanie odebrać dane z około 100 urządzeń PMU (z założeniem określonej liczby fazorów i innych transmitowanych z nich danych, np. 12 fazorów oraz 4 wartości analogowe) oraz przekazać tę informację w postaci kilkunastu/kilkudziesięciu strumieni do urządzeń lub programów pracujących w systemie nadrzędnym. Następnie dane z koncentratorów PDC przesyłane są do komputerów systemów KWSD realizujących funkcje SCADA/EMS oraz komputerów realizujących automatyki prewencyjne (AP).



Rys. 6.13. Struktura gwiazdowa systemu PMU/WAMS

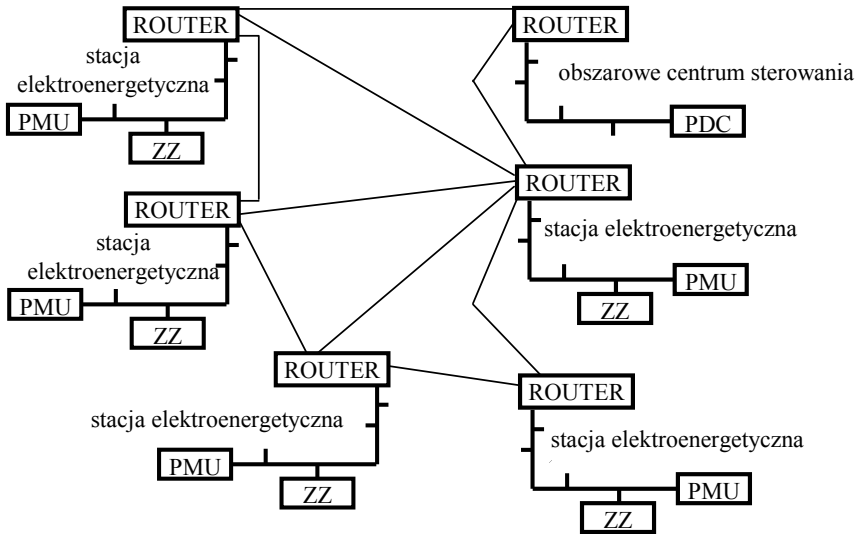
Analizując rozwój systemów PMU/WAMS, można wyróżnić następujące ich struktury:

- Strukturę gwiazdową (rys. 6.13), jest to najprostsza struktura, w której wszystkie urządzenia PMU przesyłają do jednego koncentratora PDC. Po obróbce dane te przekazywane są do komputerów systemu KWSD. Taka struktura ma jednak duże ograniczenia, szczególnie podczas realizacji funkcji automatyki przeciwwawaryjnej (mała szybkość działania),
- Struktura hierarchiczna, warstwowa (rys. 6.14) eliminuje wady struktury gwiazdowej. Wyróżnia się tutaj koncentratory lokalne obsługujące urządzenia PMU. Kolejna warstwa koncentratorów PDC obsługuje koncentratory należące do jednego obszaru (rejonu). Koncentrator centralny obsługuje koncentratory obszarowe. W tej strukturze można rozdzielić zadania, powierzając funkcje automatyki przeciwwawaryjnej komputerom lokalnym i obszarowym. Wadą tej struktury jest brak kontaktu między urządzeniami obszarowymi, co może utrudniać realizację automatyk prewencyjnych.



Rys. 6. 14. Struktura hierarchiczna, warstwowa systemu PMU/WAMS

- Struktura oparta na sieciach lokalnych LAN i rozległych WAN (rys. 6.15). Jest to zapewne w tej chwili najbardziej elastyczna platforma komunikacyjna. Umożliwia tworzenie dowolnych automatyk prewencyjnych lokalnych, obszarowych i centralnych, dostarczanie dowolnych danych dla systemów KWSD. Sieci LAN obsługują stacje elektroenergetyczne – urządzenia automatyki (ZZ–zespoły zabezpieczeniowe, PDC – koncentrator), pomiarów, w tym urządzenia PMU. Łącząca sieci LAN sieć rozległa WAN tworzy platformę komunikacyjną. Urządzenia automatyki mogą komunikować się zatem w dowolny sposób.



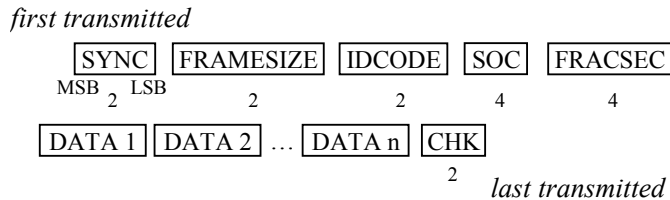
Rys. 6.15. Przykładowa struktura systemu WAMS oparta na sieci LAN i WAN (dla obszarowego centrum sterowania)

Należy podkreślić, że określone typy koncentratorów są w stanie odebrać i właściwie zinterpretować dane pochodzące z określonych typów urządzeń PMU oraz przesłać je po odpowiedniej obróbce do określonych systemów nadrzędnych. Obecnie najbardziej znanym standardem wymiany danych jest C37.118. Znanych jest wiele wersji tego standardu (C37.118 2005, C37.118B, C37.118 Draft 3.2 oraz najnowsza wersja z 12.2011 r.) wykorzystywanych w wielu typach urządzeń rozmaitych producentów. Należy zaznaczyć, że standard IEEE C37.118.2-2012 to dwa dokumenty, z których jeden określa cechy urządzeń PMU, natomiast drugi opisuje wymianę danych. W standardzie C37.118 zdefiniowano 4 grupy ramek umożliwiające wykonywanie określonych zadań:

- *Data* – dane mierzone przez urządzenie PMU,
- *Configuration* – konfiguracja urządzenia zawierająca wiele parametrów takich, jak między innymi typ przesyłanych danych, współczynniki kalibracji kanałów itd.,
- *Header* – opis czytelny dla człowieka przesyłany z urządzenia PMU lub PDC w postaci znaków ASCII,
- *Command* – polecenia wysyłane do urządzenia PMU lub PDC w celu wykonania konfiguracji lub sterowania.

Zwykle urządzenia PMU i PDC mogą prowadzić wymianę danych z wieloma urządzeniami w „tym samym czasie”. W przypadku wysyłania wielu strumieni danych możliwe jest zwykle ustawienie rozmaitej ich zawartości, prędkości transmisji oraz formatu. W przypadku wystąpienia błędu w transmisji (spowodowanego np. niewła-

ściwym adresem IDCODE, sumą kontrolną CRC) ramka jest odrzucana bez przesyłania jakiegokolwiek zwrotnej informacji o wystąpieniu błędu. W normalnym stanie pracy urządzenie PMU jedynie wysyła ramki danych w standardzie C37.118, jednak zwłaszcza jeżeli jest to urządzenie wielofunkcyjne, wykorzystujące port Ethernet/IP, zwykle możliwa jest wymiana danych również w innych protokołach, np. IEC61850, w tym także przesyłanie czy odbiór GOOSE. Ramka danych w formacie IEEE C37.118 ma strukturę pokazaną na rysunku 7.17.



Rys. 6.16. Struktura ramki wymiany danych w formacie IEEE C37.118

Słowo SYNC zapewnia synchronizację oraz identyfikację ramki danych. Bity 6-4 – oznacza typ ramki: *Data frame*, *Header frame*, *Configuration frame 1..3*, *Command frame* Bity 3-0 – numer wersji ramki: Ver. 1 – Std. C37.118-2005, Ver. 2 – Std. C37.118.2-2012.

Słowo FRAMESIZE informuje o liczbie bajtów w ramce (do 65535).

Słowo IDCODE – numer strumienia danych nadawany przez użytkownika (0 oraz 65535 zastrzeżone).

Słowo SOC – numer sekundy od północy 01.01.1970 (do 2106).

Słowo FRACSEC: Bity 31-24 – informacja nt. jakości znacznika czasu ramki (zdefiniowanej w rozdz. 6.2.2 normy) Bity 23-00 – czas ramki – wartość w tym polu podzielona przez wartość w polu TIME\_BASE (z *config frame*) –  $\rightarrow$  TIME=SOC + FRACSEC/TIME\_BASE.

CHK – suma kontrolna CRC-CCITT (wielomian generacyjny:  $X^{16} + X^{12} + X^5 + 1$ ).

Przedstawione wcześniej (rys. 6.16) struktury ramek wykorzystywane w przekazywaniu informacji między kluczowymi urządzeniami systemu WAMS zostały ustalone w formie standardu C37.118.2 w 12.2011. Ten standard powstał jako konieczne rozwinięcie poprzedniego, który dla wielu zastosowań, tak jak i jego poprzednik, okazał się niedostatecznie precyzyjny i elastyczny. Brak właściwej i wspólnej dla wszystkich urządzeń PMU struktury danych i co za tym idzie interpretacji danych przesyłanych z/do urządzeń PMU powodował/powoduje trudności w integracji urządzeń i programów produkowanych przez rozmaitych producentów. Między innymi wspomniane trudności w tworzeniu systemu WAMS na początku XXI w. spowodowały, że w 2002 r. opracowano w Chinach dwa typy urządzeń PMU, które są tam instalowane [229]. Usankcjonowaniem tego stanu rzeczy w 2005 r. było opracowanie i zatwier-

zenie do stosowania przez departament dyspozycji mocy Chin standardu PMU. Problemy z kompatybilnością urządzeń oraz chęć rozpowszechnienia i rozwijania technologii WAMS spowodowały również utworzenie w USA niezależnego otwartego forum wymiany informacji i rozwiązań technicznych związanych z technologią przesyłania danych WAMS znanego pod nazwą projektu open PDC. Projekt ten rozpoczęła w 2004 r. agencja rządowa TVA (ang. *Tennessee Valley Authority*). Jego celem było zwiększenie zaawansowania realizacji projektu fazorów we wschodniej części USA (ang. *Eastern Interconnection Phasor Project – EIPP*). Dzięki tej inicjatywie system fazorów został rozszerzony na całe USA i jest obecnie pod nadzorem NERC (ang. *The North American Electric Reliability Corporation*) jako NASPI (ang. *North American Synchrophasor Initiative*) [<https://www.naspi.org/>].

## 6.6. Inne zastosowania WAMS

Jeżeli chodzi o urządzenia pomiarowe PMU oraz zbierania danych PDC, to można sformułować następujące wnioski:

- urządzenia PMU wytwarzane przez różnych producentów będą się różnić w konstrukcji układów pomiarowych, układów synchronizacji, algorytmach obliczających wartości fazorów, obsługą wymiany danych,
- różnice mogą być szczególnie widoczne w stanach dynamicznych (zmiany amplitud, częstotliwości itp.),
- różnice mogą wystąpić również w obsłudze łącza szeregowego oraz związanej z tym wymiany danych (różne opóźnienia w przesyłaniu danych, różne protokoły telekomunikacyjne lub ich wersje),
- podane cechy powodują, że przedsiębiorstwa wdrażające technologie WAMS testują w swoich laboratoriach wykorzystywane urządzenia, określając wspomniane cechy, które są, co warto podkreślić, krytyczne dla właściwego działania całego systemu,
- określone zastosowania (np. obserwacja stanów statycznych, estymacja stanu SEE, zabezpieczenia rezerwowe) stawiają określone wymagania parametrom urządzeń PMU, PDC oraz telekomunikacyjnym, przy czym na obecnym etapie rozwoju WAMS, przy ciągle toczących się pracach teoretycznych, należy bardzo ostrożnie podchodzić do ich formułowania, dokonując wcześniej bardzo wnikliwej analizy dostępnych materiałów. Samo oparcie się na standardach niczego w tym względzie nie przesądza.

Systemy PMU/WAMS powinny znaleźć zastosowanie przede wszystkim w realizacji nowych automatyk prewencyjnych oraz specjalnych funkcji EMS/SCADA. Niektóre kierunki zastosowań są następujące [15–18]:



### **W zakresie przeciwdziałania utracie stabilności częstotliwościowej**

Automatyką prewencyjną, wspierającą automatykę regulacyjną częstotliwości i mocy w stanach awarii systemowych, które prowadzą do znacznego obniżenia częstotliwości, jest automatyka SCO (samoczynnego częstotliwościowego odciążania). Automatyka ta nie powinna dopuścić do zbytniego obniżenia częstotliwości po powstaniu dużego niezbilansowania mocy. Powinna przeciwdziałać podczas nagłych niezbilansowań mocy – lawinie częstotliwości. Aktualnie automatyka SCO zainstalowana jest w węzłach odbiorczych. Powoduje wyłączenie części odbiorców w pewnych progowych wartościach częstotliwości. Działanie automatyki może być uzależnione od pochodnej częstotliwości. Działanie automatyki SCO następuje praktycznie już po zaistnieniu skutków niezbilansowania, tj. po znacznym obniżeniu częstotliwości. Badania w zakresie wykorzystania systemów WAMS w automatyce SCO powinny iść w kierunku scentralizowania działania tej automatyki. Wykorzystując pomiary fazorów napięć generatorów, można przewidzieć jaką moc odbieraną należy wyłączyć, aby nie doszło do obniżenia częstotliwości poniżej określonej wartości. Na tej podstawie należy wyłączyć odpowiednią moc odbieraną. Badania mają obecnie charakter badań symulacyjnych. Wdrożenia mogą być jednak stosunkowo szybkie po opracowaniu odpowiednich algorytmów sterowania. Prace skierowane są na opracowanie nowej automatyki SCO opartej na urządzeniach PMU, zastosowanie systemów WAMS do poprawy działania ARCM, monitorowanie zaburzeń w SEE.

### **W doskonaleniu zabezpieczeń sieci elektroenergetycznych**

Prowadzone są prace związane z zastosowaniem urządzeń PMU do opracowywania m.in. nowych rodzajów zabezpieczeń odległościowych opartych na detekcji zwarcia i pomiarze jego odległości z wykorzystaniem pomiaru fazorów na końcach zabezpieczanej linii. Pomiary na obu końcach są synchronizowane za pomocą sygnału GPS. Proponuje się wiele algorytmów rozwiązania zadania detekcji zwarcia i pomiaru jego odległości. Bazują one na równaniach fragmentu sieci przy znajomości fazorów napięć i prądów po obu końcach linii i znajomości impedancji linii zabezpieczanej. Problem do końca nie jest jednak rozwiązany. Inną dziedziną, w której planuje się zastosowanie pomiaru fazorów napięć i prądów są zabezpieczenia od pracy asynchronicznej.

### **W zakresie zapobiegania utracie stabilności kątowej**

Jedną z bardziej perspektywicznych dziedzin zastosowania technologii WAMS powinno być rozwiązywanie zagadnień związanych z zapobieganiem utraci równowagi dynamicznej SEE. Na razie prace koncentrują się głównie na pomiarach przez urządzenia PMU kąta mocy wybranych węzłów SEE i wizualizacji jego przebiegu w czasie, jako specjalnych funkcji EMS. Ułatwia to dyspozytorom śledzenie zmian kątów podczas zaburzeń. W bardziej zaawansowanych rozwiązaniach pomiary te wykorzystywane są w analizach stabilności pracy SE wykonywanych w ramach realizacji funkcji EMS.

Pojawiają się, dotąd nieliczne, próby zastosowania pomiaru kątów do opracowania sterowania urządzeń w SE (generatorów i turbin), które pozwoliłyby zapobiegać utracie równowagi dynamicznej. Problem ten jest jednak na razie trudny. Dużo łatwiejsze będzie wykorzystanie pomiarów PMU do sterowania urządzeń FACTS w stanach dynamicznych.

### **W zakresie zmiany w rozwoju systemów KWSD**

Systemy KWSD służą w SEE do zbierania danych, nadzoru pracy SEE oraz sterowania zdalnego w normalnych stanach pracy. Na podstawie pomiarów wykonywana jest estymacja stanu pracy sieci elektroenergetycznej oraz obliczenia, których wyniki wspomagają prace dyspozytorów. Niektóre systemy KWSD w ramach funkcji EMS realizują funkcje specjalne, które służą do ostrzegania o stanach zagrożenia pracy SE. Do tych funkcji należy zaliczyć ostrzeżenia o przeciążeniach elementów, zagrożeniach stabilności napięciowej, zagrożeniach stabilności częstotliwościowej, kątowej, skutkach wyłączeń kaskadowych itp.

Systemy KWSD tworzone były w czasach, gdy nie było jeszcze możliwości zastosowania systemów WAMS. Oparte są dotąd na pomiarach wartości skutecznych napięć i pomiarach mocy czynnej i biernej. Na tej podstawie wykonywana jest estymacja stanu – zadanie typowo nieliniowe. Aktualne możliwości pomiaru fazorów napięć i prądów w zasadniczy sposób zmieni algorytmy obliczeniowe. W skrajnym przypadku we wszystkich pomiarach fazorów napięć i prądów estymacja stanu stanie się zadaniem liniowym. Rzecz jasna taki stan będzie tworzył się ewolucyjnie, stopniowo.

W krajach przodujących w rozwiązaniach technicznych proces wdrażania systemów WAMS odbywa się stopniowo. Rozpoczynano praktycznie od zainstalowania kilku urządzeń PMU. Umożliwiło to prowadzenie obserwacji zmian kątów fazowych napięć. Z pojawiających się publikacji wynika, że prowadzone są prace nad metodami i algorytmami wykorzystania pomiarów z WAMS w specjalnych funkcjach EMS.

## **7. Indukcyjny algorytm wykorzystujący WAMS do identyfikacji węzłów zagrożonych utratą stabilności napięciowej**

### **7.1. Wprowadzenie**

Stabilność napięciowa, jak wykazano w poprzednich rozdziałach, bywa częstą przyczyną awarii systemowej. Spowodowana jest ograniczoną możliwością przesyłu do węzłów mocy biernej, z silnym obciążeniem sieci mocą czynną. Stabilność napięciowa charakteryzowana jest modulem napięć w węzłach oraz ich kątami. Objawia się lawinowym obniżeniem napięcia w węzłach sieci przesyłowej. Zagadnienie stabilności napięciowej nie jest problemem lokalnym, lecz systemowym. Ostrzeżenie o niestabilności napięciowej powinno należeć do funkcji specjalnych EMS systemów KWSD.

Funkcje takie są dostępne w niektórych systemach KWSD od wielu lat i występują w wielu odmianach systemowych. Jednak nie wykorzystują one pomiarów pochodzących z urządzeń PMU – brak synchronizacji pomiarów. Przykładem takiej realizacji praktycznej koncepcji sterowania napięciami i mocą bierną jest system Ovation firmy Emerson (d. *Westinghouse*). System Ovation jest sprawdzony w energetyce zawodowej. W Polsce jest wykorzystywany do sterowania procesami na wszystkich blokach w elektrowniach: Kozienice Połaniec, Pątnów, Rybnik, Żarnowiec, Ostrołęka, Stalowa Wola, na kilku blokach w elektrowniach: Bełchatów, Jaworzno, Konin, Opole oraz w elektrociepłowniach: Bydgoszcz, Łódź, Poznań i Żerań. System Ovation składa się z mikroprocesorowych kontrolerów oraz stacji komputerowych, wykorzystywanych do monitorowania i sterowania procesami oraz do konfiguracji systemu. Kontrolery i stacje komputerowe połączone są siecią Ethernet.

Ukazujące się obecnie publikacje wskazują, że dzięki pomiarom PMU i systemom WAMS można doskonalić algorytmy oceny zapasu stabilności napięciowej, głównie dzięki poprawie estymacji stanu SEE [58, 108]. Autorzy zaproponowali metodę wyznaczania parametrów zastępczych badanego ciągu przesyłowego – dokładnie impedancji zastępczej, według rozległych systemów pomiarowych WAMS. Do tej grupy publikacji zaliczyć należy również [185], w której zaproponowano oryginalny sposób

wyznaczania impedancji zastępczej ciągu przesyłowego. Moce węzłowe zastąpione zostały przez impedancje modelu zastępczego  $\underline{Z}_{L0}$ . Wzrost obciążenia modelowany jest natomiast przez proporcjonalną zmianę współczynnika  $k$ , w następujący sposób:  $\underline{Z}_L = k * \underline{Z}_{L0}$ . Oznacza to, że w analizie uwzględniany jest współczynnik mocy  $\text{tg}\varphi = \text{const}$ . Wadą tej metody jest więc bardzo ograniczony zakres zastosowań, np. w sieciach rozdzielczych lub w sieci przesyłowej – tylko dla wydzielonych ciągów przesyłowych z przepływem mocy w jednym kierunku.

