



**POLITECHNIKA
GDAŃSKA**

Wydział Elektrotechniki
i Automatyki

Imię i nazwisko autora rozprawy: Artur Zbroński
Dyscyplina naukowa: Elektrotechnika

ROZPRAWA DOKTORSKA

Tytuł rozprawy w języku polskim: **Metoda lokalizacji układów kompensatorów statycznych w systemie elektroenergetycznym.**

Tytuł rozprawy w języku angielskim: **A method for static compensators placement in electric power system.**

Promotor	Promotor pomocniczy
<i>podpis</i>	<i>podpis</i>
Prof. dr hab. inż. Ryszard Zajczyk	Dr inż. Robert Kowalak

Gdańsk, rok 2016



Spis treści

1	WSTĘP	4
2	TEZA I CEL PRACY, ZAWARTOŚĆ ROZPRAWY	5
3	REGULACJA NAPIĘĆ ORAZ PRZEPIYWÓW MOCY BIERNEJ W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM	7
3.1	GENERACJA ORAZ POBÓR MOCY BIERNEJ.....	8
3.2	KOMPENSACJA MOCY BIERNEJ	10
3.3	URZĄDZENIA SŁUŻĄCE DO KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ – STATYCZNE KOMPENSATORY BOCZNIKOWE	14
3.3.1	Baterie kondensatorów	15
3.3.2	Dławiki bocznikowe.....	15
3.3.3	Kompensatory statyczne typu FACTS	16
3.4	STABILNOŚĆ NAPIĘCIOWA	20
3.5	PODSUMOWANIE	27
4	TEORIA ZBIORÓW ROZMYTYCH ORAZ TECHNIKI OPTYMALIZACJI	28
4.1	PODSTAWY TEORII ZBIORÓW ROZMYTYCH.....	29
4.2	FUNKCJE PRZYNALEŻNOŚCI	30
4.3	OPERACJE NA ZBIORACH ROZMYTYCH	31
4.4	ROZWIĄZYWANIE ZAGADNIĘŃ Z ZASTOSOWANIEM TEORII ZBIORÓW ROZMYTYCH.....	33
4.5	ZASTOSOWANIE ZBIORÓW ROZMYTYCH W ELEKTROENERGETYCE	33
4.6	ANALITYCZNE METODY OPTYMALIZACJI W ELEKTROENERGETYCE.....	36
4.6.1	Metody programowania liniowego.....	36
4.6.2	Metody programowania nieliniowego	36
4.6.3	Metody sztucznej inteligencji	37
4.7	PODSUMOWANIE	39
5	OKREŚLANIE LOKALIZACJI DODATKOWYCH ŹRÓDEŁ MOCY BIERNEJ W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM Z WYKORZYSTANIEM TEORII ZBIORÓW ROZMYTYCH	40
5.1	LOKALIZACJA KOMPENSATORÓW W SIECIACH OTWARTYCH	40
5.2	LOKALIZACJA KOMPENSATORÓW W SIECIACH ZAMKNIĘTYCH	43
5.3	PODSUMOWANIE	46



6	METODA LOKALIZACJI KOMPENSATORÓW STATYCZNYCH W SIECI PRZESYŁOWEJ SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO Z WYKORZYSTANIEM TEORII ZBIORÓW ROZMYTYCH.....	47
6.1	ALGORYTM METODY	47
6.2	FUNKCJE ROZMYWAJĄCE	54
6.2.1	Funkcja rozmywająca wartość napięcia.....	54
6.2.2	Funkcja rozmywająca wartość podatności napięciowej	56
6.3	DZIAŁANIA NA ZBIORACH ROZMYTYCH	59
6.4	MODEL DO BADAŃ	59
6.5	DEFINICJA WARIANTÓW ROZPŁYWOWYCH.....	61
7	WYNIKI PRZEPROWADZONYCH BADAŃ.....	62
7.1	BADANIE PRZEPROWADZANE PRZY WARIANCIE ROZPŁYWOWYM – SZCZYT ZIMOWY ..	63
7.1.1	Analiza stanu systemu bez zainstalowanych kompensatorów	63
7.1.2	Analiza stanu systemu z zainstalowanym jednym kompensatorem	70
7.1.3	Analiza stanu systemu z zainstalowanymi dwoma kompensatorami	77
7.1.4	Ocena rozwiązania.....	83
7.2	BADANIE PRZEPROWADZANE PRZY WARIANCIE ROZPŁYWOWYM – DOLINA LETNIA	92
7.2.1	Analiza stanu systemu bez zainstalowanych kompensatorów.....	93
7.3	BADANIE PRZEPROWADZANE PRZY WARIANCIE ROZPŁYWOWYM – DOLINA LETNIA, ZMODYFIKOWANA SIEĆ.....	98
7.3.1	Analiza stanu systemu bez zainstalowanych kompensatorów.....	100
7.3.2	Analiza stanu systemu, kompensator zainstalowany w węźle B15112.....	106
7.3.3	Ocena rozwiązania.....	112
8	PODSUMOWANIE I WNIOSKI.....	115
9	BIBLIOGRAFIA	117



1 WSTĘP

Rozwój gospodarczy kraju powoduje ciągły wzrost zużycia energii elektrycznej przez odbiorców. Zwiększeniu ulegają zarówno ilość zużytej energii, jak i zapotrzebowanie na moc przesyłaną odbiorcom. Aby zapewnić pokrycie zapotrzebowania, niezbędny jest ciągły rozwój istniejących urządzeń do wytwarzania energii elektrycznej. Wzrost zapotrzebowania wymaga jednak również rozwoju infrastruktury do przesyłu i rozdziału energii elektrycznej.

Plany rozwoju sieci przesyłowej systemu elektroenergetycznego wykonywane są na podstawie rynkowych prognoz zapotrzebowania oraz polityki energetycznej kraju. Planując taki rozwój należy brać pod uwagę, że zmiany modernizacyjne wpływają na stan sieci elektroenergetycznej. Takie zmiany topologii sieci mogą powodować niestabilność pracy sieci lub pogorszenie jakości energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom. Aby zapobiec takim sytuacjom, niezbędne jest przeprowadzenie analizy modernizowanego systemu pod kątem umieszczenia w nim dodatkowych urządzeń poprawiających parametry pracy sieci.

Jednym z zagadnień, które należy analizować planując rozwój sieci, jest bezpieczeństwo napięciowe. Stabilność napięciowa systemu elektroenergetycznego to zdolność do utrzymywania profili napięciowych węzłów systemu w zrównoważony sposób podczas normalnych stanów pracy oraz w stanach pozakłóceniowych. Kryterium stabilności napięciowej obszaru sieci elektroenergetycznej stanowi, że w każdym węźle tego systemu, wraz ze zwiększaniem mocy biernej dostarczanej do węzła, jego napięcie wzrasta. Głównym czynnikiem powodującym niestabilność napięciową sieci jest brak możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc bierną przez system elektroenergetyczny w pewnym krytycznym obszarze tego systemu. System elektroenergetyczny może utracić stabilność, gdy zakłócenie, np. zwiększenie zapotrzebowania na moc odbiorców lub zmiana topologii sieciowej, spowoduje postępujące i niekontrolowane zmiany napięcia. Takie sytuacje mogą doprowadzić w skrajnych przypadkach do przerwy w dostawie energii elektrycznej na znacznych obszarach systemu elektroenergetycznego (blackout'u), będącej konsekwencją powstania tzw. lawiny napięciowej.

W tej pracy omówiono zagadnienie lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w sieci przesyłowej, wspomagających pracę systemu elektroenergetycznego oraz



poprawiających bezpieczeństwo pracy. Celem pracy jest opracowanie metody korzystającej z teorii zbiorów rozmytych, pozwalającej na znalezienie optymalnej lokalizacji takich źródeł w sieci przesyłowej.

Do opracowania algorytmu oraz badania metody skorzystano z programu DigSILENT PowerFactory, który posiada funkcjonalność pozwalającą na programowanie skryptów automatyzujących analizę.

Analizy, badania i optymalizacje przeprowadzono na zmodyfikowanym 37-węzłowym modelu systemu elektroenergetycznego CIGRE.

2 TEZA I CEL PRACY, ZAWARTOŚĆ ROZPRAWY

Rozbudowa i modernizacje krajowej sieci przesyłowej wymagają badań dotyczących zachowania stabilności napięciowej po zmianach topologii sieci. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu, należy wybrać taką lokalizację dodatkowych źródeł mocy biernej, aby ograniczyć możliwości wystąpienia i rozwoju zakłóceń napięciowych.

Teza pracy:

Zastosowanie teorii zbiorów rozmytych w algorytmie określania lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym pozwala na ich prawidłowy dobór oraz optymalne rozmieszczenie w sieci przesyłowej.

Celem pracy jest opracowanie, w oparciu o wybrane kryteria, możliwie prostego algorytmu wyboru lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w sieci przesyłowej systemu elektroenergetycznego. Algorytm powinien korzystać z teorii zbiorów rozmytych w celu przebadania przydatności tej teorii do analizy tego zagadnienia. Do badań opracowanego algorytmu wykorzystano obliczenia w programie rozptywowym bazując na przykładowej sieci elektroenergetycznej.

Algorytm powinien typować lokalizacje, w których instalacja dodatkowego źródła mocy biernej wspomaga pracę sieci. Powinien również pozwalać na oszacowanie minimalnej mocy znamionowej tych źródeł.



Zawartość rozprawy:

W rozdziale 3 przybliżono tematykę regulacji napięć oraz przepływów mocy biernej w systemie elektroenergetycznym. Opisano urządzenia służące do takiej regulacji oraz ich wpływ na stabilność napięciową systemu elektroenergetycznego.

W rozdziale 4 opisano tematykę teorii zbiorów rozmytych w zakresie wykorzystywanym w tej pracy. Przedstawiono podstawowe zagadnienia oraz możliwości jej wykorzystania w dziedzinie elektroenergetyki. Przybliżono również analityczne metody optymalizacji, ich charakterystykę oraz zastosowanie w elektroenergetyce.

Rozdział 5 przybliży zagadnienie określania lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym zarówno w sieciach dystrybucyjnych, jak i przesyłowych. Przedstawiono przykłady implementacji metod z literatury światowej.

W rozdziale 6 opisano algorytm, opracowany w ramach niniejszej pracy. Opracowany algorytm służy określeniu lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym wykorzystując teorię zbiorów rozmytych. Przedstawiono schemat blokowy algorytmu oraz określono kryteria i parametry algorytmu.

W rozdziale 7 przedstawiono wyniki analizy przykładowej sieci przesyłowej przy pomocy zaproponowanego algorytmu. Analizę przeprowadzono w programie DIGSILENT PowerFactory. Badania wykonano dla różnych wariantów rozplływowych. Przedstawiono profile napięciowe węzłów poddanych analizie, przybliżono działanie algorytmu oraz przeanalizowano stan ostateczny układu po zaproponowanych zmianach.

W rozdziale 8 podsumowano zagadnienie poruszane w pracy oraz przedstawiono wnioski z przeprowadzonych analiz.



3 REGULACJA NAPIĘĆ ORAZ PRZEPŁYWÓW MOCY BIERNEJ W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

System elektroenergetyczny jest definiowany jako grupa połączonych ze sobą urządzeń, które mają za zadanie wytworzenie, przesył oraz dystrybucję energii elektrycznej [1]. Głównym celem istnienia systemu elektroenergetycznego jest dostarczenie odbiorcom energii elektrycznej w sposób niezawodny oraz o odpowiednich parametrach jakościowych. Podstawowymi parametrami, które określają jakość energii elektrycznej, są częstotliwość oraz napięcie [2, 3]. W związku z powyższym, w systemie elektroenergetycznym można wyróżnić dwa podstawowe procesy regulacyjne:

- Proces regulacji częstotliwości, w którym czynnikami zakłócającymi są zachodzące w systemie elektroenergetycznym zmiany obciążenia mocą czynną. Aby przywrócić zrównoważenie bilansu mocy czynnej, reguluje się wytwarzanie tej mocy w węzłach wytwórczych, utrzymując tym samym częstotliwość w sieci na tym samym poziomie.
- Procesy regulacji napięć w węzłach systemu elektroenergetycznego, gdzie czynnikami zakłócającymi są zmiany obciążeń elementów gałęziowych systemu elektroenergetycznego. Celem regulacji jest utrzymywanie wartości napięć w węzłach systemu w dopuszczalnych granicach.

Proces regulacji częstotliwości jest koordynowany poprzez regulator centralny. Biorą w nim udział (pośrednio lub bezpośrednio) wszystkie źródła wytwórcze. Elementem wykonawczym tego procesu są regulatory turbin.

Procesy sterowania napięciami, ze względu na fakt, że napięcia w węzłach utrzymuje się lokalnie, mają charakter rozproszony. Biorą w nich udział urządzenia wymienione w rozdziale 3.3.

Utrzymywanie wartości napięć w dopuszczalnych granicach jest utrudnione ze względu na to, że system zaopatruje w energię elektryczną ogromną liczbę odbiorów i jest zasilany z wielu źródeł. Ciągłe zmiany obciążenia w systemie elektroenergetycznym wymuszają ciągłe zmiany stanu pracy systemu elektroenergetycznego, co wpływa na warunki pracy urządzeń przesyłowych. Przy niskich wartościach obciążenia w węzłach sieci, pojemności doziemne linii



przesyłowych sprawiają, że ciąg przesyłowy generuje moc bierną. Gdy obciążenia ciągu przesyłowego zwiększają się, straty mocy biernej na jego reaktancji również się zwiększają, prowadząc do zmiany bilansu mocy biernej. Takie zmiany mocy biernej prowadzą do dużej zmienności napięć w węzłach systemu elektroenergetycznego. Ponadto, przy przesyłach mocy biernej na duże odległości występuje ograniczenie zdolności przesyłowych (przesył mocy biernej ogranicza możliwość przesłania mocy czynnej) oraz zwiększenie strat energii czynnej, poprzez zwiększenie prądu płynącego przez linie. Z tego względu regulacja napięć oraz mocy biernej w systemie elektroenergetycznym powinna być wspomagana przez specjalne urządzenia, instalowane w wytypowanych do tego węzłach, rozproszone w systemie elektroenergetycznym. Prawidłowy dobór lokalizacji i typu, oraz koordynacja urządzeń służących do regulacji napięć i mocy biernej są jednymi z najważniejszych wyzwań elektroenergetyki.

3.1 Generacja oraz pobór mocy biernej

Powszechnie pobór mocy biernej oznacza pobór mocy biernej *indukcyjnej*. Natomiast pobór mocy biernej *pojemnościowej* nazywa się generacją mocy biernej. Taka konwencja wynika z faktu, że moc bierna pojemnościowa oraz indukcyjna mają przeciwne znaki.

Moc bierna jest pobierana bądź generowana w różnych elementach systemu elektroenergetycznego. Poniżej omówiono najbardziej charakterystyczne z tych elementów oraz ich zachowanie pod względem generacji/poboru mocy biernej, a także ich wykorzystanie w celach regulacji napięcia.

- Generatory synchroniczne

Większość generowanej w Systemie Elektroenergetycznym (SEE) mocy pochodzi z elektrowni konwencjonalnych, w których jednostkami wytwórczymi są generatory synchroniczne. Maszyny te są w stanie płynnie pracować zarówno w zakresie poboru, jak i generacji mocy biernej. Możliwości te ograniczają różne uwarunkowania techniczne (ograniczenia prądowe, termiczne). Generatory synchroniczne zazwyczaj wyposażone są w regulatory napięcia, które w sposób ciągły dostosowują napięcie wzbudzenia, aby sterować napięciem węzła wytwórczego, w ten sposób wpływając na oddawaną bądź pobieraną przez generator moc bierną [1, 4].



- Transformatory oraz autotransformatory

Transformatory stanowią dużą grupę urządzeń wykorzystywanych w sieci elektroenergetycznej. Transformatory blokowe oraz transformatory potrzeb własnych są zainstalowane w węzłach wytwórczych i współpracują z generatorami synchronicznymi. Transformatory oraz autotransformatory sprzęgające łączą ze sobą sieci przesyłowe o różnych napięciach. Transformatory sieciowe łączą ze sobą sieć przesyłową oraz rozdzielczą, a także różne poziomy napięciowe sieci rozdzielczej. Wszystkie rodzaje transformatorów mogą brać udział w regulacji napięcia pod warunkiem, że zainstalowane w nich przełączniki pozwolą na regulację przekładni pod obciążeniem. Transformatory w każdym stanie pracy pobierają moc bierną [1, 4].

- Linie napowietrzne

Linie napowietrzne generują, bądź pobierają, moc bierną w zależności od stopnia obciążenia. Przy obciążeniach mniejszych od mocy naturalnej linii, linia staje się źródłem mocy biernej w wyniku oddziaływania pojemności doziemnych oraz międzyfazowych. Z kolei straty mocy biernej występujące w indukcyjnościach podłużnych powodują, że przy obciążeniach większych niż moc naturalna, linia napowietrzna pobiera moc bierną [1, 4]. Linie napowietrzne nie biorą udziału w regulacji napięć w systemie elektroenergetycznym.

- Linie kablowe

Ze względu na bardzo dużą pojemność doziemną kabli mają one dużą moc naturalną. Podczas pracy najczęściej obciążone są mocą niższą niż moc naturalna, co prowadzi do tego, że są źródłami mocy biernej. Linie kablowe, tak jak linie napowietrzne, nie biorą udziału w regulacji napięcia w systemie elektroenergetycznym [4].

- Węzły odbiorcze

Węzły odbiorcze to punkty systemu elektroenergetycznego, do których przyłączone są urządzenia odbierające moc z systemu bezpośrednio bądź za pomocą linii zasilających. Urządzenia odbiorcze załączane są w różnych porach, zależnie od dnia, pory roku bądź pogody. Takie odbiory, w stanie normalnym, w większości pracują z charakterem indukcyjnym,



pobierając moc bierną. Moc bierna pobierana przez odbiory zmienia się w zależności od napięcia. Zakłady przemysłowe, do których doprowadzana jest energia elektryczna, rozliczane są nie tylko za przesłaną moc czynną, ale również za utrzymywanie w punkcie przyłączenia odpowiedniego stosunku pobieranej mocy biernej do czynnej. Wymagania operatorów sieci zasilającej (np. spółek dystrybucyjnych) stanowią, aby współczynnik ten zawierał się w określonych granicach, aby zachęcić odbiorców przemysłowych do poprawienia sytuacji napięciowej w tych węzłach. Takie działanie pozwala na uniknięcie występowania w systemie elektroenergetycznym węzłów skrajnie niestabilnych pod względem napięciowym.

- Źródła generacji rozproszonej

W tych źródłach zazwyczaj stosowane są maszyny asynchroniczne dwustronnie zasilane oraz przekształtniki, za pomocą których podłączane są maszyny synchroniczne, bądź źródła fotowoltaiczne. Takie rozwiązania pozwalają, przy odpowiednim sterowaniu, na udział w regulacji napięcia poprzez zmiany generowanej, bądź pobieranej, mocy biernej.

- Kompensatory mocy biernej

W celu poprawienia współczynnika mocy, zmniejszenia strat mocy, zwiększenia możliwości przesyłowych oraz poprawy stabilności napięciowej w sieci, stosuje się urządzenia do kompensacji mocy biernej. Urządzenia te, jako że stanowią jeden z podstawowych elementów omawianych w tej pracy, omówione zostaną w rozdziale (3.3).

3.2 Kompensacja mocy biernej

Kompensacja mocy biernej to takie sterowanie przepływami mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, aby zmaksymalizować jego wydajność oraz zminimalizować koszty przesyłu energii elektrycznej. Idea kompensacji stosowana jest w szerokim zakresie zarówno przy rozwiązywaniu problemów w sieci przesyłowej, jak i w sieciach dystrybucyjnych oraz bezpośrednio u odbiorców przemysłowych. Dużo zagadnień, związanych z jakością dostarczanej energii elektrycznej, można rozwiązać za pomocą odpowiedniej regulacji przepływów mocy biernej. [5]



Przepływy mocy biernej w systemie elektroenergetycznym powodują szereg niekorzystnych skutków. Należą do nich:

- ograniczenie zdolności przesyłowej linii elektroenergetycznych - poprzez przesyłanie prądu biernego przez ciąg przesyłowy, ograniczamy możliwości przesłania przez ten ciąg energii czynnej,
- zwiększenie strat energii w sieci - przepływ prądu biernego przez elementy rezystancyjne powoduje występowanie strat energii czynnej w sieci,
- zmniejszenie możliwości generacyjnych generatorów - przy dużym zapotrzebowaniu na moc bierną w pobliżu generatora, generator może być zmuszony pracować przy współczynniku mocy mniejszym niż znamionowy – takie wysterowanie generatora prowadzi do ograniczenia maksymalnej osiągalnej mocy czynnej generatora,
- pogorszenie warunków pracy wyłączników oraz rozłączników – poprzez zwiększenie prądów roboczych oraz wyłączeniowych.

Nie można całkowicie wyeliminować przepływu energii biernej w sieci, ponieważ znaczna część odbiorów prądu przemiennego wymaga jej do poprawnego działania. Moc bierną muszą również wytwarzać generatory synchroniczne, stanowiące większość urządzeń do wytwarzania energii elektrycznej, aby zachować stabilną i synchroniczną pracę z systemem elektroenergetycznym. Można natomiast skutecznie ograniczać negatywne skutki przepływu mocy biernej przez gałęzie systemu elektroenergetycznego. Dąży się do tego, aby jak najwięcej zapotrzebowania na moc bierną zostało pokryte przez źródła mocy biernej zlokalizowane w pobliżu odbiorców, aby uniknąć przesyłania jej na duże odległości. W tym celu stosuje się urządzenia do kompensacji mocy biernej. Kompensacja mocy biernej minimalizuje wymienione negatywne efekty, a dodatkowo poprawia profile napięciowe węzłów w systemie elektroenergetycznym. Dzięki swojemu działaniu, urządzenia do kompensacji pozwalają zapobiegać przepięciom oraz przeciwdziałają poważnym awariom sieci, jak np. lawina napięciowa i w konsekwencji „blackout”.

Urządzenia do kompensacji mocy biernej zwyczajowo dzieli się na dwie podstawowe grupy: kompensatory statyczne oraz bardzo rzadko stosowane kompensatory elektromaszynowe. Kompensatory elektromaszynowe to przede wszystkim kompensatory



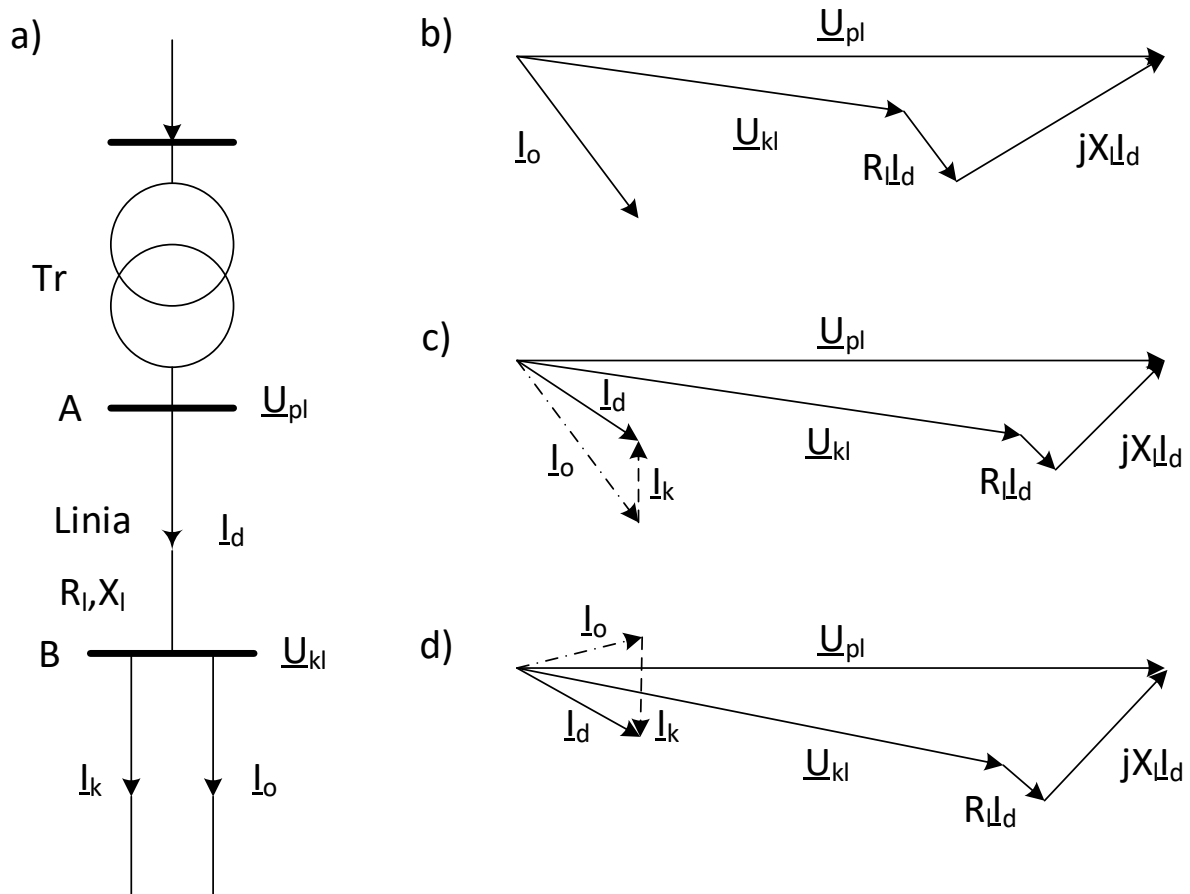
synchroniczne, których zasada działania oparta jest o maszynę synchroniczną, której głównym zadaniem jest regulowanie napięcia w przyłączonym węźle, bez wytwarzania mocy czynnej. Zaletą takiego rozwiązania jest bardzo płynna i szybka regulacja za pomocą wzbudzenia maszyny, ale ze względu na koszty związane z eksploatacją oraz ilość zajmowanego miejsca, nie stosuje się tego rozwiązania powszechnie.

Statyczne urządzenia do kompensacji mocy biernej, czyli nieposiadające elementów wirujących, dzielą się ze względu na sposób podłączenia do sieci. Można wyróżnić układy włączane szeregowo oraz równolegle. Szeregowo włączane do sieci są kondensatory, które zmniejszając wartość wypadkową reaktancji linii (a tym samym impedancji), pozwalają na zwiększenie zdolności przesyłowych oraz poprawiają stabilność systemu elektroenergetycznego. Ich wadą jest jednak wpływ na moce zwarciowe sąsiadujących węzłów, które zwiększają się wraz ze zmniejszającymi się impedancjami gałęzi sieci. W ciągu liniowym można zainstalować szeregowo baterię kondensatorów z możliwością bocznikowania za pomocą łączników mechanicznych, bądź skorzystać z jednego z nowoczesnych układów FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*) typu SSC (ang. *Static Series Compensator*), CSC (ang. *Controlled Series Compensator*) lub SSSC (ang. *Static Synchronous Series Compensator*) [1].

Urządzenia do kompensacji mocy biernej instalowane równolegle (bocznikowo), zwane kompensatorami bocznikowymi, służą do generacji bądź poboru mocy biernej. Rys. 3.1 przedstawia działanie kompensatora bocznikowego.

Rys. 3.1 przedstawia schemat sieci (a), w której z transformatora, przez linię, zasilany jest odbiór o charakterze indukcyjnym (pobór mocy biernej). Wykres fazorowy (b) przedstawia kształtowanie się prądów oraz napięć w przypadku, gdyby kompensacja nie została zastosowana. Na wykresie (c) można zaobserwować sytuację, w której w węźle odbiorczym zainstalowano kompensator bocznikowy o charakterze pojemnościowym. W takiej sytuacji, część mocy biernej potrzebnej w węźle odbiorczym, została wygenerowana w kompensatorze, tym samym zmniejszając wartość prądu dopływającego do węzła. W konsekwencji tego spadki napięcia na linii zostały zmniejszone, zwiększając wartość napięcia w węźle odbiorczym. Za zmniejszeniem prądu dostarczanego do węzła idzie również

zmniejszenie strat energii w linii. Jak można również zaobserwować, zmniejszył się kąt fazowy pomiędzy prądem i napięciem.



Rys. 3.1 Zasada działania kompensatora mocy biernej: Tr – transformator, U_{pl} – napięcie na początku linii, U_{kl} – napięcie na końcu linii, I_d – prąd dostarczany do odbioru, I_k – prąd kompensacji, I_o – prąd odbioru, R_l – rezystancja linii, X_l – reaktancja linii.

Rys. 3.1d przedstawia zmiany wartości charakteryzujących sieć po wprowadzeniu kompensacji o charakterze indukcyjnym. Takie działanie, poprzez zmianę charakteru prądu płynącego w linii, zwiększa spadki napięcia, zmniejszając napięcie w węźle odbiorczym. To rozwiązanie znajduje zastosowanie w przypadku potrzeby skompensowania mocy biernej generowanej przez odbiorców. Taka sytuacja wystąpić może w przypadku niskiego obciążenia długich ciągów kablowych w sieci odbiorcy przemysłowego, co prowadzi do przewagi generacji mocy biernej w ciągu kablowym nad mocą bierną odbieraną przez pracujące urządzenia.



W zależności od miejsca zainstalowania oraz przeznaczenia urządzenia, służące do kompensacji mocy biernej, pracują w sieci w oparciu o różne kryteria regulacji. Poniżej opisano najbardziej popularne:

- Napięciowe kryterium regulacji

Celem takiej regulacji jest utrzymanie zadanej wartości napięcia w węźle przyłączenia kompensatora w ustalonym zakresie. Taki rodzaj regulacji stosowany jest w sieciach rozdzielczych wysokich napięć (WN) oraz przesyłowych. Jest to podstawowe kryterium, według którego działają kompensatory mocy biernej.

- Kryterium współczynnika mocy

Celem takiej regulacji jest utrzymanie współczynnika mocy w określonym zakresie. Takie kryterium regulacji ma zastosowanie głównie w zakładach przemysłowych, dla których kontrakty podpisane ze spółkami dystrybucyjnymi zakładają wymagany poziom współczynnika mocy w węźle przyłączenia.

- Kryterium tłumienia kołysań mocy czynnej.

Celem takiej regulacji jest odpowiednie oddziaływanie na wartości napięć, w taki sposób, aby łagodzić kołysania mocy czynnej. Jest to drugorzędne kryterium regulacji, stosowane w urządzeniach zlokalizowanych blisko węzłów wytwórczych, działające w specyficznych warunkach. Poprzez zmiany napięcia w odpowiednich momentach, zmienia się kształt charakterystyki kątowej generatora. Takie działanie zmniejsza oscylacje wirników generatorów synchronicznych i poprawia stabilność kątową systemu elektroenergetycznego. Aby zrealizować ten cel niezbędna jest płynna i szybka regulacja, osiągalna jedynie przy zastosowaniu układów energoelektronicznych [6].

3.3 Urządzenia służące do kompensacji mocy biernej – statyczne kompensatory bocznikowe

W celu zwiększenia możliwości regulacji napięć w systemie elektroenergetycznym, zmniejszenia strat przesyłowych oraz zwiększenia zdolności przesyłowej poprzez odpowiednią gospodarkę mocą bierną, stosuje się szereg urządzeń do kompensacji tej mocy. Ponieważ celem



tej rozprawy jest opracowanie metody lokalizacji kompensatorów bocznikowych w systemie elektroenergetycznym, ten rodzaj urządzeń zostanie szczegółowo opisany.

3.3.1 Baterie kondensatorów

U odbiorców przemysłowych zazwyczaj występuje potrzeba kompensacji mocy biernej indukcyjnej, gdyż większość odbiorników energii elektrycznej zainstalowanych w zakładach przemysłowych to silniki indukcyjne, które do działania pobierają moc bierną konieczną do wytworzenia pola elektromagnetycznego. W celu wytworzenia tej mocy blisko punktu poboru, stosuje się kondensatory lub baterie kondensatorów instalowane na poziomie niskiego lub średniego napięcia. Kondensatory są najbardziej ekonomicznym rozwiązaniem kompensacji mocy biernej, cechują się stosunkowo niską ceną, łatwą dostępnością oraz łatwością instalacji i użytkowania. Wadą kondensatorów jest brak możliwości sterowania wartością mocy biernej oddawanej przez nie do sieci. Aby to ograniczyć, stosuje się baterie kondensatorów złożonych z wielu sekcji kondensatorów, załączanych do sieci w miarę potrzeby. Nadal jest to jednak regulacja dyskretna. Inną wadą kondensatorów jest fakt, iż oddawana przez nie moc bierna zależy od kwadratu napięcia występującego na baterii. Takie działanie prowadzi do sytuacji, w której obniżanie napięcia powoduje obniżanie generowanej mocy biernej, co powoduje dalsze obniżanie się napięcia.

Baterie kondensatorów, ze względu na sposób podłączenia do sieci, można podzielić na dwie główne grupy. Są to układy typu MSC (ang. *Mechanically Switched Capacitor* – mechanicznie załączany kondensator) lub układy FC (ang. *Fixed Capacitor* – kondensator przyłączony na stałe). Często wykorzystuje się układ typu FC jako filtry harmonicznym wprowadzanych do sieci przez urządzenia energoelektroniczne.

3.3.2 Dławiki bocznikowe

W przypadku sieci, w których występuje nadmiar generowanej mocy biernej, np. u odbiorców z rozległymi sieciami kablowymi pracującymi w warunkach niskiego obciążenia lub węzłach w pobliżu pracujących maszyn synchronicznych, występują problemy związane ze zbyt wysokim napięciem. W takich przypadkach stosowane są elementy indukcyjne, tzw. dławiki kompensacyjne. W sieci przesyłowej znajdują zastosowanie głównie do kompensacji mocy biernej wytwarzanej przez słabo obciążone linie, aby nie dopuścić do nadmiernego



wzrostu napięcia w okolicznych węzłach systemu elektroenergetycznego. W praktyce układy tego typu określa się nazwą MSR (ang. *Mechanically Switched Reactor* – mechanicznie załączany dławik).

3.3.3 Kompensatory statyczne typu FACTS

Klasyczne kompensatory mocy biernej, opisane powyżej, podczas regulacji, jako elementy wykonawcze wykorzystują łączniki elektromechaniczne. Takie rozwiązanie ogranicza ilość dostępnych łączeń oraz powoduje niską jakość regulacji przez wprowadzenie dyskretyzacji.

Rozwój układów półprzewodnikowych pozwolił na wprowadzenie płynnie regulowanych układów do kompensacji mocy biernej. Układy te, należące do grupy układów FACTS (ang. *Flexible Alternating Current Transmission Systems* – elastyczne systemy przesyłowe prądu przemiennego), charakteryzują się znacznie większą dokładnością oraz prędkością regulacji, niż układy przełączane elektromechaniczne. Zastosowanie układów półprzewodnikowych do regulacji prądu pobieranego przez kompensator pozwala na płynną i szybką regulację.

Wśród układów typu FACTS wyróżniają się dwa rodzaje kompensatorów bocznikowych, różniących się budową oraz jakością regulacji. Te układy to SVC oraz STATCOM.

- Układy SVC

Układy SVC (ang. *Static Var Compensator* – statyczny kompensator mocy biernej), oparte są na elementach biernych (kondensatory oraz dławiki), które podłączone są do węzła przy pomocy tyrystorowych łączników energoelektronicznych.

Układy SVC można, w zależności od potrzeb, zestawić z różnymi dostępnymi członami:



- Układy TSC

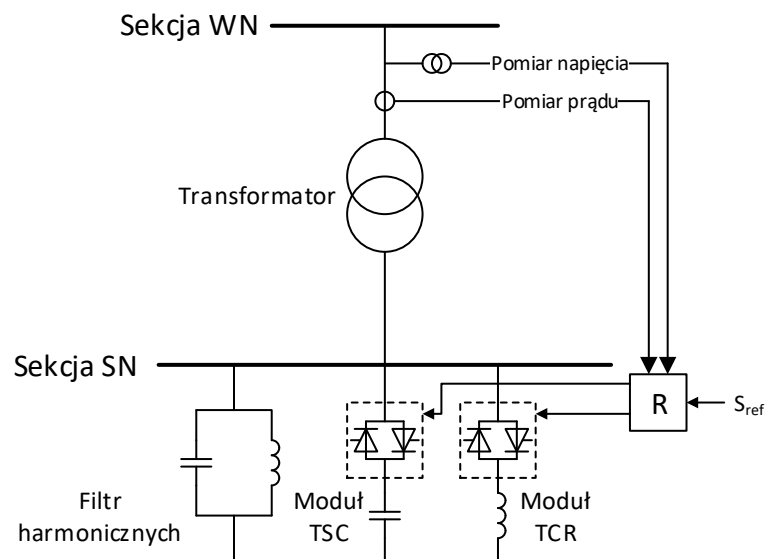
TSC (ang. *Thyristor Switched Capacitors* – kondensatory załączane tyrystorowo) to układy, w których baterie kondensatorów przyłączane są do systemu zasilania przy pomocy łącznika tyrystorowego. Przy takim rozwiązaniu możliwości regulacyjne są takie same, jak przy klasycznych układach MSC, ale w porównaniu do łączników mechanicznych, regulacja jest szybsza i można wykonywać więcej łączeń. Nadal jest to jednak regulacja skokowa.

- Układy TSR oraz TCR

TSR (ang. *Thyristor Switched Reactor* – dławiki załączane tyrystorowo) są układami, w których dławik podłączany jest do sieci elektroenergetycznej przy pomocy łączników tyrystorowych. Układy takie nie posiadają możliwości regulacji płynnej, ale mają możliwość szybszego przełączania oraz większej ilości łączeń, niż tradycyjne układy z łącznikami mechanicznymi.

W celu osiągnięcia płynnej regulacji należy zastosować układy TCR (ang. *Thyristor Controlled Reactor* – dławik regulowany tyrystorowo). W takich układach dzięki sterowaniu kątem zapłonu tyrystorów można płynnie regulować moc bierną pobieraną z sieci. Wadą tych układów jest jednak generowanie wyższych harmonicznych, które są konsekwencją pracy kluczy energoelektronicznych. Aby uniknąć negatywnego oddziaływania tych harmonicznych na sieć elektroenergetyczną konieczne jest stosowanie odpowiednio dobranych filtrów. Z tego względu, zazwyczaj w parze z układami TCR, instaluje się układy FC, które w razie potrzeby pełnią funkcję źródła mocy biernej, ale ich główną funkcją jest filtrowanie wyższych harmonicznych pochodzących z układu oraz odbiorów zainstalowanych w pobliżu.

Układy SVC komponowane są zazwyczaj z wyżej wymienionych modułów, w których skokowo zmieniana pojemność układu kompensowana jest przez płynnie regulowaną indukcyjność, aby w efekcie utrzymać założony cel regulacji. Typowy układ SVC, złożony z modułów TCR, TSC oraz filtra wyższych harmonicznych, przedstawia rys. 3.2.



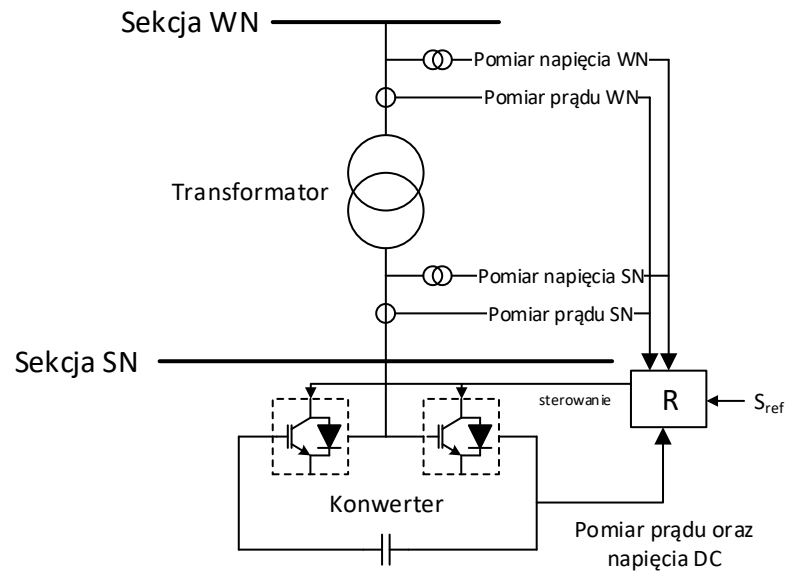
Rys. 3.2 Schemat układu SVC: układ kompensatora składa się z członów: TSC, TCR oraz filtra harmoniczných, R – regulator, realizujący zdefiniowany cel regulacji; S_{ref} – sygnał referencyjny regulatora.

- Układy STATCOM

STATCOM (ang. *Static Synchronous Compensator* – statyczny kompensator synchroniczny) są najbardziej nowoczesnymi układami służącymi do kompensacji mocy biernej. Wykorzystują przekształtniki energoelektroniczne oparte o tranzystory, dzięki czemu płynność regulacji poprawia się znacznie w stosunku do innych opisanych wyżej metod. Zaletą tych układów jest również mniejsza generacja harmoniczných niskich częstotliwości podczas pracy w stosunku do wyżej opisanych układów SVC oraz lepsze właściwości poza zakresem regulacyjnym. Układy te wykorzystywane są zazwyczaj jako urządzenia do regulacji napięcia, ze względu na doskonałe właściwości regulacyjne.

Mimo swojej przewagi pod praktycznie każdym względem nad pozostałymi rodzajami statycznych kompensatorów bocznikowych, bardzo duże koszty związane z instalacją spowodowały, że układy STATCOM nie zyskały na popularności oraz nie wyparły pozostałych układów z sieci. Znalazły zastosowanie w systemach elektroenergetycznych jako układy łagodzące zmiany napięć związane z dużymi wahaniami wartości przepływającej mocy np. przy tzw. odbiorach niespokojnych (np. huty, podstacje trakcyjne) lub niektórych źródłach (np. farmy wiatrowe).

Układy STATCOM są w większości układami wykorzystujące konwertery VSI (ang. *Voltage Source Inverter* – falownik napięciowy), z obciążeniem w postaci kondensatora. Schemat węzła z zainstalowanym układem STATCOM przedstawia rys. 3.3.



Rys. 3.3 Schemat układu STATCOM typu VSI: R – regulator, realizujący zdefiniowany cel regulacji; S_{ref} – sygnał referencyjny regulatora.

- Hybrydowy układ SVC/STATCOM

W celu połączenia zalet opisanych wyżej układów stosuje się połączenie obu tych układów w jednym. Układ hybrydowy powstaje na bazie układu SVC, w którym moduł TCR zastępowany jest układem STATCOM. Układ STATCOM charakteryzuje się dużo szybszą i płynniejszą regulacją, oraz generuje mniejsze zakłócenia w sieci. Oprócz tego, w przeciwieństwie do układów TCR, układ STATCOM ma możliwość generacji mocy biernej, co ogranicza ilość potrzebnych układów TSC.

Układy STATCOM mają symetryczne możliwości generacji/poboru mocy biernej. Jeżeli występuje potrzeba instalacji takiego układu ze względu na jakość regulacji, zastosowanie takiego układu powoduje, że otrzymuje się duży zakres dostępnej mocy, zarówno generacji jak i poboru. Prowadzi to do przeinwestowania w układ, którego większość dostępnych możliwości nie jest nigdy wykorzystywana. Zastosowanie układu hybrydowego



zapewnia możliwość odpowiedniego dopasowania mocy znamionowych urządzeń składających się na taki układ tak, aby uzyskać odpowiedni zakres regulacyjny.

3.4 Stabilność napięciowa

W celu weryfikacji poprawnego prowadzenie regulacji oraz sprawdzenia, czy zapewnia się odpowiednią generację mocy biernej w systemie, przeprowadza się badania stabilności napięciowej. Badania stabilności napięciowej są bardzo ważnym elementem analiz dotyczących systemu elektroenergetycznego. Niestabilna praca systemu pod względem napięciowym może prowadzić do poważnych awarii systemowych zwanych lawinami napięciowymi.

Utrata stabilności napięciowej może być skutkiem szybko narastającego obciążenia sieci lub awarii, w wyniku której następuje utrata źródła mocy biernej bądź gałęzi przesyłowej. Gdy wyczerpane zostaną możliwości regulacyjne generatorów, transformatorów oraz urządzeń do kompensacji mocy biernej, a obciążenie w wyniku awarii wzrośnie, napięcie może spaść do niebezpiecznie niskich wartości. W takich sytuacjach u odbiorców, u których zainstalowane są odbiory o charakterze indukcyjnym (silniki indukcyjne) może nastąpić zatrzymanie tych urządzeń. W konsekwencji tego takie odbiory pobierają jeszcze więcej mocy biernej, pogarszając sytuację napięciową w węźle zainstalowania, oraz sąsiednich. Co więcej, kondensatory instalowane w systemie elektroenergetycznym w celu dostarczenia mocy biernej, w sytuacji obniżonego napięcia, zaczynają dostarczać jej coraz mniej, jeszcze bardziej obniżając napięcie. Reakcją na takie awarie jest awaryjne wyłączenie odbiorów, w celu zmniejszenia obciążenia sieci.

Aby uniknąć takich sytuacji przeprowadza się badania stabilności napięciowej. Takie badania można przeprowadzić przez symulacje zachowania systemu elektroenergetycznego w dziedzinie czasu, ale ze względu na dużą ilość czasochłonnych i wymagających dużych zasobów komputerowych obliczeń, zazwyczaj stosuje się metody analizowania kolejnych statycznych rozplątów mocy [7, 8].

