

INDUKCYJNE ALGORYTMY OPTIMALIZACJI ŚRODKÓW KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ W KSE

dr inż. Robert Lis / Politechnika Wrocławska

dr inż. Grzegorz Błajszczak / Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA

1. WSTĘP

Właściwe zarządzanie przepływem mocy biernej jest dla operatorów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej priorytetowym zadaniem, ze względu na bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju [1]. Celem kompensacji jest zazwyczaj zmniejszenie przesyłów mocy biernej i związanych z tym strat przesyłowych w sieci. Najczęściej oznacza to wprowadzenie do sieci nowych źródeł (baterii kondensatorów), rzadziej odbiorów (dławików) mocy biernej dla osiągnięcia założonego celu. Jest to tzw. sztuczna kompensacja mocy biernej. W określonych przypadkach rzeczywistych sieci przynajmniej część efektów, uzyskiwanych w drodze sztucznej kompensacji mocy biernej, można pozyskać w sposób naturalny, poprzez dobór odpowiedniego układu pracy sieci, właściwe wykorzystanie mocy ładowania (np. kabli), wykorzystanie (regulowanie) mocy biernej maszyn synchronicznych (generatorów, silników). Do szczególnych rodzajów kompensacji mocy biernej zalicza się kompensację nadążną, realizowaną przez odbiory nieliniowe (np. hutnicze). Kompensację mocy biernej, w tym instalowanie nowych źródeł (odbiorów) oraz sterowanie mocą wszystkich źródeł mocy biernej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), realizuje się na podstawie instrukcji ruchowych oraz licznych opracowań. Sposoby tam zawarte pozwalają na określenie strat mocy i energii oraz kosztów przesyłu energii w sieci przed kompensacją i po kompensacji. W złożonej, wielowęzłowej i wielonapięciowej sieci rzeczywistej KSE straty mocy zależą od wielu czynników:

- stosowanych układów pracy sieci i parametrów jej elementów
- wielkości przesyłanych mocy czynnych i biernych
- utrzymywanych poziomów napięcia
- regulacji przekładni transformatorów.

W niniejszej pracy zostanie omówiony algorytm optymalizacji sztucznych środków kompensacji mocy biernej, wykorzystujący algorytmy indukcyjne – drzewa decyzyjne [1]. Drzewa decyzyjne stanowią podstawową metodę indukcyjnego uczenia się maszyn, co spowodowane jest dużą efektywnością i możliwością prostej programowej implementacji. Ta metoda pozyskiwania wiedzy opiera się na analizie przykładów, przy czym każdy przykład musi być opisany przez zestaw atrybutów, gdzie każdy atrybut może przyjmować różne wartości. 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. Najważniejszy w tym procesie jest etap eksploracji danych (ang. *data mining*) oraz wykorzystanie właściwego algorytmu do znajdowania zależności i schematów w przygotowanym zbiorze danych. Opisana technika umożliwi we wszystkich możliwych układach pracy KSE znalezienie słabych węzłów i grupowanie ich w tzw. obszary VCAs (ang. *Voltage Control Areas*), na podstawie istotnych podobieństw w stanach powyłączeniowych [3].

Streszczenie

W pracy scharakteryzowano problemy związane z kompensacją środków mocy biernej, chroniących sieć przesyłową przed utratą stabilności napięciowej. Wolniejsze formy niestabilności napięciowej analizowane są za pomocą symulacji przepływów mocy. Symuluje się chwilowe zachowanie systemu po zadanych wyłączeniach i wyznacza się krzywe P-U oraz Q-U w celu oszacowania w danej chwili zapasu stabilności napięciowej. Celem kompensacji jest zmniejszenie przesyłów mocy biernej

i związanych z tym strat przesyłowych w sieci. Najczęściej oznacza to wprowadzenie do sieci nowych źródeł mocy biernej dla osiągnięcia założonego celu. W artykule opisano algorytm optymalizacji sztucznych środków kompensacji mocy biernej, wykorzystujący drzewa decyzyjne, które stanowią podstawową metodę indukcyjnego uczenia się maszyn, co spowodowane jest dużą efektywnością i możliwością prostej programowej implementacji.