Artykuł [186] tego samego autora opisuje kilka etapów rozwiązania w celu aktualizacji transmisji opierające się na rozległym systemie pomiarowym: 1) ulepszone monitorowanie linii i/lub krytycznych obszarów stabilności, 2) przekazanie zebranych danych do urządzeń sterujących i zabezpieczających, 3) proponowana zmiana filozofii w sterowaniu.

Pokazano także studium przypadku, które wykazuje ekonomiczną rentowność tych trzech etapów.

Najtrudniejsze są na pewno algorytmy związane z dzieleniem SEE i wydzielaniem układów wyspowych. Zastosowanie systemów WAMS może w tej dziedzinie wprowadzić zdecydowany postęp [40].

W stanie zagrożenia utraty stabilności napięciowej, w znacznie ograniczonym czasie, powinny być podjęte właściwe czynności przeciwdziałające utracie stabilności [26, 58]. Najbardziej interesującą grupą algorytmów wykorzystujących WAMS, z wymienionych powodów, są metody szybkiej oceny zagrożenia utratą stabilności napięciowej oparte na sztucznej inteligencji [32, 37, 42, 90, 169, 196, 210]. Struktury drzew decyzyjnych oraz sztucznych sieci neuronowych tworzone są na podstawie, wykonanych w trybie *of-line*, wariantowych obliczeń rozplływów mocy oraz analizy stabilności napięciowej. Nauczone struktury służą następnie do klasyfikacji stanów pracy SEE – bezpieczny lub zagrożeniowy, według aktualnych pomiarów, pochodzących z urządzeń PMU.

Obserwowalną w literaturze barierą w zastosowaniu rozległych systemów pomiarowych do badania stabilności napięciowej sieci przesyłowej jest brak algorytmów sterowania SEE. Możliwości sprzętowe nie stanowią tutaj istotnych problemów. Z tego powodu autor proponuje oryginalny indukcyjny algorytm wykorzystujący WAMS do badania zapasu stabilności napięciowej w sieci przesyłowej. Opiera się on na następujących elementach:

- analizie krzywych  $P-U$  i  $Q-U$ ,
- analizie modalnej,
- drzewach decyzyjnych oraz WAMS.

Zaproponowany algorytm ma za zadanie rozszerzenie istniejących funkcjonalności systemów SCADA i wspieranie, w czasie rzeczywistym podejmowanie decyzji przez dyspozytorów, szczególnie w zakresie oceny likwidacji naruszeń ograniczeń napięciowych w słabych napięciowo obszarach sieci przesyłowej. Podczas wyboru miejsca zainstalowania układów kompensacji mocy bierniej decydują nie tylko względy techniczne, ale również ekonomiczne:

- czy ekonomicznie korzystniejsze jest zainstalowanie kompensatorów załączonych na stałe w kilku węzłach, czy też jeden układ kompensacji w najsłabszym węźle?
- czy są w danej stacji elektroenergetycznej techniczne możliwości zainstalowania kompensatorów statycznych?

Przedstawiony algorytm nie dotyczy aspektów ekonomicznych.

## 7.2. Analiza stabilności napięciowej sieci przesyłowej – krzywe $P-U$ i $Q-U$

Najgorsze warunki napięciowe w sieci przesyłowej występują w stanach powyłączeniowych, dlatego konieczne jest badanie stabilności napięciowej z uwzględnieniem kryterium N-1. Po wyłączeniu gałęzi zwykle następuje obniżenie napięć węzłowych, co uruchamia regulację przekładni transformatorów pod obciążeniem i napięcia są odbudowywane w ciągu około 2–5 minut. Ze względu na to, że zmiana zaczeptu w transformatorach następuje ze zwłoką (ok. 2–5 minut), wskazane jest:

- przed wyłączeniem gałęzi wyznaczanie napięć węzłowych z uwzględnieniem regulacji przekładni transformatorów,
- po wyłączeniu gałęzi wyznaczanie napięć węzłowych o stałych przekładniach transformatorów.

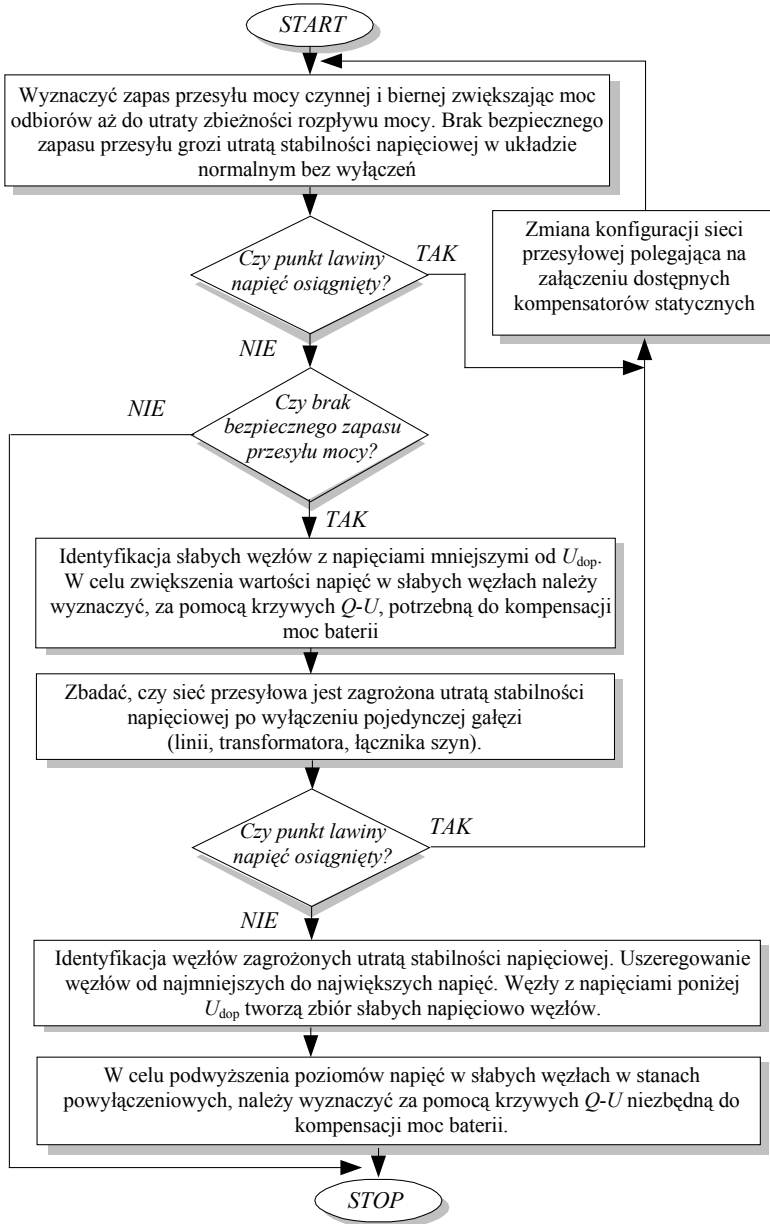
Spśród wszystkich możliwych wyłączeń gałęzi krytyczne są te, które powodują obniżenie napięć w węzłach odbiorczych poniżej  $U_{dop}$  z planowanym zapotrzebowaniem mocy czynnej i biernej. W warunkach krajowych minimalne dopuszczalne wartości napięcia w sieci przesyłowej wynoszą:

- $U_{dop} = 0,95 U_n$  – w węzłach elektrownianych,
- $U_{dop} = 0,9 U_n$  – w węzłach odbiorczych.

Tabela 7.1. Krytyczne wyłączenia i najsłabsze węzły w przykładowej analizie (szczyt wieczorny 2008) – napięcie  $U$  podane jest w jednostkach względnych

Lp.	Wyl. gałąź	Początek	Koniec	Węzeł_1	$U$	Węzeł_2	$U$	Węzeł_3	$U$	Węzeł_4	$U$
1	H006	PAS424	OSR414	OSR514	0,700	OSR454	0,728	OSR414	0,728	OPL124	0,792
2	OSR-T1A	OSR414	OSR454	OSR514	0,704	OSR454	0,733	OPL124	0,797	KZH124	0,797
3	E004	NAR411	MIL411	NAR411	0,746	NAR421	0,746	HAI111	0,816	BPO111	0,820
4	M001	KRA424	PLE414	PLE414	0,791	PLE424	0,791	SWD114	0,795	ZBS124	0,795
5	OSR-T1B	OSR454	OSR114	OPL124	0,797	KZH124	0,797	XKO114	0,798	KAL124	0,798
6	PDE-A1	PDE211	PDE111	SLZ111	0,808	XKU111	0,812	GST111	0,813	KUT111	0,819
7	LSN-A1	LSN214	LSN114	SWD114	0,817	ZBS114	0,817	ZBS124	0,817	SBM114	0,833
8	401	DBN423	PAS424	OSR514	0,818	OSR454	0,852	BRN114	0,877	ZAR114	0,877
9	NAR-A1	NAR411	NAR111	HAI111	0,823	BPO111	0,828	LEW111	0,829	MIC111	0,833
10	LES-A1	LES214	LES114	RAW124	0,827	RAW114	0,828	BOJ114	0,848	LN2114	0,872

W tabeli 7.1. pokazano przykładowe krytyczne wyłączenia gałęzi zidentyfikowane metodą obliczania rozpliwów mocy w stanach powyłaczeniowych oraz podano wartości napięć w czterech najsłabszych napięciowo węzłach.



Rys. 7.1. Algorytm badania stabilności napięciowej sieci przesyłowej 400/220/110 kV

W obliczeniach wykorzystano algorytm badania stabilności napięciowej sieci przesyłowej, który wykorzystuje analizę krzywych  $P-U$  oraz  $Q-U$  [206]. Algorytm badania stabilności napięciowej sieci przesyłowej 400/220/110 kV został przedstawiony na rysunku 7.1. Na podstawie modeli KDM sieci 400/220/110kV dla 2008 r. – szczyt wieczorny, wykonano przykładowe analizy. Ze względu na klauzule poufności pozyskanych modeli autor monografii ograniczył się do wybiórczego zamieszczenia niezbędnych danych. Zarówno modele KDM, jak i wyniki przeprowadzonych analiz zostały dokładnie omówione w raporcie Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej [117, 134, 135].

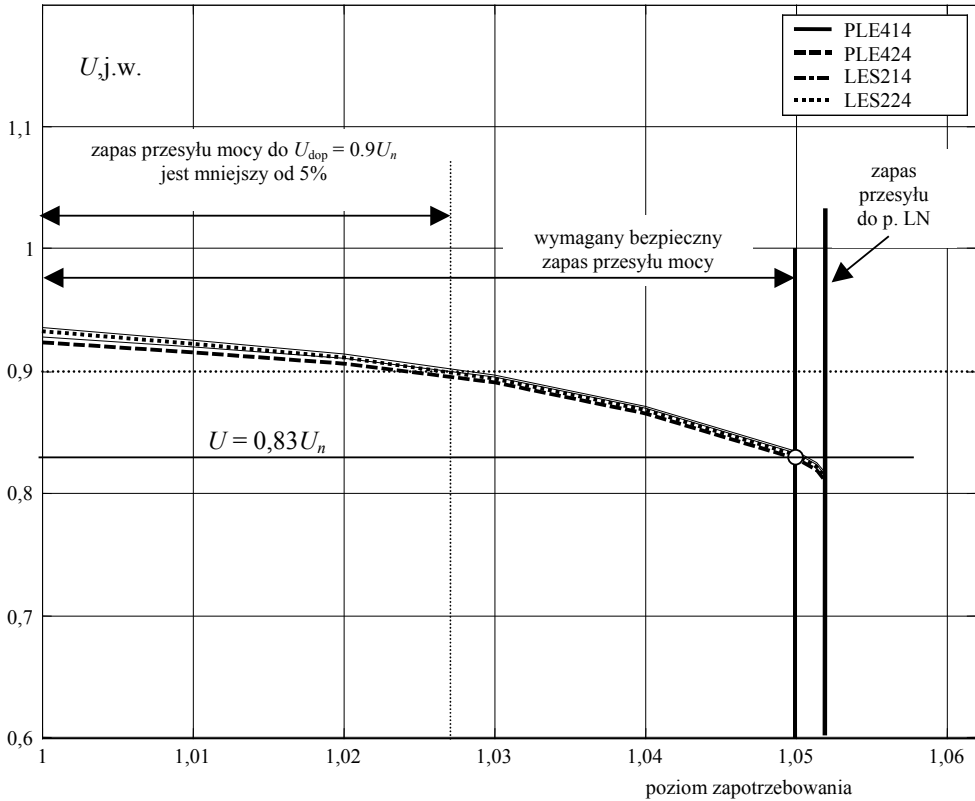
W węzłach odbiorczych, wraz ze wzrostem zapotrzebowania mocy czynnej i biernej, napięcia węzłowe obniżają się w niektórych węzłach wolniej, w innych szybciej. Węzły, w których napięcie najwcześniej osiągnie wartość mniejszą od  $U_{dop}$  są węzłami słabymi napięciowo. Można je wykryć po obliczeniu rozptywu mocy i uporządkowaniu węzłów według rosnących napięć. Największy wzrost zapotrzebowania mocy czynnej i biernej w systemie, licząc od aktualnego lub planowanego punktu pracy, dla którego istnieje jeszcze rozwiązanie iteracyjnego rozptywu mocy, wyznacza zapas przesyłu mocy w sieci przesyłowej. Przyjęty scenariusz zwiększania zapotrzebowania mocy czynnej i biernej polega na jednoczesnym proporcjonalnym wzroście mocy czynnej odbiorów we wszystkich węzłach sieci z utrzymaniem stałych współczynników mocy (tangensów mocy); natomiast wzrost mocy czynnej odbiorów pokrywany jest przez węzeł bilansujący. Wzrost mocy biernej odbiorów oraz zmiany podłużnych i poprzecznych biernych strat przesyłowych są pokrywane przez generatory pracujące w węzłach typu PU. Po osiągnięciu maksymalnej dopuszczalnej mocy biernej węzeł generacyjny typu PU jest zamieniany na węzeł generacyjny typu PQ.

### **Zapasy przesyłu mocy czynnej i biernej w zimowym szczycie wieczornym bez wyłączeń**

Wykonano symulacje komputerowe różnych wariantów kompensacji mocy w systemie elektroenergetycznym bez wyłączeń. Dla każdego wariantu wyznaczono zapas przesyłu mocy – do punktu lawiny napięcia oraz bezpieczny zapas przesyłu mocy – do obniżenia się napięć w najsłabszych węzłach do  $U_{dop} = 0,9 U_n$  (odpowiednie definicje znajdują się w rozdz. 5). W wyniku analizy krzywych  $P-U$  zidentyfikowano najsłabsze węzły: PLE424, PLE424, LES214 i LES224 (rys. 7.2).

Z wykresu wynika, że w przykładowym węźle PLE424 wzrost zapotrzebowania o 5% mocy (do poziomu 1,05) powoduje obniżenie napięcia do wartości około  $0,83 U_n$ . Analizowany model sieci nie ma więc wymaganego 5% bezpiecznego zapasu przesyłu mocy.

Krzywa nosowa  $P-U$ : wzrost zapotrzebowania  $P_{odb}$  przy  $\text{tg}\varphi = Q_{odb}/P_{odb} = \text{const}$



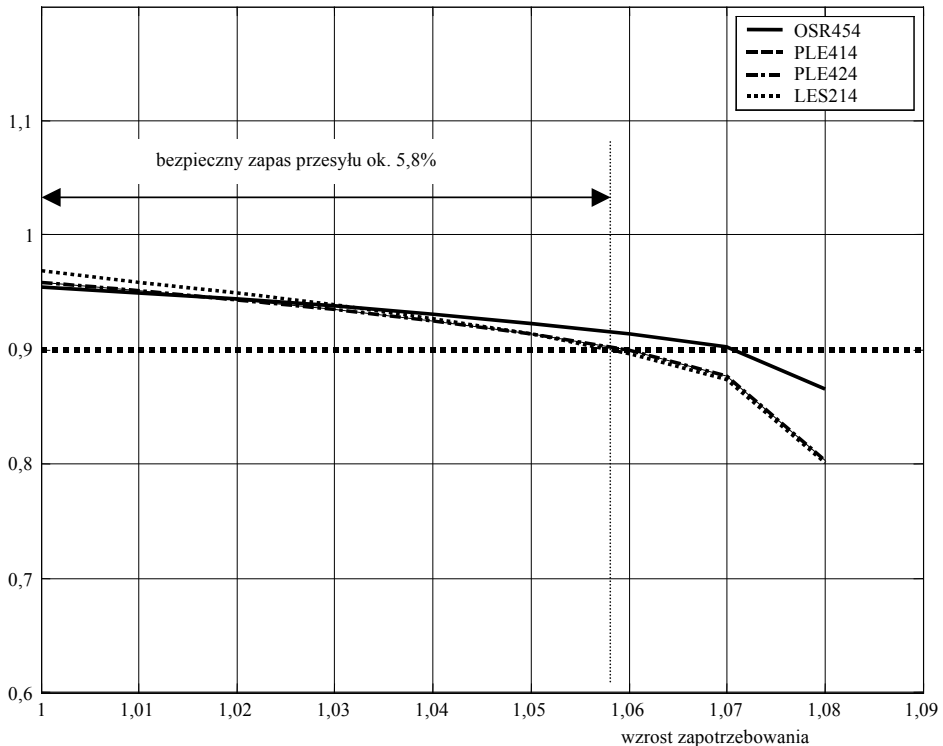
Rys. 7.2. Krzywa nosowa  $P-U$  dla najsłabszych napięciowo węzłów

### Zmiana konfiguracji sieci przesyłowej

Punkt lawiny napięć w analizowanych węzłach został osiągnięty przy braku bezpiecznego zapasu przesyłu mocy. Konieczna jest więc zmiana konfiguracji sieci przesyłowej polegająca na załączeniu dostępnych kompensatorów statycznych. W KSE kompensatory statyczne (regulowane baterie kondensatorów) są przyłączane do szyn 400, 220 i 110 kV za pomocą wydzielonych transformatorów lub trzecich uzwojeń transformatora NN/110kV. Po zainstalowaniu wszystkich dostępnych kompensatorów (tab. 5.1) sieć przesyłowa w stanach bez wyłączeń ma bezpieczny zapas przesyłu mocy wynoszący około 6,8% (rys. 7.3).



Krzywa nosowa: wzrost zapotrzebowania  $P_{odb}$  przy  $\text{tg}\varphi = Q_{odb}/P_{odb} = \text{const}$



Rys. 7.3 Krzywa nosowa  $P-U$  dla najbliższych napięciowo węzłów po załączeniu dostępnych baterii w sieci

### Badanie zagrożenia utratą stabilności napięciowej sieci przesyłowej po wyłączeniu pojedynczej gałęzi

Najprostszą metodą identyfikacji krytycznych wyłączeń N-1 jest obliczenie pełnego rozplywu mocy po każdym pojedynczym wyłączeniu linii NN, transformatora NN/400/220 kV, transformatora NN/110 kV lub łącznika NN. Tego typu wyłączenia mają bardzo niekorzystny wpływ na stabilność napięciową sieci przesyłowej. Dokładne zbadanie tego wpływu wymaga przeanalizowania rozplywu mocy po każdym pojedynczym wyłączeniu tych gałęzi. W celu zidentyfikowania słabych napięciowo węzłów, uporządkowano węzły pod względem wartości napięcia – od najmniejszej do największej wartości. Węzły o napięciach poniżej  $U_{dop}$  zakwalifikowano jako słabe napięciowo, a wywołujące te napięcia wyłączenia gałęzi uznano za wyłączenie krytyczne. Po wyłączeniu gałęzi (tab. 7.2), występuje w analizowanym układzie utrata zbieżności rozplywu mocy, co oznacza utratę stabilności napięciowej. W układzie tym wszystkie baterie kondensatorów zostały załączone. Krajowa sieć przesyłowa dla ana-

lizowanego wariantu nie spełnia kryterium N-1 w ujęciu stabilności napięciowej. Istnieją węzły, w których brak jest całkowicie bezpiecznego zapasu przesyłu mocy czynnej lub istniejący zapas jest niewystarczający. Potwierdzeniem tego jest awaria napięciowa, jaka na przykład wystąpiła w 2006 r. W rannym szczycie zapotrzebowania w dniu 26 czerwca 2006 r. doszło do utraty stabilności napięciowej. Wyciągając wnioski z tej awarii, OSP zdecydował się na zainstalowanie w sieci przesyłowej baterii kondensatorów. Każdemu krytycznemu wyłączeniu w sieci można przypisać istnienie lub brak zapasu przesyłu mocy.