W przypadku sieci wielowęzłowych kryterium stabilności definiuje się na podstawie współczynnika pochodnej napięcia węzłowego względem mocy biernej dostarczanej do węzła dU/dQ . Jeżeli dowolnie niewielkie zwiększenie mocy biernej dostarczanej do węzła spowoduje



wzrost napięcia w węźle, to węzeł jest stabilny napięciowo. Takie badanie można przeprowadzić dla każdego węzła w systemie elektroenergetycznym, aby ocenić stabilność napięciową całego systemu.

Ocena stabilności napięciowej systemu elektroenergetycznego może się opierać na metodzie współczynnika podatności, metodzie krzywych nosowych, bądź metodzie analizy modalnej.

- Analiza współczynnika czułości

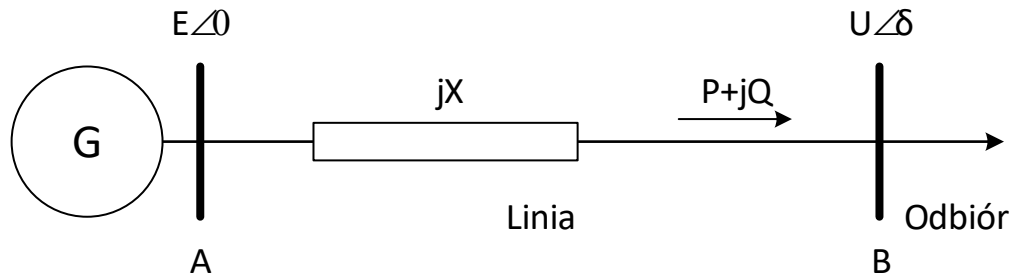
W programie do obliczania rozptyłów mocy w systemie elektroenergetycznym wymusza się niewielkie zmiany mocy biernej dostarczanej do węzła, po czym obserwuje się zmiany napięcia spowodowane tym działaniem [8].

$$s_i = \frac{\Delta U}{\Delta Q} \quad (3.1)$$

Jeżeli ten współczynnik, obliczony dla każdego węzła w sieci, ma wartość dodatnią, można powiedzieć, że sieć jest stabilna napięciowo. Współczynnik ten jednak określa stabilność napięciową jedynie w otoczeniu punktu pracy systemu, dla którego obliczany jest rozptyw. Nie informuje on o zapasie stabilności napięciowej, jaki posiada ten węzeł.

- Krzywe nosowe

W celu określenia zapasu stabilności lokalnej danego węzła metodą rozptyłów statycznych, można wyznaczyć tzw. krzywe nosowe [9]. Dla przybliżenia tej metody posłużono się dwuwęzłowym system elektroenergetycznym, przedstawionym na rys. 3.4. System składa się ze źródła napięciowego, zainstalowanego w węźle A, o napięciu E , o przesunięciu fazowym 0 stopni. Źródło zasila odbiór zainstalowany w węźle B, poprzez linię o reaktancji X . Rezystancję linii pominięto dla uproszczenia obliczeń.



Rys. 3.4 Schemat uproszczonej dwuwęzłowej sieci elektroenergetycznej.

Napięcie w węzle B można określić następującym wzorem:

$$\bar{U} = \bar{E} - jX\bar{I} \quad (3.2)$$

Moc, płynącą przez linię, z węzła A do węzła B, można określić wzorem:

$$S = P + jQ = \bar{U}\bar{I}^* = \bar{U} \frac{\bar{E}^* - \bar{U}^*}{-jX} \quad (3.3)$$

$$S = \frac{j}{X} (EU \cos \delta + jEU \sin \delta - U^2) \quad (3.4)$$

Z (3.4) można wyznaczyć moc czynną oraz moc bierną przesyłaną do węzła :

$$P = -\frac{EU}{X} \sin \delta \quad (3.5)$$

$$Q = \frac{EU}{X} \cos \delta - \frac{U^2}{X} \quad (3.6)$$

Zależności (3.5) oraz (3.6) wskazują na mocne powiązanie przesyłanej mocy czynnej z różnicą kątów, oraz mocy biernej z wartościami napięć. Można podstawić (3.5) do (3.6), eliminując ze wzoru kąt obciążenia, otrzymując:

$$\left(Q + \frac{U^2}{X}\right)^2 + P^2 = \left(\frac{EU}{X}\right)^2 \quad (3.7)$$

Zakładając, że zmiany obciążenia będą zachodzić przy stałym współczynniku mocy, można podstawić poniższy wzór do (3.7):

$$Q = P * \operatorname{tg} \varphi \quad (3.8)$$

Po przekształceniach, podstawiając (3.8) do (3.7), otrzymujemy wzór:



$$P = -\left(\frac{E^2}{X}\right)\left(\frac{V}{E}\right)^2 \sin\varphi\cos\varphi \pm \left(\frac{E^2}{X}\right)\left(\frac{V}{E}\right)\cos\varphi\sqrt{1 - \left(\frac{V}{E}\right)^2 \cos^2\varphi} \quad (3.9)$$

Moc zwarciovą węzła można wyznaczyć za pomocą wzoru :

$$S_{kq}'' = \frac{E^2}{X} \quad (3.10)$$

Oznaczając :

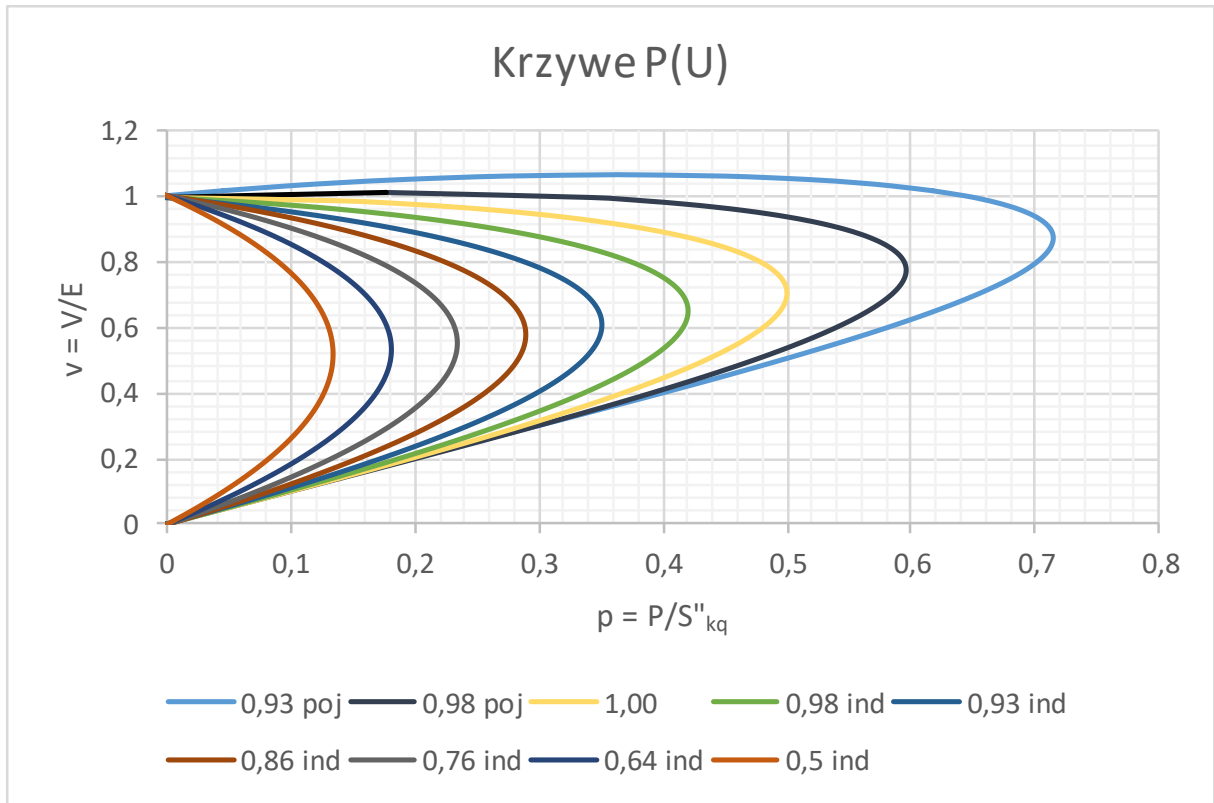
$$p = \frac{P}{S_{kq}''}, \quad v = \frac{V}{E} \quad (3.11)$$

Można napisać wzór (3.9) w następujący sposób:

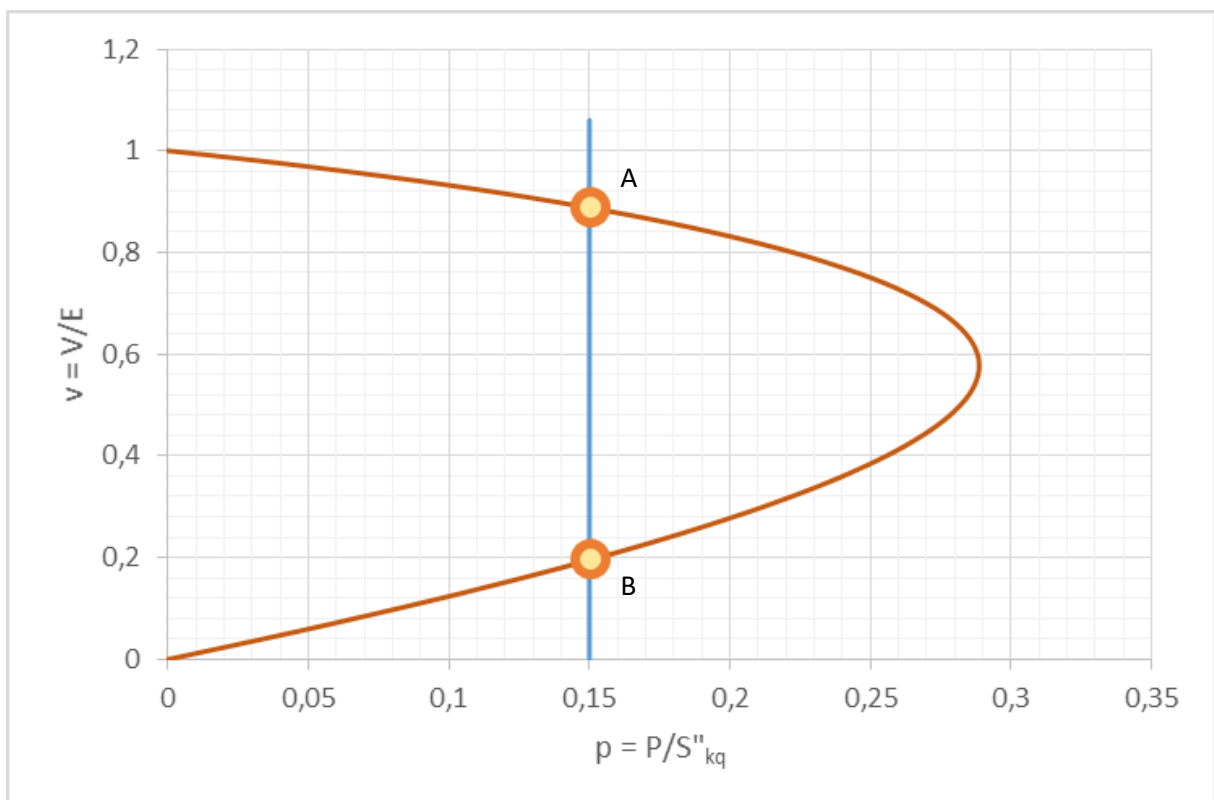
$$p = -v^2 \sin\varphi\cos\varphi \pm v\cos\varphi\sqrt{1 - v^2 \cos^2\varphi} \quad (3.12)$$

Równanie (3.12) przedstawia rodzinę krzywych, dla których parametrem jest φ – kąt mocy. Te krzywe, wyznaczone dla różnych wartości współczynnika mocy przedstawiono na rys. 3.5.

Krzywe $P(U)$, ze względu na charakterystyczny kształt, nazywane krzywymi nosowymi, przedstawiają zależność napięcia w węźle od mocy czynnej, pobieranej w tym węźle przez odbiór, przy założeniu stałego współczynnika mocy. Rys. 3.6 przedstawia krzywą nosową wyznaczoną dla węzła odbiorczego o charakterze indukcyjnym. Zaznaczono charakterystykę odbioru statycznego ($P(V) = \text{const}$). Dla danej wartości mocy odbioru, istnieją dwa możliwe punkty pracy (zaznaczone odpowiednio A i B), jednak tylko punkt A jest punktem pracy stabilnej.



Rys. 3.5 Rodzina krzywych P(U) – krzywe nosowe.



Rys. 3.6 Krzywa nosowa dla odbioru o charakterze indukcyjnym.



Wzrost mocy odbioru skutkuje zmniejszaniem się napięcia w danym węźle. Zwiększa się również nachylenie charakterystyki, skutkując coraz szybszymi zmianami napięcia. Maksymalnie obciążenie może się zwiększyć, aż osiągnięte zostanie ekstremum paraboli. Ten punkt, nazywany graniczną mocą obciążenia, wyznacza granicę stabilności napięciowej, maksymalną moc czynną, którą można obciążyć węzeł, przed utratą stabilności. Zapas mocy czynnej, między aktualną mocą odbioru, a ekstremum, nazywa się granicą stabilności.

Granicę stabilności można wyznaczyć przy pomocy programów komputerowych obliczających rozpląwy. W takim przypadku stopniowo zwiększa się obciążenie w węźle sieci o ustaloną wartość procentową, do momentu, w którym program rozpląwowy nie wykona obliczeń. Obciążenie graniczne wyznacza się dla obciążenia, w którym występuje utrata stabilności, a wyznaczona różnica między punktem pracy, a obciążeniem granicznym, oznacza zapas stabilności.

- Analiza modalna

Przy linearyzacji równań rozpląwów mocy w otoczeniu punktu pracy, otrzymuje się wzór:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\delta} & J_{PU} \\ J_{Q\delta} & J_{QU} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

gdzie:

ΔP – macierz przyrostów mocy czynnych w węzłach,

ΔQ – macierz przyrostów mocy biernych w węzłach,

$J_{P\delta}, J_{PU}, J_{Q\delta}, J_{QU}$ – elementy macierzy Jacobiego,

$\Delta \delta$ – macierz wartości przyrostów kątów napięcia w węzłach,

ΔU – macierz przyrostów napięć w węzłach.

Przy badaniu stabilności napięciowej można pominąć procesy związane ze zmianami częstotliwości, stąd można założyć, iż zmiany mocy czynnej w węzłach nie występują, a więc macierz przyrostów mocy czynnych w węzłach

$$\Delta P = 0 \quad (3.14)$$



Podstawiając (3.14) do (3.13) otrzymuje się liniową zależność przyrostów mocy biernych w węzłach do przyrostów modułów napięć.

$$\Delta Q = [J_{QU} - J_{Q\delta} * J_{P\delta}^{-1} * J_{PU}] * \Delta U = J_R * \Delta U \quad (3.15)$$

gdzie:

J_R – zredukowana macierz Jacobiego równań węzłowych.

Korzystając z teorii wartości własnych, wektorów własnych prawostronnych oraz lewostronnych macierzy stanu [7], można zapisać:

$$J_R = M \Lambda N \quad (3.16)$$

gdzie:

M – macierz wektorów własnych prawostronnych,

N – macierz wektorów własnych lewostronnych,

Λ – macierz diagonalna wartości własnych,

oraz

$$J_R^{-1} = M \Lambda^{-1} N \quad (3.17)$$

Po przekształceniu, wzór (3.15) można zapisać jako

$$\Delta U = J_R^{-1} \Delta Q \quad (3.18)$$

Podstawiając odpowiednio (3.17) do (3.18), otrzymuje się

$$\Delta U = M \Lambda^{-1} N \Delta Q = \sum_{i=1}^n \frac{m_i * n_i^T}{\lambda_i} \Delta Q \quad (3.19)$$

gdzie:

m_i – wektor własny prawostronny

n_i^T – transponowany wektor własny lewostronny

λ_i – wartość własna

Na podstawie (3.19) można wyznaczyć podatność napięciową dla poszczególnych węzłów.

$$\frac{dU_k}{dQ_k} = \sum_{i=1}^n \frac{m_{ki} * n_{ik}}{\lambda_i} \quad (3.20)$$



Udział wartości własnej λ_i w pochodnej $\frac{dU_k}{dQ_k}$ można obliczyć na podstawie (3.20),
i wynosi

$$c_{ki} = m_{ki} * n_{ik} \quad (3.21)$$

gdzie:

c_{ki} – współczynnik udziału wartości własnej i w pochodnej $\frac{dU}{dQ}$ węzła k .

Przyjmuje się, że system elektroenergetyczny jest stabilny napięciowo, gdy przyrosty mocy biernej dostarczanej do węzła powodują przyrosty napięć. Stąd pochodna $\frac{dU}{dQ}$ dla każdego węzła stabilnego systemu elektroenergetycznego jest dodatnia. Bazując na (3.20) można powiedzieć, że warunkiem stabilności napięciowej jest, aby wartości własne zredukowanej macierzy Jacobiego J_R były dodatnie.

3.5 Podsumowanie

W celu regulacji przepływów mocy biernej oraz napięć w systemie elektroenergetycznym stosuje się całą gamę rozwiązań. W celu uzyskania optymalnego rozwiązania pod kątem bezpieczeństwa sieci, ekonomicznej eksploatacji oraz jakości zasilania, należy odpowiednio do realizowanego celu dobrać rodzaj kompensatora. Jednak równie ważne jak rodzaj, jest również odpowiednia lokalizacja urządzenia, jak i jego parametry. W tej rozprawie główny nacisk zostanie położony na dobraniu odpowiedniej lokalizacji kompensatora.



4 TEORIA ZBIORÓW ROZMYTYCH ORAZ TECHNIKI OPTYMALIZACJI

Logika rozmyta, czyli rozwinięcie teorii zbiorów rozmytych, zaprezentowanej w 1965 roku przez L.A. Zadeha [10], została opracowana w sposób pozwalający na stosowanie w opisie oraz rozumowaniu wiedzy przedstawianej w formie lingwistycznej lub werbalnej. Założono, że wiedzy tej można użyć nie tylko do ćwiczeń intelektualnych, ale również do stosowania w obliczeniach numerycznych. Przedstawianie pewnych pojęć językowych w sposób numeryczny jest niebanalnym problemem. Przykładowo, odpowiedź na pytanie, czy liczba x jest liczbą dużą, zależy od interpretującego oraz od przyjętego podejścia. Jedną z możliwości jest stwierdzenie, że jeżeli $x \geq d$, to jest liczbą dużą, jeżeli $x < d$ to nie jest. Jest to podejście dwuwartościowe. Logika rozmyta jest uogólnieniem logiki dwuwartościowej, przyjmuje, że między stanem 1 i 0 rozciąga się szereg wartości pośrednich, które określają stopień przynależności elementu do zbioru. Takie podejście pozwala nam na rozszerzenie definicji lingwistycznego zbioru „duża” i możemy przyjąć, że liczba x jest duża w stopniu $\mu \in [0,1]$.

Należy zaznaczyć, że dokładne stopnie przynależności definiowane są subiektywnie przez twórcę zbioru i ich przyjmowanie odbywa się na podstawie wiedzy eksperckiej posiadanej przez autora. Stopnie przynależności nie są definiowane absolutnie, lecz w dużym stopniu zależą od kontekstu. Na przykład, przy rozważaniu układu elektronicznego napięcie 15V może już być kwalifikowane jako „duże”, lecz przy rozważaniu sieci najwyższych napięć, takie napięcie może być uważane za „niezauważalne”.

Logika rozmyta znajduje zastosowanie w rozwiązywaniu problemów dotyczących systemów elektroenergetycznych wszędzie tam, gdzie wykorzystywane dane są niedokładne, a czasami nawet niedostępne (dane dostępne w formie słownej, niedokładności pomiarowe, brakująca dokumentacja itp.). Ponadto, zastosowanie teorii zbiorów rozmytych pozwala na znalezienie kompromisu między celami, które nie są do końca jasno określone.



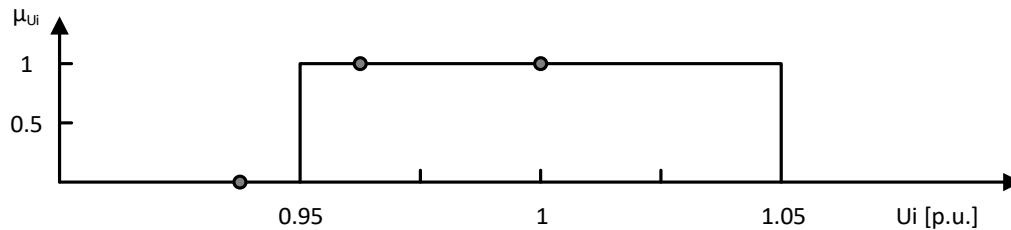
4.1 Podstawy teorii zbiorów rozmytych

W teorii zbiorów rozmytych wymienia się zbiory „klasyczne” – zbiory ostre, dla odróżnienia od zbiorów rozmytych. Niech C będzie zbiorem ostrym zdefiniowanym na obszarze rozważań U . Wtedy dla dowolnego elementu $u \in U$ można powiedzieć, że $u \in C$ albo $u \notin C$. Dla dowolnego zbioru ostrego można zdefiniować funkcję charakterystyczną, $\mu_C : U \rightarrow \{0,1\}$, gdzie 1 oznacza przynależność do zbioru, a 0 brak przynależności.

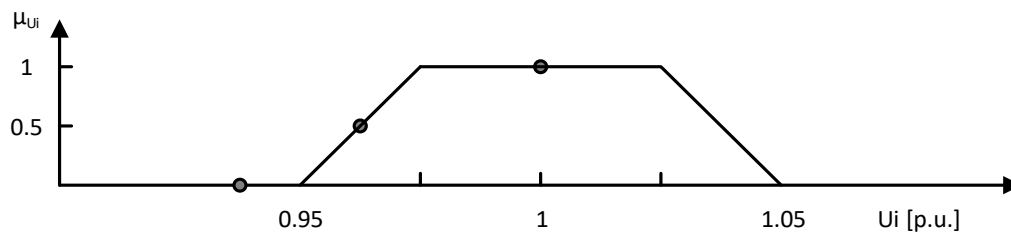
W teorii zbiorów rozmytych, taką funkcję uogólnia się do postaci *funkcji przynależności*, która każdemu elementowi $u \in U$ przyporządkuje wartość z przedziału $[0,1]$, zamiast ze zbioru dwuelementowego. Zbiór definiowany na podstawie takiego przyporządkowania nazywa się *zbiorem rozmytym*.

Przykładem rozróżnienia dwóch rodzajów wnioskowania może być badanie, czy napięcie w węzle ma „pożądaną” wartość. Przykład przedstawiono na Rys. 4.1. Założono, że napięcie w węzle powinno przyjmować wartość między 0,95 j.w. oraz 1,05 j.w. Rys. 4.1a pokazuje, że wartościom napięcia należącym do tego przedziału zostały przyporządkowane wartości 1 – napięcia te są pożądane, a wartościom poza przedziałem przyporządkowano wartość 0 – nie są pożądane. W zbiorze rozmytym, który obrazuje rys. 4.1b, określono funkcję przynależności, z której wynika, że niektórym wartościom przyporządkowano 0 – napięcia nie pożądane, niektórym 1 – wartości pożądane, a pewnym wartościom przyporządkowano wartość z przedziału $[0,1]$. Przykładowej wartości przyporządkowano 0,5, z czego wynika, że napięcie to jest pożądane w stopniu 0,5.

a)



b)



Rys. 4.1 Przykład funkcji przynależności zbioru: a) ostrego, b) rozmytego.

4.2 Funkcje przynależności

Aby w rozważanym problemie, przy którym korzysta się z logiki rozmytej uzyskać wiarygodne wyniki, należy odpowiednio dobrać funkcję przynależności do rozpatrywanego zagadnienia. Dobór funkcji zależy od badacza, jego wiedzy eksperckiej i doświadczenia. Podczas badań często okazuje się, że zastosowana funkcja przynależności powinna mieć inny kształt bądź parametry. Właściwe dobranie tych właściwości stanowi bardzo ważną część prowadzenia badań z wykorzystaniem logiki rozmytej.

Ze względu na małą liczbę danych potrzebnych do zdefiniowania funkcji, oraz łatwość modyfikacji parametrów funkcji w trakcie prowadzenia doświadczeń, najpopularniejszymi funkcjami przynależności są funkcje wielokątne. Najczęściej stosowanymi funkcjami wielokątnymi są funkcja trójkątna oraz trapezowa.

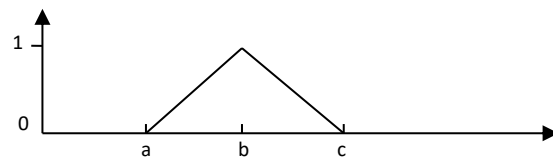
Można również stosować tzw. intuicyjne funkcje przynależności, których założeniem jest, że są różniczkowalne w całym zakresie rozważań. Wśród takich funkcji można wyróżnić funkcję Gaussa, funkcje dzwonowe, bądź funkcje sigmoidalne.

Poza wymienionymi, stosuje się również inne postacie funkcji przynależności, w tym specjalnie opracowane dla potrzeb badawczych np. na podstawie doświadczeń ekspertów.

Rys. 4.2 przedstawia przykłady niektórych często stosowanych funkcji przynależności oraz zależności opisujące te funkcje.

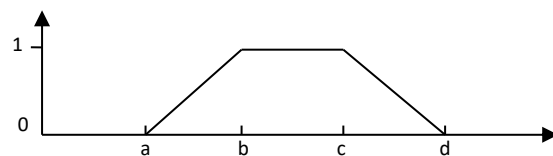
a) Funkcja trójkątna

$$\mu(x) = \begin{cases} 0 & \text{dla } x \leq a \\ \frac{x-a}{b-a} & \text{dla } a \leq x \leq b \\ \frac{c-x}{c-b} & \text{dla } b \leq x \leq c \\ 0 & \text{dla } x \geq c \end{cases}$$



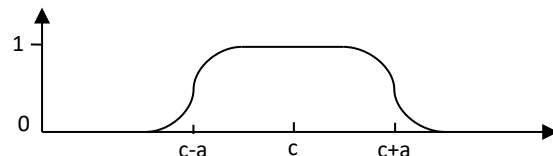
b) Funkcja trapezowa

$$\mu(x) = \begin{cases} 0 & \text{dla } x \leq a \\ \frac{x-a}{b-a} & \text{dla } a \leq x \leq b \\ 1 & \text{dla } b \leq x \leq c \\ \frac{d-x}{d-c} & \text{dla } c \leq x \leq d \\ 0 & \text{dla } x \geq d \end{cases}$$



c) Funkcja dzwonowa (b – nachylenie „ramion” funkcji)

$$\mu(x) = \frac{1}{1 + \left| \frac{x-c}{a} \right|^{2b}}$$



Rys. 4.2 Przykłady stosowanych funkcji przynależności zbiorów rozmytych.

4.3 Operacje na zbiorach rozmytych

Wnioskowanie z wyników badań przy wykorzystaniu zbiorów rozmytych wymaga stosowania operacji na zbiorach. Stosowane zazwyczaj operacje, opisane przez pioniera tematyki zbiorów rozmytych L. Zadeha [10], są rozszerzeniem operacji stosowanych na zbiorach klasycznych.

Najbardziej podstawowe, suma (\cup) oraz iloczyn (\cap) zbiorów, opisane są następującymi zależnościami:

$$\forall x \in X, \mu_{A \cup B}(x) = \max(\mu_A(x), \mu_B(x)) \quad (4.1)$$



$$\forall x \in X, \mu_{A \cap B}(x) = \min(\mu_A(x), \mu_B(x)) \quad (4.2)$$

gdzie:

$\mu(x)$ – wartość funkcji przynależności dla elementu x .

Zależność (4.1), opisująca sumę zbiorów oznacza, iż dla każdego elementu x sumą zbiorów funkcji przynależności jest zbiór zawierający największą z wartości funkcji przynależności obliczonej dla tego elementu.

Zależność (4.2), opisująca koniunkcję zbiorów oznacza, iż dla każdego elementu x iloczynem zbiorów funkcji przynależności jest zbiór zawierający najniższą wartość funkcji przynależności obliczonej dla tego elementu.

Dopełnienie zbioru w teorii zbiorów rozmytych określa się przy pomocy zależności

$$\forall x \in X, \mu_{\bar{A}}(x) = 1 - \mu_A(x) \quad (4.3)$$

Dopełnienie zbioru rozmytego jest to dokładna odwrotność wartości funkcji przynależności. Można powiedzieć, że jeżeli zbiór A zawiera wartości funkcji przynależności, które określają w jakim stopniu element x spełnia dane kryteria, dopełnienie zbioru A zawiera wartości funkcji przynależności, które określają w jakim stopniu element x nie spełnia danych kryteriów.

Przedstawione zależności są najbardziej podstawowymi zależnościami, z których korzysta się przy wnioskowaniu na podstawie teorii zbiorów rozmytych. Przy ich pomocy można określić stan analizowanego układu pod różnymi kątami, które w efekcie odpowiednio dobranych operacji podają łatwo interpretowalny wynik. Możliwe są definicje innych wyników przedstawionych operacji, a ich dobór zależy jedynie od osoby prowadzącej badania.



4.4 Rozwiązywanie zagadnień z zastosowaniem teorii zbiorów rozmytych

W celu rozwiązania analizowanego zagadnienia przy użyciu teorii zbiorów rozmytych można kierować się następującymi krokami:

- Opis zagadnienia.

Przy użyciu teorii zbiorów rozmytych opis zagadnienia do rozwiązania można podać w sposób matematyczny, bądź lingwistyczny. Zastosowane funkcje przynależności pozwolą na przekształcenie postaci lingwistycznej do formy matematycznej.

- Definicja ograniczeń używanych zmiennych

W zagadnieniach poszukujących pewnego konkretnego rozwiązania należy wprowadzić dla zmiennych związanych z zagadnieniem wartości graniczne, których przekroczenie jest nieakceptowalne bądź niemożliwe.

- Fuzyfikacja

Na podstawie dwóch opisanych poprzednio kroków określa się funkcje przynależności, o właściwym dla zagadnienia kształcie oraz wartościach granicznych.

- Zastosowanie odpowiednich działań na zbiorach rozmytych

W celu rozwiązania zagadnienia należy zastosować odpowiednie operatory logiczne, łączące uzyskane wartości funkcji przynależności w taki sposób, aby wynik końcowy był realnym odzwierciedleniem stanu układu. Zarówno wybór odpowiednich działań logicznych, jak i weryfikacja wraz z interpretacją wyników jest zadaniem eksperta zajmującego się zagadnieniem.

4.5 Zastosowanie zbiorów rozmytych w elektroenergetyce

Teoria zbiorów rozmytych jest uniwersalnym narzędziem, które z powodzeniem stosowane jest w różnych dziedzinach elektroenergetyki. Heurystyka, intuicja, wiedza ekspertów oraz określenia językowe są ważną częścią analizowania systemów elektroenergetycznych, ale również w zagadnieniach regulacyjnych lub zagadnieniach



dotyczących planowania rozwoju sieci. Szczegółowy przegląd literatury w tym zakresie znaleźć można w [11].

- Układy regulacji

Zadaniem układów regulacji jest utrzymywanie określonego parametru na zadanym poziomie, w stabilny i pewny sposób. W pewnych rozwiązaniach regulatorów stosowanie teorii zbiorów rozmytych poprawia pracę układów regulacji. Większość rozwiązań układów regulacji, które wykorzystują teorię zbiorów rozmytych, to układy sterowania napięciem. Zbiory rozmyte z powodzeniem stosowane są w stabilizatorach systemowych, układach regulacji napięcia generatorów lub kompensatorów [12, 13, 14].

W takich rozwiązaniach wartości mierzonych parametrów zostają poddane fuzyfikacji, i poddane działaniu serii logicznych operatorów. Wynik tych operacji decyduje o sygnale wyjściowym regulatora. W niektórych rozwiązaniach regulatory takie są w stanie się „uczyć”, modyfikując wartości swoich parametrów na podstawie przeszłych zdarzeń w celu poprawienia jakości regulacji.

- Systemy eksperckie

Systemy eksperckie to programy sztucznej inteligencji, które zawierają dużą bazę danych informacji oraz umiejętność wnioskowania o aktualnym stanie nadzorowanego obiektu. Te bardzo zaawansowane programy próbują naśladować funkcję eksperta nadzorującego obiekt. Program pracuje jako konsultant i doradca w danej dziedzinie, pozwalając osobom nie będącym doświadczonymi zadawać pytania, rozwiązywać problemy lub podejmować decyzje. Celem takich programów nie jest zastąpienie ekspertów, lecz uczynienie ich wiedzy szeroko dostępnej oraz łatwej do uzyskania.

Systemy eksperckie znajdują zastosowanie w różnych dziedzinach, gdzie wiedza ekspercka pozwala na podejmowanie decyzji bądź stawianie diagnozy. Systemy te podają wynik, który wspomaga proces wnioskowania, przedstawiając inny punkt widzenia bądź zgadzając się z ekspertem. Systemy te znajdują coraz większe zastosowanie w medycynie, analizach finansowych, wykrywaniu wycieków ropy, bądź w zastosowaniach wojskowych do wspomagania decyzji dowódców.



W systemach elektroenergetycznych znajduje się je przy systemach dyspozytorskich, wspomaganiu decyzji, systemach alarmów oraz diagnozowania uszkodzeń bądź awarii, jak również przy planowaniu rozwoju sieci.

Procesy decyzyjne w większości przypadków opierają się na niepewnych lub niekompletnych danych (błędy pomiarowe, brakująca dokumentacja itp.). W celu przeprowadzenia analizy systemy eksperckie korzystają ze zbiorów rozmytych aby przetworzyć uzyskaną informację i podać wynik.

- Techniki optymalizacyjne

Zagadnienia analityczne dotyczące optymalizacji mają bardzo często wiele wartości wejściowych oraz wiele celów [15, 16, 17]. W takiej sytuacji ciężko podejmować decyzję na podstawie analizy i wybrać, który cel jest ważniejszy, bądź która zmienna wejściowa bardziej wpływa na wynik końcowy. W konwencjonalnych optymalizacyjnych algorytmach matematycznych wynikiem są rozwiązania Pareto, które składają się z wielu optymalnych rozwiązań. Po otrzymaniu takich rozwiązań należy podjąć decyzję o przyjęciu jednego z nich. Taką decyzję podejmuje ekspert na podstawie swoich preferencji, doświadczenia lub językowego osądu. W takich sytuacjach bardzo przydatna okazuje się teoria zbiorów rozmytych. Stosowanie zbiorów rozmytych jest bardzo efektywne w sytuacjach, w których rozważa się wiele celów, które są sobie przeciwstawne. Łatwość zaimplementowania funkcji rozmywających na bazie doświadczenia, a nawet preferencji, ułatwia ocenę rozwiązań i pozwala na wybór najodpowiedniejszego z nich.

Teoria zbiorów rozmytych nie jest metodą optymalizacji samą w sobie. Zbiory rozmyte pozwalają przede wszystkim na ocenę stanu systemu oraz podjęcie decyzji. Dlatego bardzo często z teorii zbiorów rozmytych korzysta się w połączeniu z technikami optymalizacyjnymi, takimi jak algorytmy genetyczne, techniki roju cząstek, czy metody punktu wewnętrznego. Te metody pozwalają na przeszukanie możliwych stanów w krótkim czasie, a ocenę każdego stanu można przeprowadzić za pomocą teorii zbiorów rozmytych.



4.6 Analityczne metody optymalizacji w elektroenergetyce

Wiele decyzji podejmowanych podczas planowania oraz operacji w systemach elektroenergetycznych oparty jest na wielu kryteriach, które muszą zostać spełnione oraz wielu zmiennych, które mogą być modyfikowane. Podejmowanie tych decyzji może być wspomagane technikami optymalizacyjnymi. W takich technikach wybiera się w określony sposób (zależnie od metody) wartości zmienianych parametrów, i ocenia się rozwiązanie na podstawie funkcji celu. Każda z technik optymalizacyjnych powinna podać takie samo rozwiązanie problemu. Różnią się jednak sposoby implementacji oraz czas obliczeń, więc powinno się dobrać odpowiednią technikę optymalizacji do problemu, który się rozwiązuje [18, 19]. Poniżej przybliżono najczęściej stosowane w elektroenergetyce metody optymalizacji wraz z krótką charakterystyką.

4.6.1 Metody programowania liniowego

Jeżeli funkcja celu oraz ograniczenia problemu optymalizacyjnego są liniowe, problem rozwiązywany jest jedną z dostępnych metod programowania liniowego. Najczęściej stosowanymi są metody simplex, ze względu na swoją prostotę, oraz metoda punktu wewnętrznego. Metody te mają zasadniczą wadę, polegającą na dużej ilości iteracji algorytmu, która rośnie eksponentalnie wraz z rozmiarem rozwiązywanego zagadnienia. Metody punktu wewnętrznego są lepsze dla większych zagadnień, gdyż nie rozważają wszystkich rozwiązań, lecz poruszają się w pewnym obszarze w stronę optimum. Metody te stosuje się w elektroenergetyce przy szukaniu optymalnych przełączeń oraz wyszukiwania optymalnych warunków pracy systemu dotyczących rozplądów mocy.

4.6.2 Metody programowania nieliniowego

Jeżeli funkcja celu lub ograniczenia problemu są nieliniowe, stosuje się metody programowania nieliniowego. Przykładem metody programowania nieliniowego jest metoda Quasi-Newtona [18, 19]. Można jednak przy nieliniowym problemie zastosować metodę punktu wewnętrznego, aby uzyskać przybliżone rozwiązanie prostszą analitycznie metodą, a następnie korzystając z przybliżonego rozwiązania zastosować bardziej wymagające metody, aby wyszukać rozwiązanie dokładne.



4.6.3 Metody sztucznej inteligencji

Mimo bardzo dobrych wyników otrzymywanych za pomocą metod programowania liniowego oraz nieliniowego, istnieją problemy, których rozwiązania oraz ograniczenia nie są wprost opisywalne matematycznie, oraz problemy tak złożone, że należy zastosować bardziej złożone techniki, których działanie często opiera się na procesach optymalizacji zachodzących w naturze. Funkcje celu w tych technikach można opisywać wykorzystując teorię zbiorów rozmytych. Do technik takich należą metody korzystające z sieci neuronowych, metod ewolucyjnych, roju cząstek, poszukiwania tabu i podobnych.

4.6.3.1 Sieci neuronowe

Jest to metoda optymalizacji imitująca działanie procesu nauki, zachodzącego w sieciach neuronowych u organizmów żywych. Sieci neuronowe charakteryzowane są przez swoją architekturę (liczbę parametrów wejściowych, liczbę warstw neuronów, liczbę wyjść) oraz algorytm nauki. Poprzez zmianę wag, w połączeniach między neuronami poszczególnych warstw, podając zestaw danych wejściowych, otrzymuje się różne rozwiązania. Po ocenie rozwiązań wybiera się zestaw wag, które podały najlepsze rozwiązanie problemu. Jest to proces nauki, po którego ukończeniu, otrzymuje się sieć neuronową, która bardzo dobrze przetwarza dane wejściowe na wyjściowe.

Metoda ta jest bardzo szybka i dokładna, jej minusem jest jednak długotrwały proces uczenia (dla bardziej złożonych problemów). Brakuje również wyjaśnienia podejmowania decyzji, wyniki podawane są na podstawie współczynników wyznaczonych podczas procesów nauki. Metoda ta jednak bardzo dobrze sprawdza się w elektroenergetyce, np. w celu monitorowania stanu sieci oraz w urządzeniach do regulacji.

4.6.3.2 Metody ewolucyjne

Są to metody bazujące na zasadzie przetrwanie najsilniejszego, w których populacja rozwiązań jest oceniana, i do następnej iteracji „przetrwa” tylko ta część rozwiązań, która okazała się najlepsza. Do tych metod zalicza się np. metodę algorytmów genetycznych lub symulowanego wyżarzania.



Metoda algorytmów genetycznych polega na określeniu całkowicie losowej populacji, która jest oceniana za pomocą funkcji celu. Osobniki populacji o najlepszym przystosowaniu, zostają „rodzicami” populacji następnej. Tworzenie kolejnej populacji bazuje na zasadach genetyki, osobniki tworzone są z dwóch rozwiązań z poprzedniej populacji, z wykorzystaniem krzyżowania i możliwością losowej mutacji. Kolejne populacje znajdują się coraz bliżej optymalnego rozwiązania.

Metoda symulowanego wyżarzania bazuje na zjawisku wyżarzania w metalurgii. W początkowej iteracji przyjmuje się wysoką wartość parametru T , „temperatury”, który charakteryzuje prawdopodobieństwo zmiany parametru rozwiązania na „gorsze”. W pierwszych iteracjach jest to prawdopodobieństwo duże, stąd algorytm przeszukuje duży obszar rozwiązań. Jednak wraz z ilością iteracji, temperatura spada, stąd algorytm utrzymuje rozwiązania w pewnym obszarze, dla którego rozwiązanie było najlepsze do tej pory. Jest to dobry algorytm do przeszukiwania obszarów rozwiązań, dla których występuje duża liczba lokalnych maksimów/minimów.

4.6.3.3 Metody roju cząstek

Są to metody bazujące na zachowaniu rojów owadów, np. mrówek lub pszczół. Metody te bazują na kierowaniu się w stronę lepszych rozwiązań, znalezionych przez „zwiadowców”. Stąd poszukiwania odbywają się w kilku obszarach rozwiązań, co pozwala uniknąć „utknięcia” i wyszukania jedynie optimum lokalnego. Główną wadą tej metody jest duża ilość wykonywanych obliczeń.

4.6.3.4 Metoda poszukiwania tabu

Jest to metoda polegająca na poruszaniu się w kierunku rozwiązania lepszego niż obecnie, przeszukując wszystkie rozwiązania wokół. Metoda ta bazuje na budowaniu listy ruchów zakazanych („tabu”), wielopoziomowej pamięci algorytmu (pamięć krótkotrwała, długotrwała) oraz przeszukiwaniu responsywnym (wykorzystuje informacje z kolejnych rozwiązań do decyzji o następnym ruchu).



4.6.3.5 Metody hybrydowe

Najlepsze rozwiązania najczęściej otrzymuje się korzystając z różnych metod w jednym algorytmie. Łącząc zalety różnych metod na różnych etapach, można dobrać odpowiednią kombinację do analizowanego problemu, aby otrzymać zadowalające rozwiązanie w krótkim czasie, angażując niewiele środków. Najczęściej stosowanymi połączeniami jest połączenie logiki rozmytej do budowania funkcji celu, z innymi metodami sztucznej inteligencji.

4.7 Podsumowanie

Teoria zbiorów rozmytych jest bardzo uniwersalnym narzędziem, pozwalającym na implementację heurystycznego rozumowania do algorytmów cyfrowych. Logika rozmyta pozwala na implementowanie ludzkich doświadczeń oraz preferencji poprzez stosowanie funkcji przynależności. Dzięki temu służy do oceny stanu badanego obiektu na podstawie rozumowania lingwistycznego, zależącego od doświadczenia osoby prowadzącej analizę.



5 OKREŚLANIE LOKALIZACJI DODATKOWYCH ŹRÓDEŁ MOCY BIERNEJ W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM Z WYKORZYSTANIEM TEORII ZBIORÓW ROZMYTYCH

Rozważając instalację dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, szczególnie należy zwrócić uwagę na trzy podstawowe zagadnienia. Po pierwsze powinno się rozważyć fizyczną lokalizację kompensatora, czyli wskazać obszary systemu elektroenergetycznego, w którym występują techniczne bądź ekonomiczne przesłanki do instalacji nowych źródeł mocy biernej. Drugim zagadnieniem jest dobór odpowiedniego rodzaju urządzenia. Rozdział 3.3 tej rozprawy poświęcony jest opisowi najczęściej stosowanych instalacji, z których należy wybrać odpowiednią do wymaganych kryteriów jakości regulacji. Po trzecie, należy dobrać parametry urządzenia, takie jak moc znamionowa oraz charakter (pojemnościowy i/lub indukcyjny).

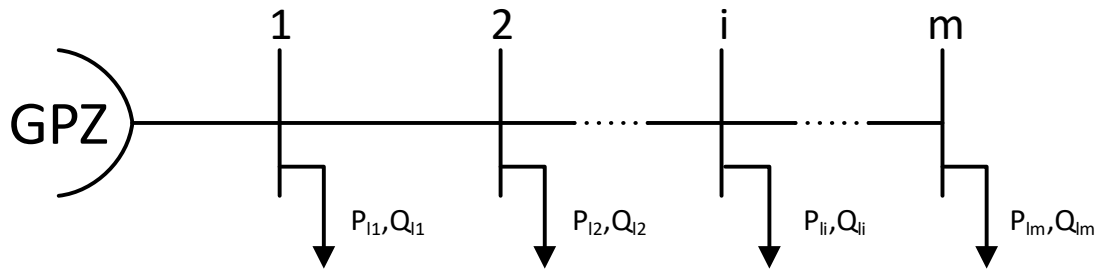
Podstawowym zagadnieniem rozważanym w tej rozprawie jest lokalizacja kompensatora w sieci elektroenergetycznej. Z przeglądanych i analizowanych publikacji ([20, 21, 22, 23, 24]) dotyczących znajdowania lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, można wyróżnić dwie podstawowe grupy. Podział ten wynika z rodzaju analizowanych sieci, do której podłączane są dodatkowe źródła. Są to sieci otwarte – sieci dystrybucyjne/rozdzielcze, oraz sieci zamknięte – sieci przesyłowe.