2. WYZNACZANIE ZAPASU STABILNOŚCI NAPIĘCIOWEJ W SIECIACH PRZESYŁOWYCH

Na podstawie literatury przedmiotu [4, 5] można zauważyć pewne trendy światowe w dziedzinie określania zapasów mocy biernej i bezpiecznych granic napięć węzłowych z punktu widzenia stabilności napięciowej, i tak:

- rezerwy mocy biernej i dopuszczalne granice napięć są wyznaczone głównie w celu zapewnienia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego
- w czasie kierowania systemem celem sterowania rezerwami mocy biernej jest zapobieganie lawinie napięć i utrzymanie zmian napięć w bezpiecznych przedziałach
- główne trudności związane z modelowaniem systemu elektroenergetycznego dotyczą tu modelowania odbiorów i dlatego przyjmuje się zwykle konserwatywnie hipotezę o stałych wartościach mocy węzłowych.

W większości systemów elektroenergetycznych na świecie prowadzi się systematyczne analizy stabilności napięciowej sieci przesyłowych, wykorzystując do tego celu programy rozptywu mocy lub programy optymalizacji napięć i rozdziału mocy biernej, także programy badania stabilności. Analizy te wykonywane są dla sieci przesyłowych w cyklu rocznym, miesięcznym, tygodniowym i dobowym. W analizach wykorzystuje się dokładne modele sieci przesyłowych i mniej dokładne modele sieci niższych napięć (modelowane są tylko te obszary sieci dystrybucyjnych, które mają znaczący wpływ na zmiany napięć w sieci przesyłowej, przy czym najmniejsze generatory nie są zwykle modelowane). W większości systemów elektroenergetycznych generatory są modelowane razem z transformatorami blokowymi. Na potrzeby ruchu dopuszczalny punkt pracy generatora wyznacza się na podstawie aktualnej wartości napięcia na zaciskach U , wytwarzanej mocy czynnej P według wzorów (1–3), przy czym w warunkach normalnych dopuszczalny punkt pracy generatora powinien uwzględniać ograniczenia związane z maksymalnym dopuszczalnym napięciem na zaciskach. W badaniu stabilności napięciowej – zwłaszcza w operatywnym kierowaniu siecią przesyłową – wskazane jest dokładniejsze zamodelowanie generatora.

Dopuszczalna wartość mocy biernej generatora uwarunkowana jest bowiem nie tylko dopuszczalnymi wartościami prądu uzwojeń stojana I_{max} oraz wirnika i_{fmax} , ale także aktualną wartością mocy czynnej P i napięcia na zaciskach U . Niech e_{qmax} oznacza maksymalną wartość *sem* wirnika odpowiadającą maksymalnej wartości prądu uzwojeń wirnika i_{fmax} . Przyjmując, że $X_d = X_q$, czyli $E_q = e_q$, stąd dopuszczalną moc bierną generatora wyliczono z następującej zależności:

$$Q_{f\max} = \sqrt{\left(\frac{UE_{q\max}}{X_d}\right)^2 - P^2} - \frac{U^2}{X_d} \quad (1)$$

gdzie: U – zadany moduł napięcia na zaciskach generatora

$E_{q\max}$ – maksymalna wartość *sem* wirnika odpowiadająca dopuszczalnemu prądowi wirnika i_{fmax}

P – zadana moc czynna generatora.