Tabela 7.2. Wyłączenia krytyczne w analizowanej sieci przesyłowej, które powodują powstanie lawiny napięć w załączonych bateriach kondensatorów

Łącznik szyn 400 kV	!DBN413	DBN413-DBN423	Rozdzielnia 400/110 kV Dobrzeń
Transf. 400/110 kV:	OSC-T3	OSC412-OSP132	Ostrowiec 400/110 kV
Transf. 220/110 kV:	BSP-A1	BSP214-BSP114	Biskupice k. Wrocławia 220/110 kV
Transf. 220/110 kV:	KON-T4B	KON254-KON114	Konin 220/110 kV

W tabeli 7.3 podano 10 pozostałych wyłączeń (oprócz krytycznych) i dla każdego z nich po 4 słabe węzły o napięciach mniejszych lub równych  $U_{dop} = 0,9 U_n$ . Po wyłączeniu każdej z wymienionych gałęzi NN najniższe napięcia są mniejsze, równe lub o 1% wyższe niż  $U_{dop} = 0,9 U_n$ .

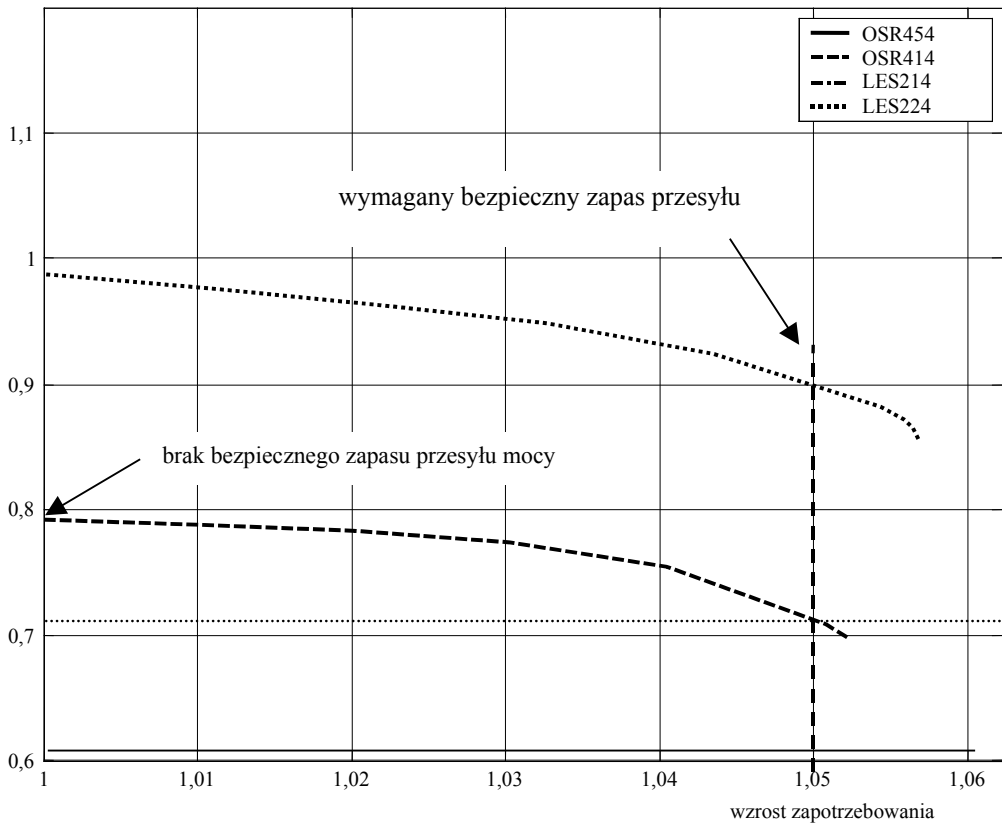
Tabela 7.3. Cztery najsłabsze węzły w poszczególnych stanach powyłaczeniowych, przy załączonych bateriach kondensatorów w sieci

Lp.	Wył. gałąź	Początek	Koniec	Węzeł_1	Upu	Węzeł_2	Upu	Węzeł_3	Upu	Węzeł_4	Upu
1	H006	PAS424	OSR414	OSR514	0,743	OSR454	0,774	OSR414	0,774	OPL124	0,843
2	OSR-T1A	OSR414	OSR454	OSR514	0,747	OSR454	0,778	OPL124	0,847	KZH124	0,849
3	OSR-T1B	OSR454	OSR114	OPL124	0,847	KZH124	0,849	OPN114	0,850	XKO114	0,850
4	401	DBN423	PAS424	OSR514	0,849	OSR454	0,884	OSR414	0,912	PAS424	0,923
5	M001	KRA424	PLE414	PLE414	0,854	PLE424	0,854	SWD114	0,887	ZBS124	0,887
6	PDE-A1	PDE211	PDE111	SLZ111	0,868	XKU111	0,870	GST111	0,874	KUT111	0,875
7	LES-A1	LES214	LES114	RAW124	0,894	RAW114	0,894	OSR514	0,906	BOJ114	0,912
8	H001	CRN414	MIK414	OSR514	0,898	OSR454	0,935	BRN114	0,948	ZAR114	0,949
9	4522	KRA214	MON214	NIE114	0,898	TBT114	0,900	GFC114	0,904	OSR514	0,917
10	LSN-A1	LSN214	LSN114	SWD114	0,900	ZBS114	0,900	ZBS124	0,900	SBM114	0,914

Na rysunku 7.4 pokazano przebiegi krzywych nosowych  $P-U$  dla najsłabszych napięciowo węzłów w szczycie zimowym po załączeniu baterii i w stanie N-1 związanym z wyłączeniem linii 400 kV H006. W węzle OSR414 i OSR454 stwierdza się brak bezpiecznego zapasu przesyłu, chociaż utrata stabilności napięciowej wystąpi dopiero przy wzroście zapotrzebowania około 8%. Należy jednak zauważyć, że węzeł OSR454 nie jest węzłem fizycznym. Pojawia się jako punkt gwiazdy w schemacie

zastępczym 3-uzwojeniowego transformatora. Węzłem fizycznym są szyny OSR414 i OSR114.

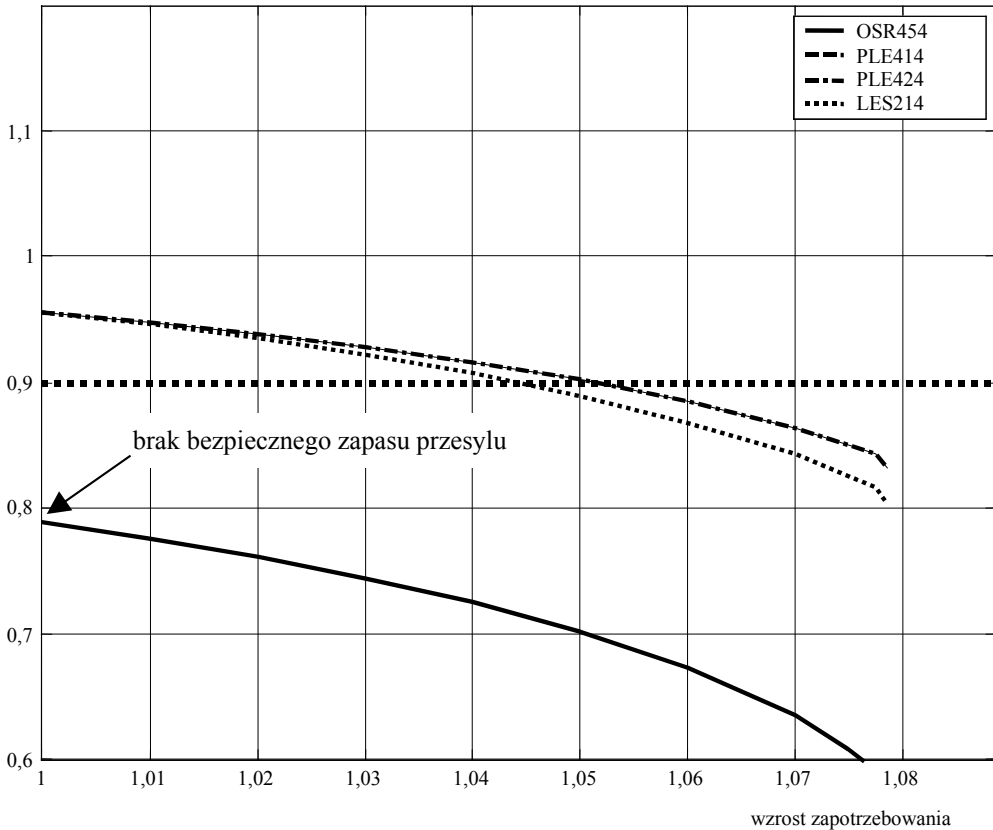
Krzywa nosowa: Wzrost zapotrzebowania  $P_{odb}$  przy  $\tan\phi = Q_{odb}/P_{odb} = \text{const}$ , wyłączona gałąź H006



Rys. 7.4. Krzywa nosowa  $P-U$  dla najsłabszych napięciowo węzłów po wyłączeniu linii 400 kV H006 Pasikowice–Ostrów

W przypadku wyłączenia transformatora T1 w stacji Ostrów 400/110 kV (OSR-T1A) sieć przesyłowa wykazuje także brak wystarczającego bezpiecznego zapasu przesyłu (5%), co zostało pokazane na rysunku 7.5. W konsekwencji przyjętego algorytmu konieczne jest wyznaczenie zapasu mocy biernej w węzłach końcowych tych gałęzi.

Krzywa nosowa: Wzrost zapotrzebowania  $P_{odb}$  przy  $\text{tg}\varphi = Q_{odb}/P_{odb} = \text{const}$

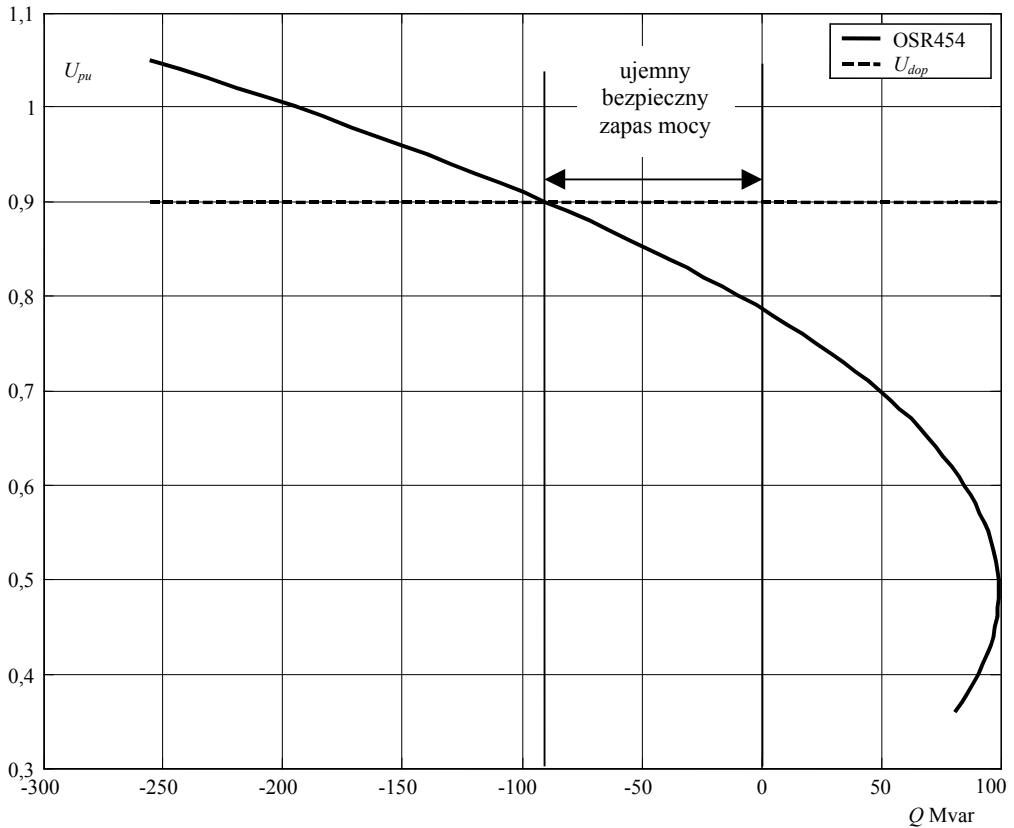


Rys. 7.5. Krzywa nosowa  $P-U$  dla najsłabszych napięciowo węzłów po wyłączeniu transformatora T1 w stacji Ostrów 400/110 kV

### Wyznaczenie zapasu mocy biernej w węzłach końcowych za pomocą krzywych $Q-U$

W celu podwyższenia poziomów napięć w słabych węzłach w stanach powyłączeniowych można oszacować za pomocą krzywych  $Q-U$  niezbędny zapas mocy biernej (w sensie przyjętej definicji w rozdz. 5). Z przeprowadzonej analizy stabilności napięciowej w stanach N-1 wynika, że wyłączenie gałęzi H006 (PAS424-OSR414) jest krytyczne. Dla tego krytycznego wyłączenia należy wyznaczyć zapasy mocy biernej w słabych węzłach. Na rysunku 7.6 pokazano krzywą  $Q-U$  w węźle OSR454. Ponieważ bezpieczny zapas mocy biernej jest ujemny, konieczne jest zainstalowanie w węźle OSR414 baterii kondensatorów.

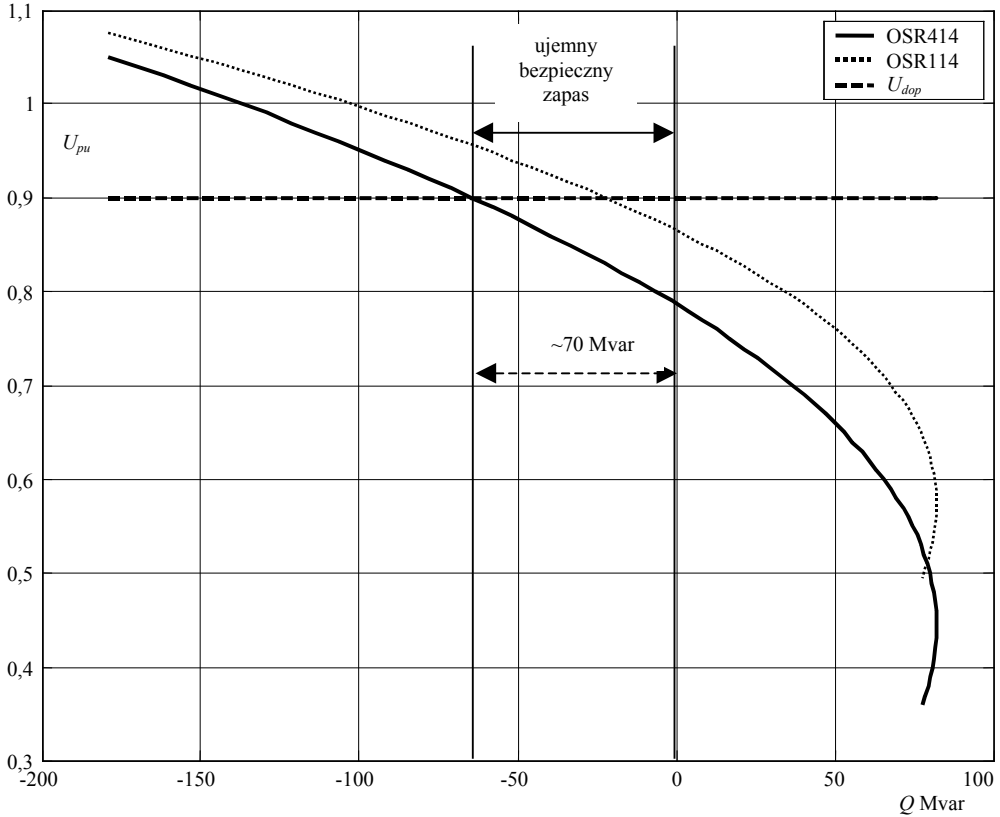
Krzywe nosowe  $Q-U$ : przyrostu Mvar ( $Q = Q_{wzrost} - Q_{plan}$ ) w węźle: OSR454 po wyłączeniu H006



Rys. 7.6. Krzywa nosowa  $Q-U$  w węźle OSR454 w ZIMIE 2008 r. po załączeniu baterii i wyłączeniu linii H006 Pasikurowice–Ostrów

Ujemny bezpieczny zapas mocy biernej w węźle OSR454 wskazuje na konieczność zainstalowania baterii w stacji Ostrów 400 kV o mocy około 100 Mvar. Należy jednak zauważyć, że węzeł OSR454 nie jest węzłem fizycznym. Pojawia się jako punkt gwiazdy w schemacie zastępczym 3-uzwojeniowego transformatora. Węzłem fizycznym są szyny OSR414 i OSR114. Na rysunku 7.7 pokazano krzywe nosowe  $Q-U$  w obu tych węzłach (OSR414 i OSR114) po wyłączeniu linii H006.

Krzywe nosowe  $Q-U$ : przyrostu Mvar ( $Q = Q_{wzrost} - Q_{plan}$ ) w węźle: OSR414 po wyłączeniu H006



Rys. 7.7. Krzywa nosowa  $Q-U$  w węzłach fizycznych OSR414 i OSR114 po załączeniu baterii i wyłączeniu linii H006 Pasikowice–Ostrów

Po wyłączeniu linii 400 kV H006 Pasikowice–Ostrów ujemny bezpieczny zapas mocy biernej w węźle OSR414 wynosi około 70 Mvar, w stacji Ostrów zatem 400/110 kV potrzebna jest bateria kondensatorów o mocy co najmniej 70 Mvar. Należy także zauważyć, że zagrożenie stabilności napięciowej w stacji Ostrów zmniejszy się po połączeniu jej nowymi liniami 400 kV ze stacją Plewiska 400 kV oraz Trębaczów 400 kV.

### 7.3. Analiza modalna – obliczenia komputerowe

W obliczeniach wykorzystano prostokątny układ współrzędnych napięć węzłowych. Można wyprowadzić zależności umożliwiające wykonywanie obliczeń tych

współrzędnych, ponieważ zachodzą następujące zależności między współrzędnymi w węźle  $j$ :

$$\underline{U}_j = e_j + j f_j \quad (7.1)$$

$$e_j = |U_j| \cos \varphi_j \quad f_j = |U_j| \sin \varphi_j \quad (7.2)$$

$$\dots |U_j| = \sqrt{e_j^2 + f_j^2} \quad \varphi_j = \arctan(f_j / e_j) \quad (7.3)$$

$$\mathbf{J} = \begin{vmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{U}} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{U}} \end{vmatrix} = \mathbf{J}_{\text{pros}} \cdot \mathbf{K} \quad (7.4)$$

gdzie

$$\mathbf{J}_{\text{pros}} = \begin{vmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial e} & \frac{\partial \mathbf{P}}{\partial f} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial e} & \frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial f} \end{vmatrix} \quad (7.5)$$

$$\mathbf{K} = \begin{vmatrix} \mathbf{K}_{1,1} & \mathbf{K}_{1,2} \\ \mathbf{K}_{2,1} & \mathbf{K}_{2,2} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} & & 0 & & & 0 \\ & & -|U_j| \sin \varphi_j & & \cos \varphi_j & \\ 0 & & & 0 & & 0 \\ & & & & & \\ & & |U_j| \cos \varphi_j & & \sin \varphi_j & \\ 0 & & & 0 & & \end{vmatrix} \quad (7.6)$$

czyli można zapisać następującą postać:

$$\det \mathbf{J} = \det \mathbf{J}_R \det \mathbf{K} = \prod_{j=1}^n (-|U_j|) \det \mathbf{J}_R \quad (7.7)$$

Dzięki ostatniej zależności można stwierdzić, że wyznaczniki macierzy Jakobiego zredukowanej oraz pełnej dla biegunowego i prostokątnego układu współrzędnych napięć węzłowych są liniowo zależne. W związku z tym można analogicznie traktować oba układy współrzędnych napięć.