5.1 Lokalizacja kompensatorów w sieciach otwartych

Lokalizacja dodatkowych źródeł mocy biernej w sieciach dystrybucyjnych jest badana od lat. Bardzo dobry przegląd metod optymalnego rozmieszczenia kompensatorów w tych sieciach zaprezentowano w [25, 26]. Większość metod optymalizacyjnych przy określeniu funkcji celu skupia się na ograniczeniu strat mocy czynnej, a wśród stosowanych rodzajów kompensatorów zdecydowanie przeważającym rozwiązaniem są mechanicznie załączane baterie kondensatorów.

Metoda opisana w [20] skupia się na ograniczeniu strat mocy czynnej w badanej sieci dystrybucyjnej oraz poprawieniu profili napięciowych węzłów, przy zachowaniu jak najmniejszych kosztów.

Badana jest sieć rozdzielcza promieniowa. Przykładowy schemat takiej sieci przedstawiono na rys. 5.1



Rys. 5.1 Schemat przykładowej sieci promieniowej.

Straty mocy czynnej określane są jako suma strat mocy we wszystkich gałęziach analizowanej sieci:

$$\Delta P_C = \sum_{i=0}^{m-1} \Delta P_{(i,i+1)} \quad (5.1)$$

Licznik sumy i zaczyna się od wartości zero, aby uwzględnić gałąź zasilającą sieć ze stacji GPZ.

Funkcja celu metody, określająca koszty w sieci:

$$F = K^P * \Delta P_C + \sum_{j=0}^k K_j^C * Q_j^C \quad (5.2)$$

gdzie:

K^P – Koszt strat mocy w przeliczeniu na jednostkę mocy,

K_j^C – Koszt inwestycyjny instalacji źródła mocy biernej w przeliczeniu na kvar,

Q_j^C – moc bierna znamionowa instalowanego źródła.

W celu oceny stanu sieci w obecnym punkcie pracy oraz określenia miejsca zainstalowania kompensatora zastosowano metodę zbiorów rozmytych. Określono dwie funkcje przynależności, analizujące straty mocy czynnej w gałęzi łączącej węzeł z następnym węzłem oraz analizujące poziomy napięcie węzłów.

Funkcja przynależności, oceniająca straty mocy czynnej w gałęzi przylegającej do węzła, przyjmuje tym mniejsze wartości, im większy jest udział tych strat w całkowitych stratach mocy czynnej w sieci.



$$\mu_P(i) = e^{\frac{-w\Delta P(i)}{P_C}} \quad (5.3)$$

gdzie:

$\Delta P(i)$ – straty mocy czynnej w gałęzi między węzłem i a $i+1$,

w – współczynnik wagowy (zależy od mocy czynnej odbioru zainstalowanego w węźle).

Funkcja przynależności oceniająca poziom napięcia w węźle przyjmuje tym niższe wartości, im bardziej napięcie w węźle odchodzi od wartości znamionowej.

$$\mu_U(i) = e^{-w\left[\frac{U(i)-1}{U_{max}-U_{min}}\right]^2} \quad (5.4)$$

Jako działanie łączące zbiory w celu podjęcia decyzji, wybrano iloczyn (opisano w 4.3).

$$\mu_S(i) = \min(\mu_P(i), \mu_U(i)) \quad (5.5)$$

Węzeł o najgorszych warunkach, czyli o największych stratach mocy czynnej i/lub o najbardziej odbiegającym od nominalnego napięciu, zostanie określony poprzez identyfikację węzła najniższej wartości współczynnika przynależności.

Algorytm metody zakłada instalację kompensatora w wyznaczonym węźle, a następnie wykorzystując funkcję kosztów dobiera moc znamionową urządzenia. Obliczenia wykonywane są do momentu, gdy napięcia wszystkich węzłów będą przyjmowały wartości pomiędzy granicznymi. Następnie ponownie wykonuje się dobór mocy zainstalowanych kompensatorów, aż do osiągnięcia stałej wartości funkcji kosztów.

Metoda opisana w [21] opiera się na tych samych zasadach, inne są jedynie funkcje przynależności. Dla oceny poziomu napięcia w węźle zastosowano funkcję:

$$\mu_U(i) = \frac{1}{1 + \left(\frac{U(i)-1}{U_{max}-U_{min}}\right)^2} \quad (5.6)$$

Ocena poziomu strat mocy czynnej w gałęzi łączącej węzeł i z sąsiednim określona jest w następujący sposób:

$$\mu_P(i) = -\frac{1}{C_P} P_{Loss(i,i+1)} + 1 \quad (5.7)$$



$$\mu_P(i) = 0 \quad (5.8)$$

gdzie:

C_P – stała wyznaczana na podstawie doświadczeń.

Pozostałe zasady algorytmu pozostają takie same, jak opisane w pierwszej przytoczonej metodzie.

Są również inne metody wykorzystujące teorię zbiorów rozmytych do wyznaczania lokalizacji kompensatorów w sieci elektroenergetycznej [22, 23, 24]. Cechą wspólną analizowanych metod jest bardzo zbliżony algorytm wyszukiwania, z funkcją celu ukierunkowaną na minimalizację kosztów. Ewentualne różnice polegają na doborze funkcji przynależności. Wszystkie z wymienionych metod mają możliwość nie tylko doboru nowych źródeł, ale również optymalizacji już zainstalowanych urządzeń.

W zaprezentowanych powyżej metodach urządzeniem preferowanym do instalacji były baterie kondensatorów załączane mechanicznie. W sieciach promieniowych jest to działanie jak najbardziej uzasadnione. Przy stosunkowo niskich kosztach baterie kondensatorów zapewniają poprawę warunków napięciowych oraz ograniczenie strat mocy czynnej, co wystarcza do rozwiązania problemów w sieciach dystrybucyjnych.

Przy korzystaniu z takich metod, jak opisane powyżej, głównym kryterium jest ograniczenie strat mocy czynnej przy minimalizacji kosztów. Należy jednak zawsze zwrócić uwagę na istnienie w sieci węzłów, w których z ekonomicznego punktu widzenia nie opłaca się zainstalować dodatkowego źródła mocy biernej, lecz ze względu na bezpieczeństwo – stabilność napięciową – kompensator jest niezbędny. W takich przypadkach należy uwzględnić kryterium stabilności jako kryterium wiodące – mające absolutne pierwszeństwo przed pozostałymi kryteriami.

5.2 Lokalizacja kompensatorów w sieciach zamkniętych

Ze względu na strukturę, sieci przesyłowe wysokich napięć nazywa się sieciami ockowymi lub zamkniętymi. Ze względu na specyfikę rozptyłów mocy w takich sieciach, wielopoziomowe zależności między wieloma parametrami sieci, oraz dużą ilością



analizowanych węzłów, tematyka lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w tych sieciach nie jest tak szeroko przebadana, jak w przypadku sieci promieniowych.

Metoda opisana w [27] wykorzystuje teorię zbiorów rozmytych do oceny kryteriów wyboru lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w sieci przesyłowej. Przy wyborze optymalnej lokalizacji wykonywana jest analiza systemowa, analiza wykonalności technicznej oraz analiza ekonomiczna.

Analiza systemowa polega na analizie parametrów poszczególnych węzłów, w celu określenia potencjalnego miejsca do instalacji źródła mocy biernej. Analizowanymi w tej części parametrami są: podatność napięciowa węzła, poziom napięcia, straty mocy czynnej w gałęziach sieci oraz zapas stabilności. Podatność napięciowa węzła analizowana jest na podstawie macierzy Jacobiego (szerzej opisano w 3.4). Zapas stabilności określany jest jako miara dopływającej do węzła mocy czynnej, o której zwiększenie spowoduje utratę stabilności napięciowej danego węzła.

Analiza wykonalności technicznej bazuje na ocenie technicznych aspektów instalacji kompensatora. Są to m.in. określenie wymagań eksploatacyjnych, określenie warunków konserwacji oraz obsługi, a także inne względy decydujące o możliwości instalacji kompensatora ze względów technicznych.

Analiza ekonomiczna polega na ocenie kwestii finansowych związanych z instalacją kompensatora. Oszczędności związane z instalacją kompensatora wynikają z ograniczenia strat mocy czynnej w sieci elektroenergetycznej. Te oszczędności można określić wzorem:

$$O = \Delta E * k_E \quad (5.9)$$

gdzie:

O – oszczędności związane z instalacją kompensatora,

ΔE – zmniejszenie strat energii związane z instalacją kompensatora,

k_E – jednostkowe koszty strat energii.

Aby określić efektywność ekonomiczną instalacji kompensatora należy znać koszty kompensatora, instalacji oraz obsługi. Dla uproszczenia cenę kompensatora przyjmuje się jako



funkcję liniową, z zależnością od mocy znamionowej urządzenia. Koszty inwestycyjne związane z instalacją kompensatora można określić wzorem:

$$K_{inw} = k_{sik} + k_{sk} + k_{zk} * Q_{nk} \quad (5.10)$$

gdzie:

K_{inw} – koszt inwestycyjny kompensatora,

k_{sik} – koszt stały instalacji kompensatora,

k_{sk} – koszty stałe kompensatora, niezależne od mocy znamionowej,

k_{zk} – koszty zmienne kompensatora, zależne od mocy znamionowej,

Q_{nk} – moc znamionowa kompensatora.

Efektywność ekonomiczną kompensatora można określić za pomocą wskaźnika NPVR (ang. *Net Present Value Ratio*). Można ten wskaźnik obliczyć korzystając ze wzoru:

$$NPVR = \frac{\sum_{y=0}^n (O_y - K_{oby})(1+r)^{-y}}{\sum_{y=0}^n K_{inwy}(1+r)^{-y}} \quad (5.11)$$

gdzie:

y – aktualny rok inwestycji,

n – liczba lat pracy inwestycji,

O_y – oszczędności w roku y ,

K_{oby} – koszty obsługi instalacji w roku y ,

r – stopa procentowa,

K_{inwy} – koszty inwestycyjne poniesione w roku y .

Instalacja jest nieopłacalna, gdy wskaźnik $NPVR$ ma wartość ujemną. Dla wartości zero inwestycja się zwraca, ale nie przynosi zysków. Dla wartości wyższych inwestycja jest opłacalna, a im wyższy wskaźnik, tym większe zyski. Ta metoda sprawdza się dla porównywania wariantów inwestycyjnych (np. różnych mocy znamionowych kompensatorów).

Część z wymienionych kryteriów najłatwiej daje się opisać heurystycznie, dlatego stosowne jest korzystanie z teorii zbiorów rozmytych. Niestety, mnogość stosowanych kryteriów wymaga bardzo ostrożnego dostosowywania wag oraz funkcji przynależności.



Z tego względu metoda może podać rozwiązania w postaci szeregu sprzecznych lub niejednoznacznych rozwiązań. W takiej sytuacji wybór satysfakcjonującego rozwiązania należy do eksperta.

Należy zwrócić uwagę, że wagi stosowane przez autorów wskazują na dużo mniejszy nacisk na ograniczenie strat przesyłowych. Z kolei zagadnienia związane z bezpieczeństwem i stabilnością systemu elektroenergetycznego traktowane są jako priorytetowe.

Ze względu na charakter teorii zbiorów rozmytych, która nie jest metodą optymalizacyjną samą w sobie, lecz metodą oceny stanu systemu, można ją stosować z powodzeniem do określania funkcji celu, przy stosowaniu analitycznych metod optymalizacyjnych, takich jak algorytmy genetyczne, sieci neuronowe, czy metody punktu wewnętrznego (np. [28, 29]).

5.3 Podsumowanie

Opisywane w literaturze metody lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym dzielą się na metody lokalizacji w sieciach otwartych oraz zamkniętych.

W sieciach otwartych – dystrybucyjnych, metody te za priorytet uznają ograniczanie kosztów związanych ze stratami mocy czynnej oraz minimalizację kosztów instalacji. Ze względu na charakter rozptywu mocy w sieciach promieniowych, nie można takich samych kryteriów stosować przy analizie sieci przesyłowej. Przy analizie sieci zamkniętych brać należy pod uwagę głównie kryteria związane z bezpieczeństwem sieci, czyli poziom napięć, zapas stabilności napięciowej oraz podatność napięciową.



6 METODA LOKALIZACJI KOMPENSATORÓW STATYCZNYCH W SIECI PRZESYŁOWEJ SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO Z WYKORZYSTANIEM TEORII ZBIORÓW ROZMYTYCH

W celu przebadania przydatności stosowania teorii zbiorów rozmytych do określenia lokalizacji dla dodatkowych źródeł mocy biernej w sieci przesyłowej systemu elektroenergetycznego, opracowano własny algorytm metody oraz zaimplementowano w programie rozplýwowym DIgSILENT PowerFactory. Oprogramowanie to pozwala na przeprowadzanie obliczeń rozplýwowych oraz analizy zwarciove, niezbędne do przeprowadzenia tego typu badań. Posiada także rozbudowaną funkcjonalność implementacji skryptów w wewnętrznym języku programowania (DPL - *DIgSILENT Programming Language*), co pozwala na tworzenie własnych rozwiązań badania zachowania obiektów elektroenergetycznych.

6.1 Algorytm Metody

Na podstawie rozważań zawartych w rozdziale 5, opracowano metodę lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w sieci przesyłowej systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem teorii zbiorów rozmytych. Metoda ta wykorzystuje analizę poziomów napięć oraz zapasu stabilności napięciowej węzłów do oceny, czy w danym węźle niezbędna jest instalacja dodatkowego źródła mocy biernej.

Badanie stanu pracy systemu elektroenergetycznego odbywa się na podstawie obliczania rozplýwów mocy w modelowanym systemie w programie obliczeniowym, DIgSILENT PowerFactory, oraz poddawania otrzymanych wyników dalszym analizom (funkcje rozmywające, działania na zbiorach, procesy decyzyjne), w celu podjęcia decyzji o instalacji dodatkowego źródła mocy biernej.

System badany jest w różnych warunkach obciążeniowych. Przyjmuje się, że obciążenie modelowanej sieci jest obciążeniem szczytowym, i na podstawie przebiegu zmienności dobowej wyznacza się serię warunków obciążeniowych (np. na podstawie danych PSE o zmienności dobowej obciążeń w systemie elektroenergetycznym Polski). Takie rozwiązanie może pozwolić na określenie zakresu mocy biernej, jaka jest wymagana dla



instalowanego źródła, oraz wspomaga proces decyzyjny poprzez wskazanie węzła najbardziej zagrożonego pod względem stabilności napięciowej nie tylko pod względem jednego punktu pracy systemu.

W systemie elektroenergetycznym przez cały czas zachodzą zmiany obciążenia. Aby dostosować stan pracy systemu do występujących warunków, dyspozytorzy systemu elektroenergetycznego zmieniają punkty pracy urządzeń posiadających możliwości regulacyjne (urządzenia opisane w rozdziale 3), ograniczając straty mocy oraz poprawiając bezpieczeństwo sieci. Ten proces nazywany jest optymalizacją poziomów napięć oraz rozpliwów mocy biernej w systemie elektroenergetycznym. Oprogramowanie zastosowane do implementacji metody posiada możliwość wykonywania takiej optymalizacji. Algorytm zastosowany do wykonywania tej funkcji wykorzystuje metodę punktu wewnętrznego jako metodę optymalizacyjną. Więcej o metodzie punktu wewnętrznego napisano w rozdziale 4.6.1. Algorytm optymalizacyjny zmienia punkty pracy generatorów pracujących na modelowaną sieć, przekładnie transformatorów oraz reguluje w odpowiednim zakresie zainstalowane już w sieci źródła mocy biernej. Celem optymalizacji stosowanej w proponowanej metodzie jest ograniczenie strat mocy czynnej w modelowanej sieci oraz utrzymanie napięć węzłowych w określonych granicach. Każdy przeprowadzany rozpliw w programie obliczeniowym wykonywany jest jako rozpliw w warunkach optymalnych, aby wykluczyć sytuacje, w których algorytm podaje miejsce zainstalowania dodatkowego źródła mocy biernej w węźle, w którym wystarczy przeprowadzić odpowiednie operacje regulacyjne.

Wybór lokalizacji dodatkowego źródła mocy biernej do zainstalowania w systemie podejmowany jest na podstawie iloczynu współczynników przynależności wyznaczonych dla poziomu napięcia w węzłach oraz współczynników podatności napięciowej. W przypadku, gdy wynik iloczynu wskazuje dwa węzły lub więcej, wybierany jest węzeł o najniższym współczynniku przynależności wyznaczonym dla poziomu napięcia.

Znacząca większość energii elektrycznej w KSE generowana jest w generatorach synchronicznych. Ze względu na potrzebę zachowania zapasu stabilności kątowej tych urządzeń, powinny one pracować w trybie generacji mocy biernej. Z tego względu w węzłach wytwórczych nie ma potrzeby instalacji dodatkowych źródeł mocy biernej. Ze względu na to,



iż nie jest potrzebne instalowanie dodatkowych źródeł mocy biernej w węzłach, w których występują źródła wytwórcze, węzły te wykluczone są z analizy.

Algorytm metody w postaci schematu blokowego przedstawia rys. 6.1. Kod skryptu, napisany w języku DPL (ang. *DigSILENT Programming Language*), realizowany w programie DigSILENT PowerFactory przedstawiony został w załączniku.

Poszczególne etapy algorytmu realizowane są w następujący sposób:

1° – Deklaracje parametrów algorytmu.

Przed przystąpieniem do obliczeń należy zdefiniować parametry, według których pracuje algorytm:

- Definicja parametrów funkcji rozmywających. Należy określić parametry wszystkich funkcji przynależności używanych w badaniach. Funkcje rozmywające oraz logikę zbiorów rozmytych opisano w rozdziale 4.2.
- Określenie parametru p_{max} , określającego ilość wariantów rozplywowych. Warianty rozplywowe opisano w rozdziale 6.5.
- Określenie parametru K_{max} , określającego maksymalną ilość kompensatorów, jaką może zaproponować/umieścić/dodać algorytm.
- Określenie parametru μ_{gr} , określającego wartości funkcji przynależności dla poziomu napięcia, po którego przekroczeniu algorytm przerwie pracę.

Na podstawie badań statycznych program obliczeniowy wyznacza moce zwarciove węzłów, aby wyznaczyć parametry funkcji przynależności dla podatności napięciowej.

2° – Przeprowadzenie badań rozplywowych w sieci dla p wariantu rozplywowego.

Przeprowadzenie obliczeń rozplywowych w programie DigSILENT PowerFactory. Wartości mocy pobieranych przez odbiorców są odpowiednio zmodyfikowane, aby otrzymać wartości odbiorów zgodne z zaproponowanym przebiegiem czasowym.



3° – Sprawdzenie wartości napięć w węzłach, w których zainstalowano źródło napięciowe modelujące kompensator.

Początkowo wszystkie źródła napięciowe modelujące kompensator są wyłączone. Włącza się je dopiero, gdy zajdzie potrzeba zwiększenia lub zmniejszenia napięcia w węzle zainstalowania. W ten sposób otrzymuje się tylko rozwiązania, dla których kompensator jest niezbędny.

Jeżeli istnieje potrzeba włączenia kompensatora, przechodzi się do kroku 4°, oraz ponawia obliczenia. Jeżeli wszystkie napięcia są w zakresie wartości dopuszczalnych, przechodzi się do kroku 5°.

4° – Nastawa wartości zadanych.

Jeżeli w kroku 3° wykryto potrzebę włączenia źródła napięciowego, należy ustawić odpowiednią wartość zadaną regulatora źródła napięciowego modelującego kompensator.

Jeżeli nastąpiło przekroczenie w górę, ustawiana jest górna wartość zakresu dopuszczalnego, jeżeli przekroczenie w dół, dolna wartość zakresu dopuszczalnego.

5° – Wyniki obliczeń rozptylowych z punktu 3° są zapisywane.

Zapisywane są wyniki obliczeń rozptylowych:

- Wartości napięć w węzłach,
- Wartości podatności napięciowej $\frac{dU_k}{dP_k}$ na podstawie rozptylowej macierzy Jacobiego.

Na podstawie zapisanych wartości wyznacza się wartości funkcji przynależności, odpowiednio μ_U dla wartości napięcia oraz μ_{wr} dla podatności napięciowej. Funkcje przynależności zastosowane w algorytmie opisano dokładniej w 6.2.

Do wnioskowania wyznacza się również iloczyn tych współczynników μ_i . Działania na zbiorach rozmytych opisano w rozdziałach 4.3 oraz 6.3.



Po wykonaniu wszystkich obliczeń wykonuje się również ponowne obliczenie rozpiętkowe zmieniając wartości zadane regulatorów źródeł napięciowych na wartości znamionowe, aby wyznaczyć moc bierną, która jest niezbędna, aby utrzymać wartość bliską znamionowej w węzłach, w których zainstalowano kompensator. W ten sposób otrzymuje się zakresy wartości mocy biernej, jaką powinien dysponować kompensator.

6° – Wyłączane są wszystkie źródła napięciowe modelujące kompensatory.

W celu wykonania następnych obliczeń, należy wyłączyć dodatkowe źródła napięciowe, aby uniknąć ich wpływu na system dopóki nie są niezbędne.

7° – Sprawdzenie, czy wykonane zostały wszystkie warianty rozpiętkowe.

Jeżeli nie, zmienione zostają wartości odbiorów w badanej sieci, zgodnie z zadaniem harmonogramem (więcej w rozdziale 6.5) a algorytm ponownie wykonuje krok 2°.

8° – Przejście do kolejnego wariantu rozpiętkowego.

Zmiana wartości mocy pobieranych przez odbiory w modelowanej sieci. Wartości są odpowiednio dobierane, aby otrzymać zadany przebieg czasowy.

9° – Wyznaczenie wartości minimalnej współczynników przynależności dla wszystkich wariantów rozpiętkowych.

Z tabeli zapisanej w programie wybiera się wartość minimalną. Węzeł w którym wystąpiła, jest węzłem o najgorszym dopasowaniu.

10° – Sprawdzenie, czy najmniejsza spośród wszystkich wyznaczonych wartości współczynnika przynależności napięcia jest mniejsza, niż wartość graniczna.

Jeżeli tak, oznacza to, że napięcie w węzłach nie przekracza wartości założonej na początku algorytmu i można zakończyć obliczenia.



11° – Sprawdzenie, czy liczba zainstalowanych kompensatorów nie przekracza ilości maksymalnej, zadanej w parametrach algorytmu.

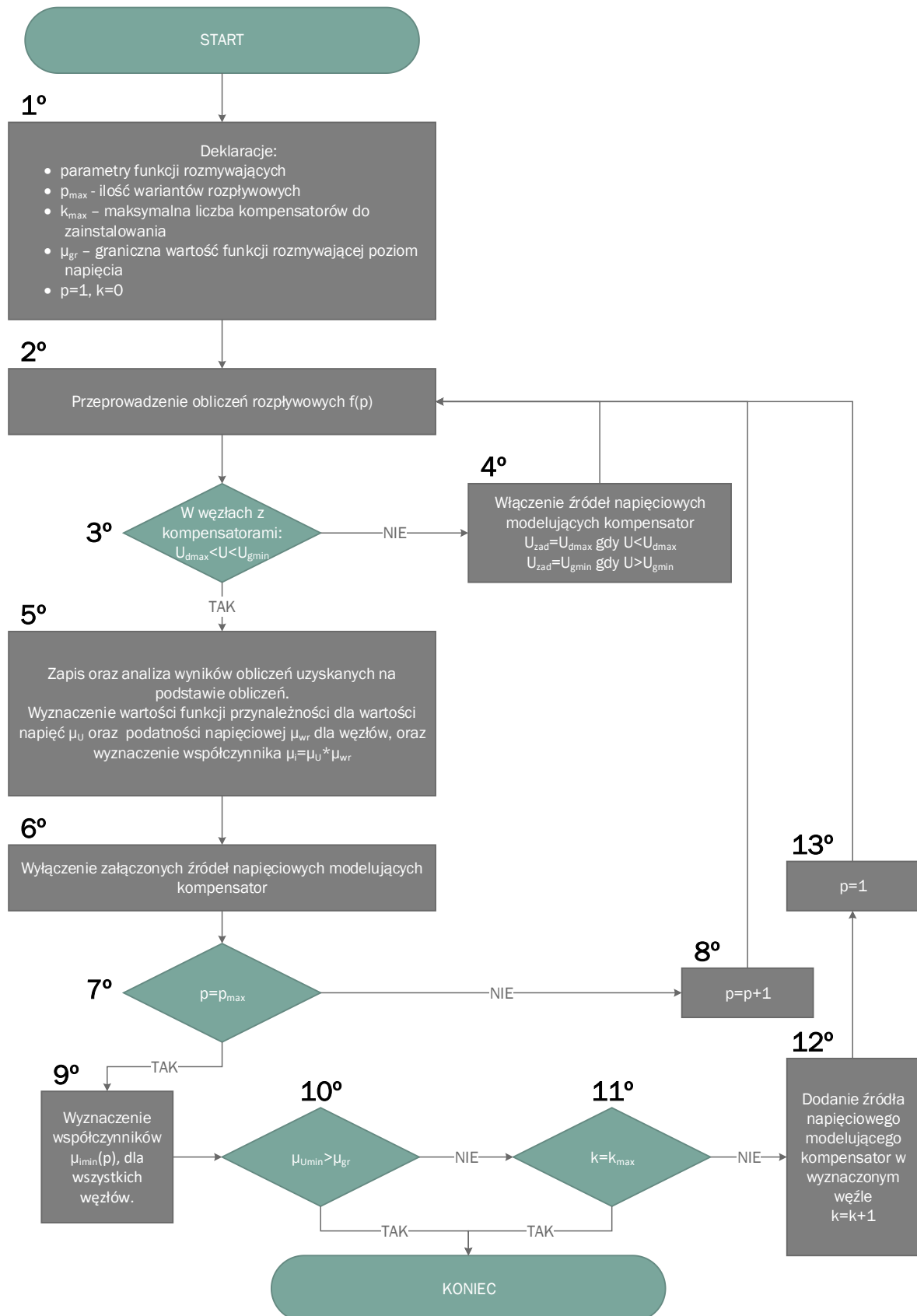
Jeżeli tak, można zakończyć obliczenia. Jednakże, nawet jeżeli węzeł będzie spełniał warunki do zainstalowania w nim dodatkowego źródła mocy biernej, jeżeli liczba maksymalna kompensatorów została osiągnięta, algorytm zakończy pracę.

12° – Dołączenie źródła napięcia, modelującego kompensator.

Jeżeli obliczenia nie zostały zakończone, oznacza to, że w badanej sieci znajduje się co najmniej jeden węzeł, w którym występuje potrzeba zainstalowania dodatkowego źródła mocy biernej. Węzeł ten typuje się na podstawie wartości iloczynu współczynników przynależności μ_i . Węzeł o najniższej wartości tego współczynnika znajduje się w najgorszej sytuacji, i zostaje typowany do zainstalowania kompensatora. W metodzie korzysta się ze źródła napięciowego, które utrzymuje wartość zadaną napięcia, dostarczając do węzła odpowiednią wartość mocy biernej. Źródło to nie dostarcza mocy czynnej. Takie rozwiązanie pozwala na określenie dokładnej wartości mocy biernej, jaką powinien dostarczyć kompensator w danym wariancie rozplwowym, aby utrzymać napięcie zadane.

13° – Ustawienie początkowego wariantu rozplwowego.

Po podłączeniu nowego źródła napięciowego, analiza zostaje powtórzona, wykorzystując zainstalowane w poprzednim kroku źródło napięciowe modelujące kompensator.



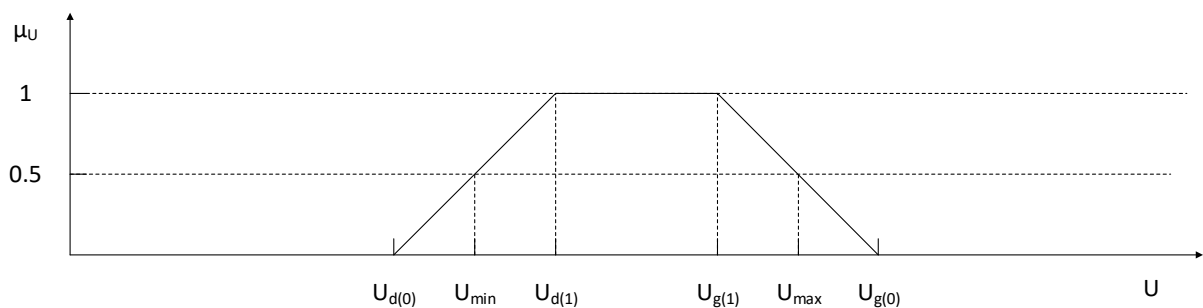
Rys. 6.1 Schemat blokowy algorytmu proponowanej metody.

6.2 Funkcje rozmywające

W celu przeprowadzenia analizy otrzymanych wyników obliczeń rozptywowych z wykorzystaniem teorii zbiorów rozmytych wybrano funkcje rozmywające dla poziomów napięcia oraz dla współczynników podatności napięciowej.

6.2.1 Funkcja rozmywająca wartość napięcia

Do analizy poziomów napięcia wybrano trapezową funkcję rozmywającą, którą przedstawia rys. 6.2.



Rys. 6.2 Funkcja przynależności rozmywająca wartość napięcia w węzłach.

Punkty charakterystyczne tej funkcji definiowane są następująco:

$$U_{d(0)} = U_{min} - 0,5 \left(\frac{U_{max} + U_{min}}{2} - U_{min} \right) \quad (6.1)$$

$$U_{d(1)} = U_{min} + 0,5 \left(\frac{U_{max} + U_{min}}{2} - U_{min} \right) \quad (6.2)$$

$$U_{g(1)} = U_{max} - 0,5 \left(U_{max} - \frac{U_{max} + U_{min}}{2} \right) \quad (6.3)$$

$$U_{g(0)} = U_{max} + 0,5 \left(U_{max} - \frac{U_{max} + U_{min}}{2} \right) \quad (6.4)$$

gdzie U_{min} oraz U_{max} są odpowiednio minimalną oraz maksymalną dopuszczalną wartością napięcia określoną przez przeprowadzającego badania.

Funkcja ta, dla wartości napięcia w węzle przekraczających górną ($U_{g(0)}$) lub dolną ($U_{d(0)}$) granicę wartości napięcia, przypisuje wartości zero – informuje tym samym o „złym” stanie napięciowym węzła. Gdy wartość napięcia zbliżona jest do wartości minimalnej lub



maksymalnej określonej dla tego węzła, ale nadal nie znajduje się w dozwolonym zakresie, przypisuje się wartości do 0,5. Pozwala to na rozróżnianie węzłów o gorszej sytuacji napięciowej w momencie, gdy w kilku węzłach występuje niewielkie przekroczenie wartości napięcia. Dla węzłów, w których wartość napięcia zawiera się w dozwolonych granicach, ale blisko granicy wartości skrajnej, przypisywane są wartości od 0,5 do 1. Dla napięć w pobliżu wartości znamionowej przypisuje się wartość 1. Definiując taką funkcję, można powiedzieć, że gdy wartości napięć znajdują się poza zakresem dopuszczalnym „jest źle”, czyli przypisuje się im wartości z zakresu od 0 do 0,5. Gdy napięcie w węźle zawiera się w zakresie dopuszczalnym, można powiedzieć, że „jest dobrze”, i przypisać tym węzłom wartości z zakresu od 0,5 do 1.

Taka postać funkcji rozmywającej pozwala na stosunkowo prostą implementację w programie rozpląwowym, dzięki zastosowaniu funkcji wielokątnej.

Współczynnik μ_{gr} , używany w algorytmie, określa wartość współczynnika przynależności dla napięcia, powyżej którego nie wykonuje się ponownego wyszukania lokalizacji kompensatora. Użycie wartości 0,5 dla tego współczynnika określa warunek, że gdy wszystkie węzły w modelowanym systemie, podczas wszystkich przebadanych stanów pracy, zachowują wartość napięcia w zakresie dopuszczalnym, wartość oraz sztywność napięcia w węzłach sieci jest zadowalająca i nie ma potrzeby instalacji kompensatorów. Zmniejszenie tego współczynnika pogarsza jakość wykonanej analizy (pozwała na zakończenie algorytmu pomimo istnienia w sieci węzłów, w których wartość napięcia przekracza wartości dopuszczalne). Zwiększenie tego współczynnika powoduje sytuację, w której mimo iż w węźle napięcie nie przekroczyło wartości dopuszczalnych, instalowany jest w nim kompensator, aby oddalić punkt pracy od wartości granicznej.

Do badań przyjęto określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej [2] zakresy napięć dopuszczalne dla węzłów w sieciach poszczególnych poziomów napięć. Zakresy te przedstawiono w tabeli 6-1.



Tabela 6-1 Zakresy dopuszczalnych napięć dla sieci o różnych napięciach znamionowych

Rodzaj rozdzielni/Sieć	400 kV	220 kV	110 kV
Rozdzielnie NN i 110 kV, do których przyłączone są bezpośrednio jednostki wytwórcze oraz rozdzielnie zasilane z transformatorów NN/110 kV	400÷420	220÷245	110÷121
Pozostałe rozdzielnie NN i 110 kV	380÷420	210÷245	105÷121

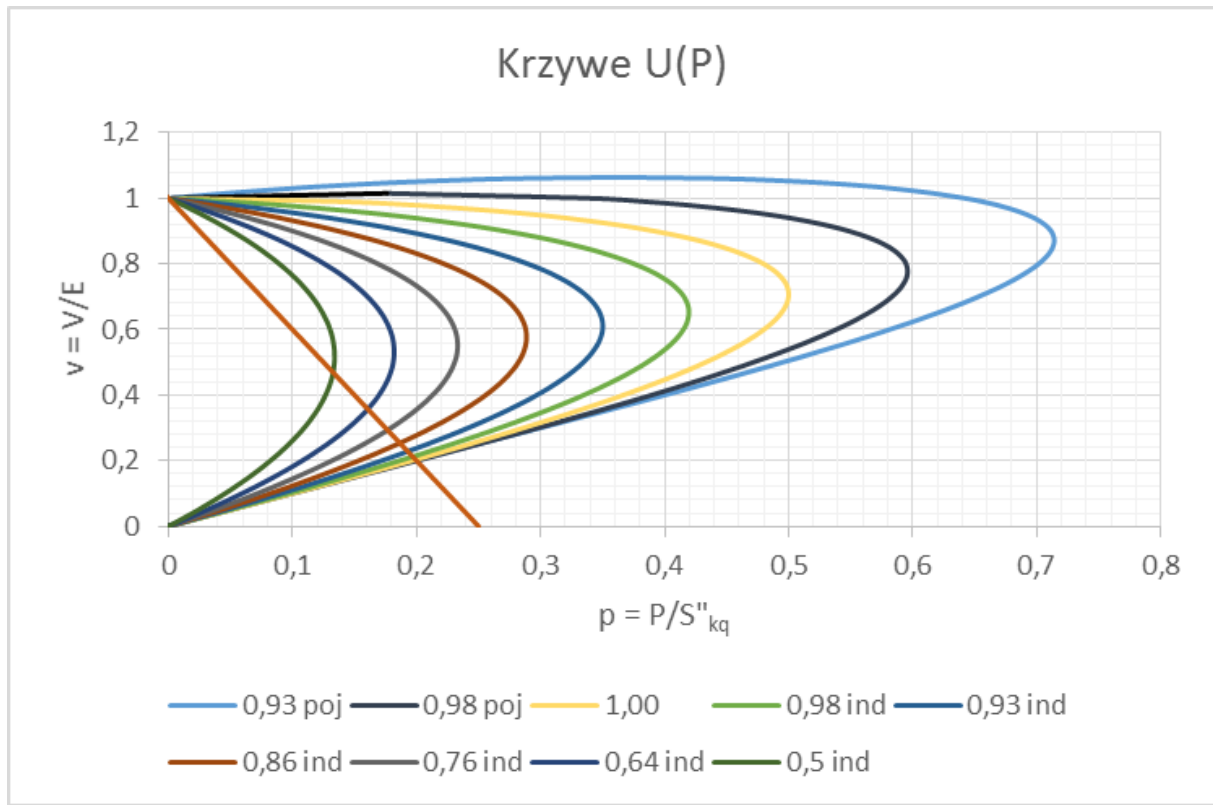
Korzystając z wzorów (6.1) – (6.4) można obliczyć wartości tej funkcji dla poziomów napięć używanych w badanej sieci. Tabela 6-2 przedstawia wyniki takich obliczeń.

Tabela 6-2 Wartości charakterystyczne funkcji przynależności dla różnych wartości poziomów napięć

Wartość znamionowa napięcia	$U_{d(0)}$ [kV]	Wartość minimalna U_{min} [kV]	$U_{d(1)}$ [kV]	$U_{g(1)}$ [kV]	Wartość maksymalna U_{max} [kV]	$U_{g(0)}$ [kV]
110 kV	101	105	109	117	121	125
220 kV	201,25	210	218,75	236,25	245	253,75
400 kV	370	380	390	410	420	430

6.2.2 Funkcja rozmywająca wartość podatności napięciowej

Podczas wykonywania obliczeń rozptylowych, program obliczeniowy bada podatność napięciową węzłów na zmiany mocy czynnej, określając zmiany napięcia w węzle pod wpływem zmian pobieranej mocy czynnej. Program obliczeniowy, na podstawie rozptylowej macierzy Jacobiego, wyznacza dla każdego węzła wartości $\frac{dU_k}{dP_k}$. Wartość ta jest wskaźnikiem zapasu stabilności napięciowej dla danego węzła. Bardziej szczegółowy opis badania stabilności napięciowej systemu elektroenergetycznego opisano w rozdziale 3.4.

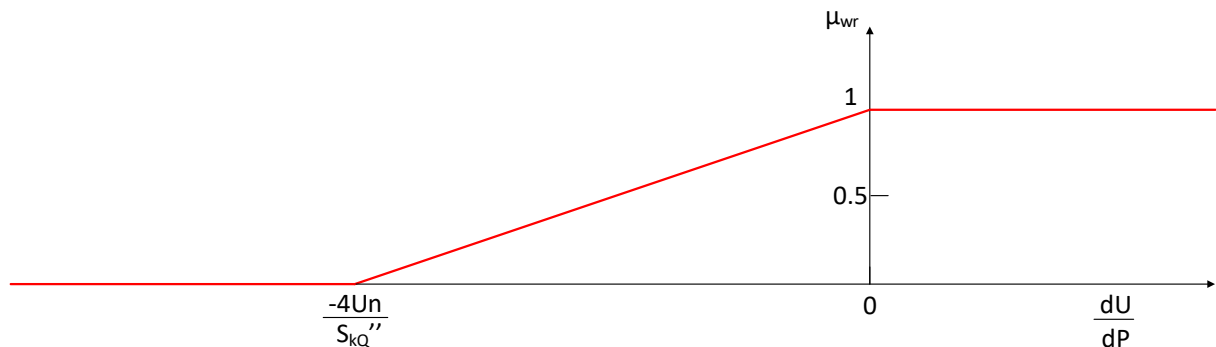


Rys. 6.3 Rodzina krzywych nosowych węzła w zależności od charakteru odbioru. Kolorem pomarańczowym oznaczono funkcję prostoliniową o pochodnej $-\frac{4Un}{S_{kq}}$.

Dla każdej krzywej prawdą jest, że im większe nachylenie krzywej (większe $\left|\frac{dU_k}{dP_k}\right|$) tym bliżej granicy stabilności znajduje się punkt pracy danego węzła. Aby ujednoczyć ocenę i wyznaczyć funkcję przynależności dla węzłów o różnych wartościach napięć znamionowych, oraz z zainstalowanymi odbiorami o różnych wartościach współczynnika mocy, przedstawiono wartość odniesienia, pewną charakterystyczną wartość pochodnej $\frac{dU}{dP}$. Funkcję prostoliniową, o nachyleniu (pochodnej) zgodnym z tą graniczną wartością przedstawia rys. 6.3, z odniesieniem do rodziny krzywych nosowych. Dla każdej krzywej $U(P)$, przy współczynniku mocy większym niż 0,5 charakteru indukcyjnego, przy osiągnięciu takiego nachylenia, jak przedstawiona funkcja prostoliniowa, węzeł znajduje się bardzo blisko granicy stabilności a napięcie w tym węźle jest poniżej 80% wartości znamionowej. Im bliższa zatem wartość pochodnej $\frac{dU}{dP}$ danego węzła do wartości granicznej, tym gorzej. Wyznaczona analitycznie wartość pochodnej granicznej (dla współczynnika mocy 0,5 i wartości napięcia 0,8 j.w.) to

$-\frac{3,118Un}{S_{kq}''}$. Do badań, ze względu na prostotę obliczeń oraz aby z funkcji fuzyfikacji nie otrzymywać zbyt niskich wartości, przyjęto wartość pochodnej $-\frac{4Un}{S_{kq}''}$ i funkcję prostoliniową dla tej wartości pochodnej przedstawiono na rys. 6.3. Dla tej wartości pochodnej, niezależnie od współczynnika mocy odbioru zainstalowanego w węźle, punkt pracy węzła znajduje się przy napięciu poniżej 0,8 p.u. i znajduje się bardzo blisko granicy stabilności.

Dla współczynnika podatności napięciowej węzła $\frac{dU}{dP}$, określana jest wartość funkcji przynależności, w proponowanej metodzie określanej funkcją, którą obrazuje rys. 6.4.



Rys. 6.4 Funkcja przynależności dla badania podatności napięciowej węzłów.

Wartości współczynnika podatności napięciowej wyznaczonej dla dowolnego węzła, im są niższe – tym gorzej. Punkt pracy węzła znajduje się coraz bliżej granicy stabilności, a nawet małe zmiany pobieranej mocy czynnej powodują duże zmiany napięcia w węźle. Duża częstość zmian wartości napięcia w węźle prowadzi również do dużo częstszego działania urządzeń do regulacji napięcia w pobliżu węzła, przez co ich części mechaniczne zużywają się częściej. Stąd, ze względu na własności eksploatacyjne oraz względy bezpieczeństwa, dla niskich wartości podatności napięciowej wartości funkcji przynależności przyjmują wartości 0.

Węzły o wartościach współczynnika podatności napięciowej bliskiej zeru są bardzo sztywne napięciowo. Takie węzły to zazwyczaj punkty zainstalowania kompensatorów mocy biernej bądź źródeł wytwórczych. Im bardziej „sztywny” napięciowo jest węzeł, tym lepiej z punktu widzenia stabilności napięciowej – zapas stabilności jest większy. Wartość zero podatności napięciowej oznacza, że węzeł jest bardzo sztywny – przypisuje się takiemu węzłowi wartość 1- jest „bardzo dobrze”.



Wartości dodatnie pochodnej $\frac{dU}{dP}$ przy stabilnej pracy występują dla odbiorów o charakterze pojemnościowym, przy małych wartościach obciążenia. Ta część charakterystyki znajduje się daleko od granicy stabilności, stąd przypisuje się takim wartościom wartość 1 - jest „bardzo dobrze”.

6.3 Działania na zbiorach rozmytych

Dla każdego z węzłów, po wykonaniu obliczeń rozptylowych, określono wartości funkcji rozmywających, opisanych w rozdziałach 6.2.1 oraz 6.2.2. Wynikiem tych działań są wartości funkcji rozmywających μ_U oraz μ_{wr} . W celu przeprowadzenia wnioskowania współczynniki te należy odpowiednio przekształcić, aby węzeł charakteryzował się jedną wartością. W tym celu przeprowadza się operację iloczynu zbiorów rozmytych, polegającą na mnożeniu współczynników przynależności. Wynikiem tej operacji jest jeden współczynnik, μ_i , na podstawie którego wykonuje się wnioskowanie. Operację przedstawia wzór (6.5).

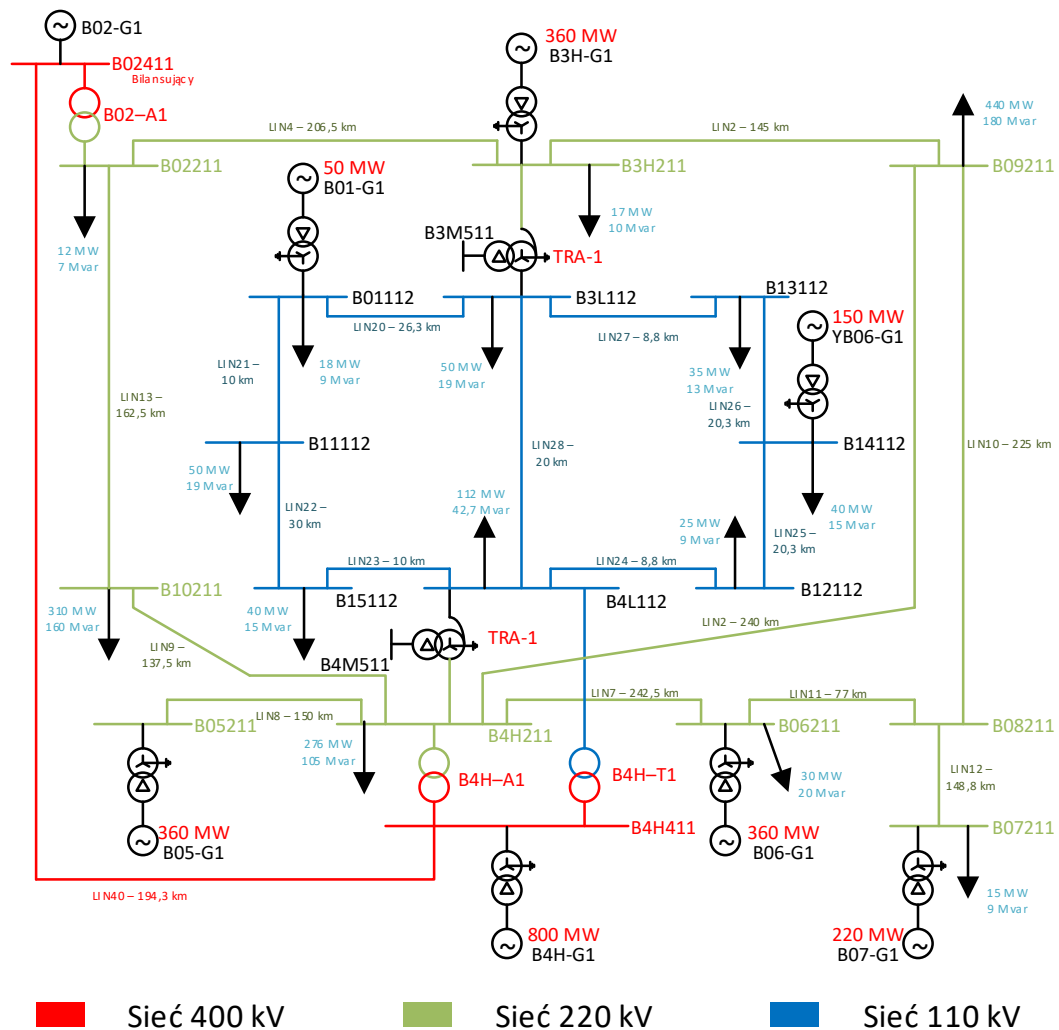
$$\mu_i = \mu_{wr} * \mu_U \quad (6.5)$$

6.4 Model do badań

Opracowana metoda została przebadana na przykładowym modelu systemu elektroenergetycznego, który przedstawia rys. 6.5. Badany system przedstawia sieć przesyłową najwyższych napięć. Jest to zmodyfikowany model CIGRE do badań systemów elektroenergetycznych, uzupełniony o dodatkową linię 400 kV. System ten został opracowany w celu badań metod optymalizacyjnych w gospodarce mocą bierną w ramach pracy [30]. System ten charakteryzuje się następującymi właściwościami:

- Składa się z ciągów przesyłowych: 110 kV, 220 kV, 400 kV. Zawarte w modelu są również elementy SN (węzły generatorów)
- W systemie istnieje 28 węzłów. W 8 zainstalowane są generatory, w tym jeden bilansujący. Generatory zamodelowano razem z transformatorami blokowymi.
- W 15 węzłach zainstalowane są odbiory.
- Wartości długości linii, mocy znamionowych generatorów oraz mocy odbiorów w systemie zostały przedstawione na rys. 6.5. Podane wartości przyjęte są jako bazowe do obliczeń w algorytmie.