Moc bierna generatora musi respektować ograniczenia wynikające z dopuszczalnego prądu stojana:

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

Stąd za dopuszczalną wartość mocy oddawanej przez generator do sieci przesyłowej należy przyjąć mniejszą spośród dwóch maksymalnych wartości:

$$Q_{\max} = \min\langle Q_{gs\max}, Q_{f\max} \rangle \quad (3)$$

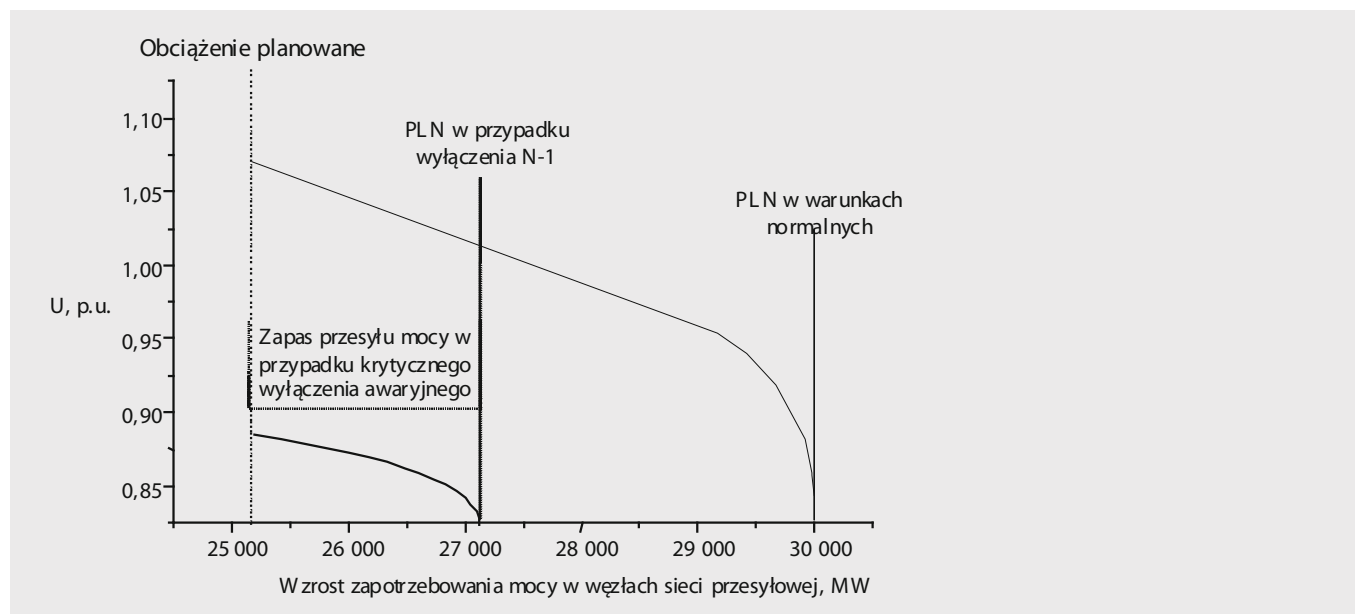
Na etapie planowania długoterminowego używa się ograniczeń w postaci stałych wartości mocy (Q_{\max} i Q_{\min}), niezależnie od punktu pracy generatora wynikającego z rozptywu mocy. Jest to hipoteza konserwatywna, implikująca dodatkowy ukryty zapas napięciowy chroniący przed lawiną napięć. Baterie kondensatorów, także mechanicznie załączane, oraz dławiki powinny być modelowane z uwzględnieniem zależności ich mocy od kwadratu napięcia.

$$Q_{shunt} = BU^2 \quad (4)$$

gdzie: B – susceptancja poprzeczna kompensatora.

3. ŚRODKI KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ

Zapasy mocy biernej w planowaniu są określane na różne sposoby. W większości systemów elektroenergetycznych bezpieczny zapas mocy biernej definiuje się jako odległość bazowego punktu pracy od punktu lawiny napięć. Przez punkt lawiny napięć (PLN) rozumie się w analizie statycznej taki punkt, w którym po niewielkim wzroście mocy odbiorów wystąpi utrata zbieżności procesu iteracyjnego w programie rozptywu mocy (rys. 1).