### Współczynnik udziału węzła w wybranej wartości własnej

W celu wyznaczenia wrażliwości napięcia w węźle  $k$  na przyrost mocy biernej w tym węźle, wzór (5.10) można przekształcić (zgodnie ze wzorem (5.14)) w następujący sposób:

$$\Delta U = \mathbf{M} \Lambda^{-1} \mathbf{N} \Delta \mathbf{Q} = \sum_{i=1}^n \frac{m_i n_i^T}{\lambda_i} \Delta Q_i \quad (7.8)$$

gdzie:

$m_i$  – element wektora własnego prawostronnego,

$n_i^T$  – element wektora własnego lewostronnego,

$\lambda_i$  – wartość własna.

W przypadku dwóch węzłów odbiorczych, połączonych z węzłem bilansującym, zależność (7.8) można kolejno zapisać

$$\begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m_{11} & m_{12} \\ m_{21} & m_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1/\lambda_1 & \\ & 1/\lambda_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} n_{11} & n_{12} \\ n_{21} & n_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} \quad (7.9)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m_{11}/\lambda_1 & m_{12}/\lambda_2 \\ m_{21}/\lambda_1 & m_{22}/\lambda_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} n_{11}\Delta Q_1 + n_{12}\Delta Q_2 \\ n_{21}\Delta Q_1 + n_{22}\Delta Q_2 \end{bmatrix} \quad (7.10)$$

Po wymnożeniu macierzy przez wektor otrzymujemy

$$\Delta U_1 = m_{11}n_{11} \frac{\Delta Q_1}{\lambda_1} + m_{11}n_{12} \frac{\Delta Q_2}{\lambda_1} + m_{12}n_{21} \frac{\Delta Q_1}{\lambda_2} + m_{12}n_{22} \frac{\Delta Q_2}{\lambda_2} \quad (7.11)$$

$$\Delta U_2 = m_{21}n_{11} \frac{\Delta Q_1}{\lambda_1} + m_{21}n_{12} \frac{\Delta Q_2}{\lambda_1} + m_{22}n_{21} \frac{\Delta Q_1}{\lambda_2} + m_{22}n_{22} \frac{\Delta Q_2}{\lambda_2} \quad (7.12)$$

Pochodna napięcia  $U_1$  względem mocy biernej  $Q_1$  obliczona na podstawie zależności (7.11) wynosi

$$\frac{dU_1}{dQ_1} = \frac{m_{11}n_{11}}{\lambda_1} + \frac{m_{12}n_{21}}{\lambda_2} \quad (7.13)$$

Wzór można uogólnić na dowolną liczbę węzłów  $w$ . W rezultacie pochodna napięcia w węźle  $k$  względem mocy biernej w węźle  $k$ , obliczona na podstawie zależności (7.8), wynosi

$$\frac{dU_k}{dQ_k} = \sum_{i=1}^w \frac{m_{ki}n_{ik}}{\lambda_i} = \sum_{i=1}^n \frac{P_{ki}}{\lambda_i} \quad (7.14)$$

gdzie  $P_{ki} = m_{ki}n_{ik}$  – współczynnik udziału wartości własnej  $\lambda_i$  w pochodnej  $dU_k/dQ_k$ .

Współczynnik udziału wartości własnej określa wrażliwość danej wartości własnej na zmianę określonej zmiennej stanu. Współczynnik udziału może być wykorzystany do określania lokalizacji urządzeń przeznaczonych do poprawy stabilności systemu. Ogólnie urządzenia takie należy instalować w miejscach, dla których zmienna modalna zwi-



zana z daną wartością własną jest zarówno obserwowalna, jak i sterowalna. Sposób obliczenia współczynnika udziału dla  $i$ -tej wartości własnej oraz elementów diagonalnych macierzy stanu jest pokazany w równaniu (7.15). Dla lepszej czytelności zapisu użyto tutaj macierzy kolumnowej, która jest transpozycją lewego wektora własnego

$$\mathbf{m}_i^T = \begin{bmatrix} m_{i1} \\ \vdots \\ m_{ik} \\ \vdots \\ m_{in} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{n}_i = \begin{bmatrix} n_{1i} \\ \vdots \\ n_{ki} \\ \vdots \\ n_{ni} \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} m_{i1} \\ \vdots \\ m_{ik} \\ \vdots \\ m_{in} \end{bmatrix} \rightarrow \cdot \begin{bmatrix} n_{1i} \\ \vdots \\ n_{ki} \\ \vdots \\ n_{ni} \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} m_{i1}u_{1i} \\ \vdots \\ m_{ik}u_{ki} \\ \vdots \\ m_{in}u_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ \vdots \\ p_{ki} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \mathbf{P}_i \quad (7.15)$$

W literaturze [113, 116, 220] oraz w komercyjnych programach DSA, np. VSAT firmy Powertech (<http://www.powertechlabs.com>), implementuje się różne algorytmy wyliczania współczynników udziału gałęzi w wybranej wartości własnej  $P_{ki}$ . W monografii wykorzystano metodę, dzięki której oblicza się przyrost mocy biernej  $\Delta Q_{\text{flow}}$  i strat przesyłowych mocy biernej  $\Delta Q_{\text{loss}}$  w danej gałęzi przez linearyzacje równania mocy płynącej od węzła początkowego  $s$  do końcowego  $r$ . Dla każdego modu mocy biernej  $\Delta Q = \Delta Q(m_i)$  określamy przyrost modu napięcia  $\Delta U(m_i)$ , a następnie przyrosty modu kątów:

$$\Delta \theta(m_i) = -\mathbf{J}_{\text{P0}}^{-1} \mathbf{J}_{\text{PV}} \Delta U(m_i) \quad (7.16)$$

Znając mody modułów i kątów napięć, można wyliczyć współczynniki udziału gałęzi; zaprezentowano zatem najczęściej wykorzystywane sposoby:

*Współczynnik udziału wzrostu strat mocy biernej gałęzi  $j$  w modzie  $i$*

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{\text{lossgal},j}}{\max \Delta Q_{\text{lossdla wszystkichgal.}}} \quad (7.17)$$

*Współczynnik udziału unormowanego wzrostu strat mocy biernej gałęzi  $j$  w modzie  $i$*

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{\text{lossgal},j} / Q_{\text{lossgal},j}}{\max(\Delta Q_{\text{lossdla wszystkichgal.}} / Q_{\text{lossdla wszystkichgal.}})} \quad (7.18)$$

*Współczynnik udziału wzrostu mocy biernej gałęzi  $j$  w modzie  $i$*

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{\text{flowgal},j}}{\max \Delta a_{\text{flowdla wszystkichgal.}}} \quad (7.19)$$

*Współczynnik udziału unormowanego wzrostu mocy biernej gałęzi  $j$  w modzie  $i$*

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{\text{flowgal},j} / Q_{\text{flowgal},j}}{\max(\Delta Q_{\text{flowdla wszystkichgal.}} / Q_{\text{flowdla wszystkichgal.}})} \quad (7.20)$$

*Współczynnik udziału wzrostu strat mocy biernej przekroju  $j$  w modzie  $i$*

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{\text{loss w przekroju } j}}{\max \Delta Q_{\text{loss dla wszystkich przekrojow}}} \quad (7.21)$$

*Współczynnik udziału wzrostu mocy biernej przekroju  $j$  w modzie  $i$*

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{\text{flow w przekroju } j}}{\max \Delta Q_{\text{flow dla wszystkich przekrojow}}} \quad (7.22)$$

### **Współczynnik udziału regulowanych źródeł mocy biernej w wybranej wartości własnej**

W wyniku linearyzacji równania mocy biernej generatora lub kompensatora statycznego SVC otrzymujemy przyrost mocy wynikający z przyrostu modułów i kątów oraz odpowiednich napięć węzłowych. Generatory i kompensatory SVC są podzielone na dwie grupy:

- grupa I: źródła realizujące regulacje napięcia,
- grupa II: źródła, które utraciły zdolność regulacji napięcia.

#### **Grupa I**

*Współczynnik udziału wzrostu mocy biernej źródła  $m$  w modzie  $i$*

$$P_{mi} = \frac{\Delta Q_m}{\max \Delta Q_{\text{dla wszystkich zrodel}}} \quad (7.23)$$

*Współczynnik udziału unormowanego wzrostu mocy biernej źródła  $m$  w modzie  $i$*

$$P_{mi} = \frac{\Delta Q_m / MVA_{\text{zrodla}}}{\max(\Delta Q / MVA_{\text{zrodla}})_{\text{dla wszystkich zrodel}}} \quad (7.24)$$

#### **Grupa II**

*Współczynnik udziału wzrostu mocy biernej źródła  $k$  w modzie  $i$  jest obliczany jak dla węzła odbiorczego, a następnie jest normowany*

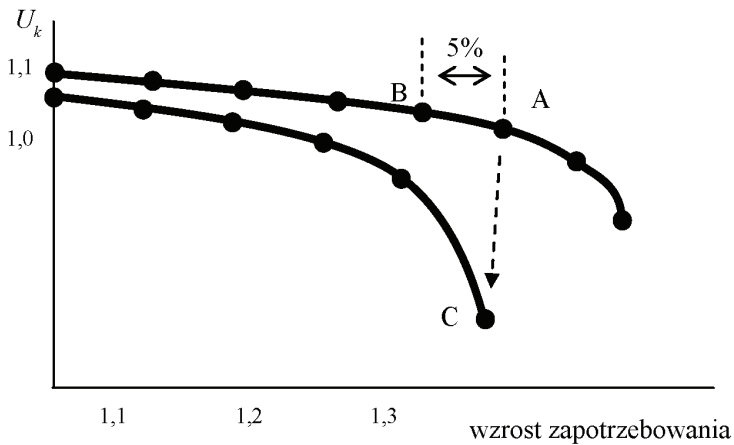
$$P_{ki} = \frac{P_{ki}}{\max(P_{ji})} \quad (7.25)$$

gdzie:

- $P_{ki}$  – współczynnik udziału wyznaczony według wzoru (7.23),
- $\max(P_{ji})$  – maksymalna wartość współczynnika udziału w grupie II.

### Wyznaczanie najsłabszych węzłów w sieci przesyłowej

W wyniku badania stabilności napięciowej za pomocą krzywych  $P-U$  wyodrębniono zbiór węzłów wrażliwych na wyłączenia N-1. W węźle  $k$ , w punkcie pracy A nastąpiło krytyczne wyłączenie i zmiana punktu pracy C, w którym następuje lawina napięć. Następnie dla każdego z tych węzłów przeprowadzono analizę modalną w punkcie pracy C. Punkt B odpowiada bezpiecznemu zapasowi przesyłu mocy w badanym węźle. Przypadek ten pokazano na rysunku 7.8. W konsekwencji analizy modalnej wyznaczone zostały współczynniki udziału wartości własnej, które wyznaczają wrażliwość danej wartości własnej na zmianę określonej zmiennej stanu. Oznacza to, że analiza modalna została wykorzystana jako miara udziału poszczególnych zmiennych stanu w danej wartości własnej.



Rys. 7.8. Sposób znalezienia bezpiecznego zapasu przesyłu mocy dla węzła odbiorczego (umowna wartość 5%). Punkt C oznacza lawinę napięcia w wyniku wyłączenia typu N-1

Należy dodać, że im większa wartość współczynnika  $P_{ki}$ , tym większy jest wpływ wartości własnej  $\lambda_i$  na napięcie w węźle  $k$ . Wartość zatem współczynnika udziału  $P_{ki}$  opisuje efektywność zastosowania statycznej kompensacji mocy biernej w węźle  $k$ . Zerowa wartość własna oznacza, że sieć przesyłowa jest na granicy stabilności, natomiast ujemna wartość własna – że sieć jest niestabilna napięciowo. Utrata stabilności napięciowej w sieciach przesyłowych jest związana zwykle z kilkoma najmniejszymi wartościami własnymi, co ogranicza analizę modalną do (1–3) wartości własnych. Ułatwia to i przyspiesza obliczenia. Węzły, które mają największe współczynniki udziału w najmniejszej wartości własnej, są najsłabszymi napięciowo węzłami sieci (tab. 7.4). Powinny one być brane pod uwagę podczas wprowadzania do sieci układów kompensacji mocy biernej. Zgodnie z (7.14), każdy współczynnik udziału jest iloczynem  $k$ -tego elementu  $i$ -tego lewego oraz prawego wektora własnego. Współczynnik ten określa wrażliwość  $i$ -tej wartości własnej na

zmiany  $k$ -tego elementu diagonalnego macierzy stanu systemu. Zgodnie z tym element  $n_{ik}$  zawiera informację o obserwowalności  $i$ -tej zmiennej modalnej na  $k$ -tą zmienną stanu, podczas gdy  $m_{ki}$  zawiera informację o sterowalności  $i$ -tej zmiennej modalnej za pomocą  $k$ -tej zmiennej stanu. Z tego względu iloczyn  $P_{ki} = m_{ki} n_{ik}$  zawiera informację o obserwowalności oraz sterowalności i jest dobrą miarą korelacji między  $i$ -tą zmienną modalną oraz  $k$ -tą zmienną stanu.

Tabela 7.4. Wartości normowanych współczynników udziałów dla najbliższych węzłów, w przypadku 3 wariantów obciążenia sieci przesyłowej (zgodnie ze wzorem 7.24)

Obciążenie 25 000 MW		Obciążenie +5% 26 250 MW		Obciążenie +10% 27 500 MW	
$\lambda_{\min} = 11,49$		$\lambda_{\min} = 2,34$		$\lambda_{\min} = 0,095$	
Węzeł	$P_{ki}$	Węzeł	$P_{ki}$	Węzeł	$P_{ki}$
NAR411	1,000	NAR411	1,000	GRU415	1,000
OSR414	0,329	BSP214	0,917	BDN413	0,713
BDN413	0,083	OSR414	0,845	OSC412	0,680
OSC412	0,045	BDN413	0,804	BSP214	0,657
NAR411	0,007	OSC412	0,726	OSR414	0,652
GRU415	0,004	GRU415	0,548	NAR411	0,591
BSP214	0,003	PLE414	0,411	PLE414	0,448
OSR114	0,000	KON254	0,393	KON254	0,403
SWD114	0,000	OSR114	0,280	OSR114	0,320
KZH124	0,000	SWD114	0,120	BRN114	0,039
ELK221	0,000	KZH124	0,052	ELK221	0,110
PLE414	0,000	ELK221	0,000	SWD114	0,000

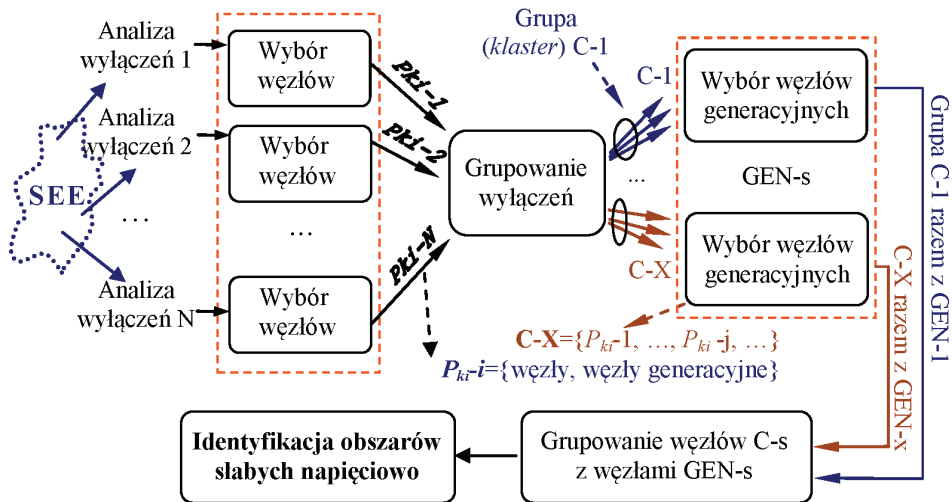
Węzły z największymi współczynnikami udziału w najmniejszej wartości własnej, są najbliższymi napięciowo węzłami sieci i zapisywane są w bazie danych dla każdej wartości obciążenia SEE. Następnie dla wyodrębnionych w bazie węzłów określone są źródła mocy biernej, potrzebne do zapewnienia bezpieczeństwa analizowanego systemu elektroenergetycznego. Schemat ideowy, przedstawiony na rys. 7.9, ilustruje całą procedurę wyszukiwania najbliższych węzłów wraz z dostępnymi źródłami mocy biernej.

Identyfikacja słabych napięciowo węzłów składa się z następujących etapów (rys. 7.9):

- **Wybór węzłów słabych napięciowo:** w wyniku analizy modalnej dla wszystkich zdefiniowanych uprzednio wyłączeń tworzona jest lista węzłów, z której do dalszej analizy wybiera się te z największym współczynnikiem udziału wartości własnej ( $P_{ki}$ ).
- **Grupowanie wyłączeń typu N-1 na podstawie podobieństwa:** identyfikowane są podobne wyniki rozplywu mocy na skutek różnych wyłączeń. Tylko różne

grupy wyłączeń będą brane pod uwagę w kolejnym etapie do identyfikacji poszczególnych zbiorów (obszarów) ze słabymi węzłami.

- **Normalizowanie współczynników udziału  $P_{ki}$**  dla rozpoznanych węzłów generatorowych (gdzie  $Q_{\max}$ ,  $Q_{\min}$  – znana maksymalna i minimalna moc bierna wytwarzana w węźle).



Rys. 7.9. Etapy identyfikacji węzłów słabych napięciowo wraz z dostępnymi źródłami mocy biernej

- **Wybór węzłów generacyjnych w grupie (klastrze)  $C_k$** : dla każdej zidentyfikowanej grupy wyłączeń  $C_k$  obliczany jest współczynnik udziału jej węzła generatorowego. Tylko te węzły z najwyższym współczynnikiem biorą udział w dalszych obliczeniach pod zmienioną nazwą  $Gen_s$ .
- **Grupowanie klastrów  $C_k$  pod względem podobieństwa współczynników  $Gen_s$** : W tym etapie grupowane są ponownie klastry  $C_k$ , w których występują te same węzły generatorowe lub podobne. Dwa generatory są podobne wtedy, gdy procentowy udział mocy generowanej w klastrze jest równy. Jeżeli  $Gen_i$  (pochodzący z klastra  $C_k$ ) i  $Gen_j$  (pochodzący z  $C_j$ ) są podobne, to klastry  $C_i$  oraz  $C_j$  są ponownie grupowane w obszar słabych napięciowo węzłów. Zidentyfikowany obszar jest powiązany z wektorem węzłów generacyjnych  $Gen_m$ , który zawiera kombinację różnych węzłów generacyjnych, m.in. węzłów  $Gen_i$  i  $Gen_j$ .
- **Identyfikacja grupy słabych węzłów** – znajdowanie węzłów odbiorczych: Dla każdego obszaru badana jest częstość występowania każdego z nich. Obszar słabych napięciowo węzłów będą tworzyły tylko te, które występują w rozpatrywanym obszarze najczęściej.

- **Identyfikacja dostępnych źródeł mocy biernej:** Dla każdego  $Gen_m$  znajdowana jest częstość występowania węzła generacyjnego. Wybierane są tylko te, które występują częściej niż zdefiniowane kryterium. Generatory przyłączone do znalezionych węzłów generacyjnych kontrolują zidentyfikowany obszar.

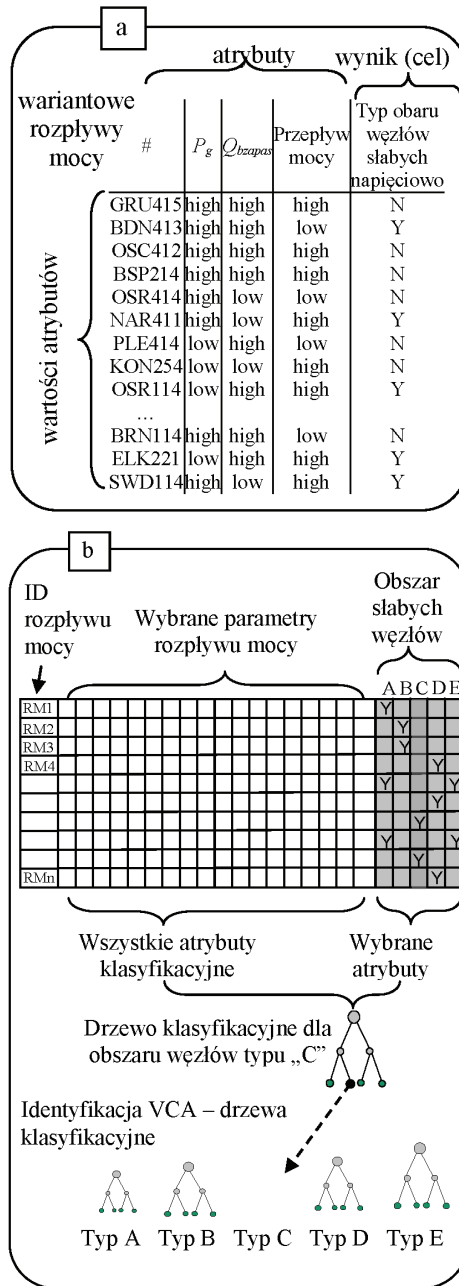
Aktualny układ pracy SEE, pochodzący z estymatora stanu, systemów DSA lub pomiarów WAMS jest rozpoznawany i kojarzony przypadkiem z wcześniej zapisanym w bazie. Proces ten oparty jest na heurystycznych metodach odkrywania wiedzy w bazach danych [118, 120, 127, 128].