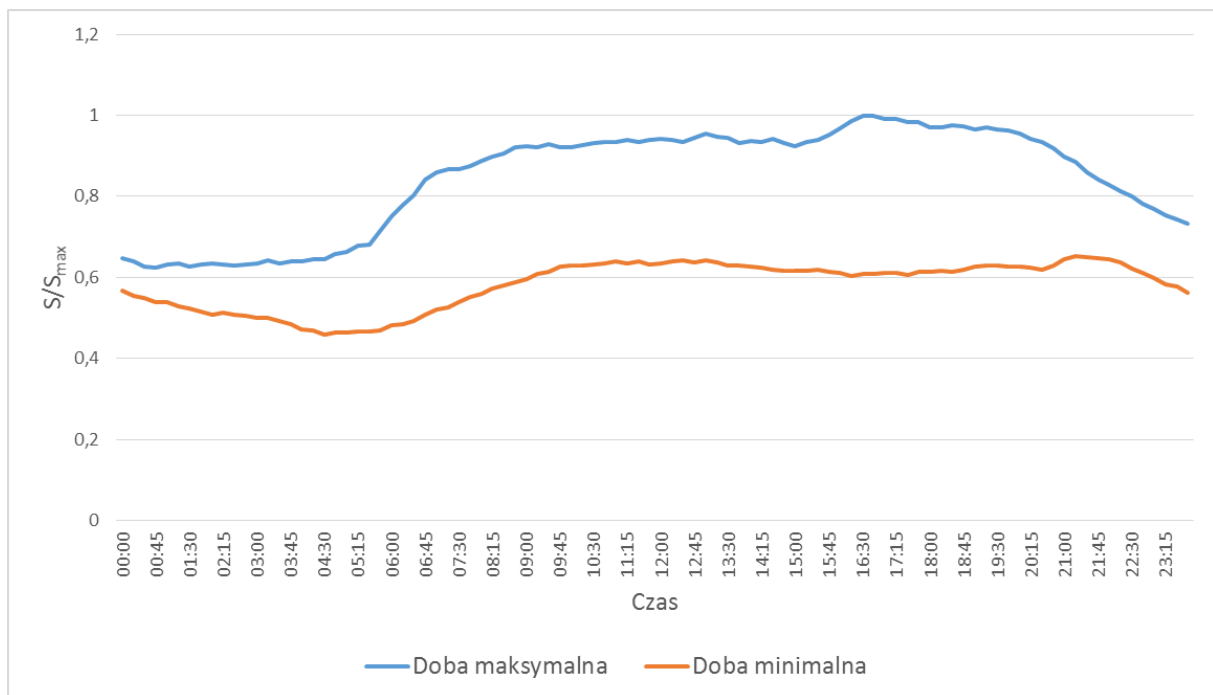
Przyjęty do badań system nadaje się do testowania metody lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej ze względu na fakt, że przy bazowych obliczeniach występują przekroczenia napięcia, których optymalizacja rozptyłów mocy biernej oraz napięć nie jest w stanie wyeliminować. Sugeruje to potrzebę instalacji dodatkowego źródła mocy biernej w tej sieci, a celem metody jest odpowiedni wybór miejsca instalacji.



Rys. 6.5 Schemat systemu elektroenergetycznego CIGRE zamodelowanego w celu wykonania badań.

6.5 Definicja wariantów rozpliwowych

Obliczenia rozpliwów mocy dokonywano przy zmieniających się warunkach obciążenia sieci elektroenergetycznej. Jako wariant bazowy przyjęto wartości obciążeń, które obrazuje rys. 6.5. Zmiany obciążenia sieci osiągnięto przez przemnożenie wartości pobieranych przez odbiory mocy przez współczynnik osiągnięty na podstawie udostępnionego przez PSE Operator na stronie internetowej przebiegu obciążenia sieci z dni: 07.01.2015 – doba, w której wystąpiło maksymalne obciążenie systemu elektroenergetycznego (25,101 GW), oraz 07.06.2015 – doba, w której wystąpiło najniższe obciążenie systemu elektroenergetycznego (11,502 GW). Współczynnik wyznaczano co 15 minut, osiągając 96 wariantów rozpliwowych. Przebieg zmienności tego współczynnika dla dwóch wariantów obciążenia przedstawia rys. 6.6.



Rys. 6.6 Przebieg współczynnika obciążenia sieci określającego warianty rozpliwowe.

Obliczenia rozpliwowe wykonywano dla każdego z tych współczynników, zmieniając tym samym obciążenie i warunki pracy systemu.



7 WYNIKI PRZEPROWADZONYCH BADAŃ

Algorytm metody opisanej w rozdziale 6 zaimplementowano w programie DIgSILENT PowerFactory. Kod skryptu napisanego w języku DPL (*DigSILENT Programmin Language*), używanego w wykorzystywanym oprogramowaniu, znajduje się w załączniku. Zamodelowano opisany system elektroenergetyczny, oraz przeprowadzono na nim analizę. Po wykonaniu serii rozplywów, modelujących dobową zmienność obciążenia, dodawano kompensator w wybranym przez algorytm węźle oraz ponawiano obliczenia już z zainstalowanym źródłem napięciowym modelującym kompensator. Algorytm metody dokładniej opisany został w rozdziale 6.1. Aby zobrazować sposób działania algorytmu, podano wyniki obliczeń rozplywowych po każdej serii obliczeń rozplywu.

Do algorytmu przyjęto 0,5 jako μ_{gr} , co oznacza, że algorytm przestanie być wykonywany jeżeli we wszystkich węzłach, po wykonaniu całej serii obliczeń, napięcia zawierają się w dopuszczalnych granicach. Przyjęto również maksymalną liczbę kompensatorów do zainstalowania równą trzy (3).

Badania przeprowadzono dla 3 wariantów:

- Przebieg zmienności obciążeń na podstawie doby, w której wystąpiło maksymalne obciążenie systemu elektroenergetycznego w 2015r – szczyt zimowy.
- Przebieg zmienności obciążeń na podstawie doby, w której wystąpiło minimalne obciążenie systemu elektroenergetycznego w 2015r – dolina letnia.
- Przebieg zmienności obciążeń na podstawie doby, w której wystąpiło minimalne obciążenie systemu elektroenergetycznego w 2015r. – dolina letnia. Schemat sieci zmodyfikowany.

Analiza stanu systemu przedstawiona jest w formie wykresów i przedstawia poziomy napięć w węzłach, współczynniki podatności napięciowej węzłów, wartości funkcji rozmywających, straty mocy czynnej w sieci, oraz obciążenie gałęzi w sieci przesyłowej. Prezentowana jest również wartość mocy biernej oddawanej do sieci przez zainstalowane źródła mocy biernej, aby pokazać zakresy wymaganej mocy biernej dla tych urządzeń w celu utrzymania napięcia w węzłach w dopuszczalnych granicach.

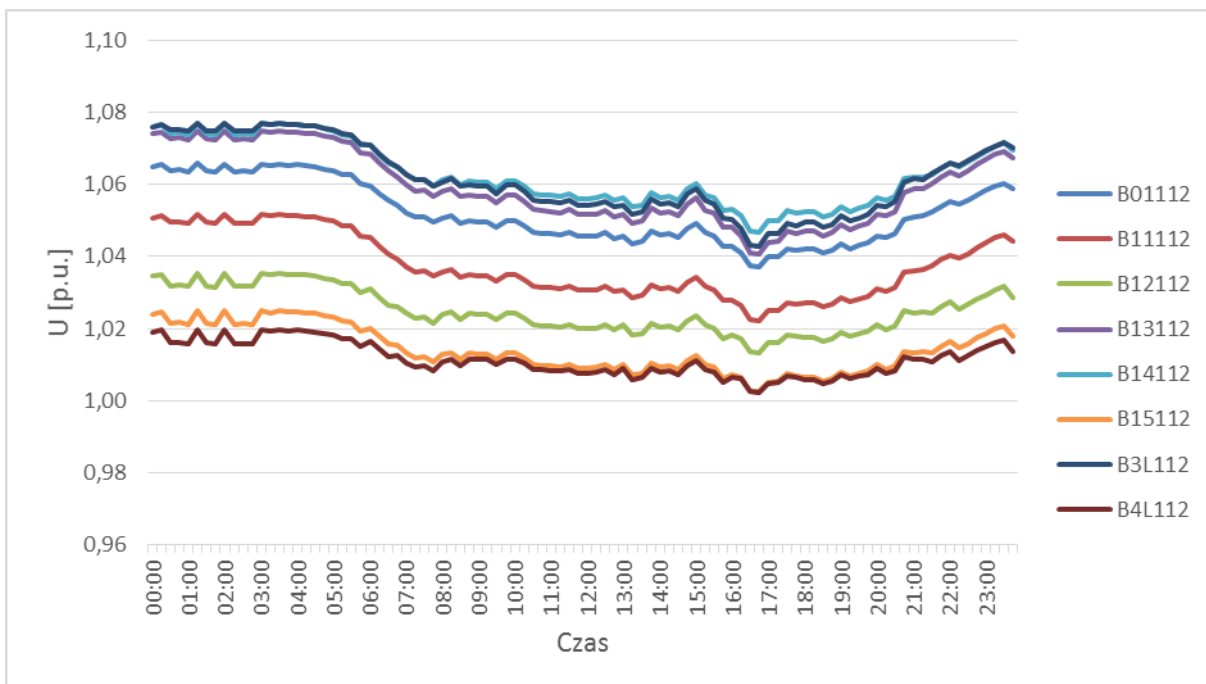


7.1 Badanie przeprowadzane przy wariancie rozplýwowym – szczyt zimowy

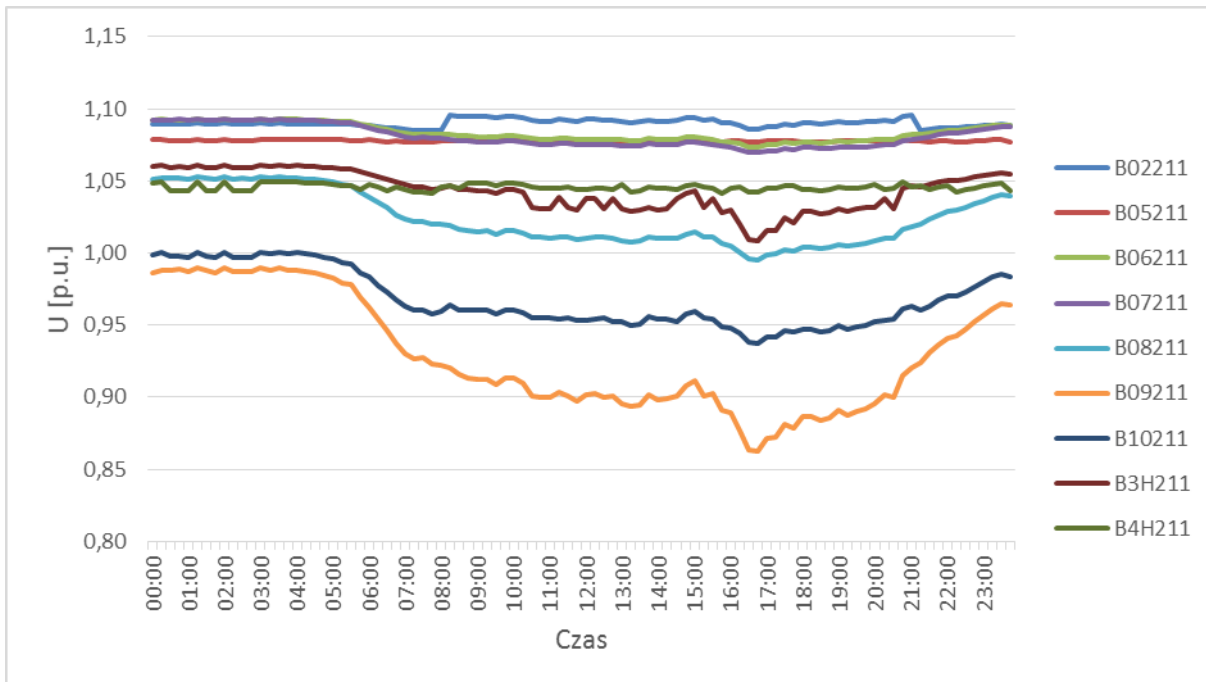
7.1.1 Analiza stanu systemu bez zainstalowanych kompensatorów

Pierwszym krokiem algorytmu jest przeprowadzenie serii obliczeń rozplýwowych na modelu systemu bez zainstalowanych dodatkowych źródeł mocy biernej i na podstawie wyników wybór lokalizacji kompensatora.

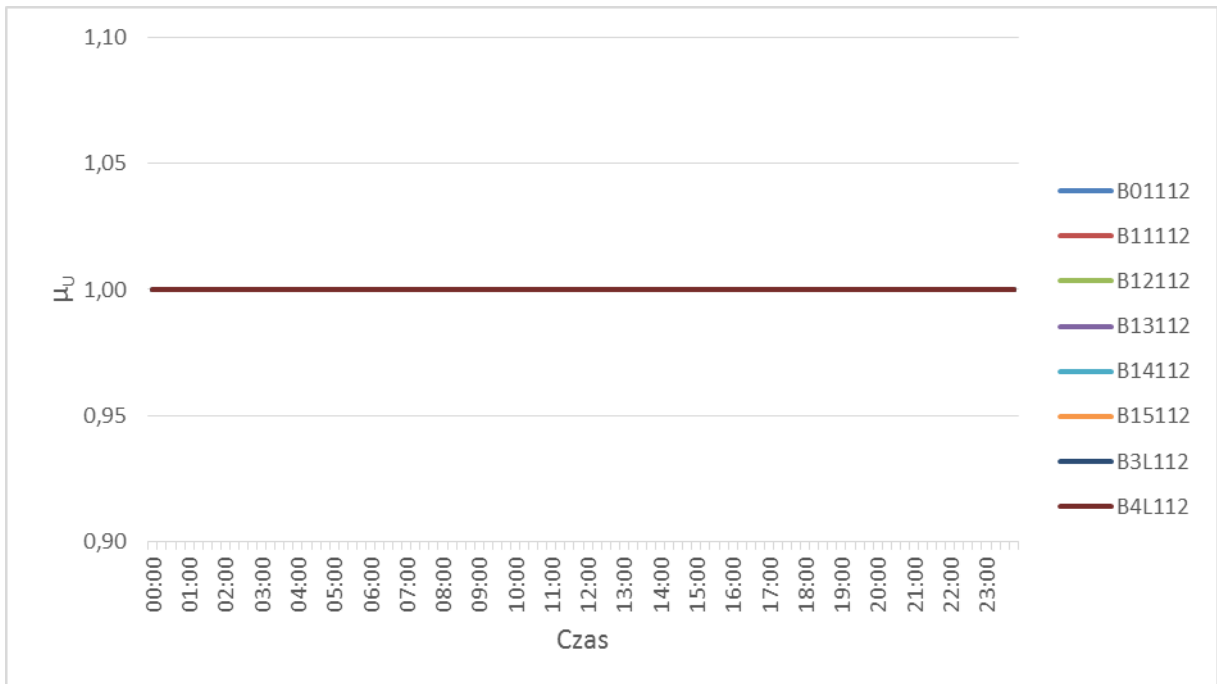
Poziomy napięć w poszczególnych węzłach zamodelowanej sieci przedstawiono osobno dla węzłów sieci 110 kV oraz 220 kV, aby uzyskać większą przejrzystość wyników. Wyniki obliczeń dla zamodelowanego systemu bez zainstalowanych dodatkowych źródeł mocy biernej przedstawiono na rysunkach w formie wykresów.



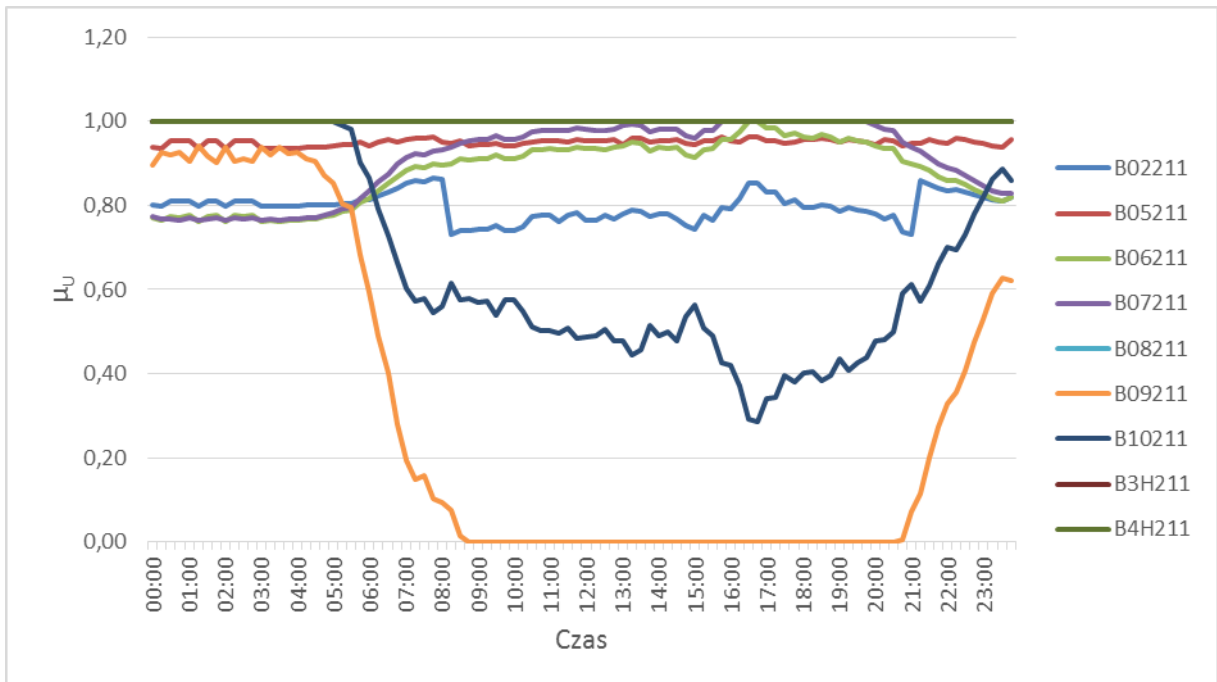
Rys. 7.1 Poziomy napięcie poszczególnych węzłów zamodelowanej sieci w różnych wariantach rozptylowych. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Doła szczytowa.



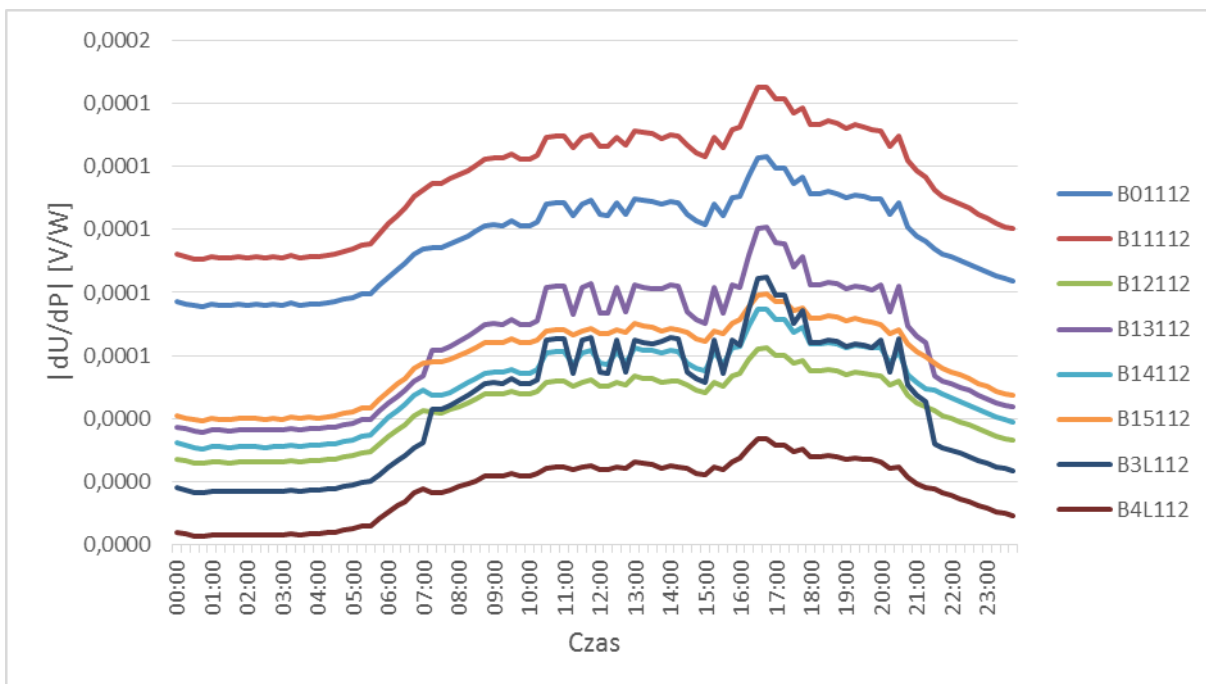
Rys. 7.2 Poziomy napięcie poszczególnych węzłów zamodelowanej sieci w różnych wariantach rozptylowych. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Doła szczytowa.



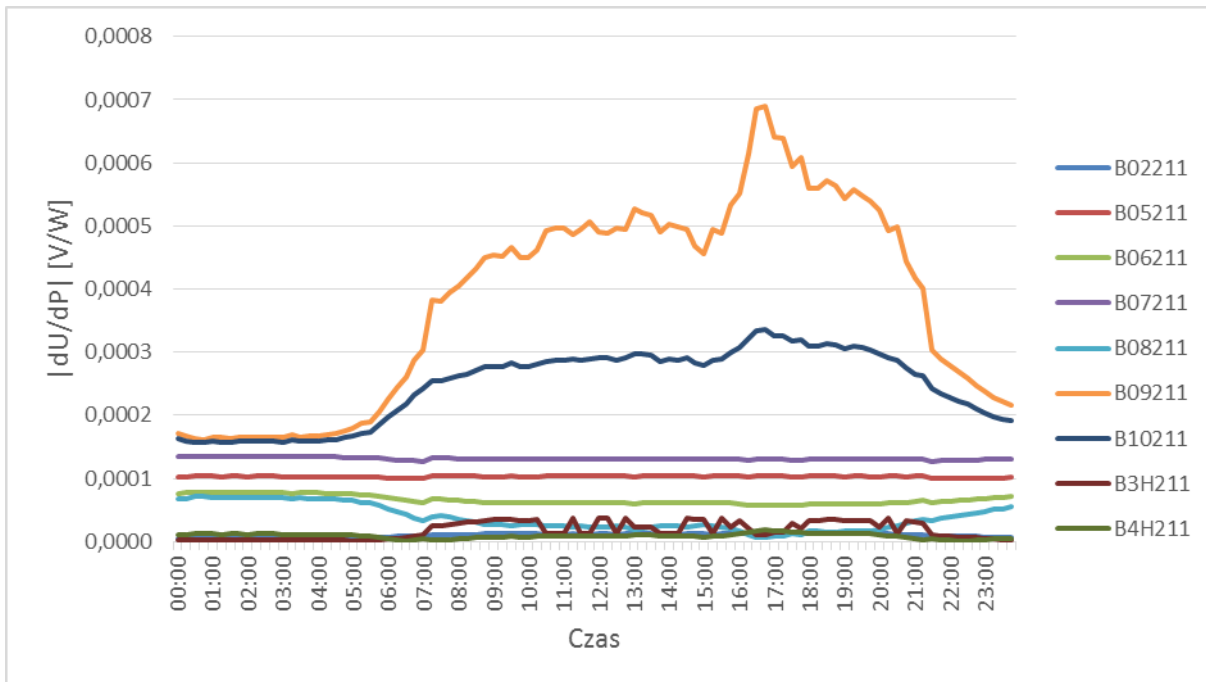
Rys. 7.3 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla poziomów napięć w węzłach. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Doła szczytowa.



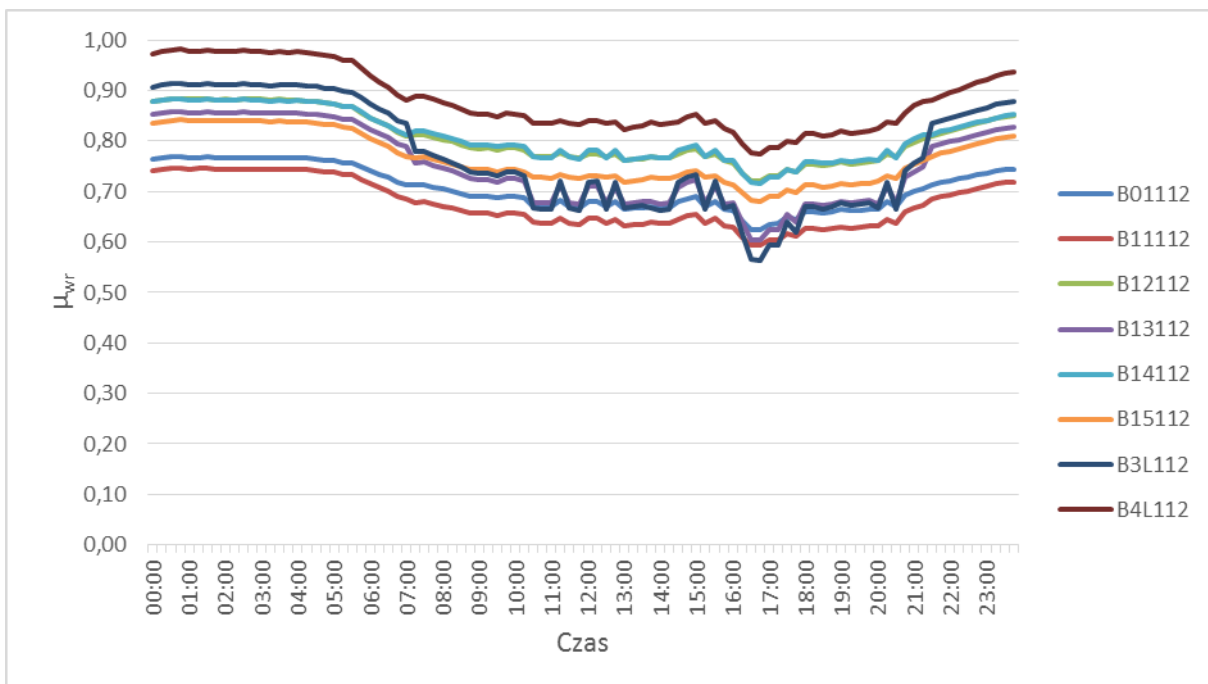
Rys. 7.4 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla poziomów napięć w węzłach. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Doła szczytowa.



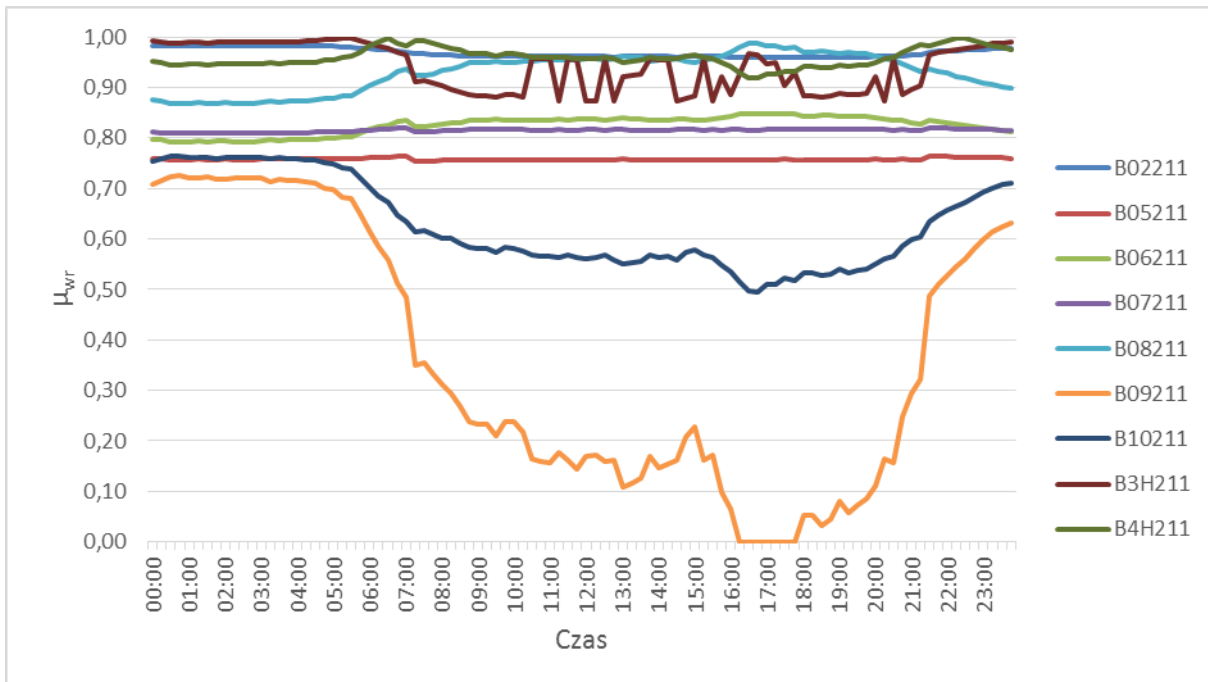
Rys. 7.5 Wartości współczynnika podatności napięciowej wyznaczonego dla węzłów w programie rozplýwowym. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Doła szczytowa.



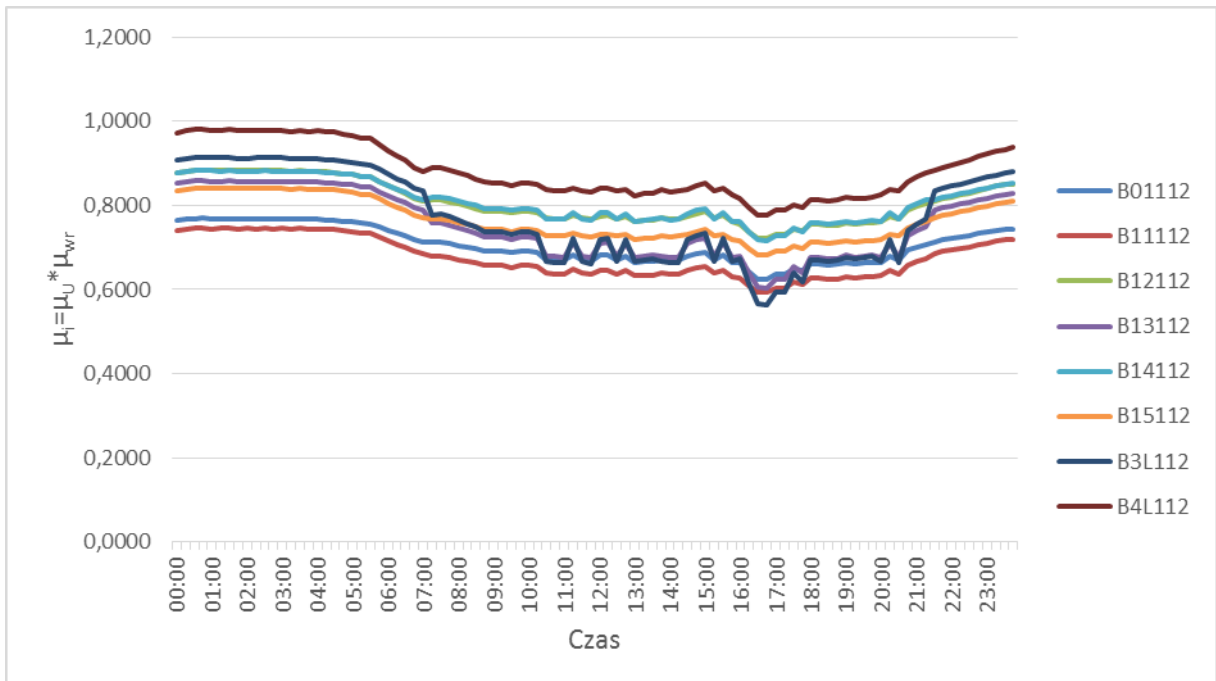
Rys. 7.6 Wartości współczynnika podatności napięciowej wyznaczonego dla węzłów w programie rozplýwowym. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Doła szczytowa.



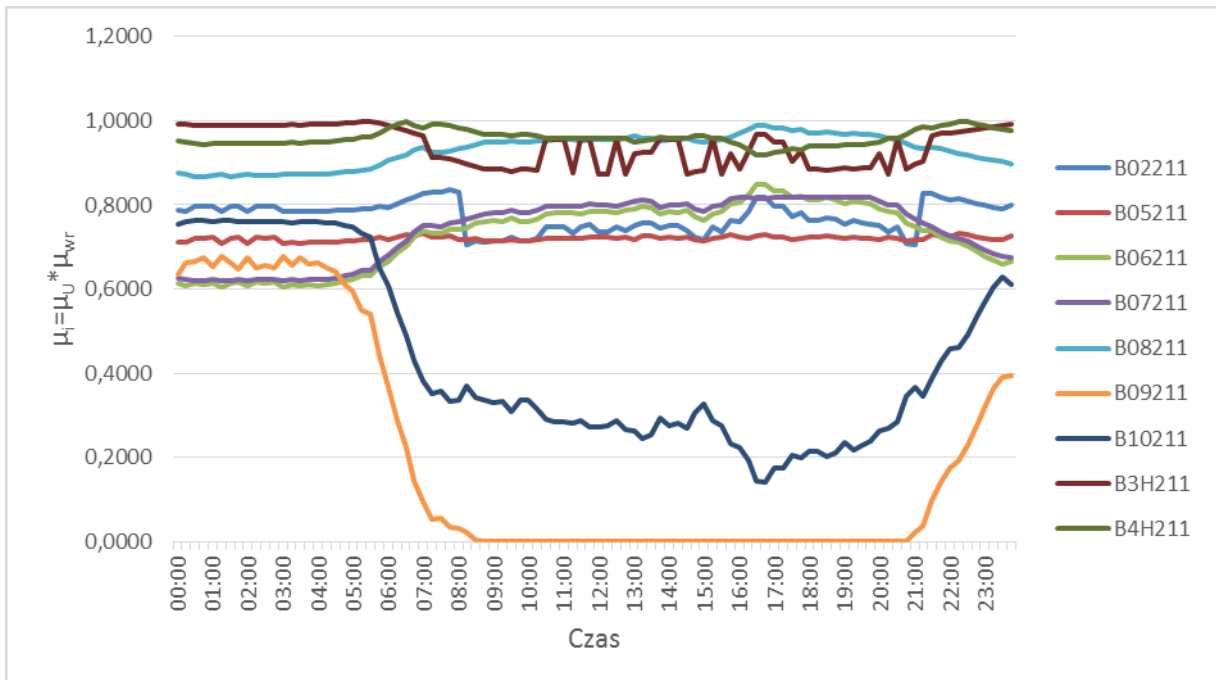
Rys. 7.7 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla podatności napięciowej węzłów. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Doła szczytowa.



Rys. 7.8 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla podatności napięciowej węzłów. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Doła szczytowa.



Rys. 7.9 Wartości iloczynu współczynników przynależności wyznaczonych dla węzłów. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Doła szczytowa.



Rys. 7.10 Wartości iloczynu współczynników przynależności wyznaczonych dla węzłów. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Doła szczytowa.



Wartości napięć, które prezentują rys. 7.1 oraz rys. 7.2 zostały poddane fuzyfikacji przy pomocy funkcji rozmywającej opisanej w rozdziale 6.2.1. Wartości wyznaczonych współczynników przynależności przedstawiają rys. 7.3 oraz rys. 7.4.

Jak widać z przedstawionych wykresów (rys. 7.3), współczynnik wyznaczony dla węzłów sieci 110 kV pozostaje stały na poziomie 1. Wynika to z faktu, że przy każdym wariancie rozptywowym napięcia tych węzłów znajdowały się w zakresie dopuszczalnym, oddalone od granicznych wartości.

Dla węzłów w sieci 220 kV sytuacja przedstawia się dużo gorzej. Ze względu na duże obciążenia węzłów i połączenia za pomocą długich linii, w szczytowym zakresie zapotrzebowania napięcie węzła **B09211** mocno przekracza dolną granicę dopuszczalnego zakresu, a w węźle **B10211**, mimo że sytuacja jest lepsza, również wystąpiło przekroczenie. Te problemy lepiej widoczne są na rysunku przedstawiającym współczynniki przynależności (rys nr ?).

Po wyznaczeniu współczynników przynależności dla poziomów napięć, analizowane są wartości współczynnika podatności napięciowej wyznaczonej przez program rozptywowy z rozptywowej macierzy Jacobiego. Wyniki obrazują rys. 7.5 oraz rys. 7.6. Na rysunkach przedstawiono wartość bezwzględne wartości $\frac{dU}{dP}$ dla lepszej czytelności wykresów.

Dla tych współczynników również przeprowadzono fuzyfikację. Współczynniki przynależności przedstawiają rys. 7.7 i rys. 7.8. Jak można zaobserwować na rysunkach, najgorsza sytuacja występuje w węźle **B09211**, w którym podatność napięciowa jest bardzo duża. Przekroczenie wartości założonej jako granicy dla funkcji rozmywającej oznacza, że węzeł **B09211** znajduje się bardzo blisko granicy stabilności napięciowej i jest bardzo prawdopodobne, że nawet niewielkie zwiększenie odbieranej w tym węźle mocy czynnej, może spowodować niestabilność pracy sieci.

Na podstawie wyznaczonych dla poziomów napięć oraz współczynników podatności napięciowej wartości funkcji przynależności wyznaczono iloczyn tych współczynników, w celu przeprowadzenia wyboru lokalizacji dodatkowego źródła mocy biernej. Wartości tych współczynników przedstawiono na rysunkach rys. 7.9 oraz rys. 7.10.



Na podstawie wyznaczonych iloczynów można zaobserwować, że dwa węzły spełniają warunek minimalnej wartości współczynnika. Jak przedstawiono w opisie algorytmu, w takiej sytuacji wybiera się węzeł o niższej wartości współczynnika napięciowego. Analiza obu tych współczynników pozwala na wybór węzła **B09211** jako miejsca zainstalowania dodatkowego źródła mocy biernej.

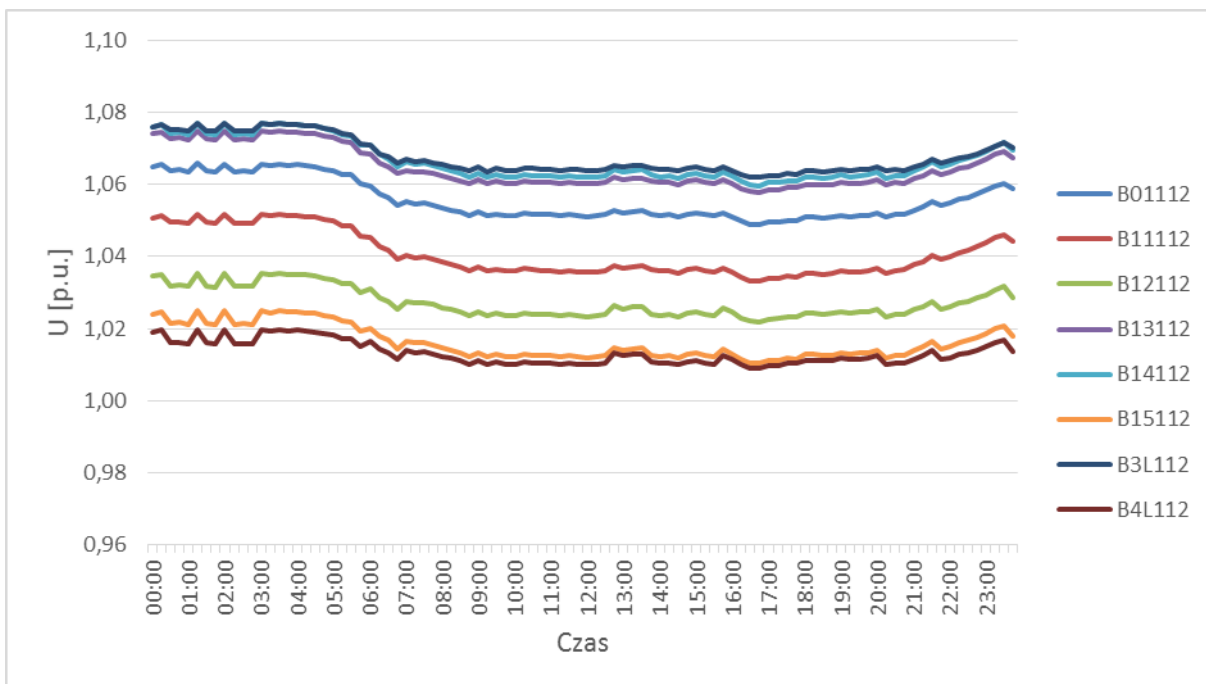
Ze względu na to, że ustawiona w algorytmie, maksymalna ilość możliwych do zainstalowania dodatkowych źródeł to 3, gdzie minimalny współczynnik przynależności dla poziomów napięć był mniejszy od 0,5, zostanie wykonany następny krok obliczeń.

7.1.2 Analiza stanu systemu z zainstalowanym jednym kompensatorem

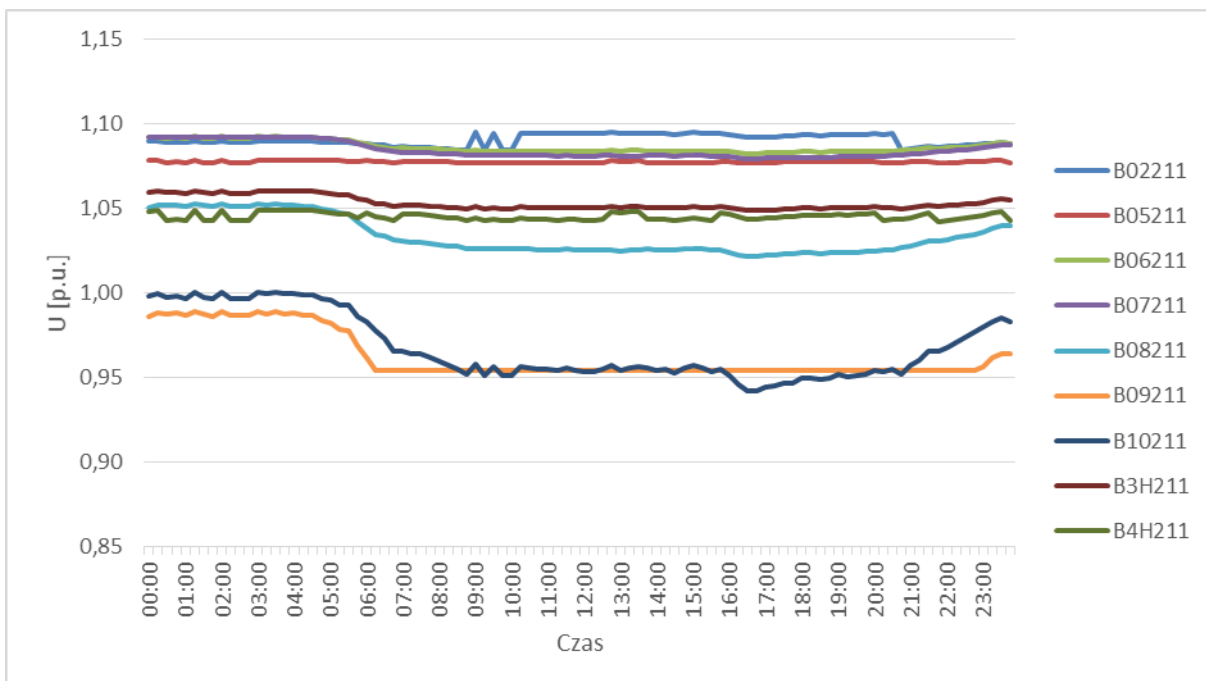
W pierwszym etapie obliczeń, do zainstalowania kompensatora wytypowany został węzeł **B09211**. W tym węźle instalowane jest sterowane źródło napięciowe. Ma ono naśladować kompensator, którego kryterium regulacji to utrzymanie napięcia w węźle równego granicznej wartości zakresu dopuszczalnych napięć, lub nie działać, jeżeli napięcie w węźle znajduje się w tym zakresie. W ten sposób, odczytując wartości dostarczonej mocy biernej można określić minimalne wartości znamionowej mocy biernej źródła, które należy zainstalować.