Rys. 1. Krzywa nosowa PU w warunkach normalnych oraz podczas krytycznego wyłączenia awaryjnego

Kompensacja mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych ma na celu poprawę gospodarki mocą bierną. Polega na właściwym doborze mocy baterii kondensatorów i ich rozmieszczeniu w sieci. Kryterium optymalizacji wynika również z warunków ekonomicznych, tj. minimum sumy kosztów rocznych. Optymalizuje się rozmieszczenie baterii przyłączanych do szyn NN stacji o mocach $15 \div 45$ Mvar (w miarę potrzeby mogą być większe moce). PSE Operator SA sukcesywnie odbudowuje niezbędny zapas mocy biernej w KSE poprzez instalację baterii kondensatorów w wybranych stacjach 400/110 kV oraz 220/110 kV. Baterie kondensatorów podłączone są do uzwojeń kompensacyjnych autotransformatorów sieciowych w przykładowych stacjach podanych w tab. 1.

Tab. 1. Przykładowe lokalizacje i moce instalowanych baterii

Lokalizacja	TR/ATR	Moc KS [Mvar]
SE Gdańsk Błonia 400/110/31,5 kV	TR1	2x25
SE Grudziądz 400/110/15 kV	AT5	4x15
SE Olsztyn Mątki 400/110/15 kV	AT2	4x15
SE Jasiniec 220/110/15 kV	AT1	3x15
SE Miłosna 220/110/15 kV	AT1	3x15
SE Ełk 220/110/15 kV	AT2	3x15
SE Mory 220/110/15 kV	AT1, AT2	2x15

3.1. Optymalizacja środków kompensacji w sieciach SN

Problem optymalizacji kompensacji w sieciach SN dotyczy:

- mocy kompensatorów
- lokalizacji kompensatorów.



Moc kompensatorów

Zależnie od lokalnych warunków instaluje się baterie kondensatorów o niewielkich mocach w liniach SN (moce do 300 kvar). Baterie średniego lub niskiego napięcia instaluje się u odbiorców – cel: poprawa współczynnika mocy ($tg\varphi = 0,4$). Moc takiej baterii wyznacza się następująco:

$$Q_{bat} = P(tg\varphi_1 - tg\varphi_2) \quad (5)$$

gdzie: P to pobierana moc czynna, zaś $tg\varphi_1$ i $tg\varphi_2$ – wartości $tg\varphi$ przed i po kompensacji.

W sytuacji kompensacji indywidualnej moc baterii kondensatorów Q_k jest ograniczona

$$Q_k \leq 0,9Q_0 \quad (6)$$

gdzie: Q_0 – moc bierna biegu jałowego silnika indukcyjnego.

Taki sposób kompensacji ma uzasadnienie przy silnikach o mocach większych od 30 kW.

Rozmieszczenie kompensatorów

Na podstawie literatury przedmiotu [6, 7] można wyróżnić kilka najważniejszych metod służących do planowania rozmieszczenia elementów sztucznej kompensacji mocy biernej:

- metoda wg wytycznych URE
- metoda szacunkowa
- metoda programowania dynamicznego.

3.1.1. Metoda wg wytycznych URE

Moc kompensowaną Q_{kn} po stronie nn można określić ze wzoru

$$Q_{kn} = Q - \frac{240U^2(K_{kn} - K_{kw})}{K_p T_k (R_{Tr} + R_s)} \quad (7)$$

gdzie: Q – zapotrzebowanie na moc bierną

U – znamionowe napięcie na nn i SN

K_{kn}, K_{kw} – jednostkowe koszty transformacji na niskim średnim napięciu

K_p – koszt jednostkowy strat mocy

T_k – czas użytkowania baterii kondensatorów

R_{Tr}, R_s – rezystancja transformatora i sieci przeliczone na nn.

Jest to metoda uproszczona, daje dobre rezultaty przy naturalnym współczynniku mocy $\cos\varphi \geq 0,83$.