## 7.4. Wykorzystanie drzew decyzyjnych i pomiarów WAMS

Odkrywanie wiedzy w bazach danych jest procesem odkrywania nowych korelacji, wzorców i trendów na podstawie dużych wolumenów danych przechowywanych w repozytoriach, wykorzystując technologie rozpoznawania wzorców [107]. Proces odkrywania wiedzy składa się z następujących etapów:

- utworzenie zbioru treningowego, w którym poszukuje się zależności, reguł i związków,
- wybranie zadania eksploracji danych,
- wybranie algorytmu do eksploracji danych,
- szukanie wzorców w danych,
- interpretacja znalezionych wzorców i ich weryfikacja,
- zebranie odkrytej wiedzy i przygotowanie raportu dla użytkowników.

Najważniejszy w tym procesie jest etap eksploracji danych (ang. *data mining*) (rys. 7.10a). W monografii zaproponowano indukcyjny algorytm, którego zadaniem będzie znajdowanie zależności i schematów w przygotowanym zbiorze danych o słabych napięciowo węzłach. Najpopularniejszymi formami reprezentacji odkrywanej wiedzy są drzewa decyzyjne (rys. 7.10b). Jest to graficzna metoda wspomagania procesu decyzyjnego, stosowana w teorii decyzji. Algorytm drzew decyzyjnych jest stosowany w uczeniu maszynowym do pozyskiwania wiedzy na podstawie przykładów. Jest to schemat o strukturze drzewa decyzji i ich możliwych konsekwencji. W fazie uczenia zadaniem drzew decyzyjnych jest rozpoznanie właściwego zbioru słabych napięciowo węzłów na podstawie licznych, rozgałęziających się wariantów rozplywu mocy w SEE. W fazie docelowego zastosowania drzew decyzyjnych – jako narzędzie wspierające pracę dyspozytora mocy SEE, klasyfikacja polega na znajdowaniu sposobu odwzorowania danych w zbiór predefiniowanych klas według rozległych systemów pomiarowych WAMS. Na podstawie zawartości bazy danych budowany jest model (drzewo klasyfikacyjne), który służy



Rys. 7.10. Na podstawie tabeli decyzyjnej (a) tworzone jest drzewo decyzyjne (b), którego węzłami są poszczególne atrybuty, gałęziami wartości odpowiadające tym atrybutom, a liście tworzą poszczególne decyzje. Część (b) przedstawia strukturę rekordów bazy danych wykorzystanych do budowy drzewa decyzyjnego danego obszaru węzłów zagrożonych utratą stabilności napięciowej

do szybkiego rozpoznania właściwego obszaru słabych napięciowo węzłów. W tym przypadku zmienną dyskryminującą jest zmienna jakościowa  $P_g$ . Do wyznaczenia wartości mocy biernej  $Q_{bzaspas}$ , wymaganej ze względu na bezpieczeństwo analizowanego obszaru SEE, wykorzystano strukturę drzewa regresyjnego, gdzie zmienną dyskryminującą jest zmienna ilościowa – wybrane parametry rozplywu mocy oraz pomiary z urządzeń PMU. Przykład kodu programu (algorytmu indukcyjnego), zapisanego w umownym języku programowania, przedstawiono poniżej. Parametr  $\varphi$  oznacza stopień podobieństwa atrybutów.

```
Compute B=number of elements in base
```

```
Compute R=number of elements in set-i
```

```
Compute maximum number of elements M=max(B,R)
```

```
Compute threshold for common elements T= $\varphi$ M
```

```
Compute number of common elements between base and set-i C=common elements
```

```
If C>=T then base and set-i are similar
```

```
If C<T then:
```

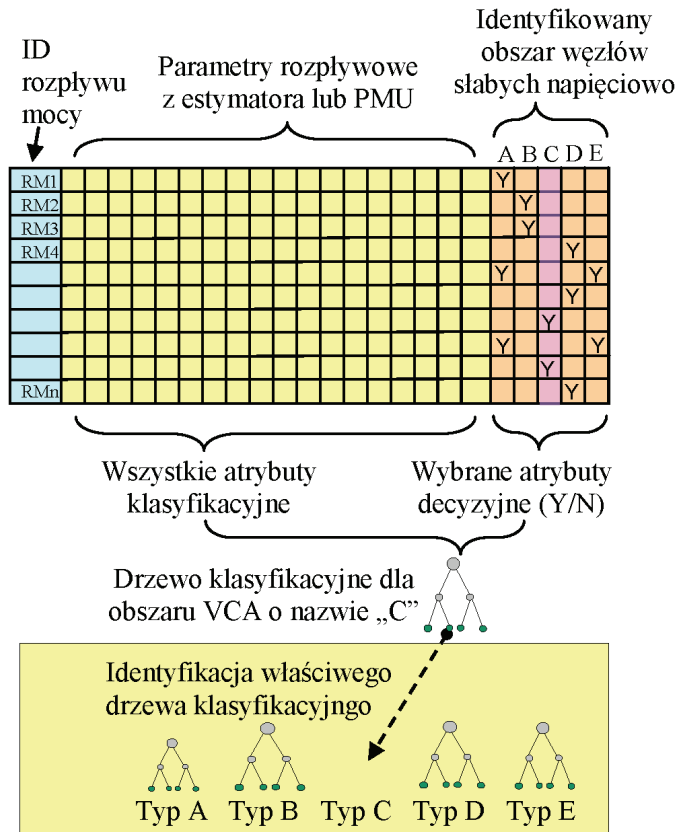
```
Denote the set (base or set-i) with the lowest number of elements by S.
```

```
If all elements in this smallest set are included in the largest set then sets are similar;
```

```
otherwise sets are not similar.
```

Algorytm szybkiej identyfikacji obszarów SEE zagrożonych utratą stabilności zakłada wykorzystanie bazy danych z uczącym się systemem klasyfikującym, gdzie umieszcza się parametry węzłów słabych napięciowo, tzn. z wartością własną bliską zeru, dla których przyrost modalnego napięcia jest bardzo wrażliwy na przyrost modalnej mocy biernej i mają największy wpływ na lawinę napięć. W bazie zapisane są również pozostałe, ale skojarzone z tymi obszarami, dane (np. wyłączenia, przepływy w gałęziach, ...). Układ pracy SEE, który pochodzi z estymatora stanu lub systemów DSA wyposażonych w urządzenia PMU, jest rozpoznawany i kojarzony z wcześniej zapisanym w bazie przypadkiem. Proces ten oparty jest na heurystycznych metodach odkrywania wiedzy w bazach danych, którego idea została pokazana na rysunku 7.11.



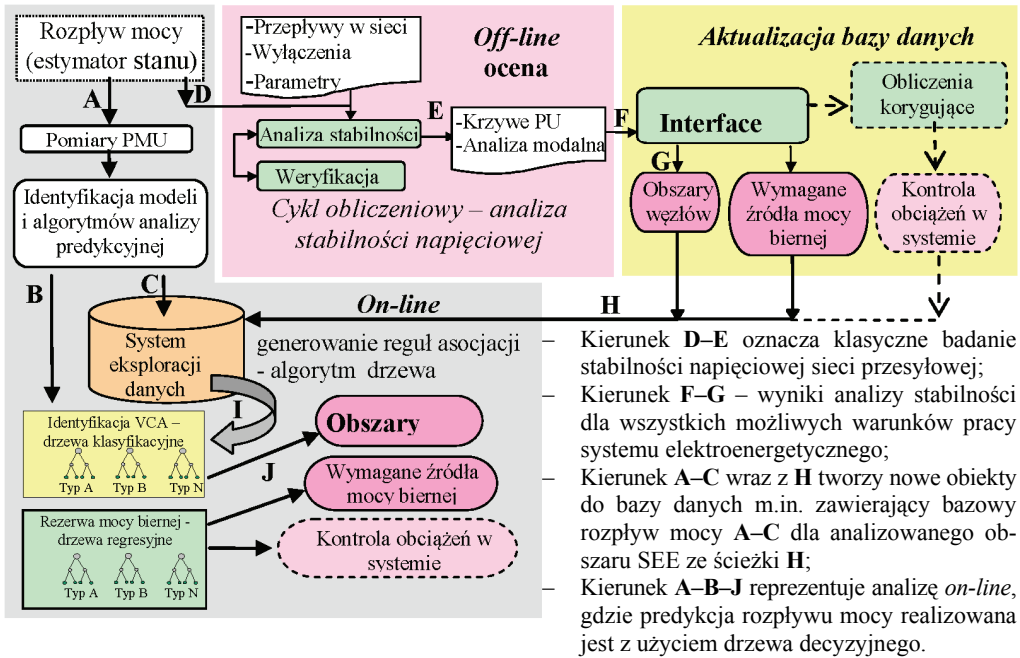


Rys. 7.11. Struktura rekordów bazy danych wykorzystanych do identyfikacji drzewa decyzyjnego dla danego obszaru węzłów zagrożonych utratą stabilności napięciowej na postawie estymatora stanu i dostępnych pomiarów z urządzeń PMU

Idea szybkiej identyfikacji obszarów zagrożonych znajduje się na rysunku 7.12. Symbolicznie prezentowane są tam różne sposoby badania stabilności napięciowej wydzielonego obszaru SEE. Na przykład kierunek A–B–J reprezentują analizę *on-line* stabilności obszarów sieci przesyłowej, gdzie zastosowano inteligentne metody klasyfikacji z użyciem drzew decyzyjnych.

Algorytm wyznaczania krytycznych obszarów regulacji napięcia wraz z określeniem wymaganych źródeł mocy biernej jest następujący:

- Wyznacza zapas przesyłu mocy czynnej i biernej, zwiększając moc odbiorów aż do utraty zbieżności rozptywu mocy. Brak bezpiecznego zapasu przesyłu grozi utratą stabilności napięciowej w układzie normalnym, bez wyłączeń. Jeżeli punkt lawiny napięć został osiągnięty przy braku zapasu bezpiecznego, to konieczna jest zmiana konfiguracji sieci przesyłowej.



Rys. 7.12. Idea indukcyjnego algorytmu identyfikacji obszarów zagrożonych utratą stabilności napięciowej z wykorzystaniem WAS

- Jeżeli brak jest bezpiecznego zapasu przesyłu mocy, to należy zidentyfikować słabe węzły z napięciami mniejszymi niż dopuszczalny. W celu zwiększenia wartości napięć w słabych węzłach należy wyznaczyć, za pomocą krzywych  $Q-U$ , potrzebną do kompensacji moc biernej.
- Bada się czy sieć przesyłowa jest zagrożona utratą stabilności napięciowej po wyłączeniu pojedynczej gałęzi (linii, transformatora, łącznika szyn). Jeżeli po wyłączeniu gałęzi rozpływ mocy jest rozbieżny, to oznacza to utratę stabilności napięciowej. W takim przypadku konieczna jest zmiana konfiguracji sieci przesyłowej.
- W wyznaczonych słabych węzłach przeprowadza się analizę modalną, następnie węzły grupuje się w tzw. obszary węzłów słabych napięciowo oraz przyporządkowuje się im właściwe i dostępne źródła mocy biernej – baterie kondensatorów oraz generatory.
- W celu podwyższenia poziomów napięć w słabych węzłach w stanach powyłączeniowych wyznacza się za pomocą krzywych  $Q-U$  niezbędną do kompensacji moc baterii. Dla wyznaczonych obszarów określa się sumaryczną wartość mocy biernej, właściwą z perspektywy stabilności napięciowej.
- W bazie danych umieszcza się parametry słabych napięciowo węzłów z wartością własną bliską zeru, dla których przyrost modalnego napięcia jest bardzo

wrażliwy na przyrost modalnej mocy biernej i mają największy wpływ na lawinę napięć.

- Na podstawie tabel decyzyjnych budowane są drzewa decyzyjne oparte na licznych, rozgałęziających się wariantowych rozplywu mocy w SEE. Węzłami drzew decyzyjnych są poszczególne atrybuty, gałęziami zaś wartości odpowiadające im, a liście tworzą poszczególne decyzje.
- Na podstawie estymatora stanu oraz dostępnych pomiarów z urządzeń PMU drzewa decyzyjne rozpoznają w trybie *on-line* właściwy obszar węzłów zagrożonych utratą stabilności napięciowej.

Opracowany algorytm został przetestowany w ograniczonym zakresie. W raporcie [117] został opublikowany tylko ten etap, który dotyczy pracy w wersji *of-line* prezentowanego algorytmu. Analizowany był ciąg przesyłowy 400 kV: Gdańsk Błonia–Grudziądz–Płock–Miłosna–Mościska–Rogowiec, w którym poważnym zadaniem jest ciągła identyfikacja obszarów zagrożonych lawiną napięć i co za tym idzie podjęcie zadań inwestycyjnych w źródła mocy biernej SVC lub STATCOM. W opinii autora algorytm wymaga intensywnego rozwoju w kierunku osiągnięcia jego funkcjonalności w trybie *on-line*; wówczas stanowić będzie atrakcyjne narzędzie wspomagające pracę operatorów sieci przesyłowej. Autor równocześnie przewiduje uwzględnienie w prezentowanej metodzie podziału stałych źródeł mocy biernej na te z regulacją skokową oraz płynną. Istotne jest także uwzględnienie w kolejnej fazie rozwoju algorytmu jednoczesnej pracy źródeł mocy biernej i regulacji na zaczepek transformatorów. Docelowo przewiduje się także zastosowania do automatyki sterowania członami baterii opartych na uchybie regulacyjnym i kryteriach czasowych, podobnie jak na przykład w przypadku automatyki ARST. Ze względu na związek między mocą bierną a napięciem w regulatorach baterii kondensatorów, wielkością kryterialną będzie współczynnik mocy, poziom mocy biernej lub napięcia.



## 8. Podsumowanie

Jeśli chodzi o zapewnienie pewności przesyłu mocy w sieci przesyłowej, ważne jest określenie we wszystkich węzłach bezpiecznego zapasu stabilności napięciowej. Wymaga to działań o różnym charakterze, prowadzonych w różnym czasie i na wielu płaszczyznach. Do najważniejszych z nich należy zaliczyć właściwą gospodarkę mocy biernej. Obszary systemu elektroenergetycznego, które cechuje brak elektrowni i lokalnych statycznych źródeł mocy biernej narażone są na utratę stabilności napięciowej. Drastycznym przykładem takiej sytuacji była awaria napięciowa w KSE w dniu 26 czerwca 2006 r.

Aby uniknąć przesyłania mocy biernej na duże odległości oraz zapewnić sobie możliwość jej regulacji, instaluje się w pobliżu odbiorów baterie kondensatorów lub kompensatory statyczne. Najskuteczniejszą jednak metodą zapewnienia bezpieczeństwa przesyłu mocy w sieci przesyłowej jest takie sterowanie kompensacją mocy biernej, które zapewniłoby w stacjach GPZ 110 kV/SN określoną (stałą) wartość współczynnika mocy. Jednak obecny stan techniczny sieci przesyłowej oraz stan prawny OSP nie stwarza skutecznego egzekwowania od OSD właściwego sposobu sterowania sieciami dystrybucyjnymi. Nadzieję na poprawę dają nowoczesne technologie, oparte na rozległych systemach pomiarowych. W warunkach krajowych obserwowany jest wzrost zainteresowania implementowaniem systemów WAMS w węzłach sieci przesyłowej. Jednak najważniejszy problem polega na braku odpowiednich algorytmów sterowania pracą systemu elektroenergetycznego, które wykorzystują synchroniczne pomiary fazorów. W monografii zaproponowano oryginalny algorytm, który oparty jest na metodzie eksploracji danych (współczynników udziału wartości własnej) i polega na wykorzystaniu drzew decyzyjnych do szybkiej oceny stanu pracy węzłów sieci przesyłowej wyposażonej w urządzenia PMU.

Głównym celem pracy było poszerzenie wiedzy o zachowaniu się sieci przesyłowej w warunkach deficytu mocy biernej w aspekcie zagrożenia stanem niestabilności napięciowej.

Cel pracy osiągnięto przez:

1. **Opisanie obecnego stanu sieci przesyłowej w KSE**, który charakteryzuje się znacznym wykorzystaniem sieci 110 kV do realizacji funkcji przesyłowych oraz silnym oddziaływaniem warunków pracy sieci 400/220 kV na pracę sieci

110 kV i odwrotnie. Podstawową konsekwencją tego stanu jest utrzymywanie rozległych obszarowych połączeń sieci 110 kV (brak sekcjonowania) oraz konieczność koordynacji całego, obszarowego układu sieciowego 400/220/110 kV; organizacja prowadzenia ruchu sieciowego wymusza to.

2. **Wskazanie trzech podstawowych sposobów poprawy stabilności napięciowej** sieci przesyłowej: budowę nowych linii NN, które zastąpią istniejące ciągi przesyłowe 110 kV i utworzą nowe oczka w sieci; budowę nowych mocy wytwórczych, które zlikwidują lokalne deficyty mocy czynnych i biernych; instalowanie statycznych środków kompensacji mocy biernej, tj. baterii kondensatorów, SVC itp.
3. **Scharakteryzowanie zjawisk** prowadzących do utraty stabilności napięciowej na przykładzie przebiegu kilku awarii katastrofalnych. Stabilność napięciowa jest związana ze zmianami napięć w węzłach sieci przesyłowej w kolejnych stanach ustalonych, występujących po zmianie zapotrzebowania mocy w systemie elektroenergetycznym. Utrata stabilności napięciowej może być spowodowana bądź to zbyt dużym wzrostem zapotrzebowania mocy w systemie, bądź awaryjnym wyłączeniem silnie obciążonej linii przesyłowej lub generatorów. Sformułowano postulat istnienia w pełni operacyjnych systemów sterowania nadrzędnego i pozyskiwania danych (SCADA), umożliwiającym operatorom podjęcie stosownych i adekwatnych interwencji. Istnieją bowiem nowoczesne rozwiązania techniczne, umożliwiające monitorowanie i synchronizowanie poszczególnych węzłów sieciowych z wykorzystaniem WAMS.
4. **Przeprowadzenie analizy** rozwiązywalności modelu matematycznego dwuwęzłowego systemu elektroenergetycznego, wynikającego z twierdzenia Thevenina. Istotę problemu stabilności napięciowej wyjaśniono na podstawie charakterystyk napięciowych odbioru kompleksowego i zastępczego źródła wytwórczego. Obydwie charakterystyki są nieliniowe i mają kształt zbliżony do paraboli, a ich wzajemne położenie zależy od parametrów układu elektroenergetycznego.
5. **Sformułowanie kryterium stabilności napięciowej** w odniesieniu do krzywych nosowych w układzie współrzędnych  $Q-U$  oraz wykazanie równoważności z warunkiem stabilności napięciowej  $d\Delta Q/dU < 0$ . Przedstawiono praktyczne kryteria badania stabilności napięciowej sieci przesyłowej wraz ze sposobem wyznaczania bezpiecznego zapasu mocy biernej. Zbadano wpływ kompensacji mocy biernej na zdolności przesyłowe Krajowej Sieci Przesyłowej 400/220/110 kV w układzie normalnym. Rozważono różne scenariusze dociążania. Zastosowano scenariusz proporcjonalnego wzrostu mocy czynnej odbiorów dla stałych współczynników mocy w węzłach. Wyniki przedstawiono w postaci krzywych  $Q-U$  i  $P-U$  za pomocą krzywych bilansu mocy biernej, wykreślonych dla najślabszych napięciowo węzłów.