Po zainstalowaniu źródła można ponownie przeprowadzić badania w celu analizy stanu systemu z jednym dodatkowym źródłem mocy biernej i oceny, czy nie ma potrzeby instalacji kolejnego źródła w innym węźle systemu.

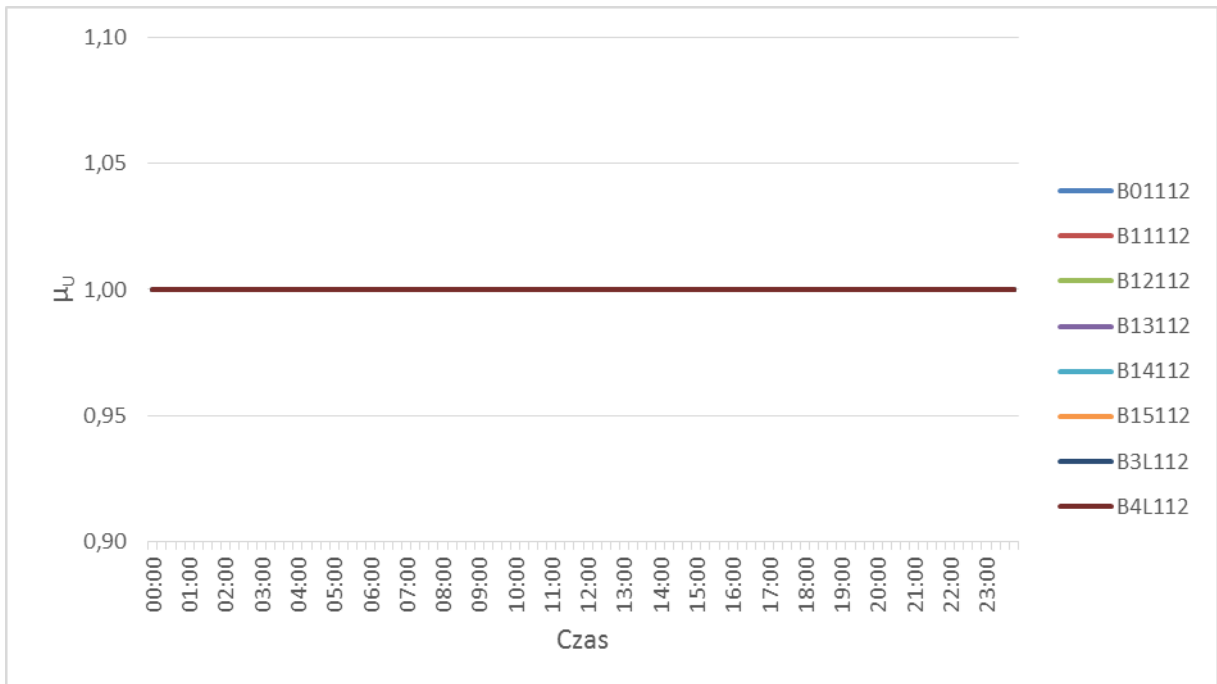
Wyniki analizy przedstawiono na rysunkach w formie wykresów.



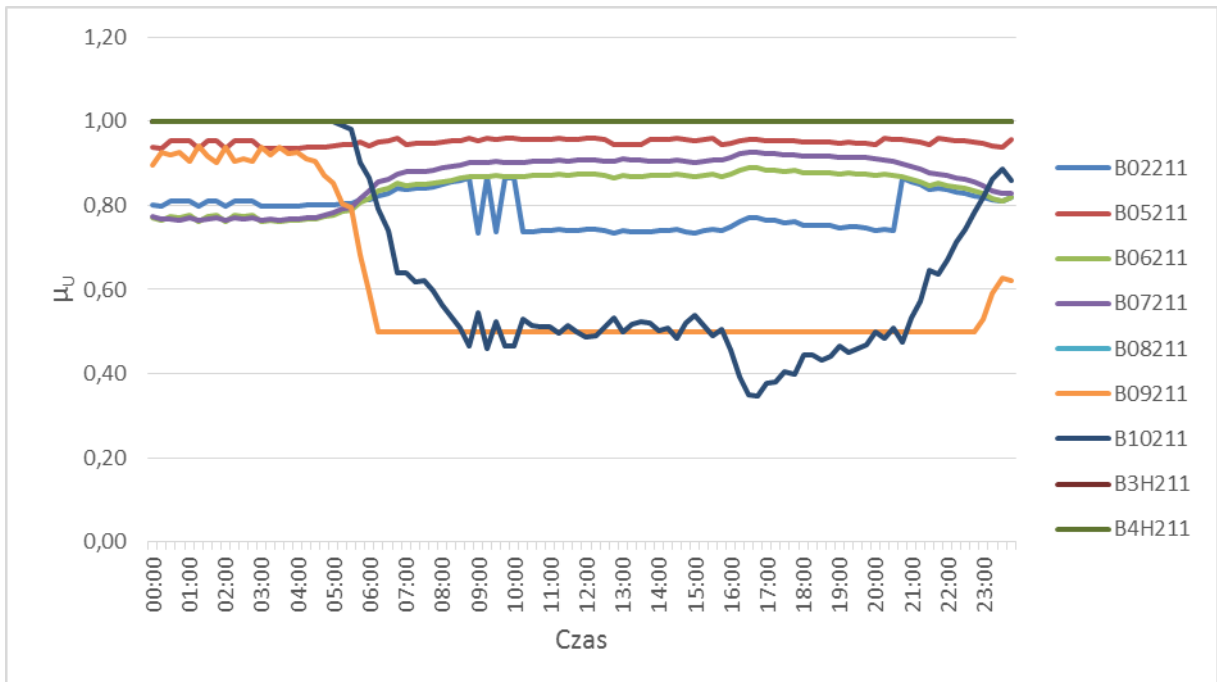
Rys. 7.11 Poziomy napięć poszczególnych węzłów zamodelowanej sieci w różnych wariantach rozpliwowych. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B09211**. Doła szczytowa. Doła szczytowa.



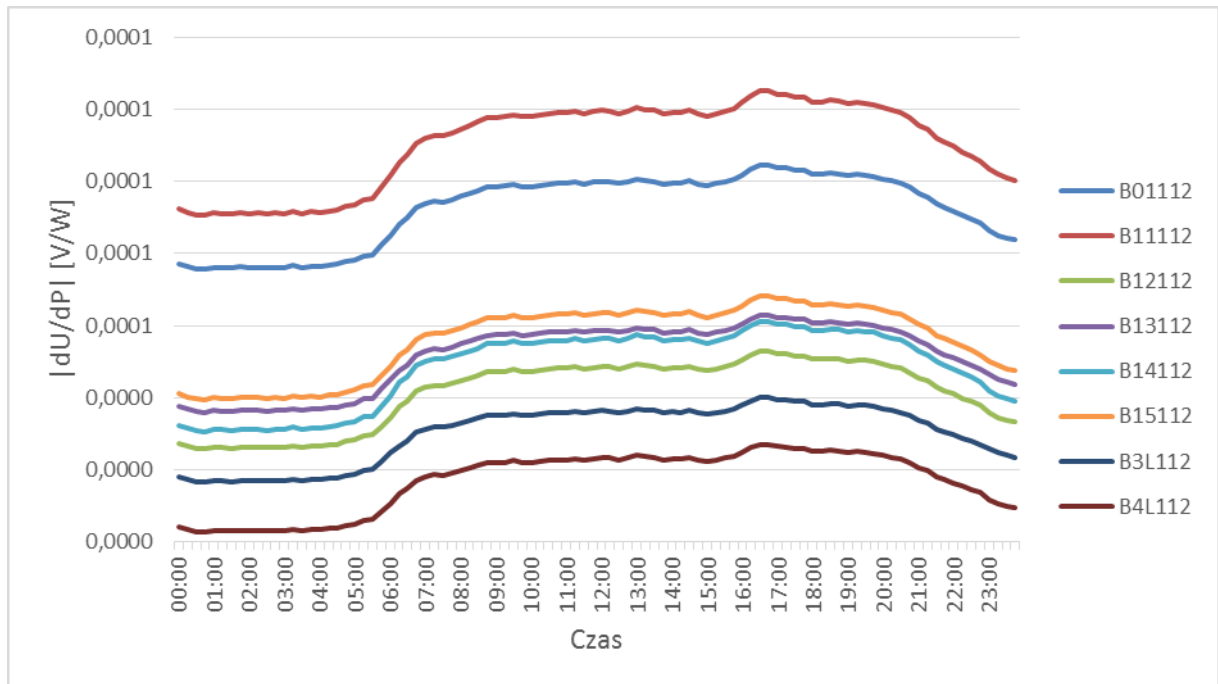
Rys. 7.12 Poziomy napięć poszczególnych węzłów zamodelowanej sieci w różnych wariantach rozpliwowych. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B09211**. Doła szczytowa.



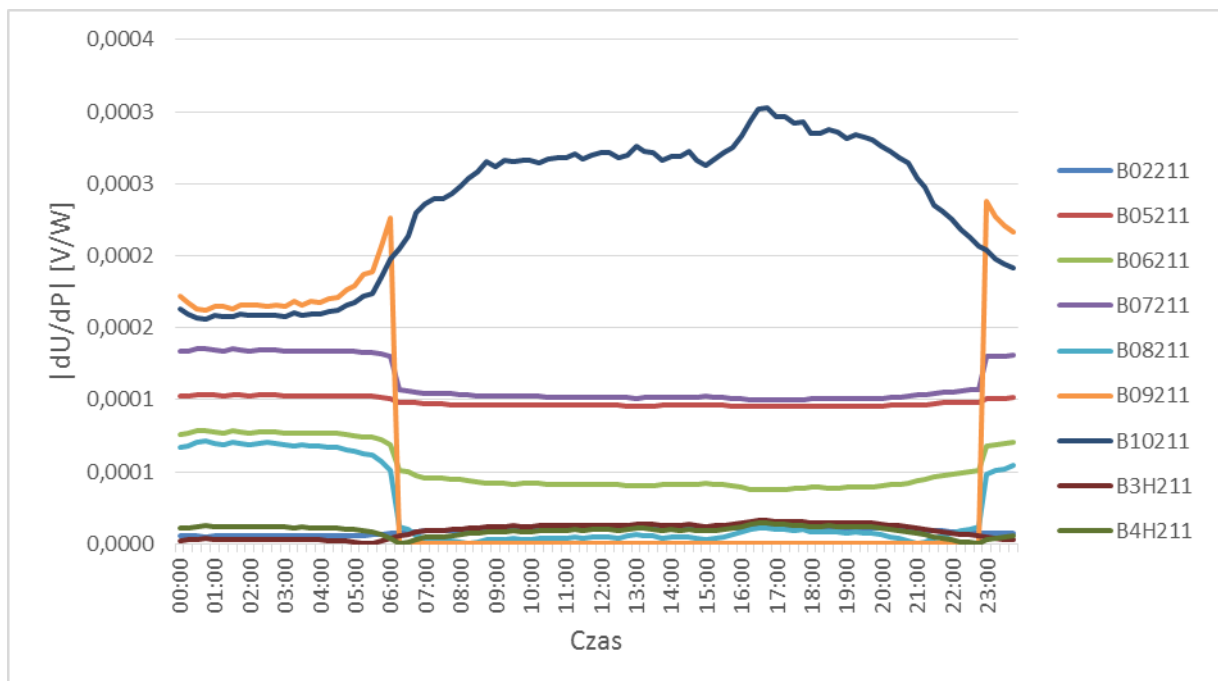
Rys. 7.13 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla poziomów napięć w węzłach. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B09211**. Doła szczytowa.



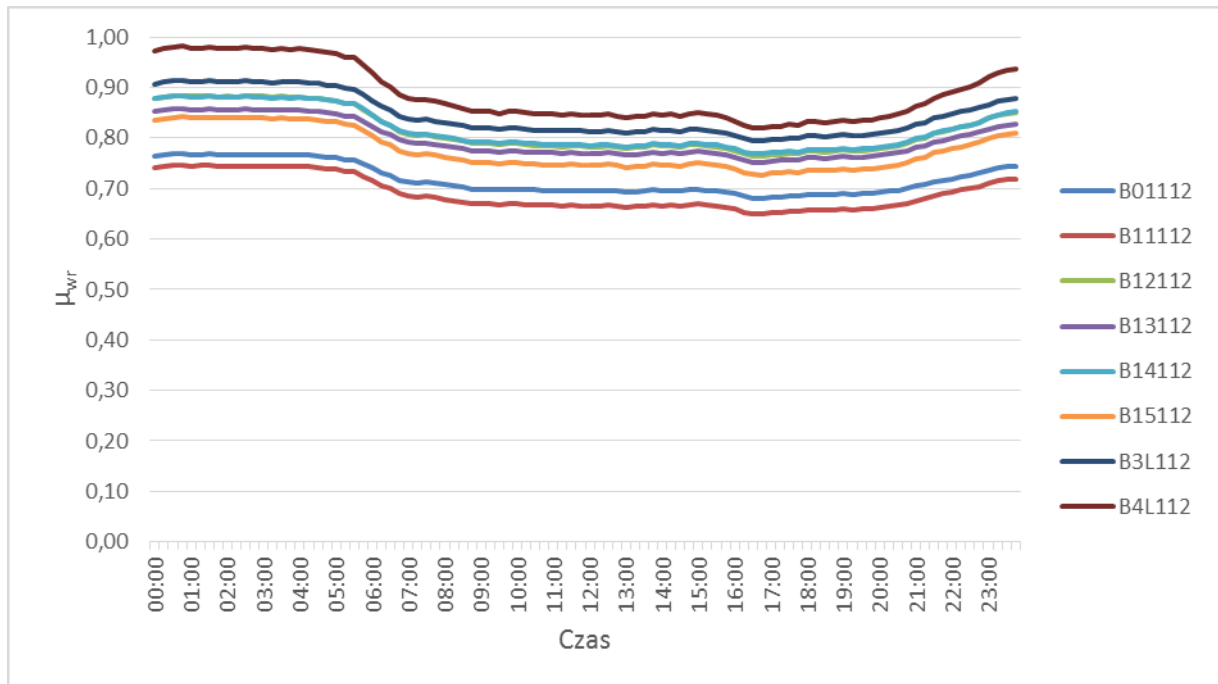
Rys. 7.14 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla poziomów napięć w węzłach. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B09211**. Doła szczytowa.



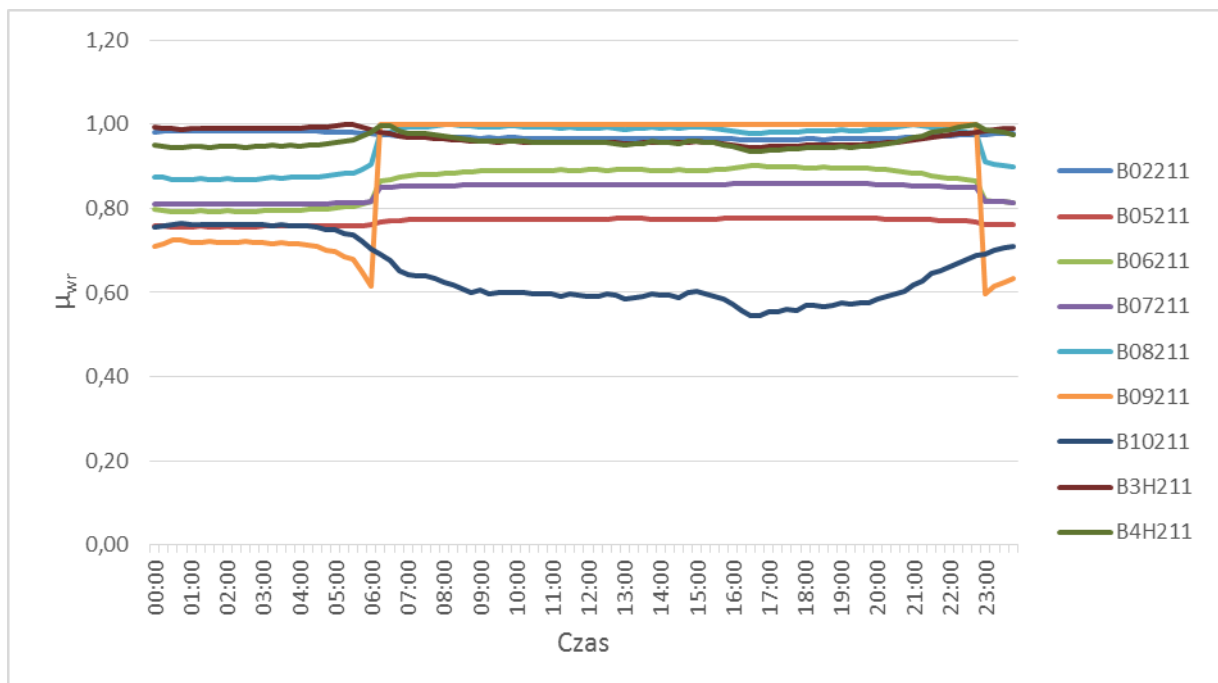
Rys. 7.15 Wartości współczynnika podatności napięciowej wyznaczonego dla węzłów w programie rozplýwowym. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węzle **B09211**. Doła szczytowa.



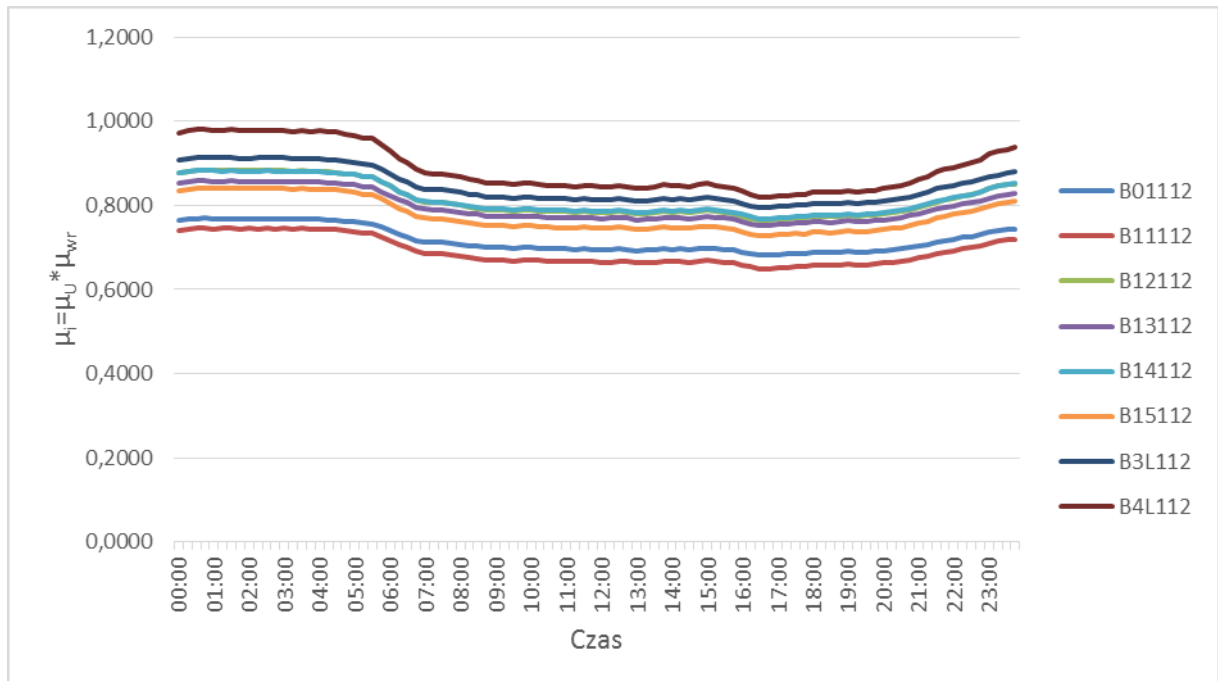
Rys. 7.16 Wartości współczynnika podatności napięciowej wyznaczonego dla węzłów w programie rozplýwowym. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węzle **B09211**. Doła szczytowa.



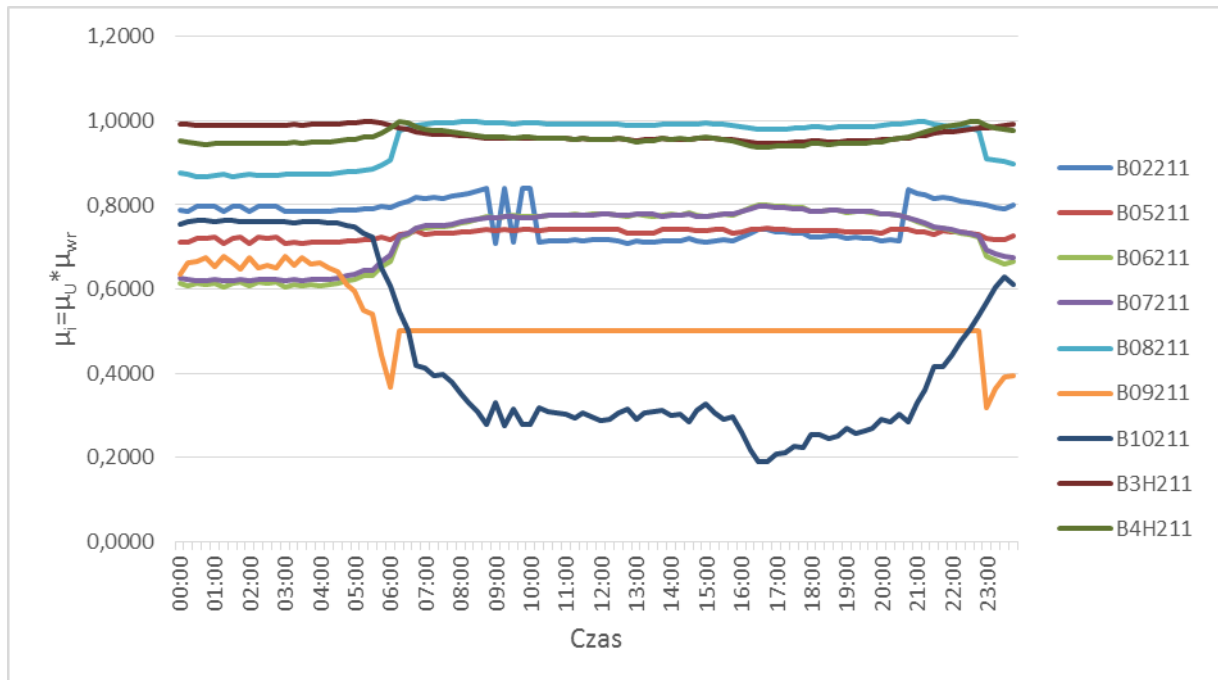
Rys. 7.17 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla podatności napięciowej węzłów. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B09211**. Doła szczytowa.



Rys. 7.18 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla podatności napięciowej węzłów. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B09211**. Doła szczytowa.



Rys. 7.19 Wartości iloczynu współczynników przynależności wyznaczonych dla węzłów. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B09211**. Doba szczytowa.



Rys. 7.20 Wartości iloczynu współczynników przynależności wyznaczonych dla węzłów. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B09211**. Doba szczytowa.



Przedstawione wyniki pokazują, że profil napięcia w węźle **B09211** uległ znacznej poprawie. Napięcie w tym węźle, dzięki dodatkowemu regulowanemu źródłu mocy biernej, nie przekracza dopuszczalnych granic, a jego podatność napięciowa, ze względu na płynną regulację źródła bez statyzmu jest zerowa. W praktyce taka sytuacja nie może zajść, gdyż regulowane źródła mają tzw. charakterystyki statyczne, w których regulowana wartość napięcia zależy od generowanej mocy biernej. Tym samym zmiany mocy biernej dostarczanej do węzła zawsze skutkują zmianami napięcia. Zawsze jednak statyzm tych charakterystyk jest niewielki, skutkując niską podatnością napięciową tych węzłów. Wyjątkiem jest sytuacja, w której przekroczono zakres regulacyjny urządzenia. W takim przypadku podatność napięciowa węzła wynika z warunków sieciowych.

Rys. 7.11 oraz rys. 7.12 przedstawiają krzywe zmienności wartości napięć w węzłach po zainstalowaniu sterowanego źródła mocy biernej, w wytypowanym do tego węźle. Napięcia w sieci 110 kV nie zmieniły się znacząco, jako że kompensator zainstalowany jest w sieci 220 kV i jest elektrycznie oddalony od węzłów sieci 110 kV. Profile napięciowe węzłów w sieci 220 kV uległy poprawie, szczególnie w węźle, w którym zainstalowano dodatkowe źródło mocy biernej. Jak można zaobserwować na rys. 7.12, nie nastąpiło w tym węźle przekroczenie dopuszczalnego zakresu wartości napięcia.

Rys. 7.13 oraz rys. 7.14 przedstawiają wartości funkcji przynależności wyznaczone dla wartości napięć w węzłach sieci 110 kV oraz 220 kV. W sieci 110 kV wartości napięć we wszystkich węzłach znajdują się w dopuszczalnych granicach oraz blisko wartości znamionowej. Dla węzła w sieci 220 kV, w którym zainstalowano kompensator, zaobserwowano stabilizację współczynnika na poziomie 0,5. Wartość tego współczynnika dla innego węzła (**B10211**) przekracza jednak wartość graniczną.

Rys. 7.15, rys. 7.16, rys. 7.17 oraz rys. 7.18 przedstawiają wartości podatności napięciowej wyznaczone dla węzłów sieci 110 kV i 220 kV, oraz wyznaczone dla nich wartości współczynnika przynależności. Załączenie sterowanego źródła mocy biernej w węźle wybranym do instalacji kompensatora spowodowało, że napięcie w tym węźle jest bardzo „sztywne” (ze względu na brak charakterystyki statycznej zainstalowanego źródła).



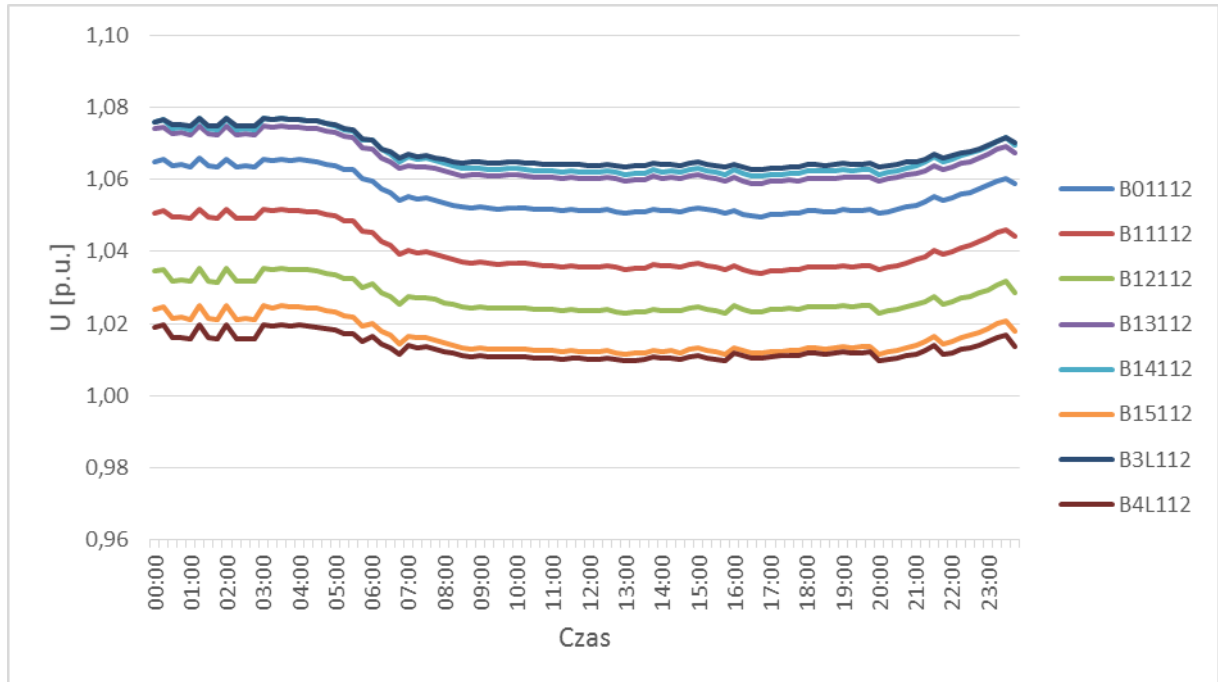
Na podstawie analizy iloczynu współczynników, które przedstawia rys. 7.19 oraz rys. 7.20, wyznaczony zostaje następny węzeł do instalacji dodatkowego źródła.

Instalacja dodatkowego źródła mocy biernej spowodowała zmianę warunków pracy systemu elektroenergetycznego. Przeprowadzenie kolejnej iteracji algorytmu w nowych warunkach skutkowało wyborem kolejnego węzła, którego warunki pracy wymagały poprawy przez instalację kolejnego kompensatora. Węzeł **B10211** charakteryzował się najniższą wartością iloczynu współczynników.

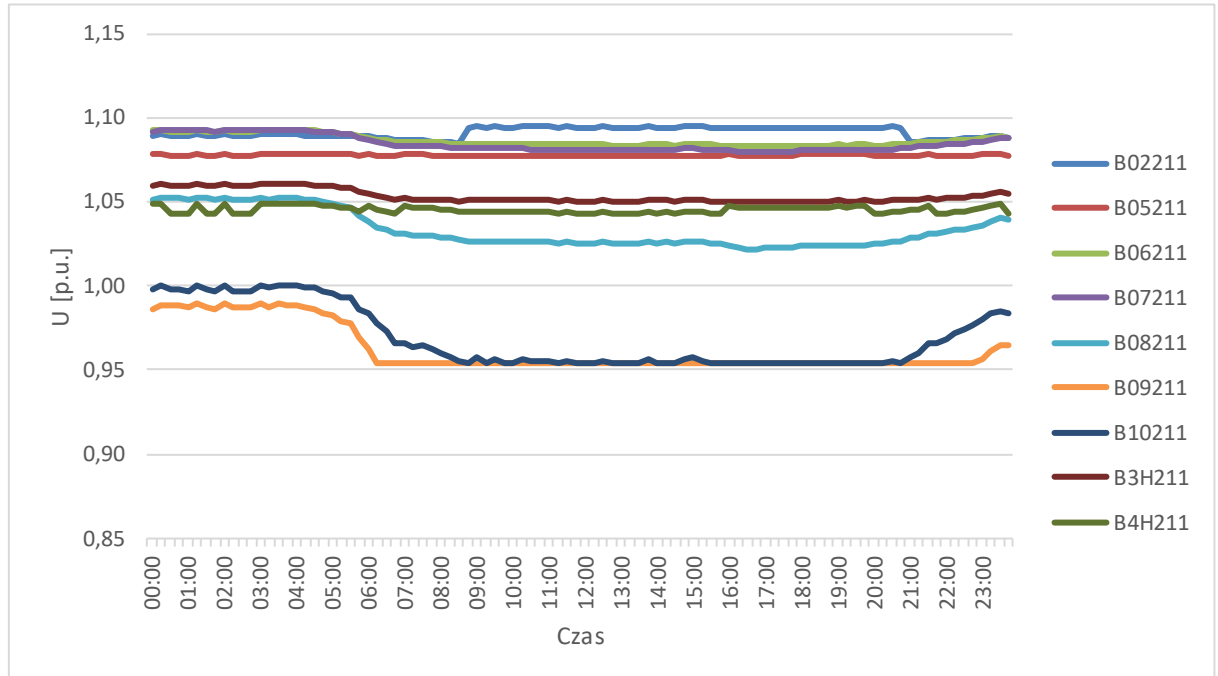
7.1.3 Analiza stanu systemu z zainstalowanymi dwoma kompensatorami

Po zainstalowaniu w węzłach **B09211** oraz **B10211** sterowanych źródeł napięcia, ze względu na to, że warunki przerwania nie zostały spełnione, przeprowadzona została następna analiza stanu systemu.

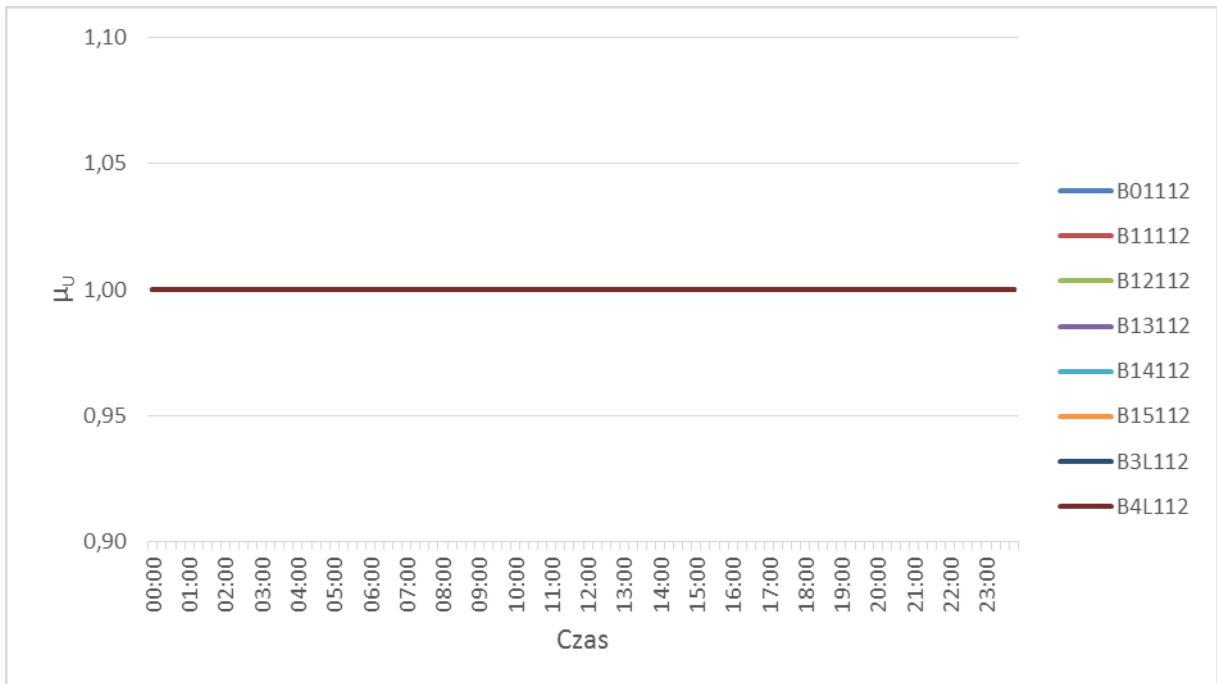
Wyniki analizy przedstawiono na rysunkach zamieszczonych poniżej.



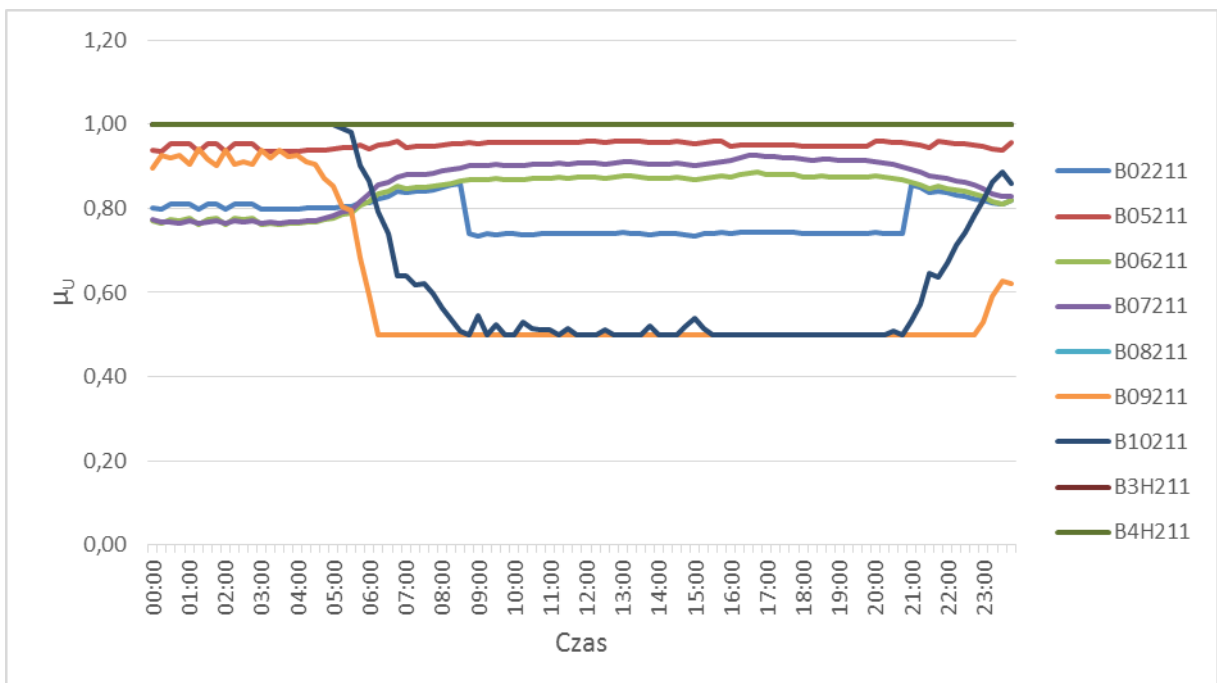
Rys. 7.21 Poziomy napięcie poszczególnych węzłów zamodelowanej sieci w różnych wariantach rozpiływowych. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródła mocy biernej w węzłach **B09211** oraz **B10211**. Doba szczytowa.



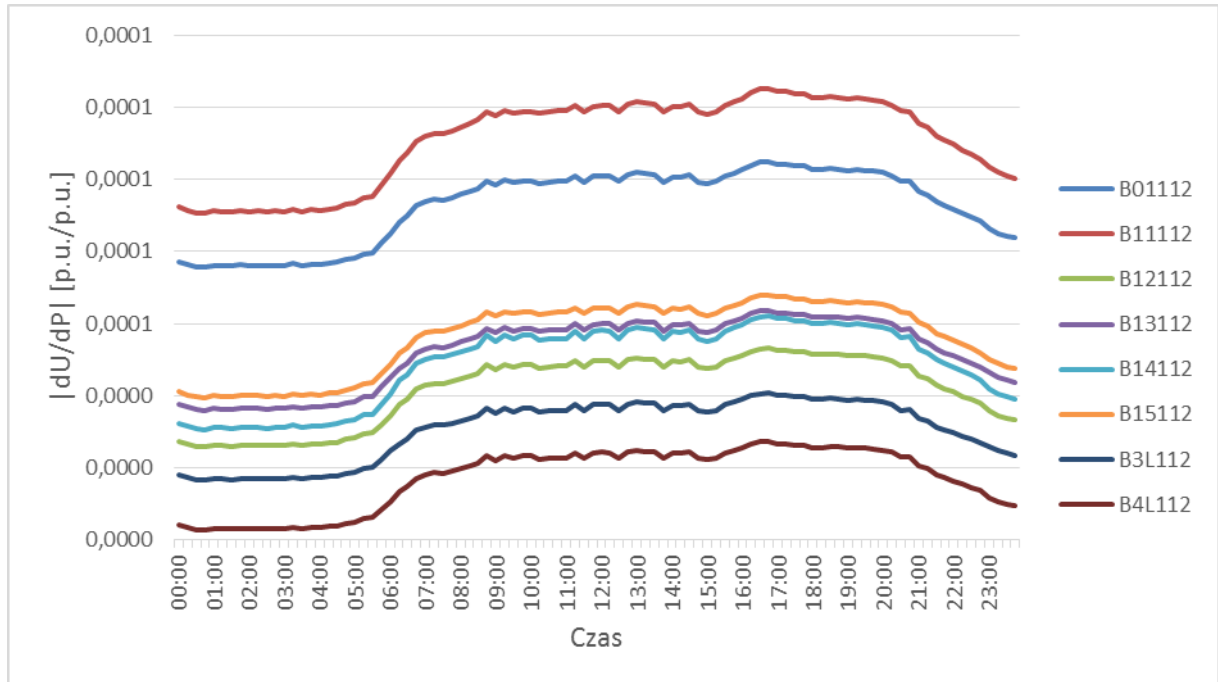
Rys. 7.22 Poziomy napięcie poszczególnych węzłów zamodelowanej sieci w różnych wariantach rozpiływowych. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródła mocy biernej w węzłach **B09211** oraz **B10211**. Doba szczytowa.



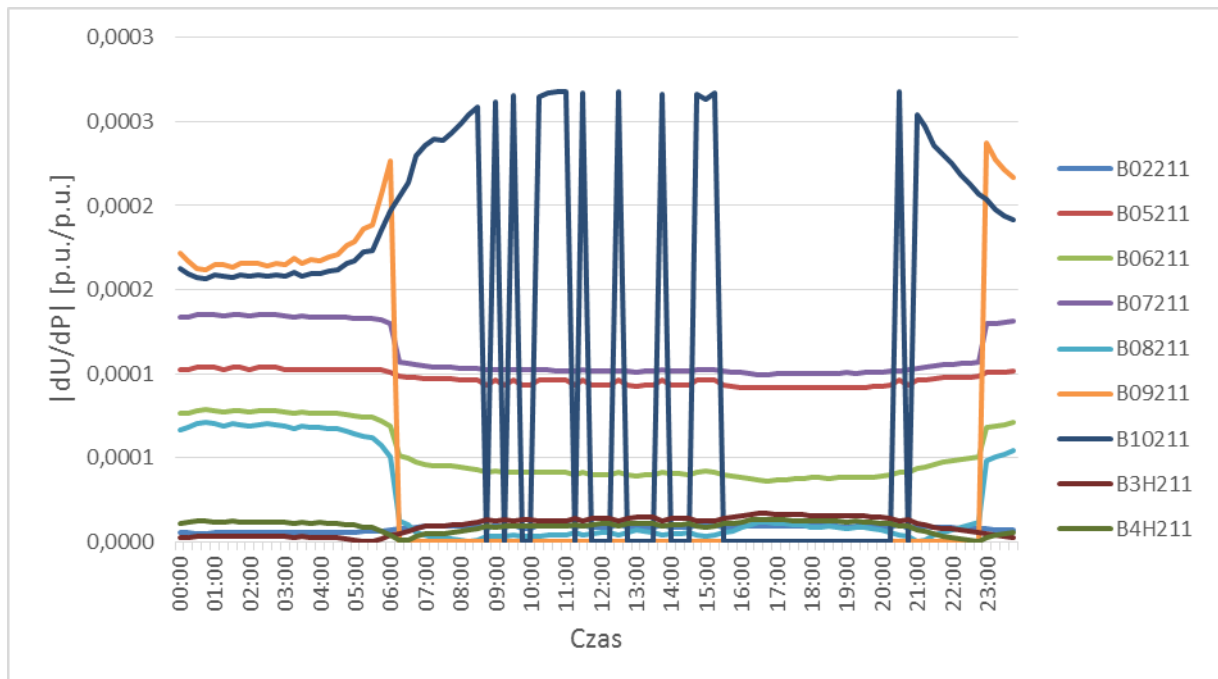
Rys. 7.23 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla poziomów napięć w węzłach. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródła mocy biernej w węzłach **B09211** oraz **B10211**. Doła szczytowa.



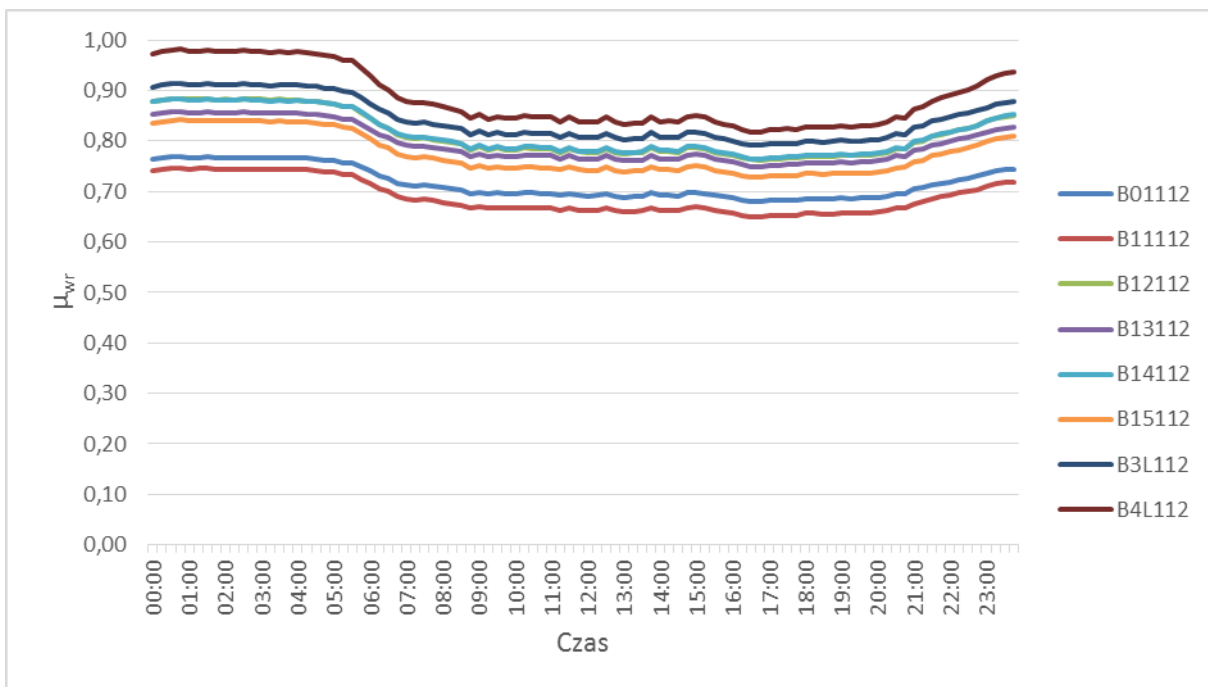
Rys. 7.24 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla poziomów napięć w węzłach. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródła mocy biernej w węzłach **B09211** oraz **B10211**. Doła szczytowa.