3.1.2. Metoda szacunkowa

Sprowadza się do następujących zasad:

- współczynnik mocy po stronie nn w szczycie obciążenia nie powinien przekraczać $0,87 \div 0,90$ (nie dotyczy sytuacji, gdy moc baterii WN byłaby mniejsza niż 600 kvar, wówczas całą moc bierną należy kompensować po stronie nn)
- optymalna moc bierna SN zasilana z jednego pola wynosi $900 \div 1200$ kvar.

3.1.3. Metoda programowania dynamicznego

Ma zastosowanie do sieci promieniowych. Moce szczytowe w poszczególnych promieniach sieci wynoszą:

$$S_i = P_i + jQ_i, \text{ dla } i = \text{ilość stacji SN/nn} \quad (8)$$

Straty transformacji w głównej stacji transformacji (GST) wynoszą:

$$\Delta S_{Tr} = \Delta P_{Tr} j \Delta Q_{Tr} \quad (9)$$

Moc szczytowa całego dużego zakładu jest sumą tych wszystkich mocy (z uwzględnieniem niejednoczesności obciążenia) i wynosi:

$$S_{obl} = P_{obl} + Q_{obl} \quad (10)$$

Niech Q_s będzie maksymalną mocą bierną, jaką można pobrać z sieci, z tym że:

$$Q_s < Q_{obl} \quad (11)$$

Zatem należy w zakładzie skompensować moc według poniższego wzoru:

$$Q_k = Q_{obl} - Q_s \quad (12)$$

Można to zrobić w następujących punktach sieci zakładowej:

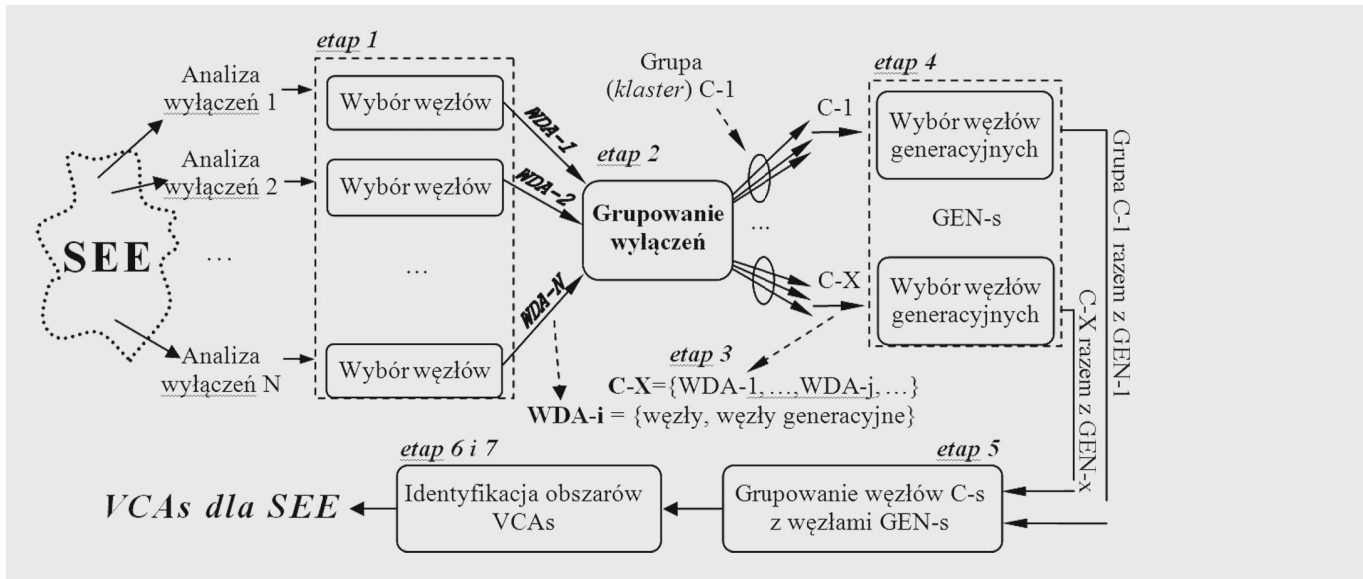
- w każdej ze stacji transformatorowej po stronie nn
- w głównej stacji GST po stronie SN.