6. **Opisanie metod badania stabilności napięciowej** za pomocą wartości własnych macierzy stanu; analizy modalnej i singularnej. W analizie modalnej macierzy Jakobiego określono współczynniki udziału mocy biernej w wybranej wartości własnej, które umożliwiają wyszukanie węzłów wymagających zastosowanie dodatkowych środków zaradczych – poprawiających stabilność sieci przesyłowej.
7. **Wskazanie metody wyszukiwania najsłabszych węzłów** w sieci przesyłowej, w których napięcie najbardziej podatne jest na zmiany mocy biernej. Opisano również metodę wyszukiwania najsłabszych gałęzi według uproszczonych równań rozptylowych w prostokątnym układzie współrzędnych napięć węzłowych.
8. **Opisanie technicznych ograniczeń.** wytwarzanie mocy biernej w elektrowniach, które powodują gwałtowne obniżanie się napięć w systemie. Generator synchroniczny, jako główne źródło mocy biernej, zamodelowany został jak węzeł typu PU z ograniczeniami wartości minimalnej  $Q_{\min}$  i maksymalnej  $Q_{\max}$ , wynikających z wykresu kołowego generatora. W przypadku osiągnięcia jednej z tych granicznych wartości mocy biernej generator staje się węzłem PQ, czyli węzłem o zadanej mocy czynnej i biernej. Autor świadomy jest zastosowanego uproszczenia, które nie uwzględnia dokładnych charakterystyk generatora, tzn. zmniejsza się zdolność wytwarzania mocy biernej przez generator przy silnym obniżeniu się napięć w systemie.
9. **Scharakteryzowanie dostępnych środków poprawy gospodarki** mocą bierną w sieci przesyłowej: moc bierna wytwarzana przez pojemności linii i baterie kondensatorów, statyczne tyrystorowe kompensatory SVC oraz STATCOM.
10. **Poddanie krytycznej ocenie literatury** z zakresu rozległych systemów pomiarowych WAMS w elektroenergetyce. Uwagę autora skupiły szczególnie zastosowania WAMS w systemach EMS, które mają na celu ostrzeżenie o zagrożeniu stabilności napięciowej SEE. Zwrócono uwagę na najważniejszy problem, który polega na braku odpowiednich algorytmów sterowania SEE, wykorzystujących synchroniczne pomiary fazorów.
11. **Zaproponowanie autorskiego indukcyjnego algorytmu**, wykorzystującego WAMS, do badania zapasu stabilności napięciowej w sieci przesyłowej. Opiera się on na następujących metodach: analizie krzywych  $P-U$  oraz  $Q-U$ , analizie modalnej, drzewach decyzyjnych oraz WAMS. Zaproponowany algorytm ma za zadanie rozszerzenie istniejących funkcjonalności systemów SCADA i wspieranie, w czasie rzeczywistym, podejmowanie decyzji przez dyspozytorów w zakresie: czy zainstalowany kompensator w najsłabszym węźle likwiduje naruszenie ograniczeń napięciowych w słabych napięciowo obszarach sieci przesyłowej?

Oryginalnym wkładem autora jest:

1. **Wykorzystanie równań węzłowych** w prostokątnym układzie współrzędnych napięć węzłowych do szacowania stabilności napięciowej linii przesyłowej, zastępczego odbioru węzłowego oraz krajowej sieci przesyłowej 400/220/110 kV.
2. **Wykonanie analizy zapasu** przesyłu mocy dla przykładowego modelu KDM sieci 400/220/110 kV w układzie normalnym. Zbadano stabilność napięciową w stanach N-1. Ustalono zatem, które wyłączenia są krytyczne oraz które węzły są najsłabsze napięciowo.
3. **Stwierdzenie na podstawie analiz krzywych  $P-U$** , że krajowa sieć przesyłowa bez załączenia baterii kondensatorów nie spełnia kryterium N-1 ze względu na stabilność napięciową, gdyż istnieją węzły, w których istniejący zapas przesyłu mocy czynnej jest niewystarczający.
4. **Oszacowanie** za pomocą krzywych  $Q-U$ , niezbędnego zapasu mocy biernej w dowolnym węźle sieci przesyłowej. W celu podwyższenia poziomów napięć w wykrytych słabych węzłach w stanach powyłączeniowych konieczne jest zainstalowanie dodatkowych źródeł mocy biernej, np. baterii kondensatorów.
5. **Wykonanie szczegółowego opisu** zastosowanej metodologii badań wraz z podaniem algorytmu badania stabilności napięciowej sieci przesyłowej, analizy wyników przeprowadzonych symulacji systemowych i ocenę wpływu zainstalowanych w KSE statycznych źródeł mocy biernej na poprawę bezpieczeństwa przesyłu mocy i stabilności napięciowej.
6. **Wyodrębnienie za pomocą krzywych  $P-U$**  zbioru węzłów wrażliwych na wyłączenia N-1. Następnie dla każdego z tych węzłów przeprowadzono analizę modalną w punkcie pracy, który odpowiada bezpiecznemu zapasowi przesyłu mocy. Wyznaczone w ten sposób współczynniki udziału wartości własnej wyznaczają wrażliwość danej wartości własnej na zmianę określonej zmiennej stanu. Oznacza to, że analiza modalna została wykorzystana jako miara udziału poszczególnych zmiennych stanu w danej wartości własnej.
7. **Ustalenie etapów identyfikacji węzłów słabych napięciowo**, w wyniku której węzły z największymi współczynnikami udziału w najmniejszej wartości własnej są najsłabszymi napięciowo węzłami sieci i zapisywane są w dedykowanej bazie danych.
8. **Opracowanie indukcyjnego algorytmu** szybkiej identyfikacji obszarów SEE zagrożonych utratą stabilności. Wykorzystuje on bazę danych z uczącym się systemem klasyfikującym, gdzie umieszczono parametry węzłów słabych napięciowo, tzn. z wartością własną bliską zeru, dla których przyrost modalnego napięcia jest bardzo wrażliwy na przyrost modalnej mocy biernej i mają największy wpływ na lawinę napięć.



- 
9. **Wykorzystanie struktury drzew decyzyjnych**, które budowane są na podstawie tabel decyzyjnych zawierających liczne wyniki wariantowych rozplątów mocy w SEE. Węzłami drzew decyzyjnych są poszczególne atrybuty, gałęziami zaś wartości odpowiadające tym atrybutom, a liście tworzą poszczególne decyzje.
  10. **Wykorzystanie nauczonych drzew decyzyjnych** do rozpoznawania, w trybie *on-line*, obszaru węzłów zagrożonych utratą stabilności napięciowej – na podstawie estymatora stanu oraz dostępnych (w przyszłości) pomiarów z urządzeń PMU.



## Bibliografia

- [1] ABB: PsGuard, Wide Area Protection System (WAP), <http://www3.imperial.ac.uk/pls/portal-live/docs/1/4859963.PDF>
- [2] Acha E., Fuerte-Esquivel C.R., Ambriz-Perez H., Angeles-Comacho C., *FACTS Modelling and Simulaton in Power Networks*, John Wiley & Sons, Ltd., 2004.
- [3] Adibi M.M., Fink L.K., *Restoration from Cascading Failures*, IEEE Power & Energy, Vol. 4, No. 5, Sept/Oct. 2006.
- [4] Aminifar F., Khodaei A., Fotuhi-Firuzabad M., Mohammad S., *Contingency-Constrained PMU Placement in Power Networks*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 25, No. 1, 2010.
- [5] Aminifar F., Lucas C., Khodaei A., Fotuhi-Firuzabad M., *Optimal Placement of Phasor Measurement Units Using Immunity Genetic Algorithm*, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 24, No. 3, 1014–1020, 2009.
- [6] Aranya C., Chow J.H., Salazar A., *Inter-Area Model Estimation for Radial Power System Transfer Paths with Intermediate Voltage Control Using Synchronized Phasor Measurements*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 24, No. 3, 2009.
- [7] August 14th, 2003 Blackout, *NERC Actions to Prevent and Mitigate the Impacts of Future Cascading Blackouts*, NERC, February 10th, 2004, [www.nerc.com](http://www.nerc.com)
- [8] Avalos R.J., Canizares C.A., Anjos M.F., *A Practical Voltage-Stability-Constrained Optimal Power Flow, Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008 IEEE, 1–6, 20–24 July 2008.
- [9] Babś A., *Czy już czwarta generacja zabezpieczeń?*, Automatyka Elektroenergetyczna, nr 2/2007.
- [10] Babś A., Pych J., Sobolewski M., *Wymagania dla sieci łączności w sytuacji awarii katastrofalnej i ich realizacja w KSE*, Energetyka, Black-out a Krajowy System Elektroenergetyczny, Rola dużych jednostek wytwórczych w realizacji planów obrony i odbudowy KSE, październik, 1423–146, 2008.
- [11] Balabin M., Görner K., Li Y., Naumkin I., Rehtanz C., *Evaluation of PMU performance during transients*, International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2010, 1–8, 24–28 Oct. 2010.
- [12] Bartodziej G., Tomaszewski M., *Blackout w rejonie Szczecina. Uwagi i wnioski*, Energetyka, nr 10/2008.
- [13] Bertsch J., Carnal C., Karlson D., McDaniel J., Vu K., *Wide-area protection and power system utilization*, Proc. IEEE, Vol. 93, No. 5, 2005, 997–1000.
- [14] Bertsch J., Zima M., Surányi A., Carnal, Rehtanz C., Larsson M., *Experiences with and Perspectives of the System for Wide Area Monitoring of Power Systems*, CIGRE/IEEE-PES International Symposium Quality and Security of Electric Power Delivery Systems Montreal, Canada, 7–10 October, 2003.
- [15] Białek J., *Are blackouts contagious?*, IEE Power Engineer, Dec. 2003/Jan. 2004, 10–13.
- [16] Białek J., *Why has it happened again? Comparison between the 2006 UCTE blackout and the blackouts of 2003*, IEEE Power Tech., 2007.

- [17] Błajszczak G., Lis R., *Narzędzia wspomagające zarządzanie mocą bierną w krajowym systemie elektroenergetycznym w horyzoncie długoterminowym*, Aktualne problemy w elektroenergetyce, APE, 2009.
- [18] Bobrowski W., *Awarie w elektroenergetyce*, Elektro-info, nr 6, 2008, 45–53.
- [19] Borka M., Begovic M., *Voltage-Stability Protection and Control Using a Wide-Area Network of Phasor Measurements*, IEEE Trans. on power Systems, Vol. 18, No. 1, 2003, 674–679.
- [20] Brahma S.M., *Iterative Fault Location Scheme for a Transmission Line Using Synchronized Phasor Measurements*, Vol. 8, Iss. 6, 2007.
- [21] CAISO, *Real Time Dynamics Monitoring System – installation and support guide*.
- [22] Chakrabarti S., Kyriakides E., *Optimal Placement of Phasor Measurement Units for Power System Observability*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 23, No. 3, 2008, 1433–1440.
- [23] Chakrabarti S., Kyriakides E., Albu M., *Uncertainty in Power System State Variables Obtained Through Synchronized Measurements*, IEEE Trans. on Instrumentation and Measurement, Vol. 58, No. 8, 2009, 2452–2458.
- [24] Chaudhuri N.R., Chaudhuri B., Ray S., Majumder R., *Wide-area phasor power oscillation damping controller: a new approach to handling time-varying signal latency*, IET Gener. Transm. Distrib., Vol. 4, Iss. 5, 2010, 620–630.
- [25] Chawasak R., Suttichai P., Sermsak U., Neville R.W., *An Optimal PMU Placement Method against Measurement Loss and Branch Outage*, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 22, No. 1, 2007, 101–107.
- [26] Chen J., Li F., Fan L., Zhang P., *Review of PMU-based Online Applications for Dynamic Simulation, Fault Detection, and Cascading Failure Prevention*, Proceedings of the 8th WSEAS International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines (POWER '08), 2008.
- [27] Chyrowicz A., *Wykorzystywanie systemów SCADA i powiązanych z nimi aplikacji analitycznych w zapobieganiu awariom systemowym*, Black-out a Krajowy System Elektroenergetyczny, – Energetyka, zeszyt tematyczny nr X, kwiecień 2007, 133–138.
- [28] Ciepela D., *PSE Operator: powolna rozbudowa mocy transgranicznych*, [http://energetyka.wnp.pl/pse-operator-powolna-rozbudowa-mocy-transgranicznych,67659\\_1\\_0\\_0.html](http://energetyka.wnp.pl/pse-operator-powolna-rozbudowa-mocy-transgranicznych,67659_1_0_0.html)
- [29] CIGRE Technical Brochure No. 145, *Modeling of power electronics equipment (FACTS) in load flow and stability programs*, <http://www.e-cigre.org>
- [30] CIGRE Technical Brochure No. 316, *Defence plan against extreme contingences*, <http://www.e-cigre.org>
- [31] CIGRE Technical Brochure No. 325, *Review of on-line dynamic security assessment tools and techniques*, <http://www.e-cigre.org>
- [32] Corsi S., Glauco N.T., *A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 23, No. 3, 2008, 456–463.
- [33] Corsi S., *Wide Area Voltage Protection*, IET Gener. Transm. Distrib., 2010, Vol. 4, Iss. 10, 2010, 1164–1179.
- [34] Corsi S., *Wide area voltage regulation and protection*, Proc. Power Tech. 09, Bucharest, June–July 2009.
- [35] Czerwiński A., Lewandowski J., Lipko K., Piekacz J., Ściążko M., Krystek S., Duda M., *Wymagania Unii Europejskiej dla polskiej elektroenergetyki – czy im sprostaty?* Przegląd Energetyczny, nr 4 (48), grudzień 2007.
- [36] Dagle J.E., *Postmortem Analysis of Power Grid Blackouts*, IEEE Power & Energy, Vol. 4, No. 5, Sept/Oct. 2006.
- [37] Debbie Q. Zhou, U.D. Annakkage, Athula D. Rajapakse, *Online Monitoring of Voltage Stability Margin Using an Artificial Neural Network*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 25, No. 3, 2010, 453–459.

- [38] Decker I.C., Dotta D., Agostini M.N., Zimath S.L., de Silva A.S., *Performance of a synchronized phasor measurements system in the Brazilian power system*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [39] Departament Usług Operatorskich PSE SA: *Zestaw Instrukcji prowadzenia KSE w czasie obrony i odbudowy oraz pracy awaryjnej*, Warszawa, lipiec 2005.
- [40] Diao R., Vittal V., Naim L., *Design of a Real-Time Security Assessment Tool for Situational Awareness Enhancement in Modern Power Systems*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 25, No. 2, 2010.
- [41] Dolny R., Madajewski K., Paprocki R., *Praca nadrzędnych układów regulacji napięcia w systemie przesyłowym w warunkach niskich napięć w systemie elektroenergetycznym*, XIII Międzynarodowa Konferencja Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE '07, Jurata 2007.
- [42] Donolo M.A., Centeno V.A., *A Fast Quality Assessment Algorithm for Phasor Measurements*, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 20, No. 4, 2005, 2407–2413.
- [43] Doyle R., *Energy Crunch – Avoiding future shortages demands crucial choices now*, Scien. Amer., July 2003.
- [44] Electric Power Group: *Real Time Dynamics Monitoring System – installation and support guide*, <http://certs.lbl.gov/pdf/cec-500-2008-049-apf.pdf>
- [45] Ellithy K., Shaheen M., Al-Athba M., Al-Subaie A., Al-Mohannadi S., Al-Okkah S., Abu-Eidah S., *Voltage stability evaluation of real power transmission system using singular value decomposition technique*, Power and Energy Conference, 2008, PECon 2008, 1–3 Dec. 2008, 1691–1695.
- [46] Emami R., Abur A., *Robust Measurement Design by Placing Synchronized Phasor Measurements on Network Branches*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 25, No. 1, 2010, 768–777.
- [47] EPCON, *Generalny Plan Obrony i Odbudowy KSE*, Warszawa, lipiec 2005.
- [48] EPRI Final Rep., *Assessment of Applications and Benefits of Phasor Measurement Technology in Power Systems*, GE Power Syst. Eng., 1997.
- [49] Esselman F., Reilly J., *Averting grid collapse*, IEEE Power & Energy, Vol. 2, No. 4, July/Aug. 2004.
- [50] Faruque M.O., Dinahavi V., Santoso S., Adapa R., *Review of Electromagnetic Transient Models for Non-VSC FACTS*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 2, April 2005.
- [51] Ferrero A., Salicone S., *Fully comprehensive mathematical approach to the expression of uncertainty in measurement*, IEEE Trans. Instrum. Meas., Vol. 55, No. 3, 2006, 706–712.
- [52] *Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy*, UCTE, April 2004, [www.ucte.org](http://www.ucte.org)
- [53] *Final Report on the August 14th, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations*, US – Canada Power System Outage Task Force, April 2004, [www.nerc.com](http://www.nerc.com)
- [54] Gao B., Morison G.K., Kundur P., *Towards the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 11, No. 3, August 1996, 1314–1324.
- [55] Schaeffer G.J., Vaessen P., *Future Power System Transition – step into the light*, IEEE International Conference on Future Power Systems, 2005.
- [56] Giorgi A., Rendina R., Georgantzis G., Marchiori C., Paziienza G., Corsi S., Pincella C., Danielsson K., Jonasson H., Orini A., *Układ przesyłowy prądu stałego Włochy–Grecja*, Elektroenergetyka, 3, 2003.
- [57] Giri J., Parashar M., *Alstom: e-terra vision Architecture*, Alstom SynchrPhazor Solutions, NYISO.
- [58] Glavic M., Cutsem T.V., *Wide-Area Detection of Voltage Instability from Synchronized Phasor Measurements. Part I & II. Principle*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 24, No. 3, 2009, 1408–1425.
- [59] Gou B., *Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 23, No. 3, August 2008, 1525–1532.

- [60] Grzadzielski I., Marszałkiewicz K., Sroka K., Sroka M., *Instrukcja tworzenia układów wyspowych z bloków w Elektrowni Opole po ich przejściu do stanu pracy wydzielonej (PWE) z KSE po wystąpieniu awarii katastrofalnej*, Praca dla PSE – Operator S.A., PP ZDG, Poznań, kwiecień 2006.
- [61] Grzelak B., *Możliwości wykorzystania systemów SCADA zakresie monitoringu i procesu odbudowy systemu energetycznego*, ENERGETYKA, Black-out a Krajowy System Elektroenergetyczny, zeszyt tematyczny nr X, kwiecień 2007, 145–149.
- [62] Hauser C.H., Bakken D.E., Bose A., *A Failure to Communicate*, IEEE Power. Energy Magazine, Vol. 3, No. 2, March/April 2005.
- [63] Hellmann W., Szczerba Z., *Regulacja częstotliwości i napięcia w systemie elektroenergetycznym*, WNT, Warszawa 1978.
- [64] Hemeida A.M., El-Saady G., *Damping power systems oscillations using FACTS combinations*, 39th International Universities Power Engineering Conference, UPEC, 6–8 Sept., 2004, Vol. 1, 333–337.
- [65] Hingorani N.G., Gyugyi L., *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmissions Systems*, Wiley – IEEE Press, New York 1999.
- [66] Horowitz S.H., Phadke A.G., *Blackouts and Relaying Considerations*, IEEE Power & Energy, Vol. 4, No. 5, Sept/Oct. 2006.
- [67] Horowitz S.H., Phadke A.G., *Boosting Immunity to Blackouts*, IEEE Power & Energy, Vol. 1 No. 5, Sept./Oct. 2003.
- [68] Hua Li et al., *An on-Line Tool for Voltage Stability Assessment and Control of Large Scale Power Systems*, IEEE Power System Dynamics and Control, VI, August 22–27, 2004.
- [69] Dobson I. et al., *Complex Systems Analysis of Series of Blackouts: Cascading Failure, Criticality, and Selforganization, Bulk Power System Dynamics and Control, VI*, August 22–27, Cortina d’Ampezzo, Italy, 2004.
- [70] *IEEE Standard for SCADA and Automation Systems*, IEEE Std C37.PM\_2007.
- [71] *IEEE Std. C37.118.1-2TM-2011 (Revision of IEEE Std C37.118TM-2005)*, IEEE Standard for Synchronphasor, Measurements for Power Systems.
- [72] *IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions: Definition and Classification of Power System Stability*, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 19. No. 2, May 2004.
- [73] *Informacja PSE-Operator o awarii napięciowej w krajowym systemie elektroenergetycznym w dniu 26 czerwca 2006 roku*, [http://www.pse-operator.pl/uploads/pliki/Informacja\\_OSP\\_o\\_awarii\\_w\\_KSE\\_w\\_dniu\\_26\\_czerwca\\_2006.pdf](http://www.pse-operator.pl/uploads/pliki/Informacja_OSP_o_awarii_w_KSE_w_dniu_26_czerwca_2006.pdf)
- [74] *Instrukcja postępowania dyspozytorskiego w czasie awarii katastrofalnych i odbudowy KSE*, PSE – Operator S.A., Warszawa, grudzień 2004.
- [75] *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej*, Tekst jednolity obowiązujący od dnia 1 lipca 2011.
- [76] Jakubowski A., *Probabilistyczna metoda badania stabilności napięciowej sieci przesyłowej*, rozprawa doktorska, PWR., 1-8/P-8/1997.
- [77] Jalboub M.K., Rajamani H.S., Abd-Alhameed R.A., Ithal A.M., *Weakest bus identification based on modal analysis and Singular Value Decomposition techniques*, Energy, Power and Control (EPC-IQ), Nov. 30, 2010–Dec. 2, 2010, 351–356.
- [78] Jankowski B., *Wstępna ocena Pakietu energetyczno-klimatycznego po szczycie unijnym*, [http://energetyka.wnp.pl/wstepna-ocena-pakietu-energetyczno-klimatycznego-po-szczycie-unijnym,5150\\_2\\_0\\_1.html](http://energetyka.wnp.pl/wstepna-ocena-pakietu-energetyczno-klimatycznego-po-szczycie-unijnym,5150_2_0_1.html), 2008-12-29.
- [79] Janowski R., Kosmecki M., Kubanek A., *Wpływ zakresu i sposobu regulacji U,Q farm wiatrowych na stabilność napięciową systemu elektroenergetycznego*, Energetyka, Zeszyt tematyczny XVII, 2008.
- [80] Januszewski M., *Urządzenia FACTS typu TCPAR oraz UPFC. Cz. 2, Badania symulacyjne*, Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej, Elektryka, 2000, z. 113, 213–228.