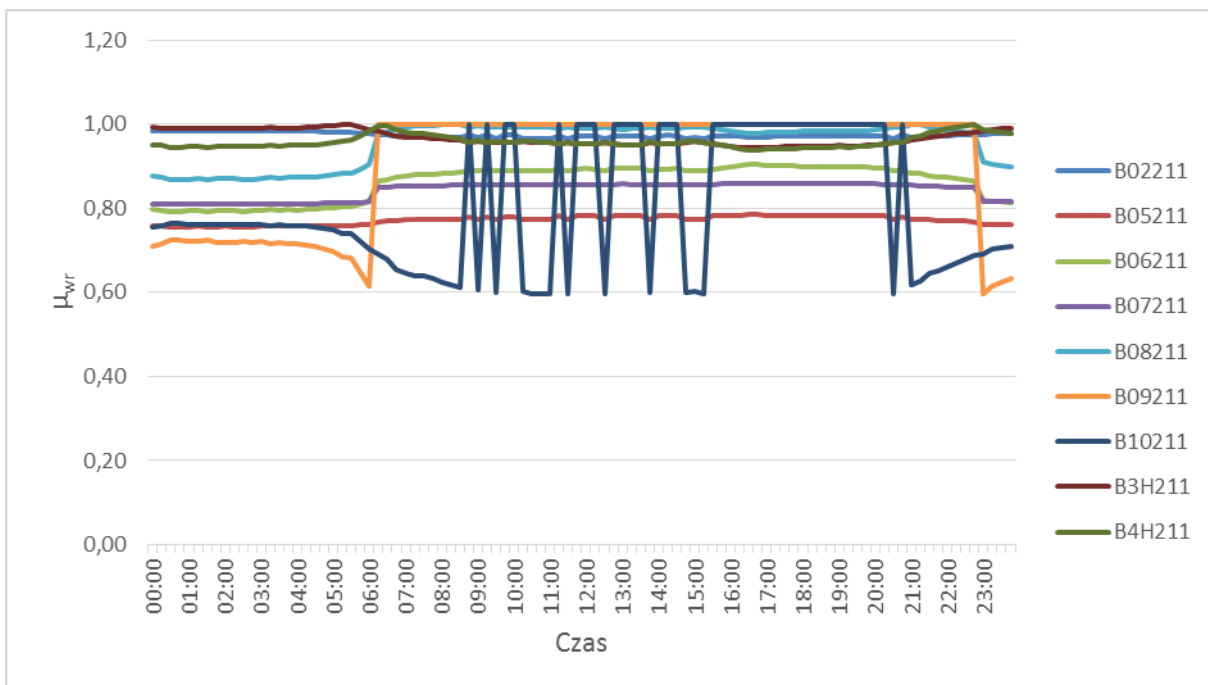
Rys. 7.25 Wartości współczynnika podatności napięciowej wyznaczonego dla węzłów w programie rozplwywom. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródła mocy biernej w węzłach **B09211** oraz **B10211**. Doba szczytowa.



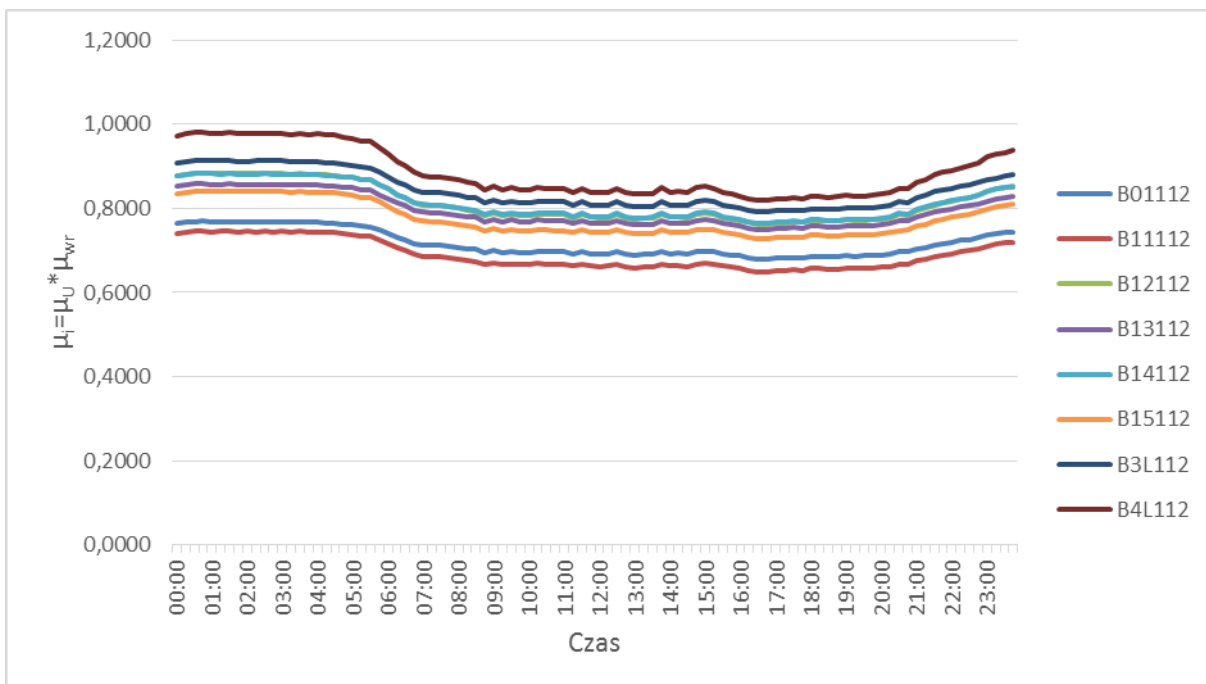
Rys. 7.26 Wartości współczynnika podatności napięciowej wyznaczonego dla węzłów w programie rozplwywom. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródła mocy biernej w węzłach **B09211** oraz **B10211**. Doba szczytowa.



Rys. 7.27 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla podatności napięciowej węzłów. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródła mocy biernej w węzłach **B09211** oraz **B10211**. Doła szczytowa.



Rys. 7.28 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla podatności napięciowej węzłów. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródła mocy biernej w węzłach **B09211** oraz **B10211**. Doła szczytowa.



Rys. 7.29 Wartości iloczynu współczynników przynależności wyznaczonych dla węzłów. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródła mocy biernej w węzłach **B09211** oraz **B10211**. Doła szczytowa.



Rys. 7.30 Wartości iloczynu współczynników przynależności wyznaczonych dla węzłów. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródła mocy biernej w węzłach **B09211** oraz **B10211**. Doła szczytowa.

Wyniki przeprowadzonej analizy pokazują poprawę warunków napięciowych węzłów, w których zainstalowano dodatkowe źródła mocy biernej. Można również zaobserwować



poprawę warunków napięciowych całej sieci ze względu na brak konieczności przesyłu dużej ilości mocy biernej do wybranych węzłów. W rozdziale 7.5 przeprowadzono analizę mocy biernych dostarczanych przez zainstalowane dodatkowe źródła.

Analiza stanu systemu z zainstalowanymi kompensatorami pokazuje, że wszystkie współczynniki przynależności dla wartości napięć w węzłach są wyższe bądź równe granicznej wartości tego współczynnika. Oznacza to, że wartości napięć we wszystkich węzłach podczas wszystkich wariantów rozpliwowych znajdują się w zakresie dopuszczalnym. Jest to jeden z warunków zakończenia algorytmu, dlatego nie wykonuje się ponownych obliczeń, mimo że nie osiągnięto maksymalnej liczby zainstalowanych źródeł mocy biernej.

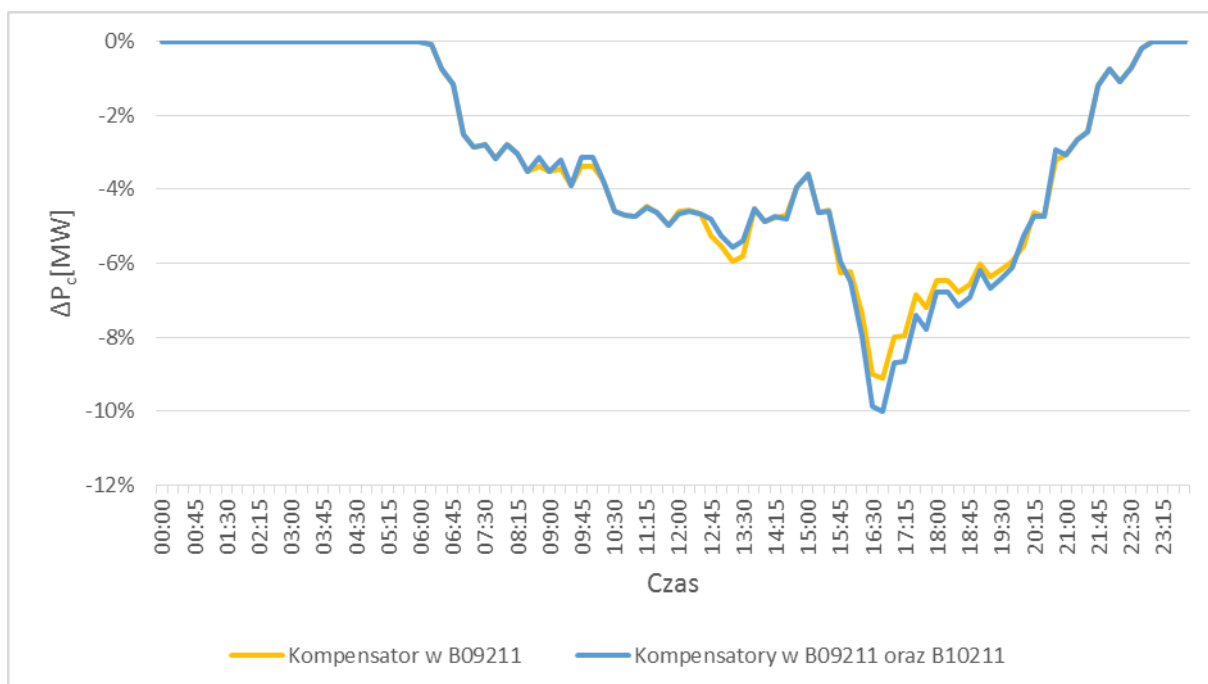
Obserwowane na rysunkach (np. przebiegi dla **B10211** na rys. 7.30) nagłe zmiany wartości wynikają z faktu, że źródła napięciowe zainstalowane w wybranych węzłach nie operują ciągle, lecz są załączane według potrzeb. Skokowe zmiany wynikają z załączenia źródła napięciowego dla danego wariantu rozpliwowego.

7.1.4 Ocena rozwiązania.

Podczas badań zbierano również dane, które pozwalają na ocenę zastosowanego przez algorytm rozwiązania.

7.1.4.1 Straty mocy czynnej

Jednym z badanych parametrów były straty mocy czynnej w modelowanej sieci. Wyniki przedstawiające zmianę procentową tych strat w stosunku do wariantu bazowego bez źródeł napięciowych modelujących kompensator obrazuje rys. 7.31.



Rys. 7.31 Zmiany strat mocy czynnej w modelowanej sieci po zainstalowaniu dodatkowych źródeł mocy biernej, w stosunku do wariantu bazowego.

Można zaobserwować, że dodanie kompensatora do węzła **B09211** ma znaczący wpływ na straty mocy czynnej. Zmniejszenie wartości tych strat sięga 10% w stosunku do wariantu bazowego, bez zainstalowanych kompensatorów. Zmianę wartości strat można zaobserwować tylko w przypadkach, gdy źródło napięciowe symulujące kompensator było załączone.

Można zauważyć, że instalacja źródła w węźle **B10211** ma niewielki wpływ na straty mocy czynnej w modelowanym systemie. W niektórych wariantach rozptylowych jest to nawet negatywny wpływ w stosunku do przypadku z jednym zainstalowanym kompensatorem. Mimo braku wpływu na straty mocy czynnej, instalacja kompensatora w węźle **B10211** była niezbędna ze względów bezpieczeństwa. Jak można zaobserwować, kryterium mocy czynnej doboru lokalizacji nie wskazałoby węzła **B10211** do instalacji dodatkowego źródła mocy biernej ze względu na bardzo małe oszczędności, a nawet zwiększenie strat w niektórych wariantach. Ten przypadek pokazuje, że należy bardzo uważać przy doborze kryteriów oceny węzłów pod kątem lokalizacji źródeł mocy biernej.



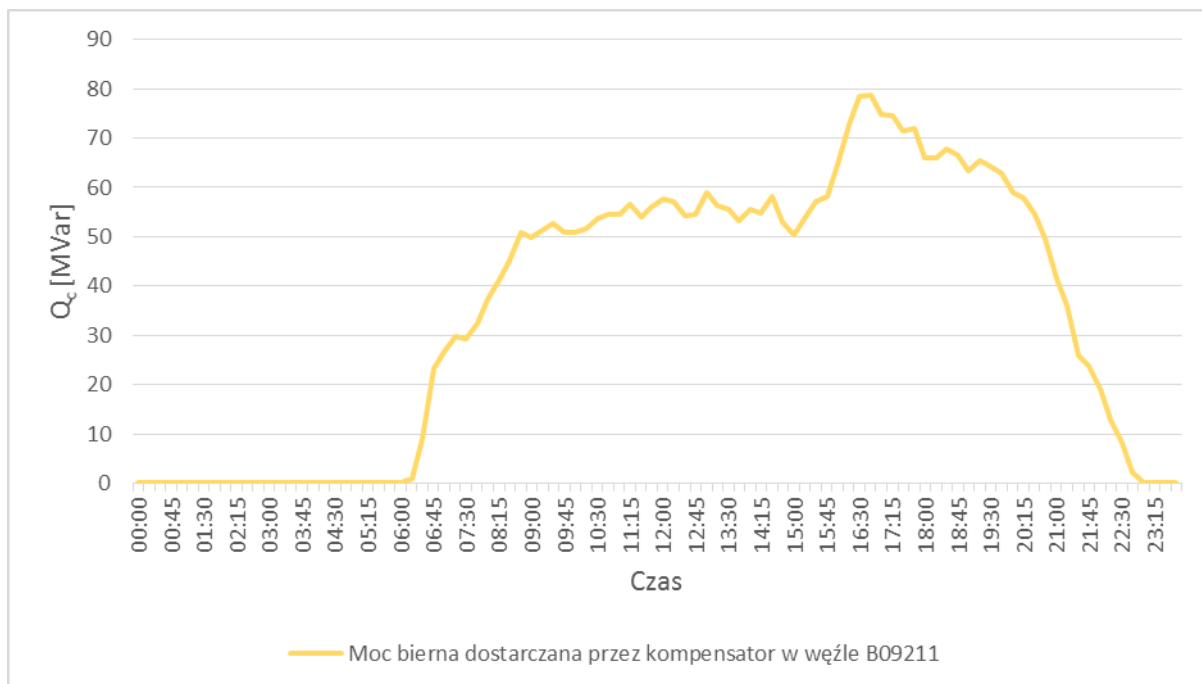
7.1.4.2 Moc bierna dostarczana do węzłów z kompensatorami

Aby określić minimalne wartości znamionowe mocy źródeł do zainstalowania w wytypowanych lokalizacjach, badane są wartości mocy biernych, które dostarczane były przez te źródła do węzłów, aby utrzymać wartości dopuszczalne napięć.

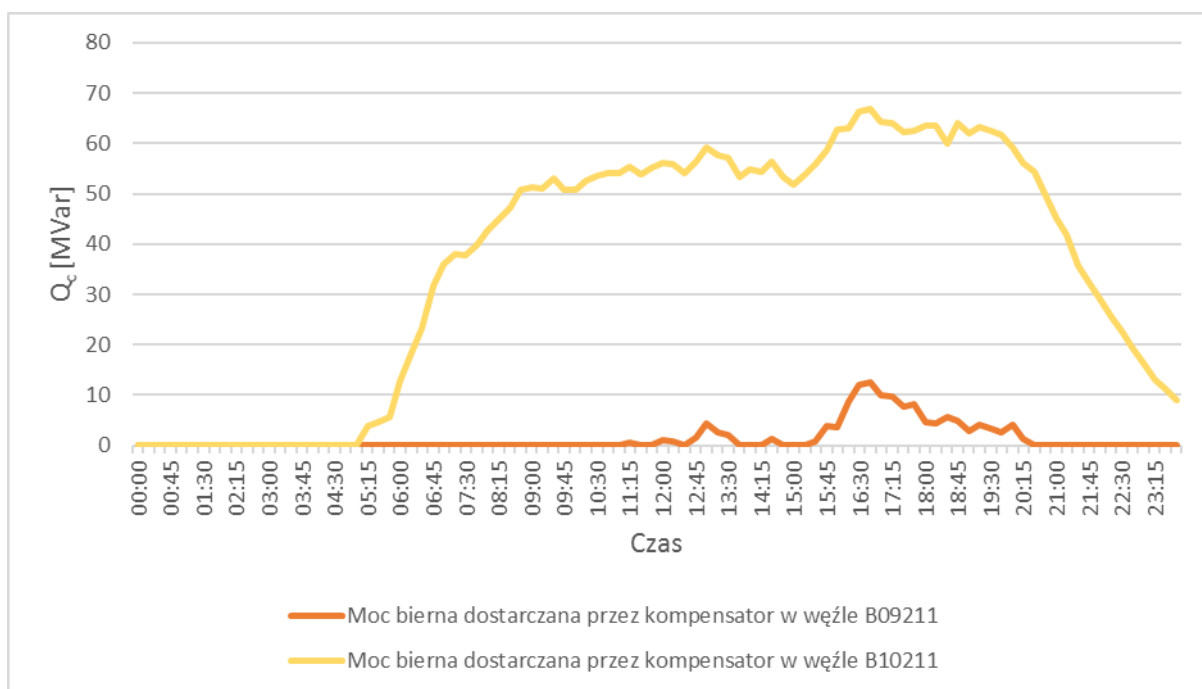
Analiza tych wartości pozwala na oszacowanie minimalnej wartości znamionowej instalowanego kompensatora. Nie pozwala na wytypowanie konkretnego typu kompensatora, jako że nie przedstawia dynamicznego zachowania się urządzenia podczas zmian obciążenia. Dobór konkretnego kompensatora powinien odbyć się na podstawie analizy ekonomicznej oraz technicznej.

Rys. 7.32 przedstawia moc bierną dostarczaną do węzła **B09211** przez źródło napięciowe modelujące kompensator. Największa moc generowana przez to źródło wynosi 80 Mvar. Jest to zarazem wyznacznik najmniejszej zdolności wytwórczej mocy biernej, jaką powinien dysponować kompensator zainstalowany w tym węźle w celu utrzymania wartości napięcia w dopuszczalnym zakresie. Po zainstalowaniu kompensatora w węźle **B10211**, wartość ta zmniejszyła się ze względu na istnienie dodatkowego źródła mocy biernej w sieci, co przedstawia rys. 7.33. Zmiana ta nie jest jednak znacząca, ze względu na znaczne oddalenie elektryczne tych węzłów. Rys. 7.33 przedstawia również moc bierną dostarczaną do węzła **B10211** przez źródło napięciowe modelujące kompensator. Największa moc generowana przez to źródło wynosi 10 Mvar.

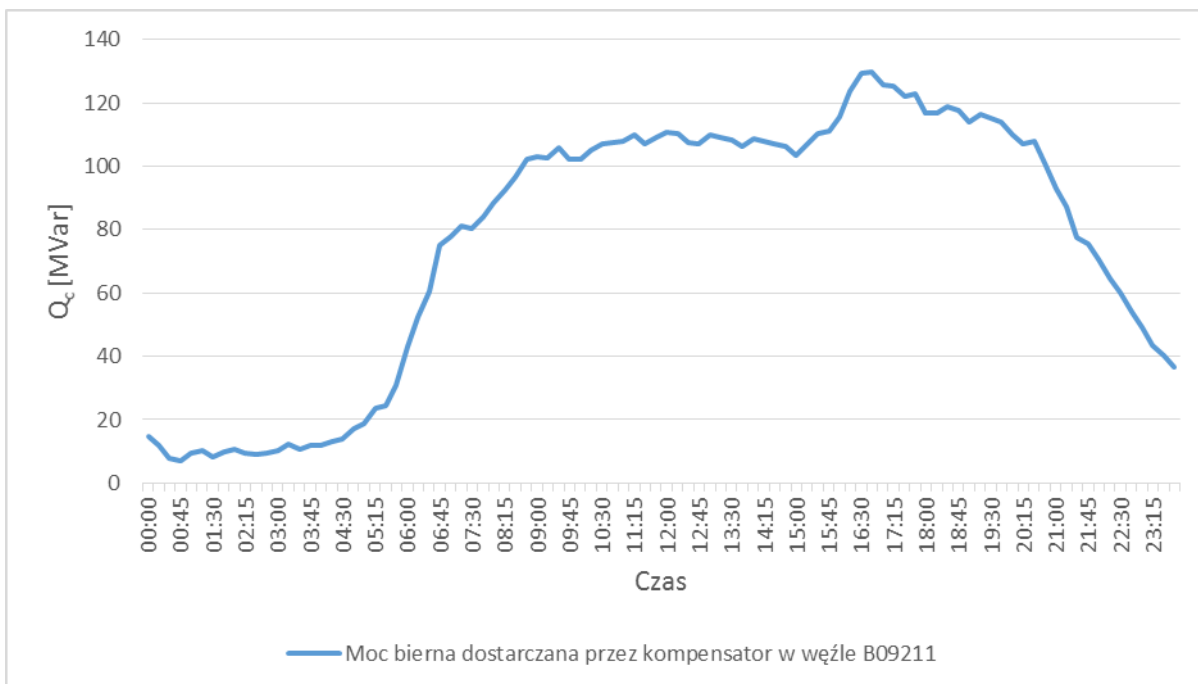
Jak opisano w rozdziale 6.1, podczas badań wyznaczano również, jaką moc powinien dostarczać kompensator, aby utrzymać napięcie bliskie znamionowemu, tak aby współczynnik przynależności dla wartości napięcia w tym węźle wynosił 1. W ten sposób otrzymano wartość mocy biernej, którą powinien dysponować kompensator zainstalowany w takim węźle, aby utrzymać wartość napięcia na poziomie znamionowym. Odpowiednie przebiegi pokazano na rys. 7.34 oraz rys. 7.35. Jak można odczytać z rysunków, maksymalna moc bierna kompensatora zainstalowanego w węźle **B09211** wynosi 130 Mvar, a w węźle **B10211** wynosi 70 Mvar. Są to wartości, dla których kompensator może utrzymywać napięcie bliskie znamionowemu.



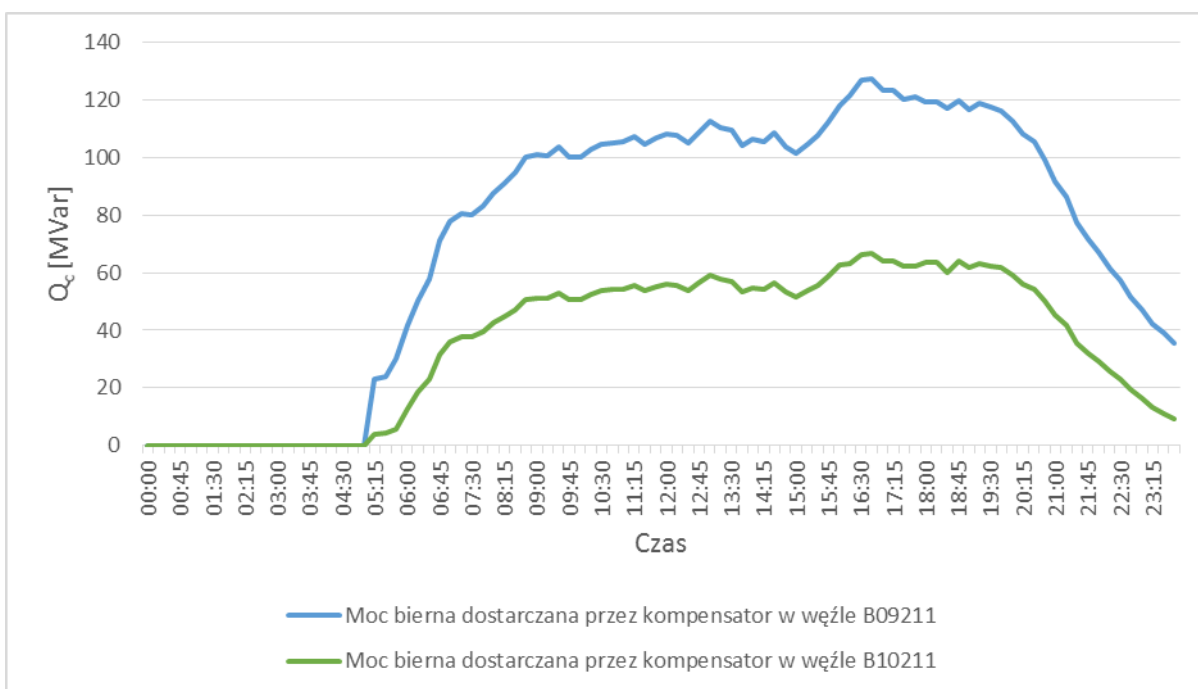
Rys. 7.32 Moc bierna dostarczana do węzła **B09211** w celu utrzymania wartości dopuszczalnej napięcia w tym węźle. Kompensator zainstalowany tylko w węźle **B09211**.



Rys. 7.33 Moc bierna dostarczana do węzła **B09211** oraz **B10211** w celu utrzymania wartości dopuszczalnej napięcia w tym węźle. Kompensatory zainstalowane w węzłach **B09211** oraz **B10211**.



Rys. 7.34 Moc bierna dostarczana do węzła **B09211** w celu utrzymania wartości bliskiej wartości znamionowej w tym węźle. Kompensator zainstalowany tylko w węźle **B09211**.



Rys. 7.35 Moc bierna dostarczana do węzła **B09211** oraz **B10211** w celu utrzymania wartości dopuszczalnej napięcia w tym węźle. Kompensatory zainstalowane w węzłach **B09211** oraz **B10211**.



7.1.4.3 Implementacja otrzymanych wyników w badanym modelu

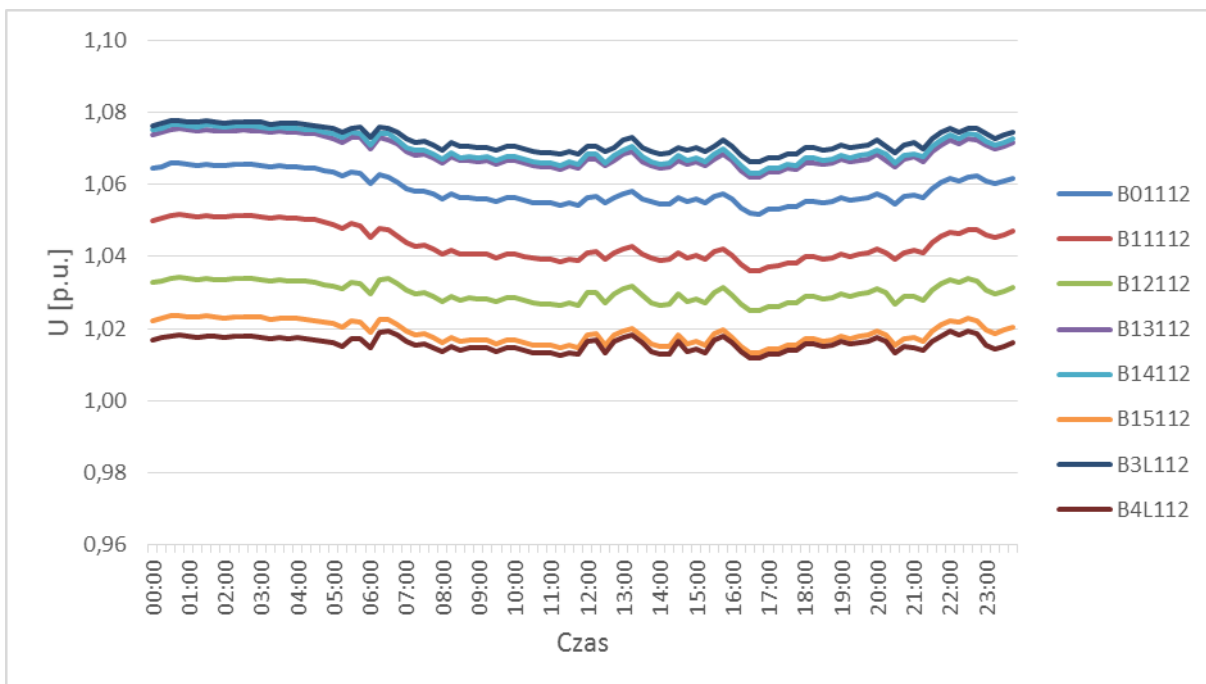
Zastosowana metoda lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym pozwala również na oszacowanie mocy znamionowej urządzeń do zainstalowania w wyznaczonych węzłach. Rozdział 7.1.4.2 pokazuje wartości mocy biernej dostarczanej do wyznaczonych węzłów w celu utrzymania minimalnych wymaganych wartości napięcia oraz wartości znamionowej. Na podstawie tych wartości oszacowano moce znamionowe kompensatorów, które następnie zamodelowano w badanej sieci. Wybór rodzaju urządzenia z listy wykazanej w rozdziale 3.3 wymaga zastosowania analiz dynamicznych, nie używanych w prezentowanej metodzie. Do badań wybrano najprostsze urządzenie, baterię kondensatorów. Wartości znamionowe mocy biernej dobranych kompensatorów przedstawia tabela 7-1. Dobre kompensatory składają się z członów załączanych odpowiednio do potrzeb przez regulator napięcia. Kryterium regulacji w tym przypadku było utrzymanie wartości znamionowej napięcia węzła w granicach 0.985 – 1.15.

Tabela 7-1 Wartości znamionowe mocy biernej kompensatorów dobranych do badanego układu

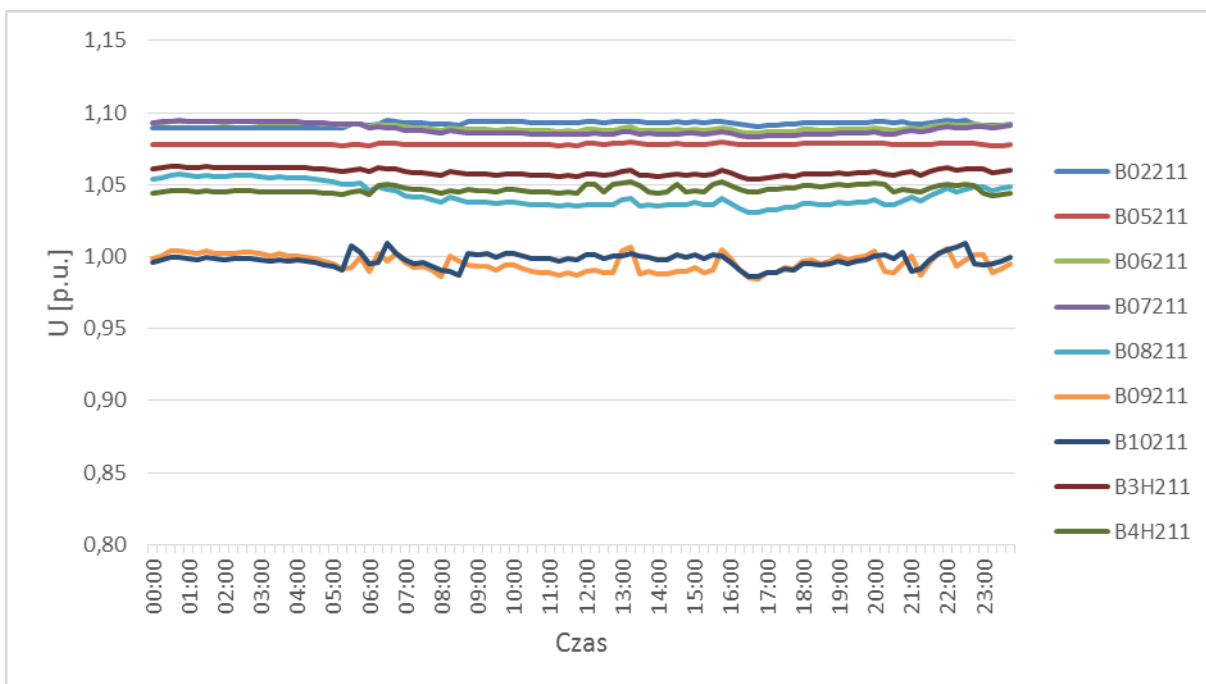
Węzeł w którym zainstalowano	Ilość członów	Znamionowa moc bierna jednego członu [MVar]	Całkowita moc bierna układu [MVar]
B09211	6	20	120
B10211	4	20	80

Po zamodelowaniu układu wraz z dobranymi kompensatorami, przeprowadzono badanie sieci za pomocą proponowanej metody pod kątem potrzeby instalacji dodatkowych źródeł mocy biernej. Wyniki badań przedstawiono na rysunkach poniżej.

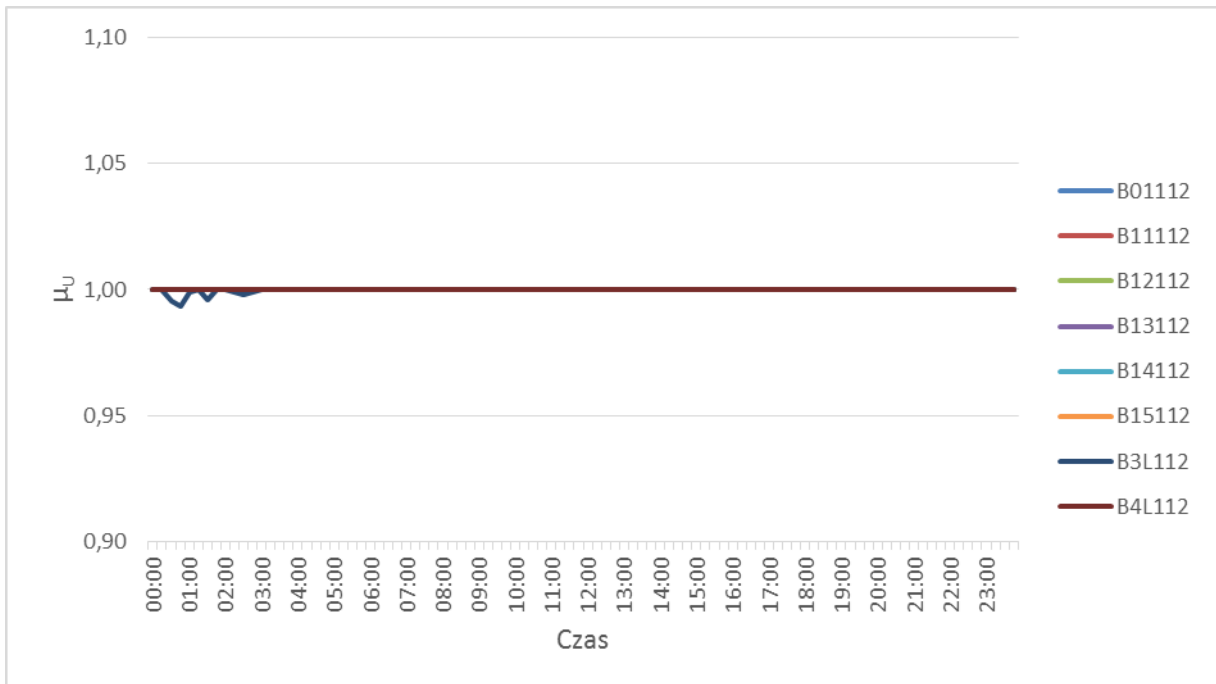
Rys. 7.36 do rys. 7.39 przedstawiają wartości napięć oraz wyznaczonych dla nich współczynników funkcji przynależności w sieci odpowiednio 110 kV oraz 220 kV. Rys. 7.40 przedstawia straty mocy czynnej w sieci po zainstalowaniu nowych źródeł mocy biernej. Rys. 7.41 przedstawia moce bierne dostarczane przez kompensatory do węzłów, w których zostały zainstalowane.



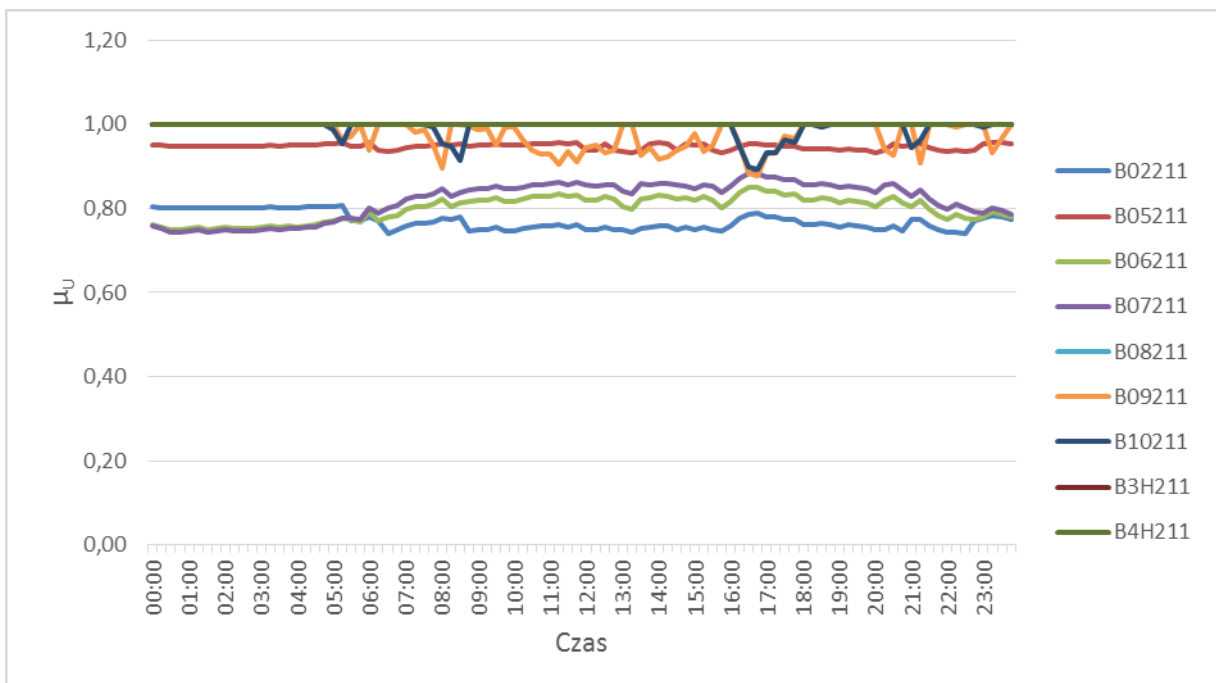
Rys. 7.36 Poziomy napięcie poszczególnych węzłów zamodelowanej sieci w różnych wariantach rozpiętości. Węzły sieci 110 kV, kompensatory zainstalowane w węzłach **B09211** oraz **B10211**. Doba szczytowa.



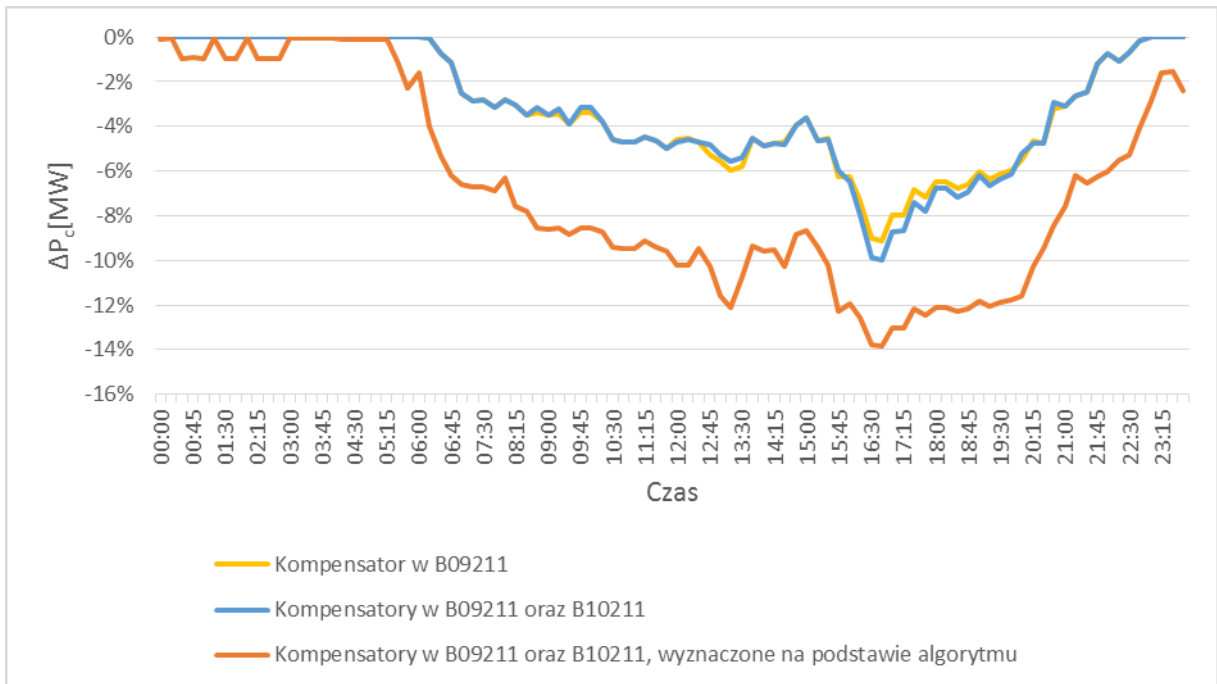
Rys. 7.37 Poziomy napięcie poszczególnych węzłów zamodelowanej sieci w różnych wariantach rozpiętości. Węzły sieci 220 kV, kompensatory zainstalowane w węzłach **B09211** oraz **B10211**. Doba szczytowa.



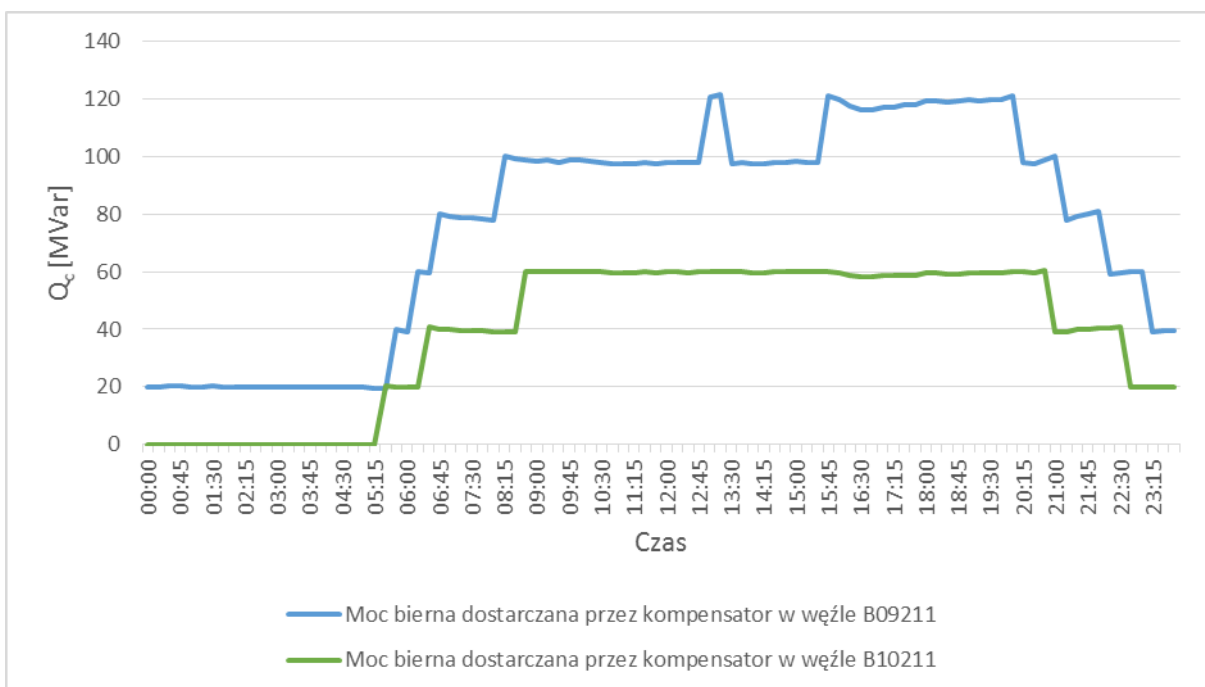
Rys. 7.38 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla poziomów napięć w węzłach. Węzły sieci 110 kV, kompensatory zainstalowane w węzłach **B09211** oraz **B10211**. Doba szczytowa.