Problem optymalnej lokalizacji baterii kondensatorów polega na takim rozmieszczeniu mocy Q_{kl}, \dots, Q_{kn} , spełniających warunek $Q_{kl} + \dots + Q_{kn} = Q_k$, przy którym suma kosztów rocznych sieci, baterii i innych urządzeń jest najmniejsza. Do rozwiązywania zadania stosuje się programowanie dynamiczne [3].

3.2. Optymalizacja środków kompensacji w sieciach NN

W celu wyznaczenia krzywych U-Q zwiększono generację mocy biernej w wybranym węźle (wszystkie inne moce węzłowe traktuje się jako stałe), od dużych wartości mocy indukcyjnej do dużych wartości mocy pojemnościowej, i monitorowano napięcie w tym węźle. Punkt, w którym pochodna dQ/dU jest równa zero, wyznacza granice stabilności napięciowej. Obszar po prawej stronie, w którym $dQ/dU > 0$, jest obszarem stabilnym napięciowo, ponieważ wzrost generacji mocy biernej w węźle powoduje wzrost napięcia w tym węźle. Natomiast obszar po lewej stronie, w którym $dQ/dU < 0$, jest obszarem niestabilnym napięciowo, gdyż wzrost generacji mocy biernej w węźle powoduje obniżenie się wartości napięcia w tym węźle. W przypadku grupy węzłów (tzw. VCAs), przy wyborze miejsca zainstalowania układów kompensacji mocy biernej decydują zwykle względy techniczne i ekonomiczne.

PSE Operator SA podjął działania inwestycyjne, mające na celu zmniejszenie lokalnych deficytów mocy biernej. Przystąpił do identyfikacji obszarów VCAs – obszarów zagrożonych utratą stabilności. Przykładowo, poważnym zadaniem inwestycyjnym jest zainstalowanie sterowanego źródła mocy biernej SVC w ciągu przesyłowym 400 kV: Gdańsk Błonia – Grudziądz – Płock – Miłosna – Mościska – Rogowiec. Kabel stałoprądowy pod Bałtykiem umożliwia bowiem zmienny import/eksport kilkuset MW, co powoduje duże zmiany w przepływach mocy na odcinku północ – południe, grożące utratą stabilności w KSP.



Rys. 2. Etapy identyfikacji obszarów VCAs (ang. Voltage Control Areas)

Identyfikacja obszarów VCAs zawiera następujące etapy (rys. 2):