- [81] Jiang W., Vittal V., Heydt G.T., *A distributed state estimator utilizing synchronized phasor measurements*, IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 22, No. 2, 2007, 563–571.
- [82] Joana R., Preben J., *Synchronized Phasor Measurements of a Power System Event in Eastern Denmark*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 21, No. 1, 2006, 234–243.
- [83] Markard J., Truffer B., Rothenberger D., Imboden D., *Market Liberalization Changes in the Selection Environment of the Electricity Sector and its Consequences on Product Innovation*, [http://www.druid.dk/uploads/tx\\_picturedb/ds2001-237.pdf](http://www.druid.dk/uploads/tx_picturedb/ds2001-237.pdf)
- [84] Joe H.C., Aranya C., Murat A., Bharat B., Salazar A., *Synchronized Phasor Data Based Energy Function Analysis of Dominant Power Transfer Paths in Large Power Systems*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 22, No. 2, May 2007, 727–734.
- [85] John F.H., William A.M., Kenneth E.M., James W.B., Harry L., John W.P., Daniel J.T., *Use of the WECC WAMS in Wide-Area Probing Tests for Validation of System Performance and Modeling*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 24, No. 1, 2009, 786–794.
- [86] Tate J.E., Overbye T.J., *Line Outage Detection Using Phasor Angle Measurements*, IEEE Transactions on Power Systems, Nov. 2007.
- [87] Kacejko P., Sobierajski M., Robak S., *Ocena możliwości przyłączeniowych węzłów systemu elektroenergetycznego. Część II. Liniowa optymalizacja generacji wiatrowej*, Rynek Energii, nr 2 (99), 2012, 55–63.
- [88] Kacejko P., *Problemy techniczne i organizacyjne związane z tworzeniem układu wyspowego wokół turbogeneratora pracującego na potrzeby własne, w warunkach awarii katastrofalnej*, Energetyka, Black-out a Krajowy System Elektroenergetyczny, zeszyt tematyczny nr X, kwiecień 2007, 43–46.
- [89] Kajda Ł., *Wyznaczanie fazorów w stanach dynamicznych i testowanie urządzeń do pomiaru fazorów synchronicznych*, Automatyka Elektroenergetyczna, Bielsko-Biała, 2/2010.
- [90] Kamwa I., Samantaray S.R., Joos G., *Development of Rule-Based Classifiers for Rapid Stability Assessment of Wide-Area Post-Disturbance Records*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 24, No. 1, 2009, 258–270.
- [91] Karlsson D., Hemmingsson M., Lindahal S., *Wide Area System Monitoring and Control*, IEEE Power and Energy Magazine, September/October 2004.
- [92] Kasprzyk S. i in., *Najważniejsze zagadnienia dotyczące funkcjonowania sektora elektroenergetycznego w Polsce (Raport siedmiu)*, Warszawa, luty 2008.
- [93] Kasprzyk S., *Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w perspektywie najbliższych lat i zamierzenia inwestycyjne*, PSE-Operator S.A., Gdańsk, październik 2008.
- [94] Kasprzyk S., *Bezpieczeństwo pracy polskiego systemu elektroenergetycznego*, Energetyka, zeszyt tematyczny nr II, kwiecień 2004, 2–6.
- [95] Kasprzyk S., Paprocki R., *Wnioski dla Polski wynikające z wielkich awarii systemów elektroenergetycznych na świecie*, Elektroenergetyka, nr4/2004 (51), 1–16.
- [96] Kasprzyk S., Sieniuc J., *Czy Polsce grozi blackout? Wokół Energetyki*, grudzień 2003, 6 (16).
- [97] Kazemi A., Andami H., *FACTS devices in deregulated electric power systems: a review*, Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2004, (DRPT 2004), Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on 5–8 April 2004, Vol. 1, 337–342.
- [98] Khatib A.K., Nuqui R.F., Ingram M.R., Phadke A.G., *Real-time estimation of security from voltage collapse using synchronized phasor measurements*, in Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting, Vol. 1, Jun. 2004, 582–588.
- [99] Klucznik J., Małkowski R., Szczeciński P., Zajczyk R., *Praca regulatora generatora w warunkach sprzyjających powstawaniu lawiny napięcia – wybrane problemy*, Acta Energetica, nr 11, 2011, 51–60.
- [100] Kowalak R., Małkowski R., Zajczyk R., Zbroński A., *Instalowanie kompensatorów w sieci przesyłowej KSE*, Konferencja Naukowo-Techniczna Problematyka mocy bierniej w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych, Wisła, 7–8 grudnia 2010.

- [101] Kowalak R., Szczeciński P., Zajczyk R., *Wpływ układów SVC na rozwój awarii napięciowej*, Energetyka, z. t. nr XVII październik 2008.
- [102] Kowalak R., Zajczyk R., *Wpływ kompensatorów energoelektronicznych zainstalowanych w określonych punktach KSE na awię napięciową*, Energetyka, z. t. nr XX, 2010.
- [103] Kozuchowski J., *Sterowanie systemów elektroenergetycznych*, PWN, Warszawa 1981.
- [104] Kremens Z., Sobierajski M., *Analiza systemów elektroenergetycznych*, WNT, Warszawa 1996.
- [105] Kundur P. et al., *Definition and Classification of Power System Stability*, IEEE Trans. Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004, 1387–1401.
- [106] Kundur P., *Power system stability and control*, McGraw Hill Inc, New York 1995.
- [107] Larose D.T., *Metody i modele eksploracji danych*, PWN, 2008.
- [108] Larsson M., Gardner R., Rehtanz C., *Interactive Simulation And Visualization of Wide-Area Monitoring And Control Applications*, <http://www.dii.unisi.it/cohes/cc/publications/2004/papers/lar04d.pdf>
- [109] Larsson M., Rehtanz C., Bertsch J., *Real-Time Voltage Stability Assessment of Transmission Corridors*, <http://www.dii.unisi.it/cohes/cc/publications/2003/iifacpps2003.pdf>
- [110] Larsson M., Rehtanz C., Westermann D., *Improvement of Cross-border Trading Capabilities through Wide-area Control of FACTS*, Bulk Power System Dynamics and Control VI, Cortina d'Ampezzo, Italy, August 22–27, 2004.
- [111] Grigsby L.L., *Power System Stability and Control*, CRC Press, 2007.
- [112] Li Y., Rehtanz C., Yang D., Hager U., Liu F., Luo L., Xu, Jiazhu, *LMI-based robust wide-area time-delay damping control of SSSC-type FACTS device for stability enhancement of power system*, 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2010, 16–19 May 2010, 305–308.
- [113] Li Y., Rehtanz C., Yang D.C., Gorner K., Ruberg S., Luo L.F., *Wide-area time-delay damping control to prevent power oscillations in HVDC/AC interconnected power systems*, International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2010, Oct. 2010, 1–6, 24–28.
- [114] Lien S.C., Yuan J.B., *Visualization of large-scale power system operations uses phasor measurements*, Proc. Int. Conf. Power Systems Technology, 2006.
- [115] Lipko K., *Niesforne Sieci Elektroenergetyczne*, Wokół Energetyki, 3(25), czerwiec 2005,.
- [116] Lira R., Wilson D.H. et al., *Testing Synchrophasor Data Quality for Applicability to Transmission Security and Optimisation Tools*, 17th Power Systems Computation Conference Stockholm, Sweden, August 22–26, 2011.
- [117] Lis R., Wiszniewski A., Raport pt: *Ocena projektu EPRI "Development of a Method for the Identification of Critical Voltage Areas and Determination of Required Reactive Reserves" pod względem możliwości wdrożenia jego wyników w PSE Operator S.A.*, Raport Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Seria SPR nr 09/2008, Wrocław 2008.
- [118] Lis R., Błajszczak G., *A novel method to identify critical Voltage Control Areas*, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), vol. 88, nr 2, 2012.
- [119] Lis R., Błajszczak G., *Analiza gospodarki mocą bierną jako narzędzie dla poprawy bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego*, Rynek Energii, Vol. 85, No. 6, 2009, 32–38.
- [120] Lis R., Błajszczak G., *Induction algorithms for optimization of reactive power compensation measures in power grid*, Acta Energetica, Vol. 3, No. 2, 2011, 12–20.
- [121] Lis R., Błajszczak G., *VCA-method for providing uninterrupted voltage supply in power grid*, IEEE EPQU2011, 11th International Conference, Lisbon, 17–19 October 2011.
- [122] Lis R., Błajszczak G., *Zarządzanie mocą bierną w krajowym systemie elektroenergetycznym w horyzoncie długoterminowym*, Rynek Energii, nr 1, 2010, 44–49.
- [123] Lis R., Łabuzek M., *Symulacja deficytów mocy czynnej i biernej w sieciach rozdzielczych. Sieci elektroenergetyczne w przemyśle i energetyce*, Sieci, 2008, Szklarska Poręba, 10–12 września 2008, 117–123.



- [124] Lis R., Łabuzek M., *Współczesne techniki przesyłowe w systemach elektroenergetycznych, Zastosowania komputerów w elektrotechnice*, ZkW E '06. XI Konferencja. Materiały, Poznań, 10–12 kwietnia 2006.
- [125] Lis R., Łabuzek M., *Wyznaczanie wartości impedancji zastępczych systemu elektroenergetycznego. Modelowanie i symulacja. MiS-4*, IV Ogólnopolska konferencja, Referaty, Kościelisko, 19–23 czerwca 2006.
- [126] Lis R., Sobierajski M., *Integration of distributed resources in power systems*, Wrocław University of Technology, Wrocław 2011.
- [127] Lis R., *Application of data mining techniques to identify critical voltage control areas in power system, Lecture Notes in Computer Science*, Lecture Notes in Artificial Intelligence, Vol. 6922, 2011, 152–162.
- [128] Lis R., *Developing decision tree for identification of critical voltage control areas*, [w:] *Computer recognition systems*, 4, R. Burduk (ed.), Springer, Berlin, Heidelberg, 2011, 707–716.
- [129] Lis R., *Development of reactive power optimization software for transmission network*, Rynek Energii, nr 4, 2011, 119–126.
- [130] Lis R., *Security analysis of distribution network using nonlinear load flow and artificial intelligence*, Proceedings of the Ninth IASTED International Conference on Intelligent Systems and Control, Honolulu, Hawaii, USA, August 14–16, 2006, 148–153.
- [131] Lisowski A., *Awaria systemów elektroenergetycznych w USA z 2003 r.*, Automatyka Elektroenergetyczna, nr 2/2008.
- [132] Lorrin Philipson H., Lee Willis, *Understanding Electric Utilities and De-Regulation*, second Edition, 2005.
- [133] Lubośny Z., *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, WNT, Warszawa 2009.
- [134] Łabuzek M., Lis R., *Projekt Badawczy Zamawiany*, Nr PBZ-MEiN-1/2/2006 Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju, Zintegrowany model systemu elektroenergetycznego dla potrzeb analiz stabilności napięciowej, Raport z realizacji: Zadanie: 3, Temat: 3.1.10, SPR 42/08, Politechnika Wrocławska, Instytut Energoelektryki, Wrocław 2008.
- [135] Łabuzek M., Lis R., *Projekt Badawczy Zamawiany*, Nr PBZ-MEiN-1/2/2006 Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju, Modele matematyczne systemu przesyłowego i rozdzielczego dla potrzeb analizy stanów ustalonych w zakresie rozptyłów mocy czynnej i biernej oraz poziomów napięć, Raport z realizacji: Zadanie: 3, Temat: 3.2.1, SPR 41/08, Politechnika Wrocławska, Instytut Energoelektryki, Wrocław, 2008.
- [136] Łabuzek M., Lis R., *Stabilność napięciowa dużego systemu elektroenergetycznego*, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), vol. 85, nr 12, 2009, 188–191.
- [137] Łabuzek M., Lis R., *Baza danych do obliczeń energetycznych*, [w:] *Modelowanie i symulacja*, MiS-5, V Ogólnopolska konferencja, Referaty, Kościelisko, 23–27 czerwca 2008, PTETiS, Warszawa 2008.
- [138] Łabuzek M., Lis R., *Metoda hybrydowa wyznaczania rozptywu mocy*, Transactions on computer applications in electrical engineering, XVI Conference ZkW E '11, April 11–13, Poznań 2011.
- [139] Łabuzek M., Lis R., *Modelowanie transformatorów z przekładnią zespoloną w obliczeniach rozptywowych*, [w:] *Modelowanie i symulacja*, MiS-4, IV Ogólnopolska konferencja, Kościelisko, 19–23 czerwca 2006, 59–66.
- [140] Łabuzek M., Lis R., *Obliczenia rozptywowe z rzeczywistymi przekładniami transformatorów*, Computer applications in electrical engineering, XII Conference ZkW E '07, April 16–18, Poznań 2007.
- [141] Łabuzek M., Lis R., *Trudności przy wyznaczaniu rozptywu mocy. Zastosowania komputerów w elektrotechnice 2008*, ZkW E. XIII Konferencja, Materiały, 14–16 kwietnia, Poznań 2008.
- [142] Łabuzek M., Lis R., *Wielokrotne rozwiązania równań rozptywu mocy*, Transactions on computer applications in electrical engineering, XIV Conference ZkW E '09, April 20–22, Poznań 2009.

- [143] Łabuzek M., Lis R., *Zastosowanie pakietu MATPOWER do obliczeń elektroenergetycznych – zagadnienia wybrane*, Zastosowania komputerów w elektrotechnice 2006, ZkwE, XI Konferencja, Materiały, 10–12 kwietnia, Poznań 2006.
- [144] Łosiński M., *Regulacja grupowa napięcia w systemie elektroenergetycznym – modelowanie i algorytmy*, Archiwum Energetyki, t. 37, nr 1–2, 2007, 127–154.
- [145] Machowski J., Białek J., Bumby J., *Power System Dynamics, Stability and Control*, John Wiley & Sons, Second Edition, 2008.
- [146] Machowski J., Białek J., *State-variable control of shunt FACTS devices using phasor measurements*, Electric Power System Research, 2008, Vol. 78, Iss. 1, 39–48.
- [147] Machowski J., *Generator synchroniczny jako źródło mocy biernej przy dużych zmianach napięcia w systemie elektroenergetycznym*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 2, 2008.
- [148] Machowski J., *Rozległe synchroniczne systemy pomiarowe w sieciach elektroenergetycznych*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 7–8, 2005.
- [149] Machowski J., *Elastyczne systemy przesyłowe – FACTS*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 7, 2002, 189–196.
- [150] Machowski J., *Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
- [151] Machowski J., *Stany nieustalone i stabilność systemu elektroenergetycznego*, WNT, Warszawa 1989.
- [152] Machowski J., *Urządzenia FACTS – możliwości i ograniczenia*, Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej, Elektryka, z. 105, 1998.
- [153] Machowski J., *Zastosowanie rozległych systemów pomiarowych w automatyce przeciwawaryjnej systemu elektroenergetycznego*, Przegląd Elektrotechniczny, nr 2, 2005.
- [154] Machowski J., Białek J., *State-variable control of shunt FACTS devices using phasor measurements*, Electric Power System Research, 78 (1), 2008, 39–48.
- [155] Maciejewski Z., *Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną do 2012 roku*, Polityka Energetyczna, t. 10, z. 2, 2007.
- [156] Madani V., Novosel D., *Getting a grip on the Grid*, IEEE Spectrum, Vol. 42, No. 12, December 2005.
- [157] Mai R.K., He Z.Y., Fu L., Kirby B., Bo Z.Q., *A Dynamic Synchrophasor Estimation Algorithm for Online Application*, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 25, No. 2, April 2010.
- [158] Malko J., *Blackout czyli zdarzenia katastrofalne w krytycznych systemach*, [http://www.termedia.pl/Czasopismo/Czasopismo\\_Wokol\\_Energetyki-13](http://www.termedia.pl/Czasopismo/Czasopismo_Wokol_Energetyki-13)
- [159] Malko J., *Znicz olimpijski jako zasilanie awaryjne*, Wokół Energetyki, 4 (20), sierpień 2004.
- [160] Marcisz P., *Raport na temat stanu zagrożenia ciągłości pracy krajowego systemu elektroenergetycznego w Polsce*, [http://energetyka.wnp.pl/elektrownie/raport-na-temat-stanu-zagrozenia-ciaglosci-pracy-krajowego-systemu-elektroenergetycznego-w-polsce,4549\\_2\\_0\\_8.html](http://energetyka.wnp.pl/elektrownie/raport-na-temat-stanu-zagrozenia-ciaglosci-pracy-krajowego-systemu-elektroenergetycznego-w-polsce,4549_2_0_8.html)
- [161] Martin K.E., *Phasor measurement systems in the WECC*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [162] Meliopoulos A.P.S., Cokkinides G.J., Wasynczuk O., Coyle E., Hoffmann C., Rotaru C.N., Downar T., Tsoukalas L., Gao R., *PMU data characterization and application to stability monitoring*, Proc. 2006, IEEE Power Eng. Soc. Power Systems Conf. Expo., 2006, 151–158.
- [163] Mhaskar U.P., Kulkarni A.M., *Power Oscillation Damping Using FACTS Devices: Modal Controllability, Observability in Local Signals and Location of Transfer Function Zeros*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 1, Feb. 2006.
- [164] Moghavvemi M., Faruque M.O., *Effect of FACTS Devices on Static Voltage Stability*, TENCON 2000, Proceedings, Vol. 2, 2000, 357–362.
- [165] Nabil H., Abbasy., Hanafy M.I., *A Unified Approach for the Optimal PMU Location for Power System State Estimation*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 24, No. 2, 2009, 806–813.