Rys. 7.39 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla poziomów napięć w węzłach. Węzły sieci 220 kV, kompensatory zainstalowane w węzłach **B09211** oraz **B10211**. Doba szczytowa.



Rys. 7.40 Straty mocy czynnej w sieci, kompensatory zainstalowane w węzłach **B09211** oraz **B10211**.



Rys. 7.41 Wartość mocy biernej dostarczanej przez kompensatory do węzłów **B09211** oraz **B10211**.

Wprowadzenie dodatkowych źródeł mocy biernej do sieci pozwoliło na znaczną poprawę profili napięciowych węzłów tej sieci. Wszystkie napięcia znajdują się w dopuszczalnych granicach, a współczynniki funkcji przynależności wyznaczone dla napięć



poprawiły się znacznie, co świadczy o poprawie stabilności napięciowej analizowanej sieci elektroenergetycznej.

Można zaobserwować znaczne obniżenie się strat mocy czynnej w analizowanej sieci. Wynika to z faktu, że nie trzeba przysyłać mocy biernej do węzłów, w których zainstalowano kompensatory. Zmniejsza to prądy przepływające przez gałęzie, zmniejszając znacznie straty mocy czynnej. W jednym z wariantów rozptylowych zmniejszenie strat mocy czynnej sięga 16%.

Moc bierna, dostarczana przez zainstalowane kompensatory znacznie przewyższa moce bierne wyznaczone przez algorytm. Praca regulatora tych urządzeń zakłada utrzymanie napięcia blisko wartości znamionowej. W algorytmie obliczano moce bierne, które należy dostarczyć do węzła, aby utrzymać napięcie minimalne dopuszczalne, stąd określenie jedynie minimalnej mocy. Określano również wartości mocy dostarczane do węzłów, aby utrzymać napięcie bliskie znamionowemu. Określa to zakres znamionowych mocy biernych, jaką powinien charakteryzować się kompensator zainstalowany w tym węźle. Pozwala to na określenie punktu wyjściowego do analizy ekonomicznej, szacującej koszty związane z instalacją kompensatora odpowiedniej mocy oraz kosztów eksploatacji, oraz oszczędności wynikające z ograniczenia strat mocy czynnej w sieci elektroenergetycznej.

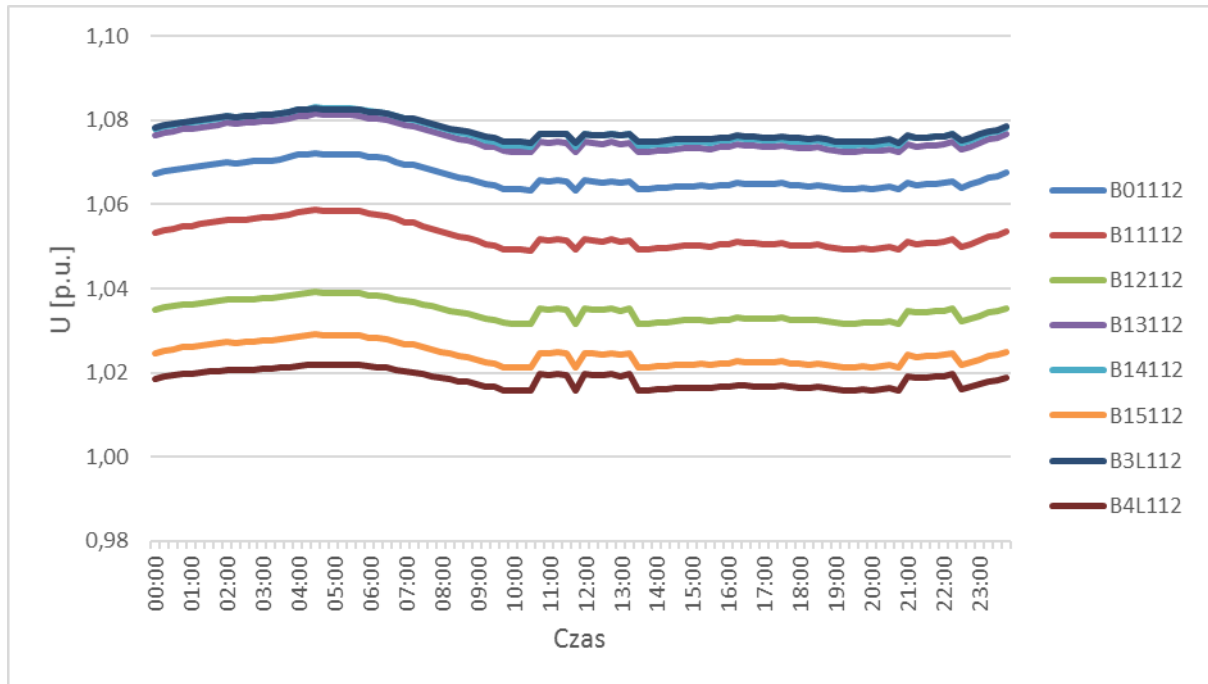
Instalacja kompensatorów w węzłach wyznaczonych przez algorytm znacznie poprawiła jakość napięcia w modelowanej sieci oraz zmniejszyła straty mocy czynnej poprzez zmniejszenie przepływów prądów. Mimo braku kryterium obniżenia strat mocy czynnej w sieci elektroenergetycznej, zainstalowanie kompensatorów znacznie poprawiło również ten aspekt pracy systemu.

7.2 Badanie przeprowadzane przy wariancie rozptylowym – dolina letnia

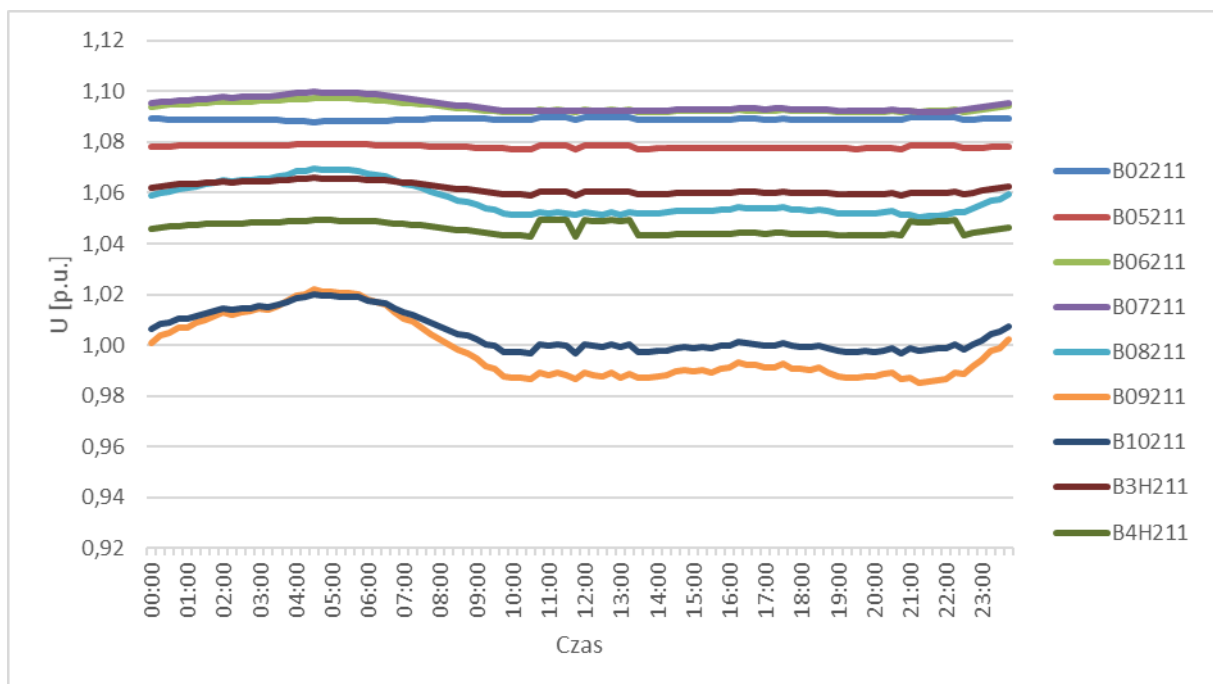
Aby sprawdzić działanie algorytmu w innych warunkach, przeprowadzono badania, w których warianty rozptylowe były obliczone na podstawie dnia w roku 2015, w którym wystąpiło najniższe obciążenie systemu elektroenergetycznego Polski. W tych wariantach obliczeniowych, obciążenia sieci są niższe, co powoduje mniejsze spadki napięć w sieci, a w konsekwencji wyższe napięcia w węzłach.

7.2.1 Analiza stanu systemu bez zainstalowanych kompensatorów.

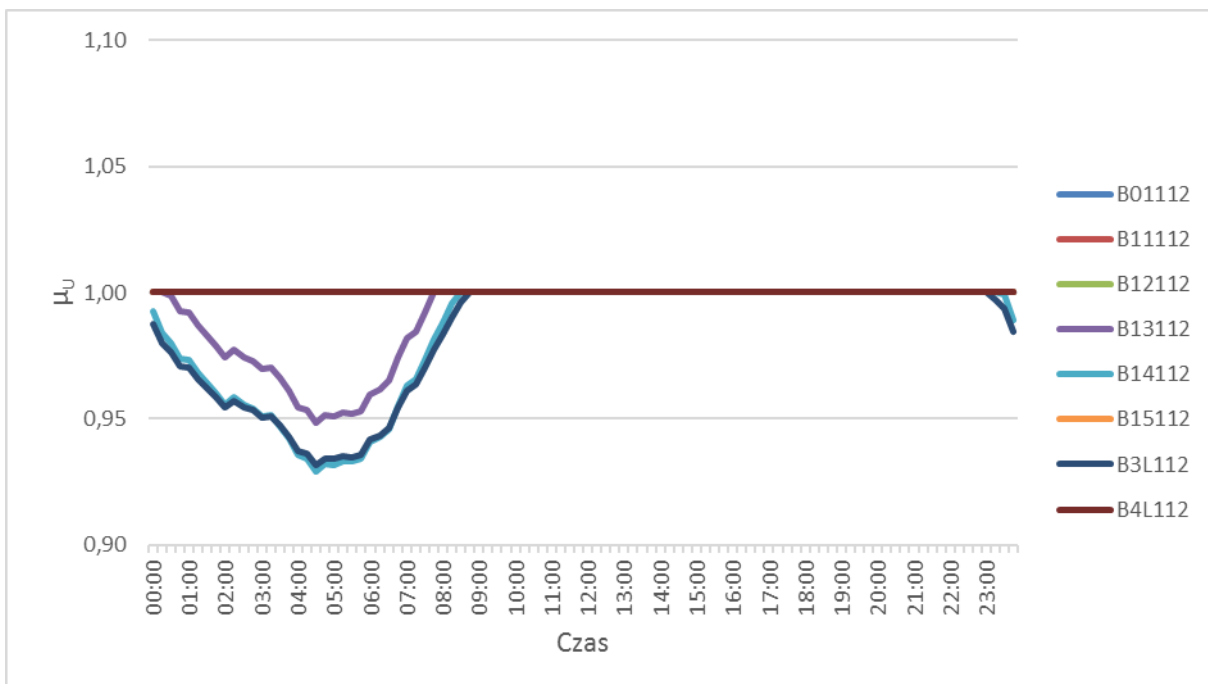
Wyniki badań przy wariantach rozpiływowych opartych na dobie o niskich obciążeniach, przedstawiono w podobny sposób, jak przy badaniach szczytu zimowego.



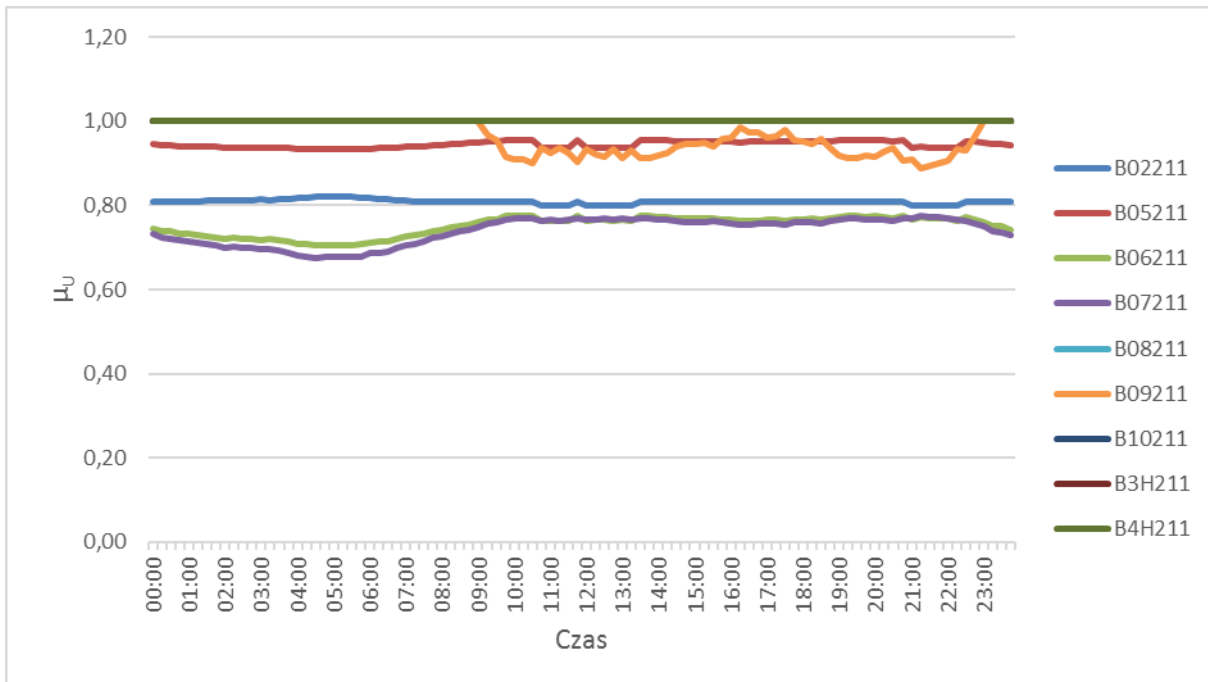
Rys. 7.42 Poziomy napięć poszczególnych węzłów zamodelowanej sieci w różnych wariantach rozpiływowych. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia.



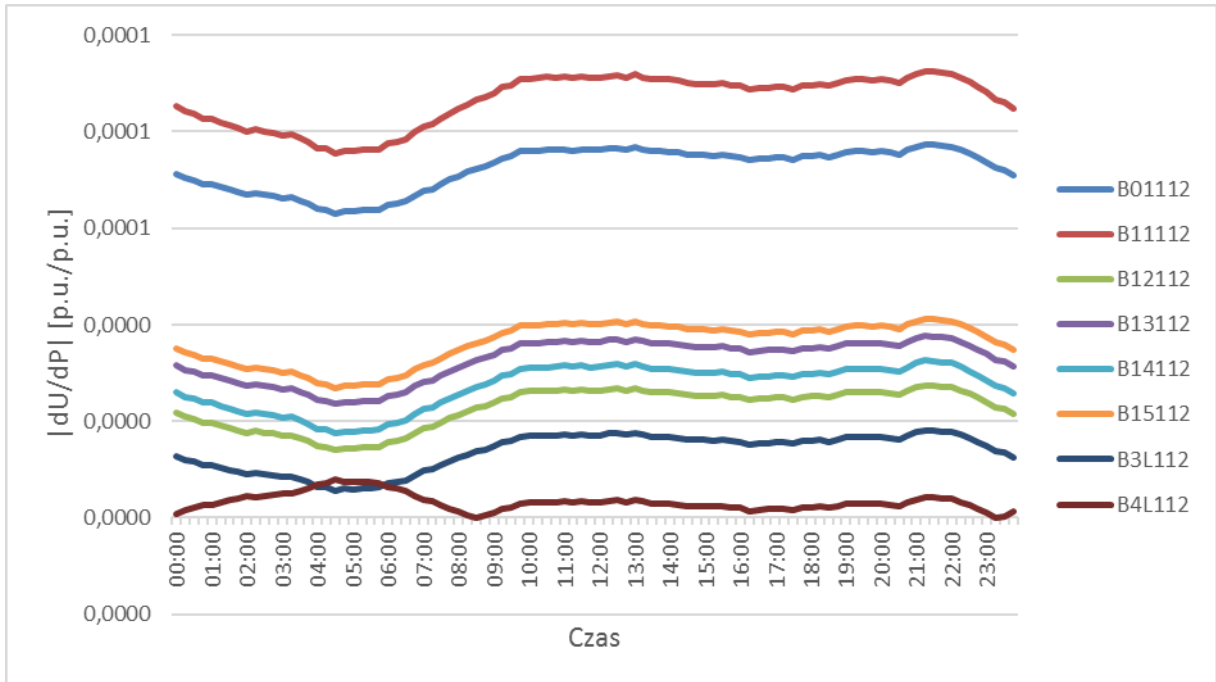
Rys. 7.43 Poziomy napięć poszczególnych węzłów zamodelowanej sieci w różnych wariantach rozpiływowych. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia.



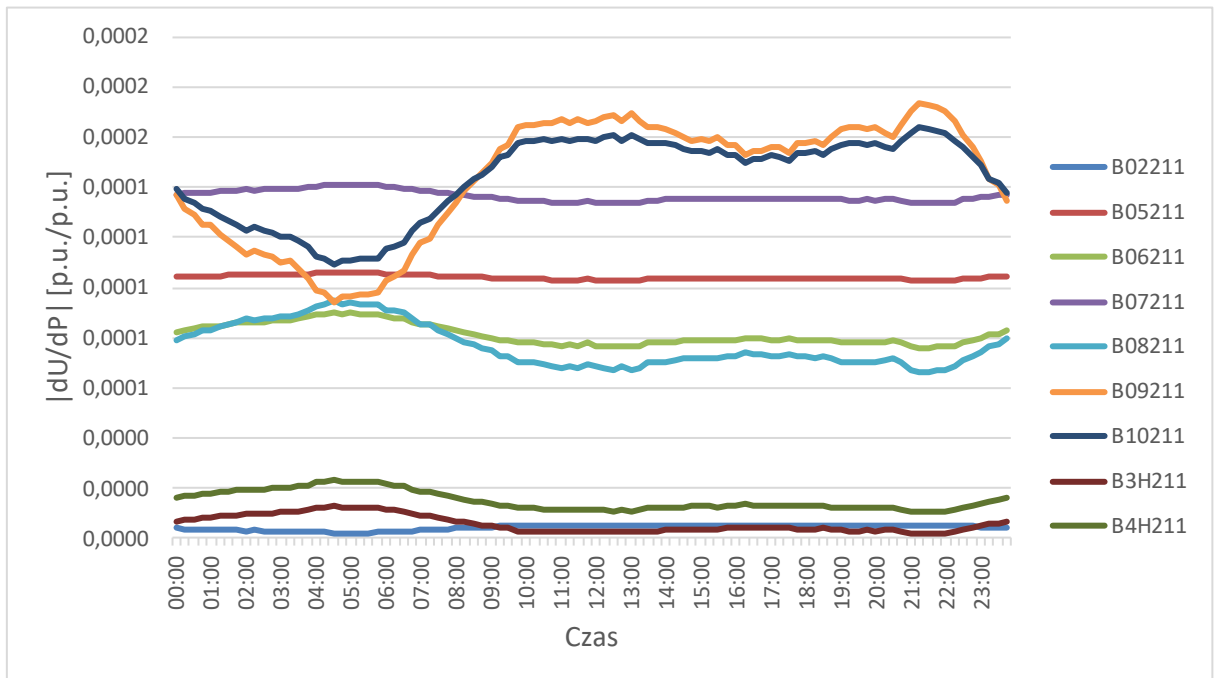
Rys. 7.44 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla poziomów napięć w węzłach. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia.



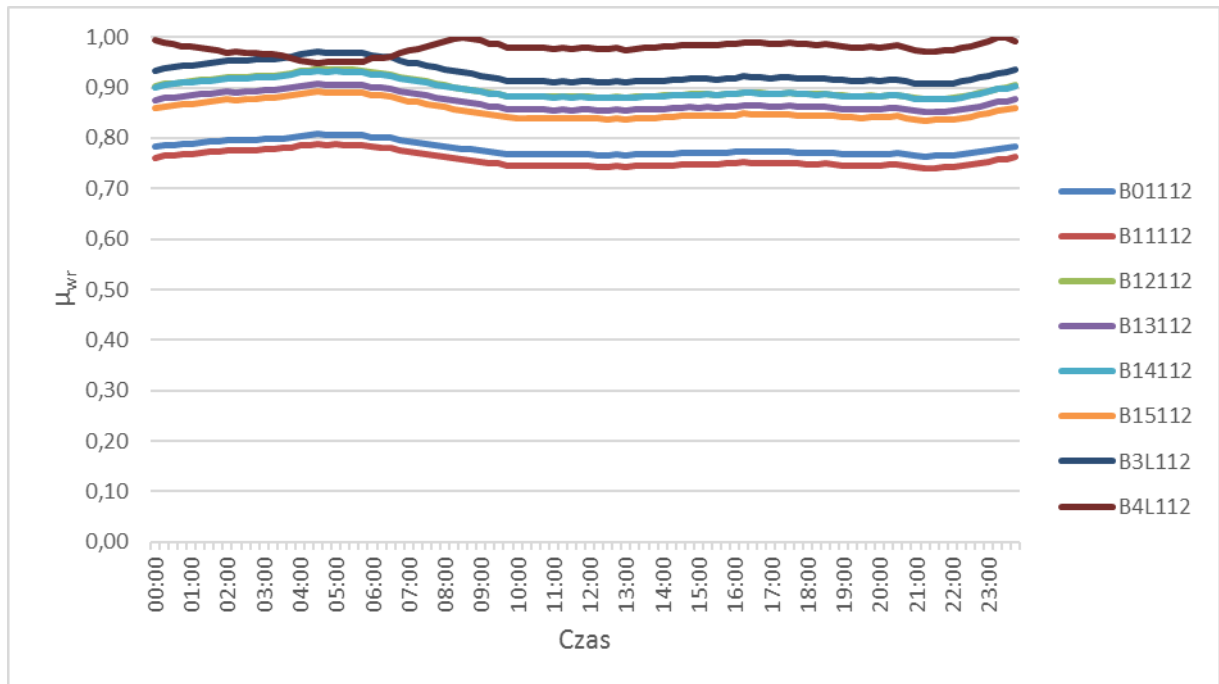
Rys. 7.45 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla poziomów napięć w węzłach. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia.



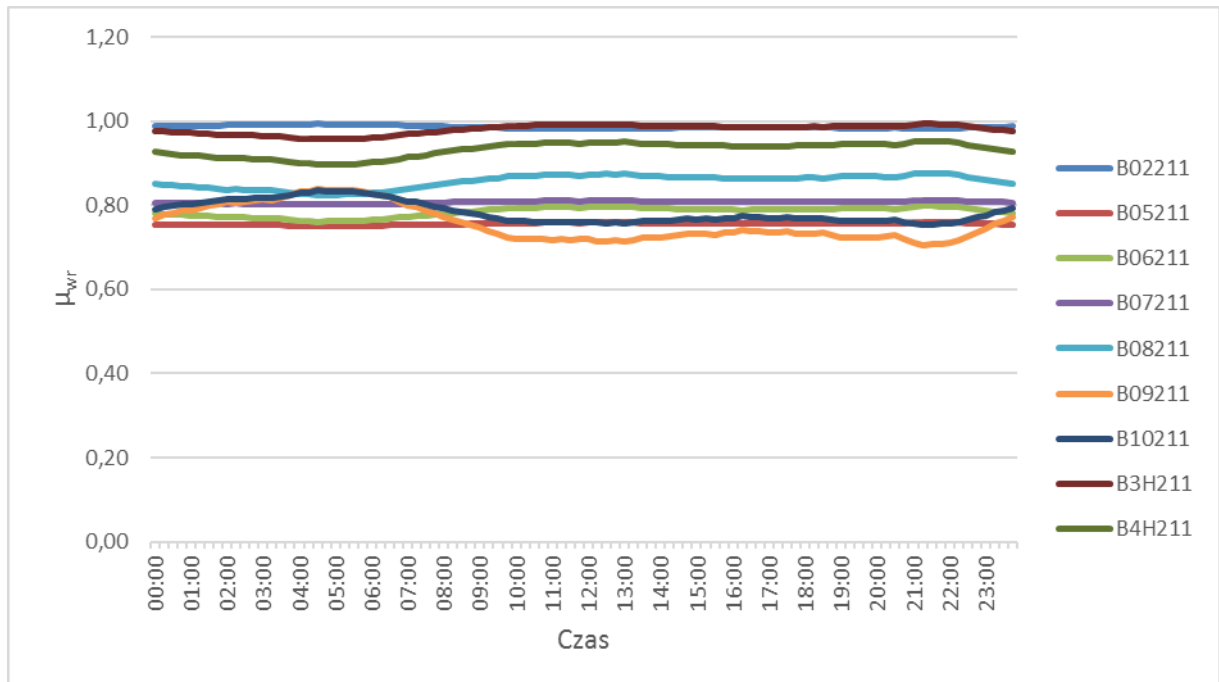
Rys. 7.46 Wartości współczynnika podatności napięciowej wyznaczonego dla węzłów w programie rozplýwowym. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia.



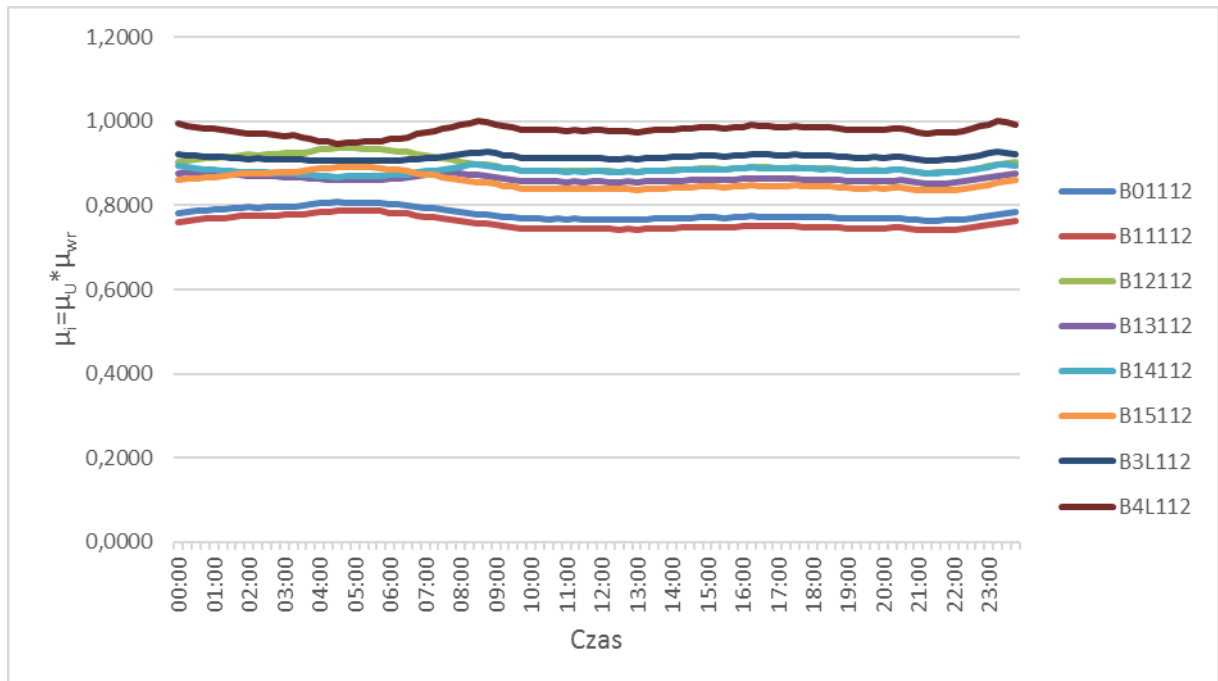
Rys. 7.47 Wartości współczynnika podatności napięciowej wyznaczonego dla węzłów w programie rozplýwowym. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia.



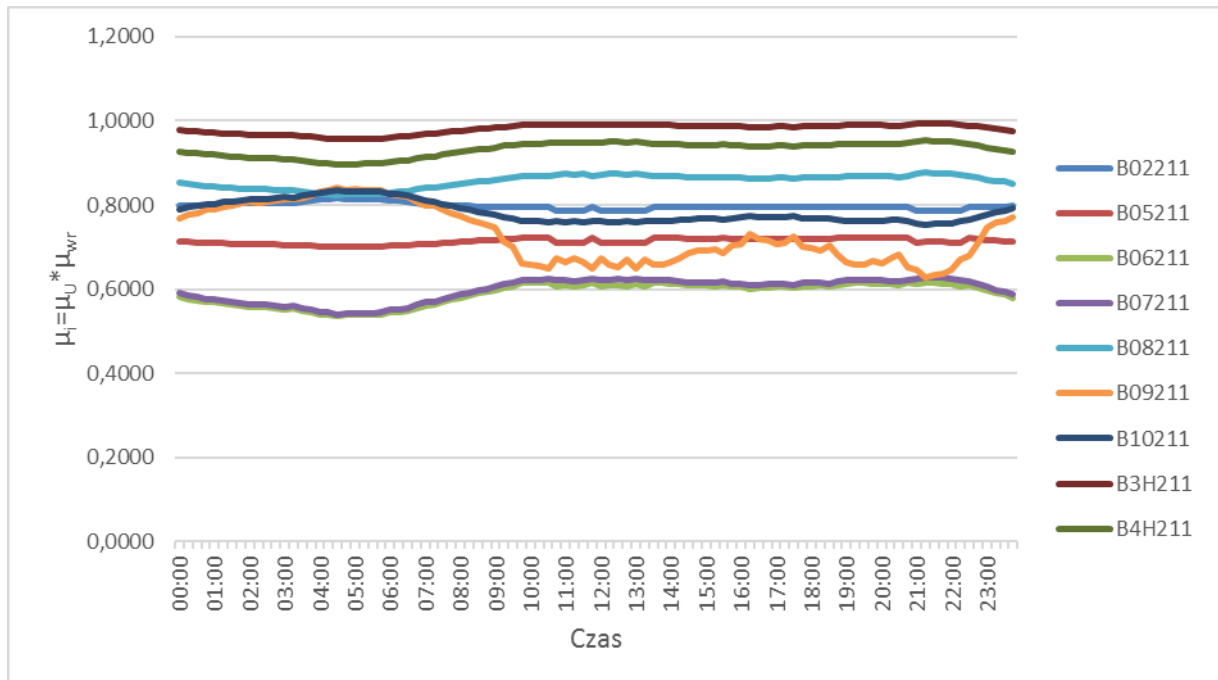
Rys. 7.48 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla podatności napięciowej węzłów. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia.



Rys. 7.49 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla podatności napięciowej węzłów. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia.



Rys. 7.50 Wartości iloczynu współczynników przynależności wyznaczonych dla węzłów. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia.



Rys. 7.51 Wartości iloczynu współczynników przynależności wyznaczonych dla węzłów. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia.



Jak widać na przedstawionych wynikach napięć dla sieci 110 kV oraz 220 kV (rys. 7.42 oraz rys. 7.43), podczas stanów niskich obciążeń, napięcia w węzłach sieci nie przekraczają zakresów dopuszczalnych. Wartości współczynników przynależności przedstawione na rys. 7.44 oraz rys. 7.45 nie przekraczają zatem granicznej wartości przyjętej w algorytmie. Co warto zauważyć, w przyjętych wariantach rozplwywowych występują raczej napięcia zbyt wysokie. Stąd, wartości współczynników przynależności dla niektórych węzłów są niższe niż 1, co oznacza, że w niektórych węzłach blisko jest do przekroczenia górnej granicy zakresu dopuszczalnego.

Rys. 7.46 oraz rys. 7.47 przedstawiają wartości podatności napięciowej. Niskie wartości obciążeń powodują, że punkty pracy tych węzłów znajdują się w takim punkcie krzywej nosowej, że ich podatność napięciowa jest niewielka. Rys. 7.48 i rys. 7.49 przedstawiają wartości współczynników przynależności wyznaczonych dla tych wartości, i jak widać, są one wysokie. Stąd można wnioskować, wszystkie węzły badanej sieci, przy przyjętych wariantach rozplwywowych mają wysoki zapas stabilności napięciowej.

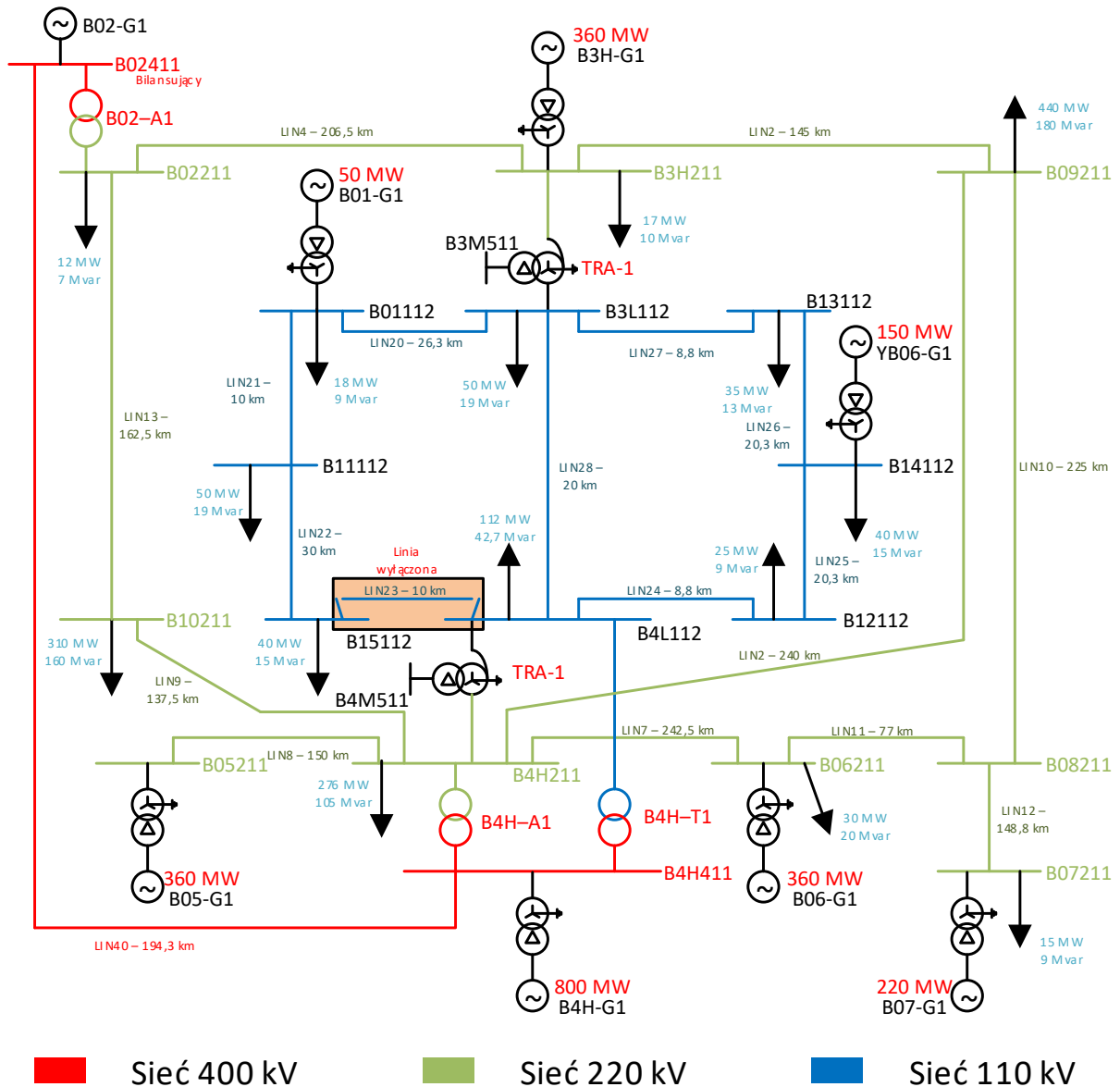
Rys. 7.50 oraz rys. 7.51 przedstawiają wartości iloczynu współczynników przynależności. Są to wartości dość wysokie, jako że zarówno napięcia są w dopuszczalnych zakresach, oraz zapas stabilności jest wysoki.

Na podstawie otrzymanych wyników, algorytm nie wybrał żadnego węzła, w którym należy zainstalować dodatkowe źródło mocy biernej. Minimalna wartość współczynnika przynależności dla wartości napięć, która została wyznaczona, wynosi 0,674. Wartość ta jest wyższa niż 0,5, przyjęta jako wartość graniczna, więc algorytm zakończył działanie. Obrazuje to, że algorytm podejmie decyzję o zainstalowaniu dodatkowego źródła mocy biernej tylko jeżeli jest to potrzebne.

7.3 Badanie przeprowadzane przy wariacie rozplwywowym – dolina letnia, zmodyfikowana sieć

Badanie wariantu doliny letniej doprowadziło do sytuacji, w której w niektórych węzłach sieci wartości napięcia bliskie były górnej wartości granicznej. Nie doszło jednak do przekroczenia, więc algorytm nie wyznaczył węzła, w którym niezbędne jest zainstalowanie dodatkowego źródła mocy biernej.

Aby zbadać funkcjonalność algorytmu, zmodyfikowano modelowaną sieć, wyłączając linię L23 w sieci 110 kV, jak przedstawiono na rys. 7.52.



Rys. 7.52 Modelowana sieć. Zaznaczenie linii L23 wyłączonej do badań.

Wyłączenie linii L23 spowodowało zmianę rozptyłu mocy biernej w sieci 110 kV, prowadząc do zmian sytuacji napięciowej w węzłach tej sieci. Największe zmiany można zaobserwować w węźle **B15112**.

Oprócz wyłączenia linii, zmieniono również charakter obciążenia w węźle **B15112** z indukcyjnego na pojemnościowy, aby zasymulować odbiorcę przekompensowanego,



u którego niskie obciążenia długich ciągów kablowych powodują nadmiar generacji mocy biernej nad obciążeniem. Wyniki badań przedstawiono w formie wykresów.

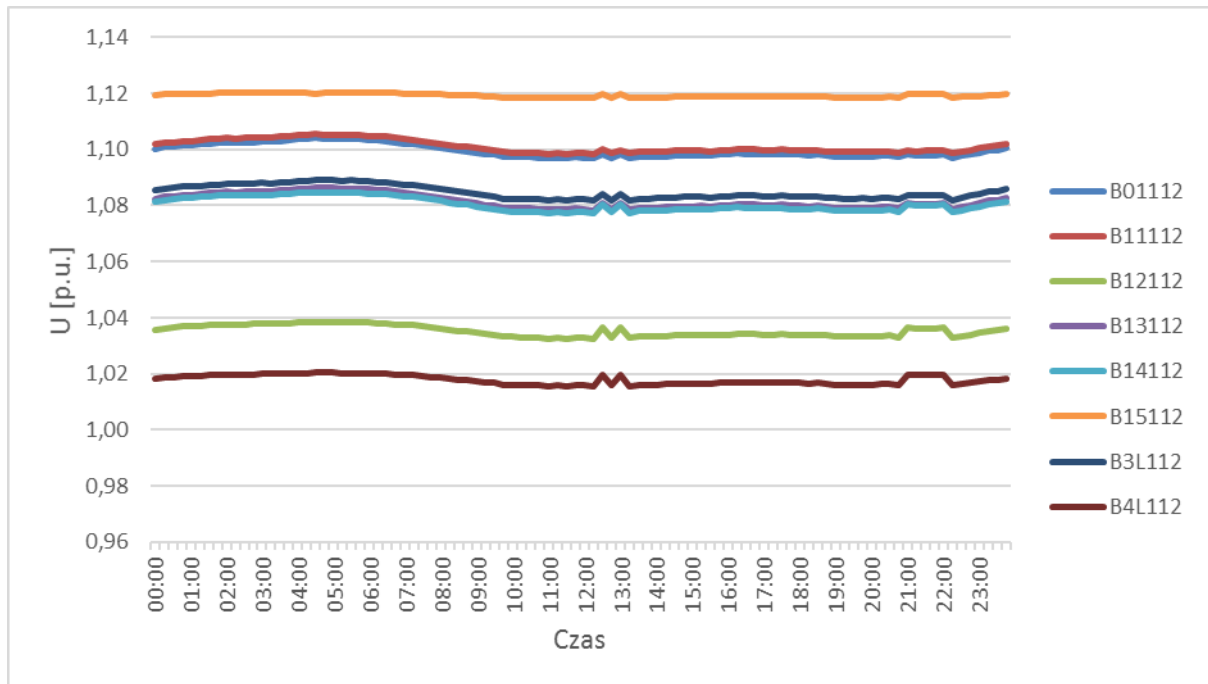
7.3.1 Analiza stanu systemu bez zainstalowanych kompensatorów

Rys. 7.53 oraz rys. 7.54 przedstawiają wartości napięć w analizowanej sieci. Przy niskich wartościach obciążenia, wartości napięć utrzymują się na wysokim poziomie. Wyłączenie linii w sieci 110 kV, spowodowało powstanie sieci otwartej, „promienia”, na którego końcu znalazł się węzeł **B15112**. Jak można zaobserwować na rys. 7.53, w tym węźle napięcie utrzymuje się na bardzo wysokim poziomie.

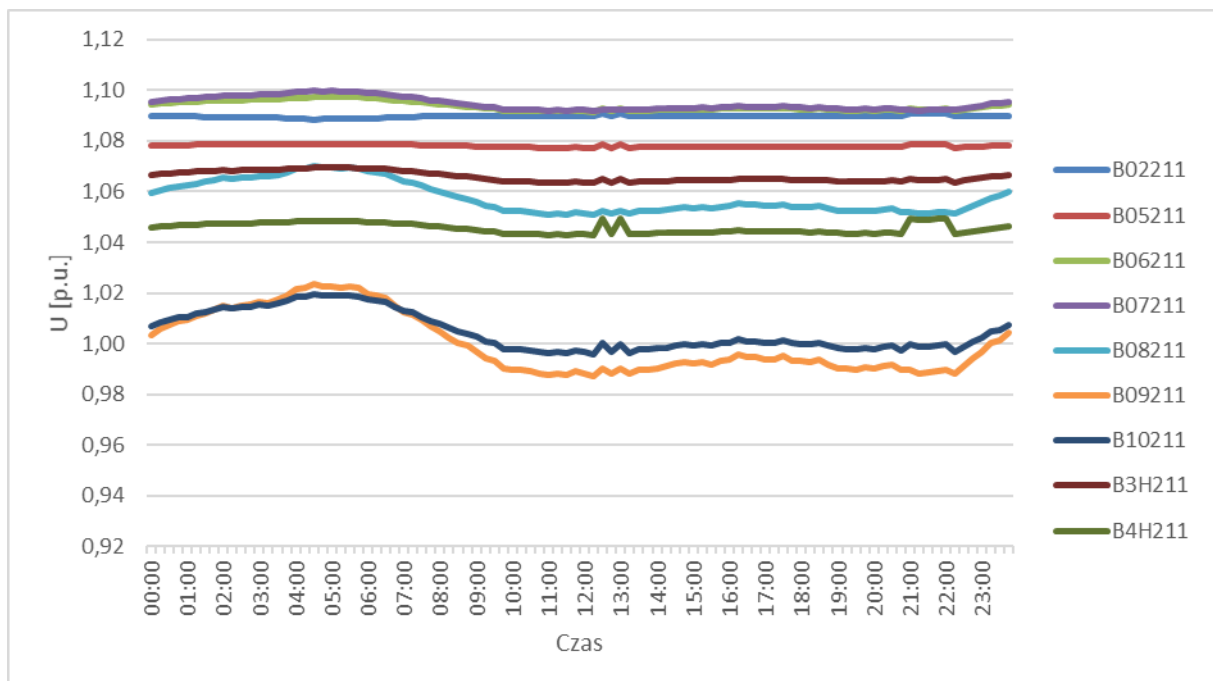
Współczynniki przynależności dla napięć, przedstawiono na rys. 7.55 oraz rys. 7.56. Wartość współczynnika dla węzła **B15112** znajduje się na granicy wartości dopuszczalnej, jednak w kilku punktach go przekracza. Jest to przekroczenie bardzo niewielkie, rzędu 0,0007, jednak algorytm typuje ten węzeł do zainstalowania w nim dodatkowego źródła mocy biernej, o charakterze indukcyjnym w celu skompensowania mocy biernej pojemnościowej generowanej przez odbiór w tym węźle.

Rys. 7.57 oraz rys. 7.58 przedstawiają wartości podatności napięciowej wyznaczonej dla węzłów analizowanej sieci. Węzeł **B15112** charakteryzuje się największą podatnością napięcia na zmiany obciążenia, ze względu na to, że znajduje się na końcu promienia (największa impedancja łącząca ten węzeł ze źródłem wytwórczym). Pozostałe węzły tego promienia również mają podwyższoną wartość tego parametru. Pozostałe węzły sieci są stosunkowo sztywne, co obrazują współczynniki przynależności, przedstawione na rys. 7.59 i rys. 7.60.