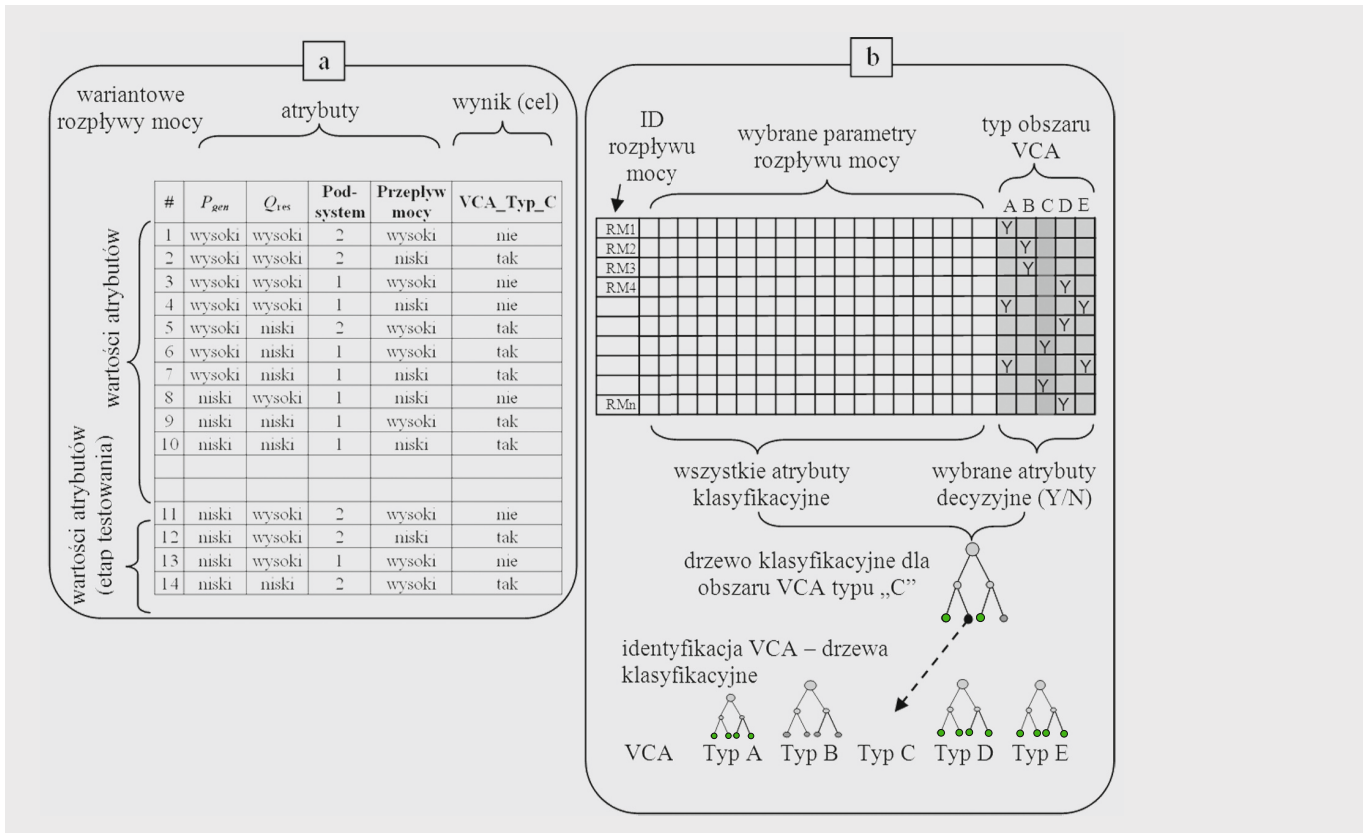
- Wybór węzłów do identyfikacji obszarów VCAs: w wyniku analizy modalnej dla wszystkich zdefiniowanych uprzednio wyłączeń tworzona jest lista węzłów, z której do dalszej analizy wybiera się te z największym współczynnikiem udziału wartości własnej (WDA).
- Grupowanie (ang. *clustering*) wyłączeń typ N-1 i N-2 na podstawie podobieństwa: program identyfikuje podobne wyniki rozptyłu mocy na skutek różnych wyłączeń. Tylko różne grupy wyłączeń będą brane pod uwagę do identyfikacji poszczególnych obszarów VCAs w poniższym etapie 6 i 7.
- Normalizowanie współczynnika udziału WDA dla rozpoznanych węzłów generatorowych (gdzie Q_{max} , Q_{min} – maksymalna i minimalna moc bierna wytwarzana w węzle jest określona).
- Wybór węzłów generacyjnych w grupie (klastrze) C_k : dla każdej zidentyfikowanej grupy wyłączeń C_k obliczany jest współczynnik udziału węzła generacyjnego w tej grupie.
- 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.
- Identyfikacja obszaru VCAs – znajdowanie węzłów odbiorczych: dla każdego obszaru VCA_m badana jest częstość występowania każdego węzła.
- Identyfikacja obszaru VCAs – znajdowanie węzłów generacyjnych: dla każdego Gen_m znajdowana jest częstość występowania węzła generacyjnego. Wybierane są tylko te węzły, które występują częściej od zdefiniowanego kryterium.