- [166] Novosel D., Madani V., Bhargawa B., Vu K., Cole J., *Down of the grid synchronization*, IEEE power & energy magazine, January/February 2008.
- [167] Novosel D., Vu K., Centeno V., Skok S., Begovic M., *Benefits of synchronized-measurement technology for power-grid applications*, Proc. 40th Hawaii Int. Conf. Syst. Sci., 2007, 118–125.
- [168] Nuqui R.F., Phadke A.G., *Phasor measurement unit placement techniques for complete and incomplete observability*, IEEE Trans. Power Del., Vol. 20, No. 4, 2005, 2381.
- [169] Nuqui R.F., Phadke A.G., Schulz R.P., Bhatt N., *Fast on-line voltage security monitoring using synchronized phasor measurements and decision trees*, Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE, Vol. 3, 2001, 1347–1352.
- [170] Paserba J., Kundur P., *Power grid blackouts*, IEEE Power & Energy, Vol. 4, No. 5, Sept/Oct. 2006.
- [171] Pavella M., Ernst D., Ruiz-Vega D., *Transient stability of power systems. A unified approach to assessment and control*, Kluwer Academic Publisher, 2000.
- [172] Phadke A.G., Thorp J.S., *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, Springer, New York 2008.
- [173] Phadke A.G., Kasztenny B., *Synchronized Phasor and Frequency Measurement under Transient Conditions*, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 24, No. 1, 2009, 89–95.
- [174] Phadke A.G., *Synchronized phasor measurements in power systems*, IEEE Computer Applications in Power, 6(2), 1993, 10–15.
- [175] Phadke A.G., Thorp J.S., *History And Applications of Phasor Measurements*, Power Systems Conference and Exposition PSCE '06, IEEE PES, November 2006.
- [176] *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszlego zapotrzebowania na energie elektryczna na lata 2010–2025*, [http://www.pse-operator.pl/uploads/kontener/Plan\\_Rozwoju\\_2010\\_2025\\_aktualizacja\\_2012-2016.pdf](http://www.pse-operator.pl/uploads/kontener/Plan_Rozwoju_2010_2025_aktualizacja_2012-2016.pdf)
- [177] *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Minister Gospodarki, Warszawa, wrzesień 2007.
- [178] Popczyk J., *Rynek i innowacyjność – dwa współczesne filary zarządzania bezpieczeństwem energetycznym*, Stabilizacja bezpieczeństwa energetycznego Polski w okresie 2008–2020 (z uwzględnieniem perspektywy 2050) za pomocą mechanizmów rynkowych, Komitet Problemów Energetyki PAN, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Warszawa, 16–17 czerwca 2008.
- [179] Popczyk J., Żmuda K., Kocot H., Korab R., Siwy E., *Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009.
- [180] Pourbeik P., Kundur P.S., Taylor C.W., *The Anatomy of a Power Grid Blackout*, IEEE Power & Energy, Vol. 4, No. 5, Sept/Oct. 2006.
- [181] *Power failure in Eastern Denmark and Southern Sweden on 23 September 2003*, Final report on the course of events, Elkraft System report, November 4th, 2003, [www.elkraft-system.dk](http://www.elkraft-system.dk)
- [182] Power Systems Engineering Research Center: *Phasor Measurement Unit Data in Power System State Estimation*, January 2005.
- [183] Price E., *Practical Considerations for Implementing Wide Area Monitoring*, Protection and Control, IEEE 59th Annual Conference for Protective Relay Engineers, April 2006.
- [184] Raport na temat stanu zagrożenia ciągłości pracy krajowego systemu elektroenergetycznego w Polsce, Raport wewnętrzny PSE S.A. – wersja skrócona raportu została opublikowana w Biuletynie Miesięcznym PSE SA, nr 10, październik 2003.
- [185] Rehtanz C., *Online stability assessment and wide area protection based on phasor measurements*, Bulk Power System Dynamics and Control, Onomichi, Japan 2001.
- [186] Rehtanz C., Westermann D., *Wide Area Measurement and Control System for Increasing Transmission Capacity in Deregulated Energy Markets*, 14<sup>th</sup> PSCC, Sevilla, 24–28 June, [http://www.psc-ccentral.org/uploads/tx\\_ethpublications/s17p01.pdf](http://www.psc-ccentral.org/uploads/tx_ethpublications/s17p01.pdf), 2002.

- [187] Rehtanz C., *Wide area monitoring and control for transmission capability enhancement Cigre WG C4.601*, Technical Brochure, 2006.
- [188] Rehtanz C., Bertsch J., *A new wide area protection system*, Power Tech Proceedings, IEEE, Porto, Vol. 4, 2001, 6.
- [189] Rehtanz C., Bertsch J., *Wide area measurement and protection system for emergency voltage stability control*, Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE, Vol. 2, 2002, 842–847.
- [190] Remiszewska B. i in., *Stan zakłóceń w południowej części KSyE w dniu 19 listopada 2004 r., spowodowany wyjątkowymi warunkami atmosferycznymi*, APE, Jurata 2005, t. I, 87–95.
- [191] Robak S., Rasolomampionona D., Gryszpanowicz K., Wójtowicz T., Sobierajski M., Rojewski W., Sobierajska M., Kacejko P., Pijarski P., Miller P., *Oszacowanie wielkości mocy źródeł energii elektrycznej możliwych do przyłączenia do węzłów w Krajowym Systemie Przesyłowym*, Cz. 1, 2, 3, Raporty Inst. Energoelektr. PWr., Ser. SPR nr 21, 2010.
- [192] Robak S., *Odporny stabilizator systemowy urządzenia FACTS typu SVC*, Archiwum Energetyki, t. 39, nr 1, 2009, 111–122.
- [193] Robak S., *Projektowanie i analiza odpornych regulatorów urządzeń FACTS w systemie elektroenergetycznym*, Prace naukowe – Elektryka z. nr 136, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
- [194] Rojewski W., Sobierajski M., Piechocki P., Pokora S., *Kaskadowa awaria napięciowa w środkowo-zachodniej części KSE w dniu 4 lipca 2009 r.*, Energetyka, z. temat. nr 20, 2010, 101–107.
- [195] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 wraz z późn. zm.).
- [196] Ruisheng D., Kai S., Vittal V., R. J. O.K., Michael R.R., Navin B., Dwayne S., Sanjoy K.S., *Decision Tree-Based Online Voltage Security Assessment Using PMU Measurements*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 24, No. 2, 2009, 459–466.
- [197] Rychlik J., *Miejsce jednostek wytwórczych w planach obrony i odbudowy KSE – doświadczenia*, PSE-Operator S.A, Warszawa, styczeń 2008.
- [198] Samuelsson O., *Wide Area Measurements of Power System Dynamics the North American WAMS, Project and its Applicability to the Nordic Countries*, ELFORSK, 2000, 99–50.
- [199] Singh B., Sharma N.K., Tiwari A.N., Verma K.S., Singh S.N., *Applications of phasor measurement units (PMUs) in electric power system networks incorporated with FACTS controllers*, International Journal of Engineering, Science and Technology, 2011, Vol. 3, No. 3.
- [200] Sobierajski M., Lis R., Łabuzek M., *Electrical Power System Analysis in Matlab*, Ofic. Wyd. PWr., Wrocław 2007.
- [201] Sobierajski M., Rojewski W., *Wpływ strat mocy biernej na wystąpienie lawiny napięcia w sieci przesyłowej*, Archiwum Energetyki, t. 39, nr 1, 2009, 77–89.
- [202] Sobierajski M., Rojewski W., *Badanie stabilności napięciowej sieci przesyłowych*, II Konferencja Naukowo-Techniczna, Black-Out A Krajowy System Elektroenergetyczny, Poznań–Dymaczewo, 18–20 kwietnia 2007.
- [203] Sobierajski M., Rojewski W., *Po czerwcowej awarii 2006, czyli warunki bezpiecznego przesyłania energii elektrycznej*, Automatyka Elektroenergetyczna, nr 3, 2007.
- [204] Sobierajski M., Rojewski W., *Praktyczne sposoby zapobiegania lawinie napięć na przykładzie awarii krajowego systemu elektroenergetycznego 26 czerwca 2006 roku*, APE 2007, Jurata, czerwiec 2007, 13–15.
- [205] Sobierajski M., Wiszniewski A., Myślecki W., Rojewski W., *Koncepcja zasad korzystania przez OSP i OSD z dwustronnie zasilanych linii 110 kV pełniących funkcje sieci przesyłowej*, Raport Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Seria SPR nr 17/2008, Wrocław 2008.

- [206] Sobierajski M., Wiszniewski A., Myślecki W., Rojewski W., *Określenie potrzeb w zakresie instalacji urządzeń do kompensacji mocy biernej w deficytowych obszarach sieci rozdzielczej i w sieci przesyłowej*, Raporty Inst. Energoelektr. PWr., Ser. SPR nr 21, 2008.
- [207] Sobierajski M., Wiszniewski A., Synal B., Myślecki W., Rojewski W., *Raport końcowy z analizy awarii napięciowej w KSE 26 czerwca 2006*, Instytut Energoelektryki PWr., Raport Serii SPR nr 01/2007, Wrocław, styczeń/luty 2007.
- [208] Sobierajski M., Wiszniewski A., Synal B., Rojewski W., *Weryfikacja raportu wstępnego z awarii napięciowej w KSE 26 czerwca 2006*, Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, Raport serii Sprawozdania nr 20, 2006.
- [209] Strzelecki R., Benysek G., Noculak A., *Wykorzystanie urządzeń energoelektronicznych w systemie elektroenergetycznym*, Przegląd Elektrotechniczny, no. 2, 2003.
- [210] Sun K., Siddharth L., Vittal V., Kolluri V.S., Mandal S., *An online Dynamic Security Assessment Scheme using Phasor Measurements and Decision Trees*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 22, No. 4, 2007, 1935–1943.
- [211] Szaniawski W., Witkowski T., *Rozproszony system nadzoru dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego*, Energetyka, Black-out a Krajowy System Elektroenergetyczny, z. X, kwiecień 2007, 138–144.
- [212] Szczerba Z., Szczeciński P., Łosiński M., *Układy grupowej regulacji w węzłach wytwórczych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego*, XIV Międzynarodowa Konferencja Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE '09, Jurata 2009 lub Archiwum Energetyki, t. 39, nr 1, 2009, 165–174.
- [213] Szczerba Z., Zajczyk R., *Automatyka a deficyt mocy biernej w systemie elektroenergetycznym*, Prace Międzynarodowej Konferencji Naukowej Aktualne Problemy w Elektroenergetyce, Jurata 2007.
- [214] Szczerba Z., *Czy stosować blokadę napięciową transformatorów 110/SN?* Krajowa Konferencja Automatyka Elektroenergetyczna, Komitet Automatyki Energetycznej, Nałęczów 2007.
- [215] Taylor C.W., *Power system voltage stability*, McGraw-Hill, 1994.
- [216] Van Cutsem T., Vournas C., *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [217] UCTE: Final Report. System Disturbance on 4 November 2006, 2007.
- [218] UCTE: Operation Handbook. Load Frequency Control and Performance. available <http://www.ucte.org/>
- [219] US Department of Energy: Grid 2030, A National Vision for Electricity Second 100 Years, DOE Report, Washington, Aug. 2003.
- [220] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 wraz późn. zm.) oraz MGİP: Doktryna zarządzania bezpieczeństwem energetycznym, Warszawa.
- [221] Verseille J., *Voltage and reactive control*, Electra, August 1997, 115–141.
- [222] Voropai N.I., Efimov D.N., *Analysis of blackout development mechanisms in electric power systems*, IEEE PES, 2008.
- [223] Vournas C.D., Nikolaidis V.C., Tassoulis A.A., *Postmortem Analysis and Data Validation in the Wake of the 2004 Athens Blackout*, IEEE Transactions Power Systems, Vol. 21, No. 3, August 2006.
- [224] Sattinger W., Baumann R., Rothermann P., *A New Dimension in Grid Monitoring*, February 2007, [http://tdworld.com/overhead transmission/power new dimension grid/](http://tdworld.com/overhead%20transmission/power%20new%20dimension%20grid/)
- [225] Wang L., Morison K., *Implementation of on line security*, IEEE Power & Energy, Vol. 4, No. 5, Sept/Oct. 2006.
- [226] Wang H.F., Xu H.Z., *FACTS – based stabilizers to damp power system oscillations – a survey*, Universities Power Engineering Conference, UPEC 2004, 39th International, Vol. 1, 6–8 Sept. 2004, 318–322.

- [227] Wilson D.H., Białek J.W., Lubośny Z., *Banishing blackouts*, IEE Power Engineering Journal, April/May 2006.
- [228] Wilson D.H., Lubośny Z., Barba S.L., *Application examples of wide area monitoring for system operators within UCTE*, *Archiwum Energetyki*, Vol. 39, No. 1, 2009, 185–196.
- [229] Xiaorong X., Yaozhong X., Jinyu X., Jingtao W., Yingdao H., *WAMS applications in Chinese power systems*, *Power and Energy Magazine, IEEE*, Vol. 4, No. 1, Jan.–Feb. 2006, 54–63.
- [230] Yue Y., Ping J., Qiang L., Yongzhi W., Hongbo H., Sasaki H., *A real-time monitoring method for power system steady state angle stability based on WAMS*, *The 7th International Power Engineering Conference IPEC 2005*, Nov. 29–Dec. 2, 2005, Vol. 2, 2005, 761–764.
- [231] Yuehai Y., Ying M., Yuxiang S., *The research of Synchronised Phasor Measurement Unit Testing and Evaluation*, *Journal of International Council on Electrical Engineering*, Vol. 1, No. 4, 2011, 418–424.
- [232] Zajczyk R., *Modele matematyczne systemu elektroenergetycznego do badania elektromechanicznych stanów niustalonych i procesów dynamicznych*, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2003.
- [233] Zarghami M., Mariesa L.C., Jagannathan S., *Nonlinear Control of FACTS Controllers for Damping Interarea Oscillations in Power Systems*, *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 25, No. 4, 2010.
- [234] Zhang Y., Penn M., Xia T., Chen L., Ye Y., Wu Z., Yuan Z., Wang L., Jason B., Jon B., Richard W.C., Liu Y., *Wide-Area Frequency Monitoring Network (FNET) Architecture and Applications*, *IEEE Trans. on Smart Grid*, Vol. 1, No. 2, 2010, 458–468.
- [235] Zhang Y., Rajagopalan S., Conto J., *Practical Voltage Stability Analysis*, *Power and Energy Society General Meeting, IEEE*, 25–29 July 2010, 1–7.
- [236] Zhao L., Abur A., *Multiregion State Estimation Using Synchronized Phasor Measurements*, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 20, No. 2, 2005, 456–462.
- [237] Zhou M., Virgilio A.C., James S.T., Phadke A.G., *An Alternative for Including Phasor Measurements in State Estimators*, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 21, No. 4, November 2006, 1930–1937.
- [238] Zima M., Rehtanz C., Andersson G., *Aspects of Wide Area Control of FACTS Devices*, *Bulk Power System Dynamics and Control VI*, Cortina d’Ampezzo, August 22–27, Italy, 2004.
- [239] Zima M., Larsson M., Korba P., Rehtanz C., Andersson G., *Design Aspects for Wide-Area Monitoring and Control Systems*, *Proceedings of the IEEE*, Vol. 93, No. 5, May 2005, 980–996.
- [240] Żmuda K., *Ekspertyza dotycząca awarii sieci elektroenergetycznej w aglomeracji szczecińskiej w dniach 7–8 kwietnia 2008*, Gliwice, czerwiec 2008.

# **Problems of assessment and ways of improving voltage stability of an electrical power transmission grid**

Methods for stability analysis of electric power systems, including voltage stability, are being developed in various research centers all over the world. Although the research has already been going on for many years, it needs to be continued further due to the increase in size and complexity of power systems and the emergence of new testing possibilities, for example, the WAMS & PMU technologies. The threat of voltage instability occurring especially concerns electrical power transmission grids, hence the considerations contained in the monograph could be of interest to researchers dealing with a distribution grid. In Poland, these issues were particularly highlighted in the first decade of the 21st century, when a couple of voltage failures affected the functioning of the National Power System. The aim of the study is to increase the knowledge of the behavior of the transmission system in terms of the reactive power deficit and the risk of voltage instability. An attempt is also made to systemize the more important studies of static voltage stability of the transmission grid based on a static state model of an electric power system, as well as to explain the reasons for the loss of stability, with a system blackout description.





## Spis treści

Wykaz ważniejszych oznaczeń .....	5
1. Wstęp .....	9
1.1. Cel i zakres opracowania .....	13
1.2. Charakterystyka zjawisk prowadzących do awarii systemowych .....	14
1.2.1. Wybrane krajowe awarie systemowe .....	16
1.2.2. Wybrane zagraniczne awarie systemowe .....	21
2. Bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego .....	27
2.1. Wprowadzenie .....	27
2.2. Zagrożenia związane z utratą ciągłości pracy .....	29
2.2.1. Poziom rezerw mocy .....	30
2.2.2. Stan sieci przesyłowej .....	31
2.2.3. Koncentracja mocy .....	33
2.2.4. Wymiana transgraniczna .....	33
2.3. Równoważenie bilansu mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym .....	35
2.3.1. Inwestycje w sieci przesyłowe .....	37
2.3.2. Nowe moce wytwórcze .....	38
2.3.3. Udział farm wiatrowych w bilansie mocy .....	39
3. Środki poprawy stabilności napięciowej stosowane w sieci przesyłowej .....	41
3.1. Wprowadzenie .....	41
3.2. Środki sieciowe .....	43
3.2.1. Generator synchroniczny – moc bierna dyspozycyjna .....	43
3.2.2. Transformatory .....	47
3.2.3. Linie elektroenergetyczne .....	48
3.3. Układy regulacji grupowej w węzłach wytwórczych .....	49
3.3.1. Regulacja napięcia z zastosowaniem układów automatyki RGWW .....	51
3.3.2. Zasady regulacji napięcia i mocy biernej elektrowni .....	52
3.4. Układy regulacji grupowej w węzłach przesyłowych .....	56
3.4.1. Zasady działania układów RGWP .....	56
3.4.2. Regulacja napięcia na szynach stacji .....	57
3.4.3. Regulacja mocy biernej przesyłanej przez transformator .....	57
3.4.4. Sterowanie numerem zaczeplu .....	58
3.4.5. Blokowanie regulatorów transformatorów .....	59
3.4.6. Praca równoległa transformatorów .....	59
3.5. Statyczne środki sieciowe .....	60
3.5.1. Rodzaje układów FACTS .....	61
3.5.2. Charakterystyka wybranych układów FACTS .....	63
4. Stabilność napięciowa układu przesyłowego typu źródło–odbior .....	65

4.1. Kryterium energetyczne statycznej stabilności napięciowej .....	65
4.2. Model matematyczny elementów systemu do badania stabilności napięciowej .....	74
4.2.1. Modelowanie mocy odbiorów węzłowych – model stałomocowy .....	75
4.2.2. Model stałoprądowy .....	76
4.2.3. Model stałoadmitancyjny .....	76
4.2.4. Modelowanie mocy generatorów węzłowych .....	76
4.2.5. Modelowanie mocy biernych wytwarzanych przez pojemności linii i baterie kondensatorów .....	77
4.2.6. Modelowanie transformatorów z regulacją przekładni pod obciążeniem .....	78
4.2.7. Modelowanie automatyki podnapięciowego odciażania .....	80
4.3. Modelowanie sieci przesyłowej w analizie stabilności napięciowej .....	80
4.4. Równania węzłowe w prostokątnym układzie napięć węzłowych .....	83
4.4.1. Zmienne niezależne i zależne .....	85
4.4.2. Rozwinięcie równań węzłowych w szereg Taylora .....	85
4.5. Iteracyjna metoda Newtona .....	88
5. Wybrane metody badania stabilności napięciowej sieci przesyłowej .....	91
5.1. Wprowadzenie .....	91
5.2. Zjawiska fizyczne towarzyszące lawinie napięć .....	93
5.3. Kryteria badania stabilności napięciowej sieci przesyłowej .....	96
5.4. Metoda współczynników czułości .....	99
5.5. Metoda krzywych nosowych .....	100
5.6. Analiza modalna macierzy Jacobiego .....	114
5.7. Analiza singularna macierzy Jacobiego .....	120
5.8. Wyszukiwanie słabych węzłów w sieci .....	123
5.9. Wyszukiwanie najsłabszych gałęzi .....	136
6. Rozległe systemy pomiarowe WAMS .....	141
6.1. Wprowadzenie .....	141
6.2. Pomiary fazy w sieci elektroenergetycznej .....	144
6.3. Synchronizacja czasu .....	147
6.4. Urządzenia pomiarowe PMU .....	149
6.5. Podstawowe struktury systemów PMU/PDC .....	155
6.6. Inne zastosowania WAMS .....	160
7. Indukcyjny algorytm wykorzystujący WAMS do identyfikacji węzłów zagrożonych utratą stabilności napięciowej .....	163
7.1. Wprowadzenie .....	163
7.2. Analiza stabilności napięciowej sieci przesyłowej – krzywe $P-U$ i $Q-U$ .....	165
7.3. Analiza modalna – obliczenia komputerowe .....	174
7.4. Wykorzystanie drzew decyzyjnych i pomiarów WAMS .....	182
8. Podsumowanie .....	189
Bibliografia .....	195
Streszczenie w języku angielskim .....	207