3.2.1. Wykorzystanie algorytmu indukcyjnego – drzew decyzyjnych

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. Proces odkrywania wiedzy składa się z następujących etapów [1]:

- utworzenie zbioru treningowego, w którym poszukuje się zależności, reguł i związków
- wybranie algorytmu do eksploracji danych
- szukanie wzorców w danych
- interpretacja znalezionych wzorców i ich weryfikacja – raport dla użytkowników.

Najważniejszy w tym procesie jest etap eksploracji danych (ang. *data mining*) (rys. 3a) oraz wykorzystanie właściwego algorytmu indukcyjnego [1] do znajdowania zależności i schematów w przygotowanym zbiorze danych.



Rys. 3. 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 VCAs

Drzewa decyzyjne są formami reprezentacji o odkrywanej wiedzy (rys. 3a). Są to graficzne metody wspomaganie procesu decyzyjnego, stosowane 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. Zadaniem drzew decyzyjnych jest rozpoznanie właściwego obszaru VCAs na podstawie licznych, rozgałęziających się wariantów rozpiływu mocy w SEE. Klasyfikacja polega na znajdowaniu sposobu odwzorowania danych w zbiór predefiniowanych klas – wariantowych rozpiływów mocy. Na podstawie zawartości bazy danych budowany jest model (drzewo klasyfikacyjne), który służy do szybkiego rozpoznania właściwego obszaru VCAs. W tym przypadku zmienną dyskryminującą jest zmienna jakościowa P_{gen} . Do wyznaczenia wartości mocy biernej Q_{res} , wymaganej ze względu na bezpieczeństwo analizowanego obszaru VCA typ C, wykorzystano strukturę drzewa regresyjnego, gdzie zmienną dyskryminującą jest zmienna ilościowa – wybrane parametry rozpiływu mocy. Przykład kodu programu (algorytmu indukcyjnego) zapisanego w umownym języku programowania przedstawiono poniżej. Parametr φ 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

```



4. PODSUMOWANIE

Opisywana została metoda wyznaczania obszarów w systemie elektroenergetycznym (SEE), które są podatne na utratę stabilności napięciowej podczas pracy SEE w szczególnych (trudnych) warunkach. Obszary te, podatne na niestabilność ze względu na brak rezerwy mocy biernej, są określane jako VCAs (ang. *Voltage Control Areas*). Metoda oparta jest na analizie krzywych P-U w połączeniu z analizą modalną. Obszary VCAs identyfikowane były za pomocą metod grupowania heurystycznego. Dla badanych scenariuszy i zbiorów nieprzewidzianych stanów pracy w systemie PSE Operator zostały zidentyfikowane dwa obszary VCAs. Dla każdego ze zidentyfikowanych VCAs określone zostały: grupa generatorów wraz z dodatkowymi źródłami, których wyczerpanie rezerwy mocy biernej skutkuje niestabilnością w VCAs. Podział wymaganej rezerwy mocy biernej wśród generatorów oraz lokalizację i wartość nowych źródeł mocy biernej, które kontrolują analizowany obszar VCA, uzyskano, stosując techniki programowania liniowego oraz algorytm drzew decyzyjnych.

BIBLIOGRAFIA

1. Lis R., Wiszniewski A., 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 SA, Raport Instytutu Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej, seria SPR nr 09/2008, Wrocław 2008.
2. Zhong J., Nobile E., Bose A., Bhattacharya K., Localized Reactive Power Markets Using the Concept of Voltage Control Areas, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, s. 1555–1561, August 2004.
3. Sobierajski M., Rojewski W., Badanie stabilności napięciowej sieci przesyłowych, *Energetyka*, 2007, z. temat. nr 10, s. 13–19.
4. Taylor C.W., Power system voltage stability, McGraw-Hill, 1994.
5. Bourgin F., Testud G., Heilbronn B., Verseille J., Present practices and trends on the French Power System to prevent voltage collapse, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 8, no. 3, August 1993, s. 778–787.