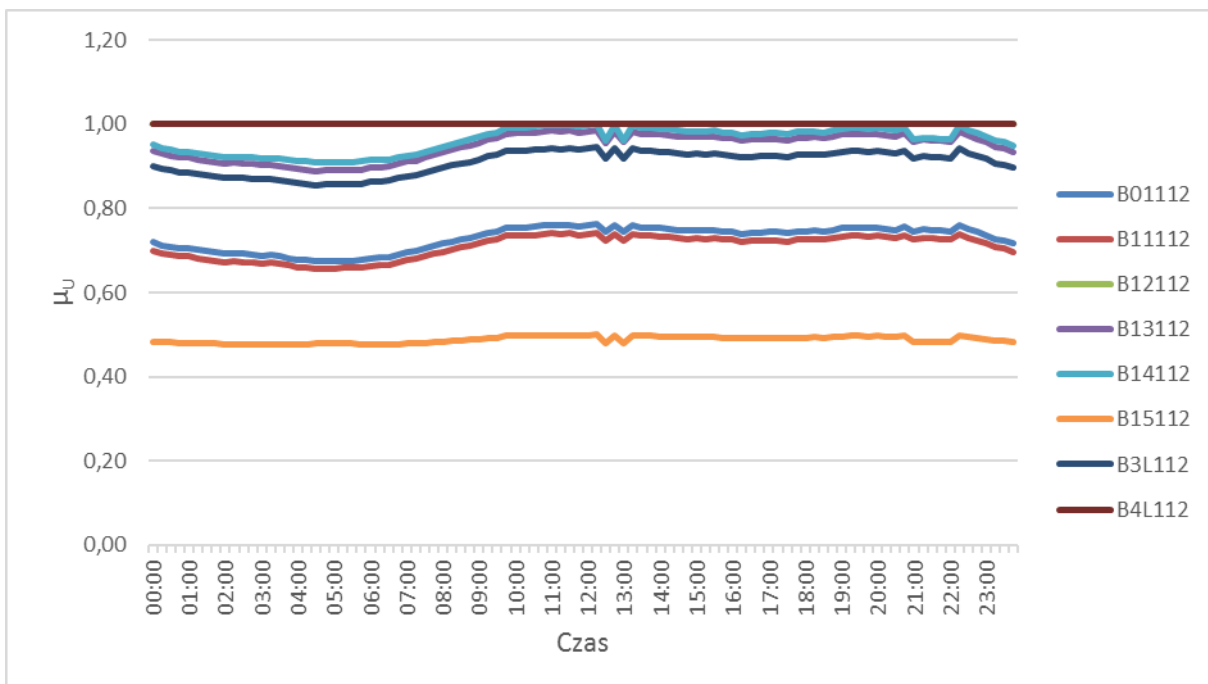
Na podstawie iloczynów współczynników, przedstawionych na rys. 7.61 oraz rys. 7.62, algorytm wybrał węzeł **B15112** do instalacji dodatkowego źródła mocy biernej.



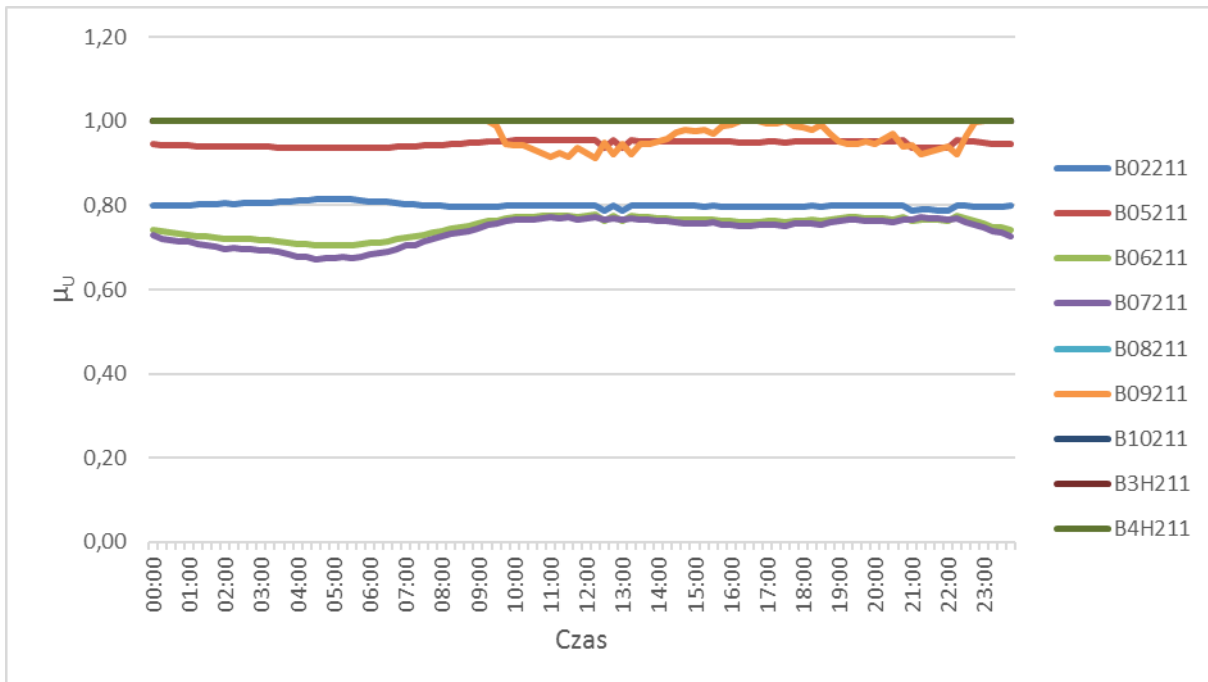
Rys. 7.53 Poziomy napięcie poszczególnych węzłów zamodelowanej sieci w różnych wariantach rozpiływowych. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



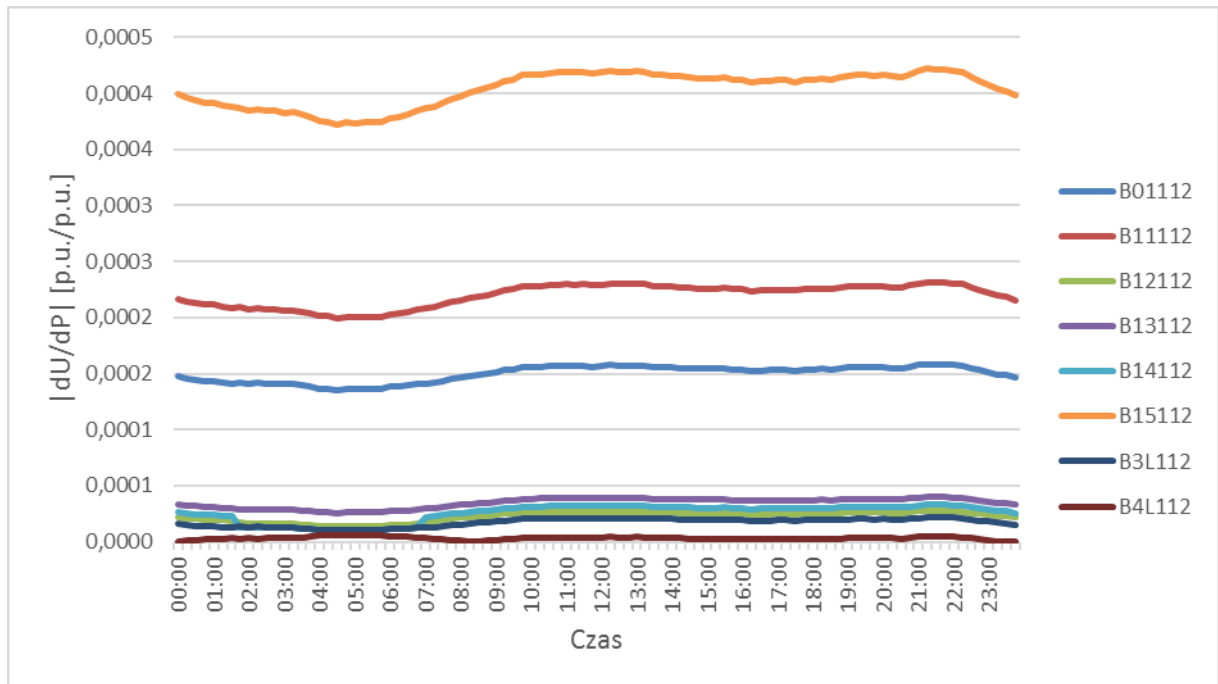
Rys. 7.54 Poziomy napięcie poszczególnych węzłów zamodelowanej sieci w różnych wariantach rozpiływowych. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



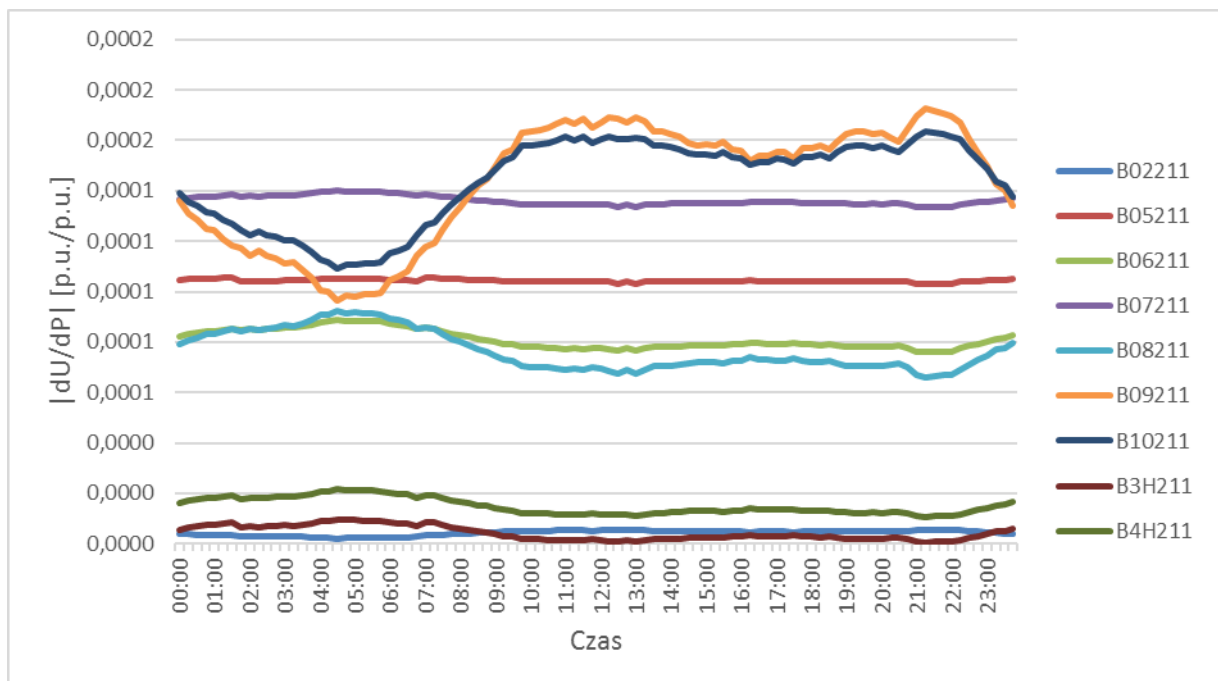
Rys. 7.55 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla poziomów napięć w węzłach. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



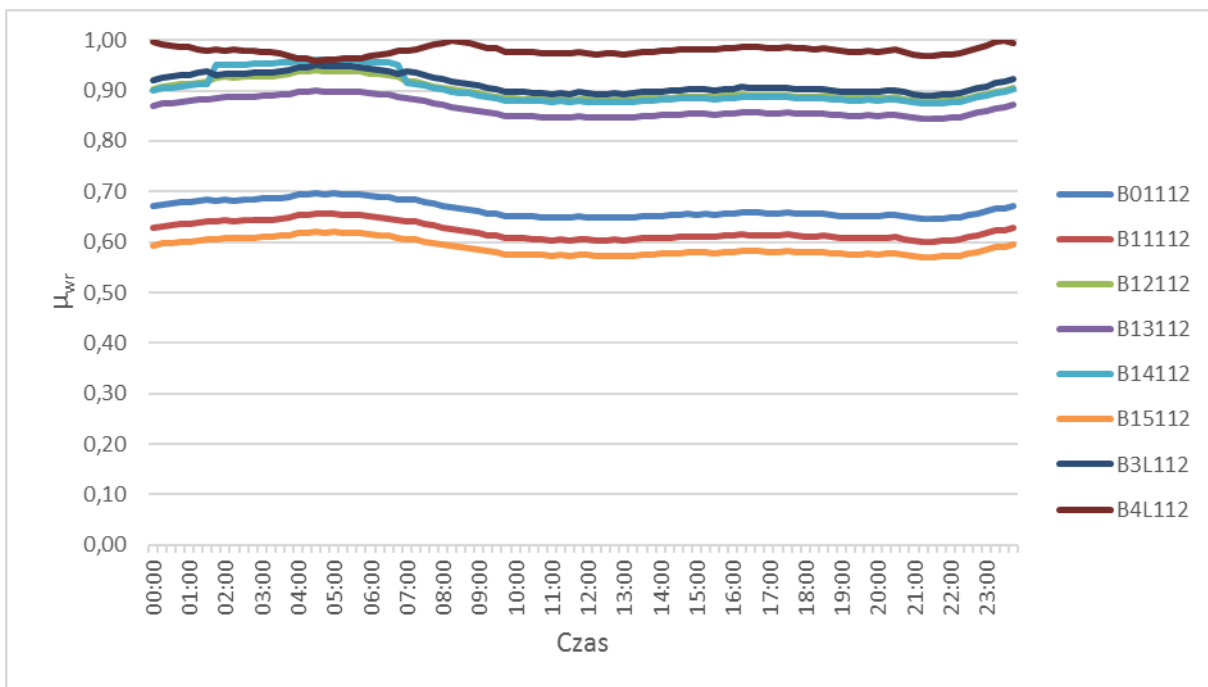
Rys. 7.56 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla poziomów napięć w węzłach. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



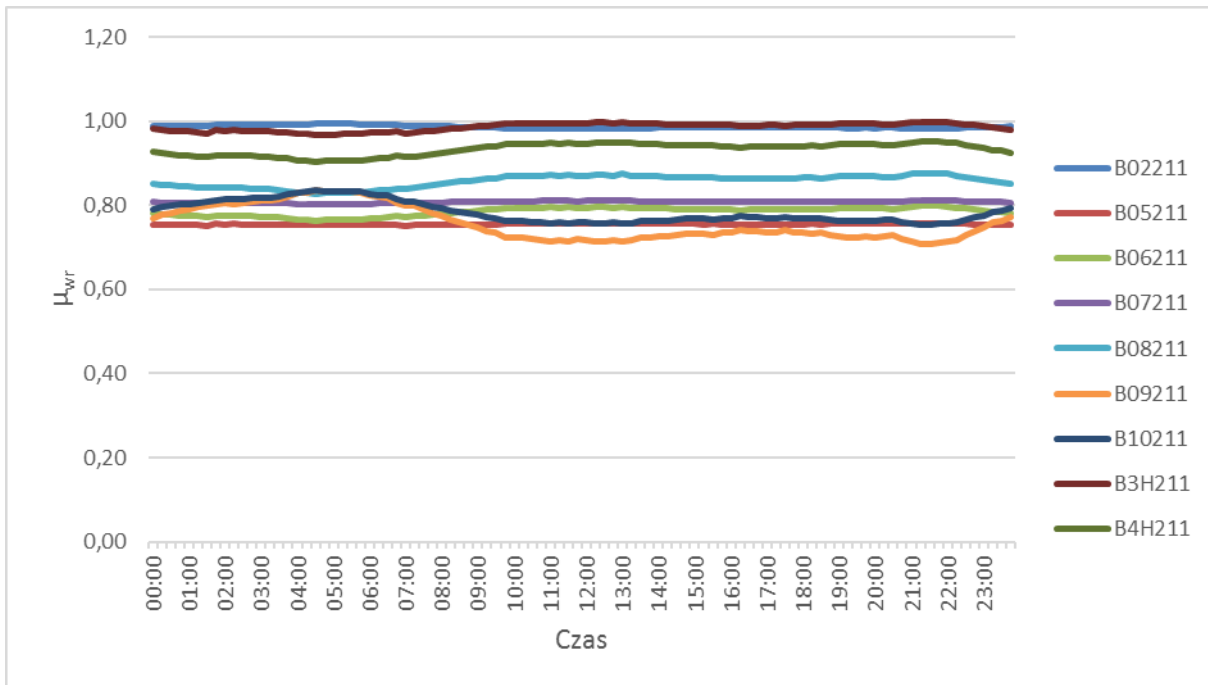
Rys. 7.57 Wartości współczynnika podatności napięciowej wyznaczonego dla węzłów w programie rozplýwowym. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



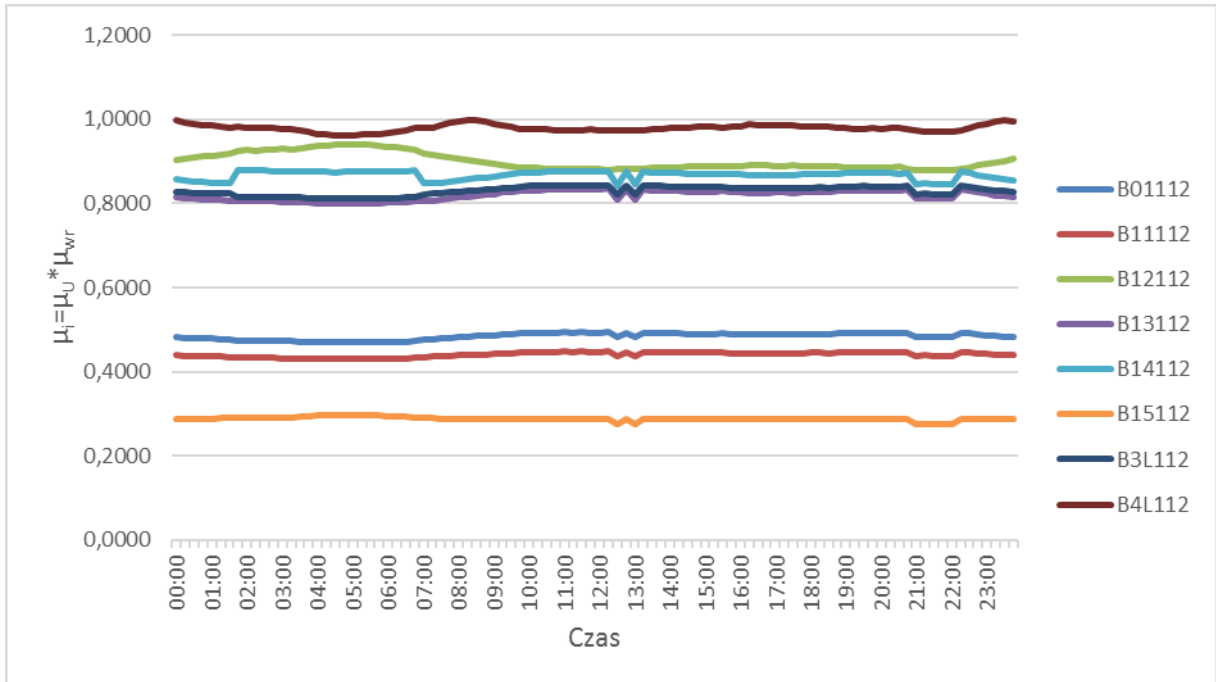
Rys. 7.58 Wartości współczynnika podatności napięciowej wyznaczonego dla węzłów w programie rozplýwowym. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



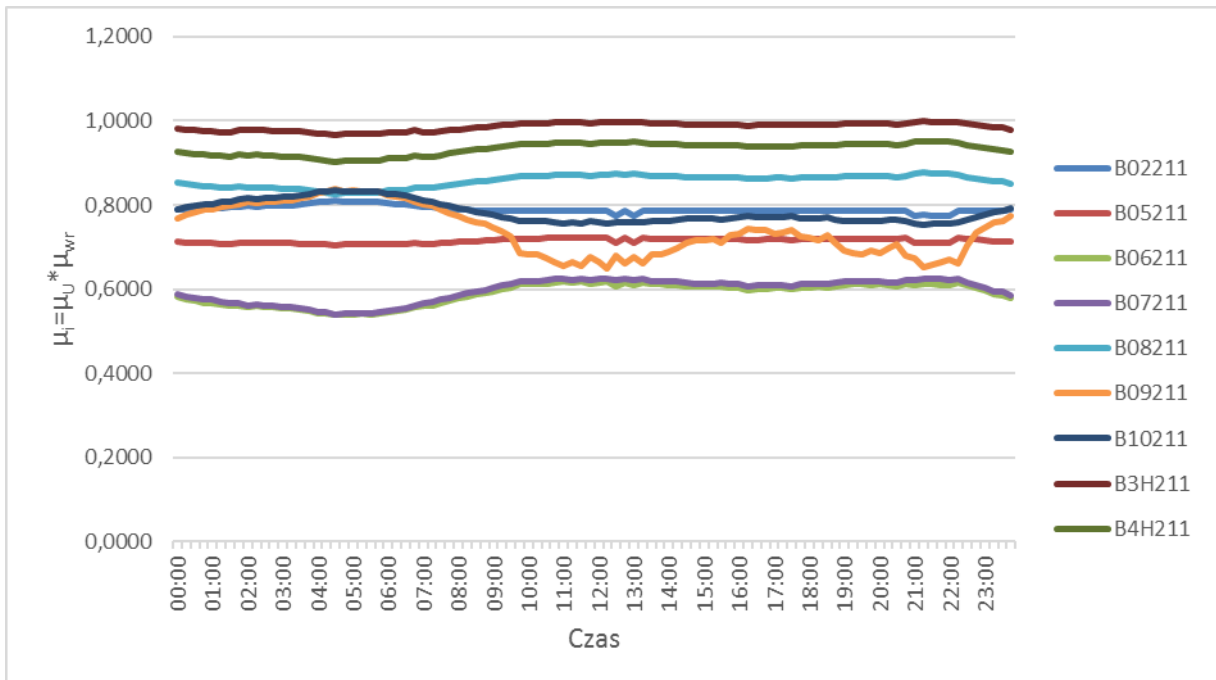
Rys. 7.59 Wartości współczynnika przynależności wyznaczonego dla podatności napięciowej węzłów. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



Rys. 7.60 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla podatności napięciowej węzłów. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



Rys. 7.61 Wartości iloczynu współczynników przynależności wyznaczonych dla węzłów. Węzły sieci 110 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



Rys. 7.62 Wartości iloczynu współczynników przynależności wyznaczonych dla węzłów. Węzły sieci 220 kV, brak dodatkowych źródeł mocy biernej. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



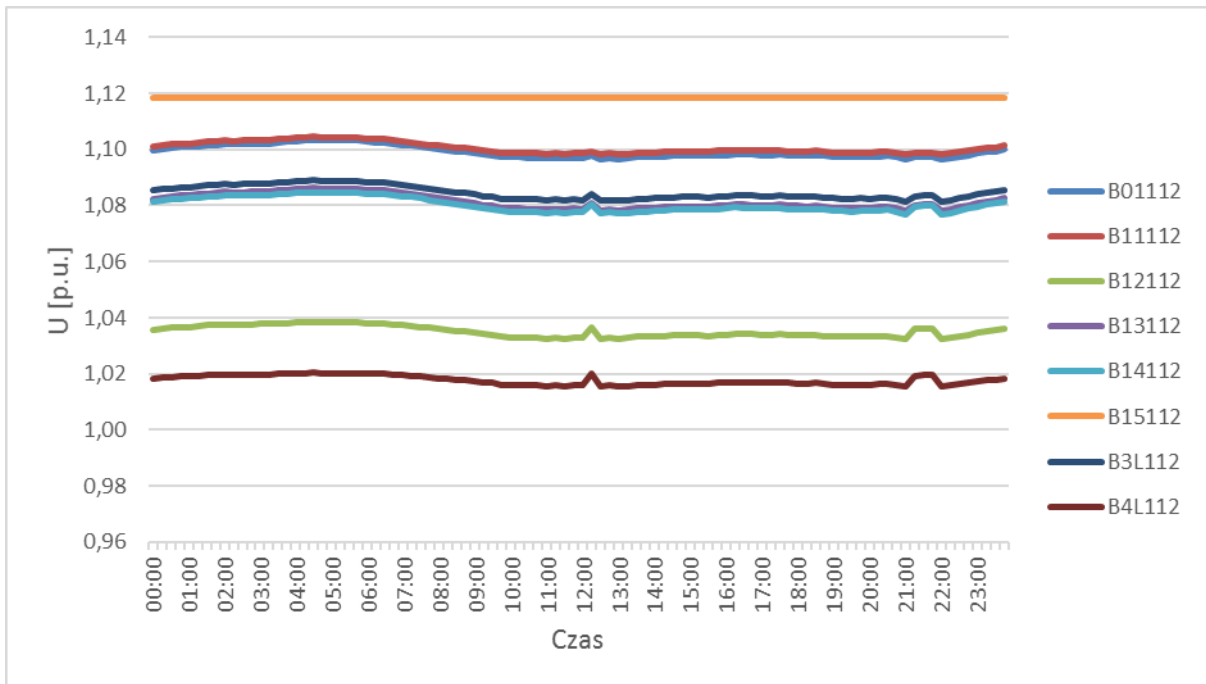
7.3.2 Analiza stanu systemu, kompensator zainstalowany w węźle B15112

Rys. 7.63 oraz rys. 7.64 przedstawiają poziomy napięć w analizowanej sieci. Można zaobserwować, że poziom napięcia w węźle **B15112**, w którym zainstalowano kompensator, utrzymywane jest przez źródło napięciowe na maksymalnej dopuszczalnej wartości. Pozostałe wartości napięć nie zmieniły się w stosunku do wariantu bez kompensatora, jako że zmiany wprowadzane przez kompensator są niewielkie.

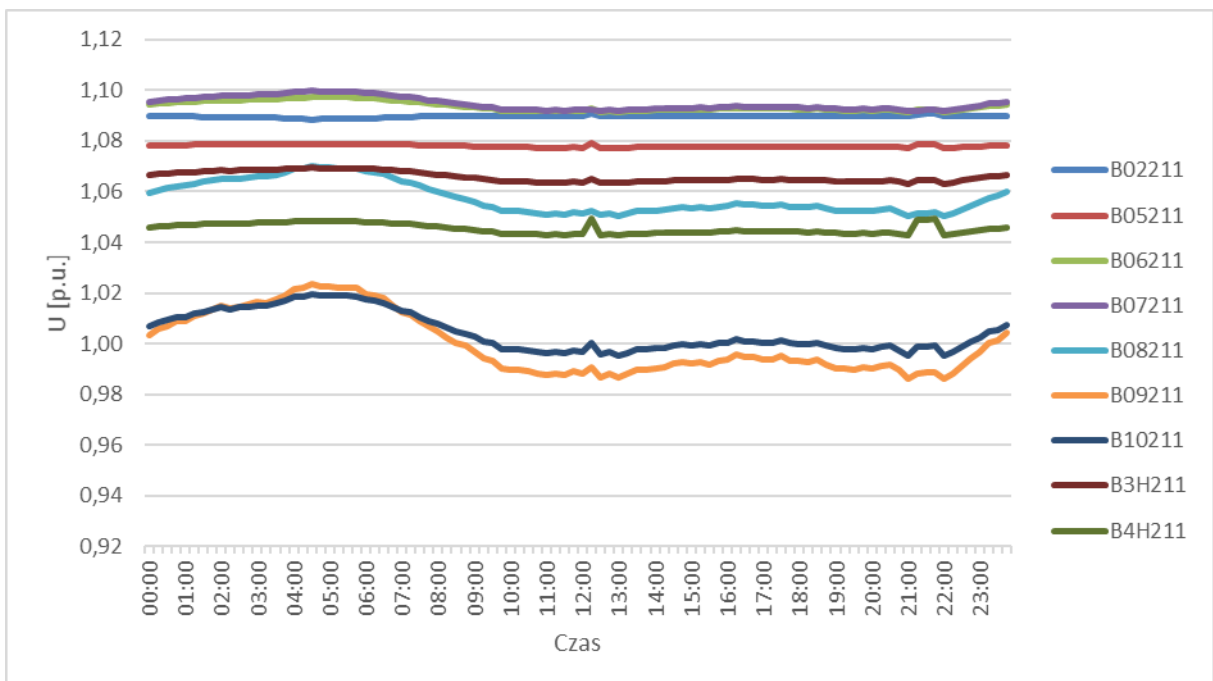
Sytuacja napięciowa w analizowanej sieci jest dobra, co można zaobserwować na rys. 7.65 oraz rys. 7.66, przedstawiających współczynniki przynależności dla wartości napięć. Źródło napięciowe modelujące kompensator, utrzymuje napięcie w węźle **B15112** w taki sposób, aby nie wystąpił współczynnik niższy niż 0,5.

Podatność napięciowa węzła **B15112** utrzymuje się na poziomie 0, gdyż zainstalowane w nim źródło napięciowe posiada charakterystykę statyczną o statyzmie 0. Pozostałe wartości podatności napięciowej, przedstawione na rys. 7.67 i rys. 7.68 nie zmieniły się znacznie, gdyż wprowadzone przez modelowany kompensator zmiany są niewielkie. Węzły analizowanej sieci mają spory zapas stabilności napięciowej, co obrazują współczynniki przedstawione na rys. 7.69 i rys. 7.70.

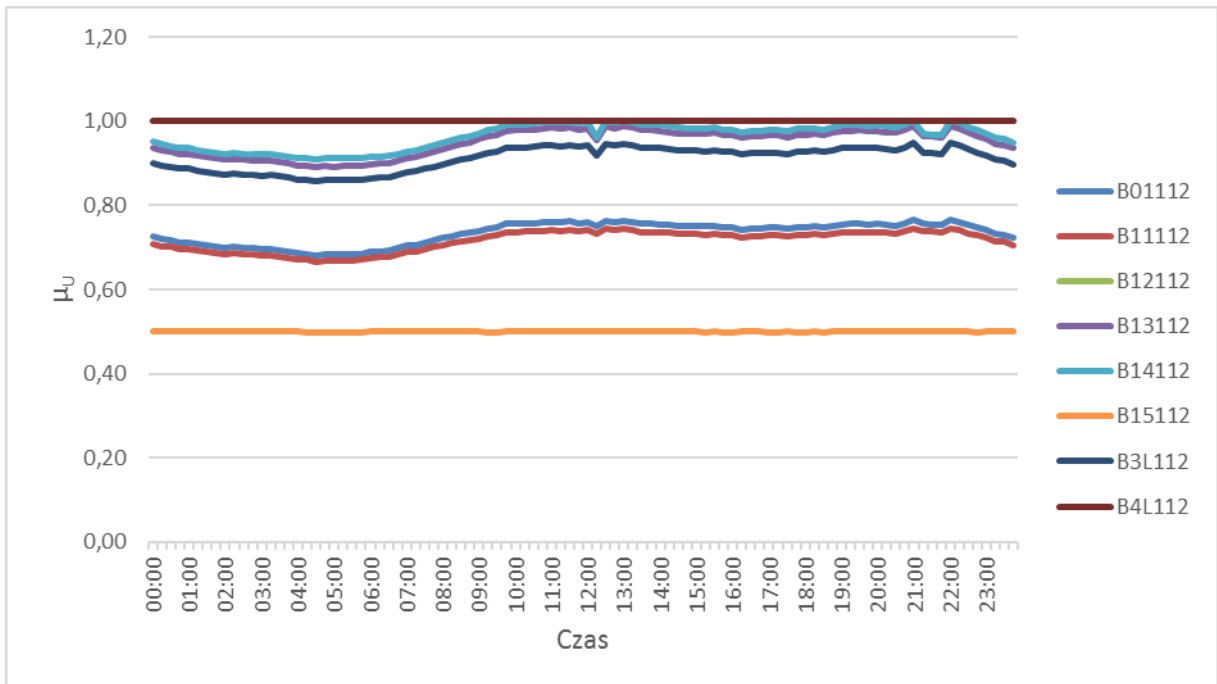
Przedstawione na rys. 7.71 oraz rys. 7.72 iloczyny współczynników utrzymują się na wysokim poziomie. Ze względu na to, że wartości współczynników przynależności dla napięć nie przekroczyły wartości granicznej, nie zostaje podjęta decyzja o instalacji następnego źródła.



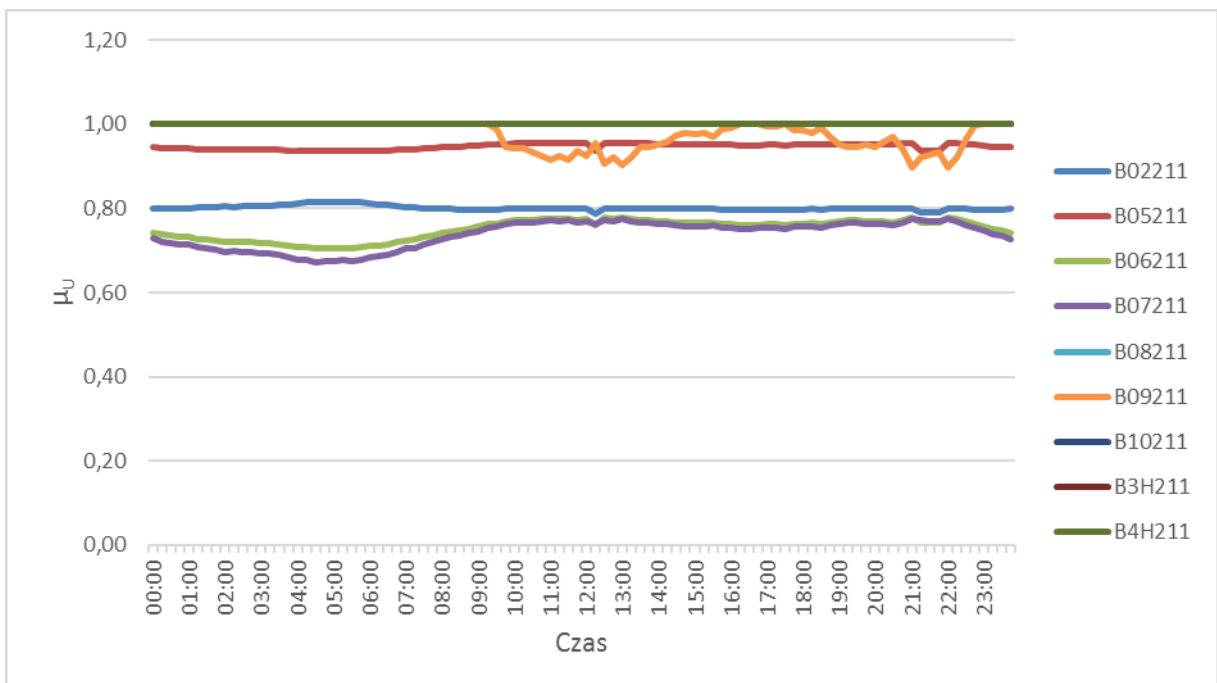
Rys. 7.63 Poziomy napięć poszczególnych węzłów zamodelowanej sieci w różnych wariantach rozpiływowych. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B15112**. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



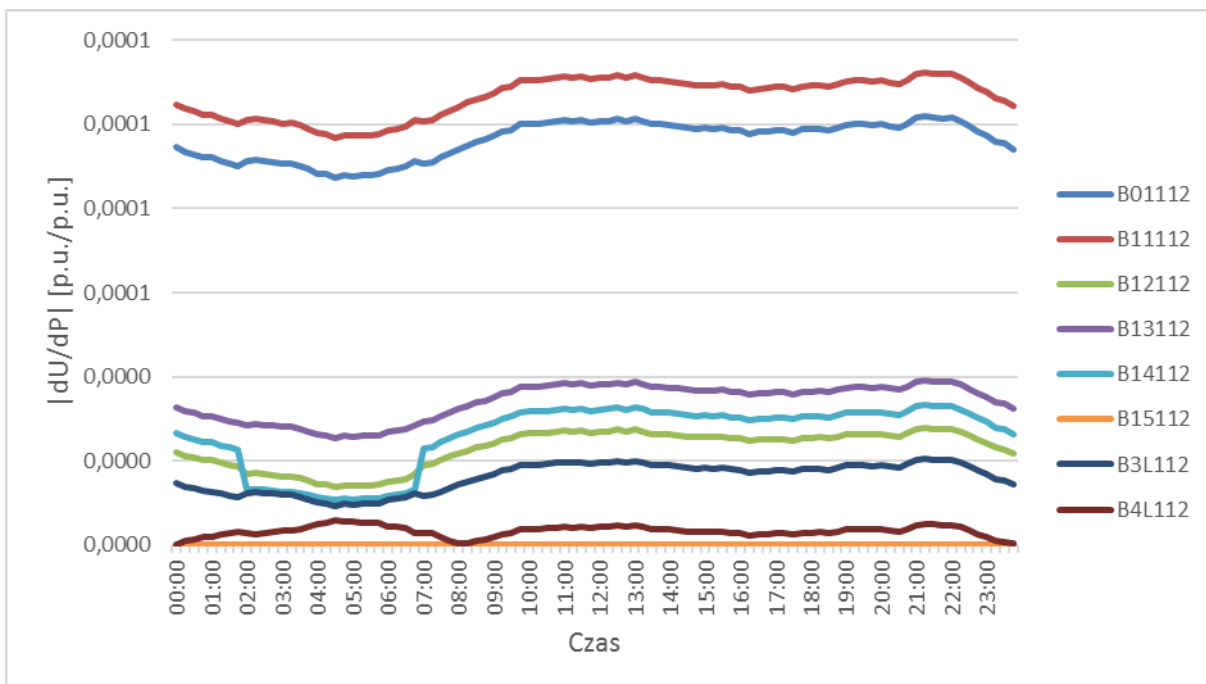
Rys. 7.64 Poziomy napięć poszczególnych węzłów zamodelowanej sieci w różnych wariantach rozpiływowych. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B15112**. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



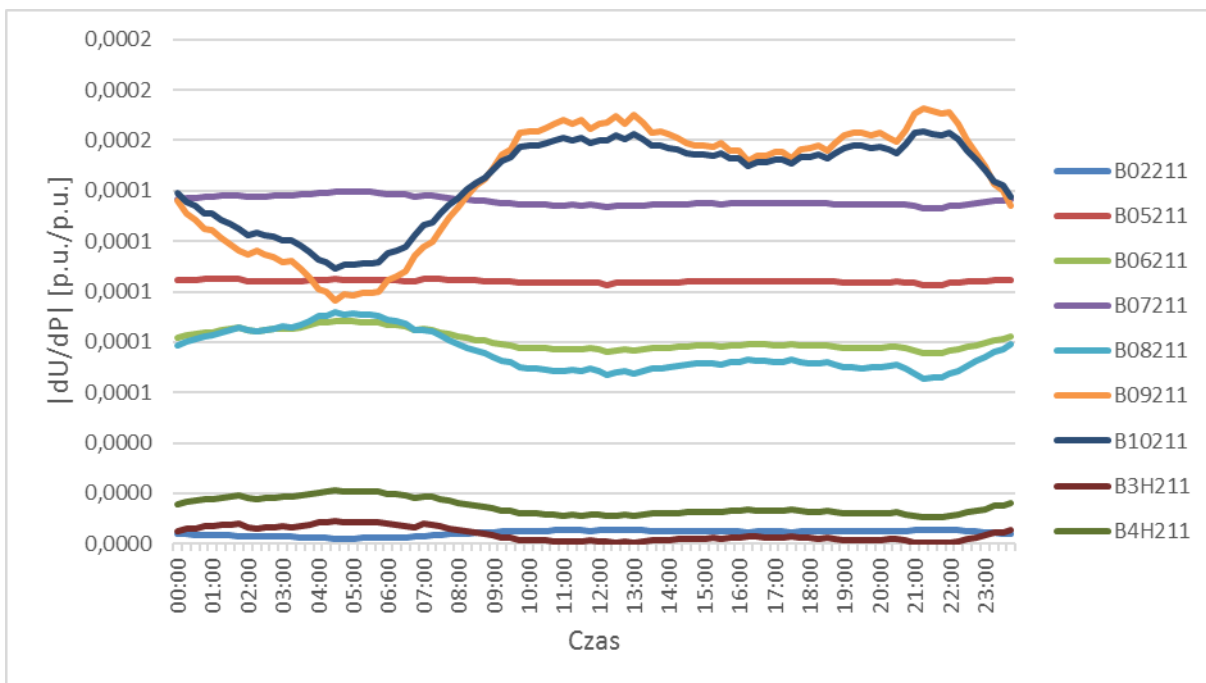
Rys. 7.65 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla poziomów napięć w węzłach. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B15112**. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



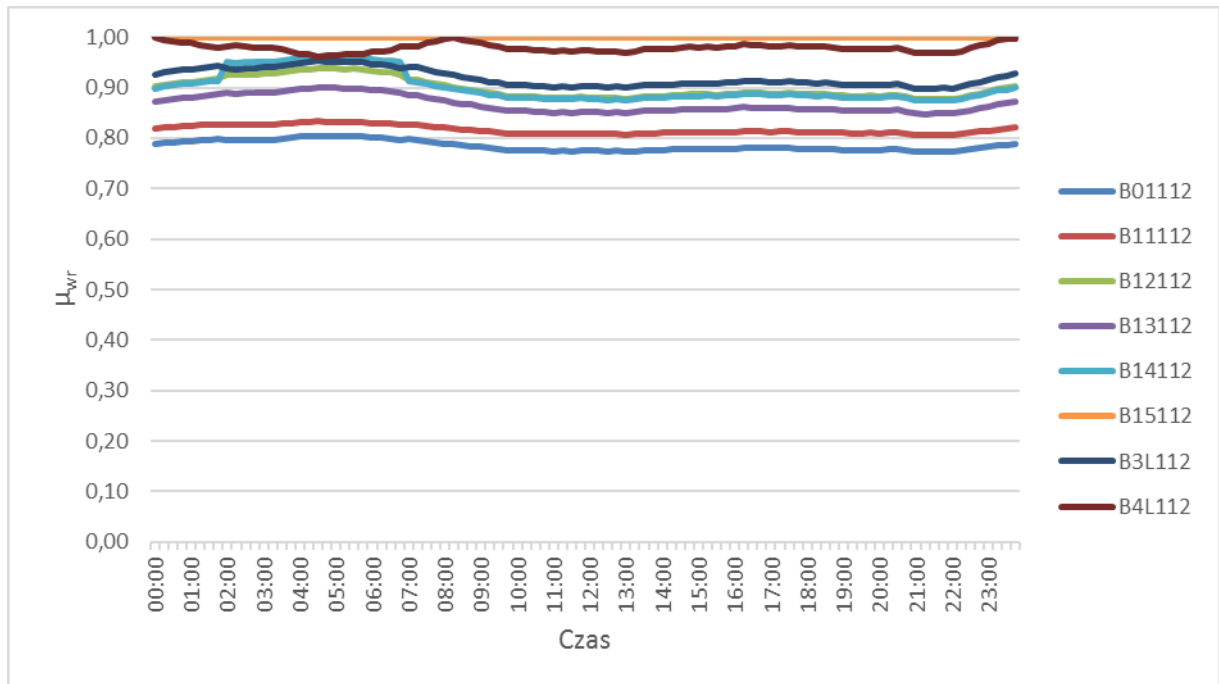
Rys. 7.66 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla poziomów napięć w węzłach. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B15112**. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



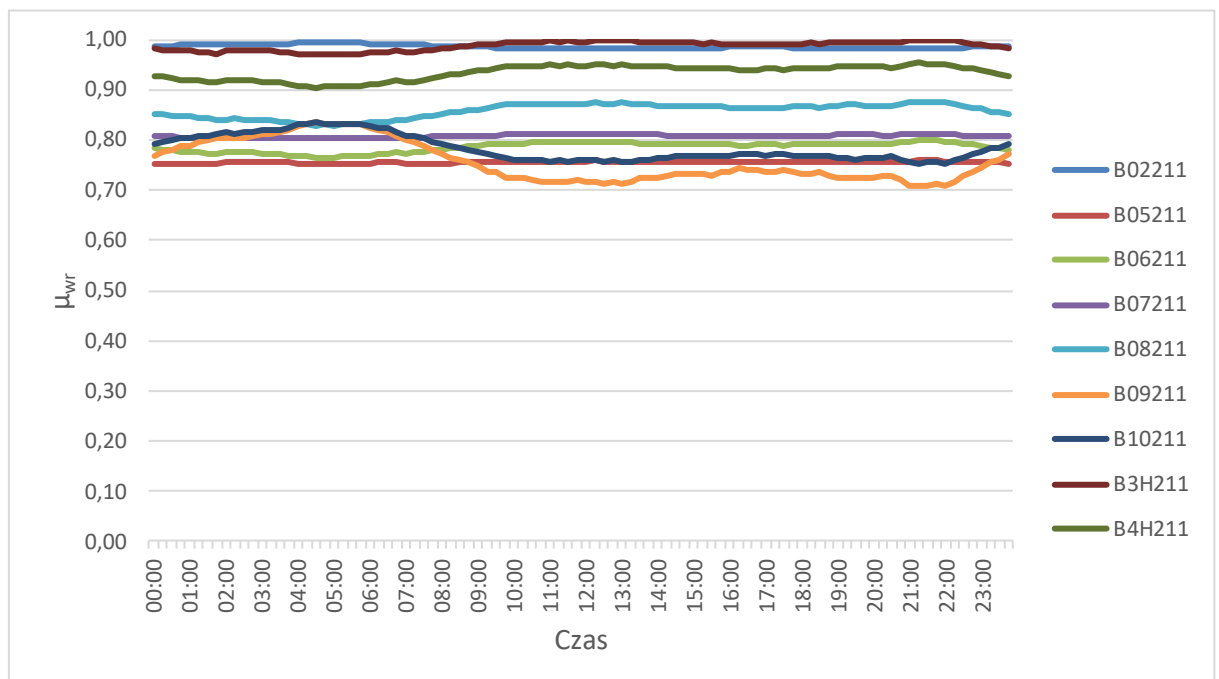
Rys. 7.67 Wartości współczynnika podatności napięciowej wyznaczonego dla węzłów w programie rozplýwowym. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węzle **B15112**. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



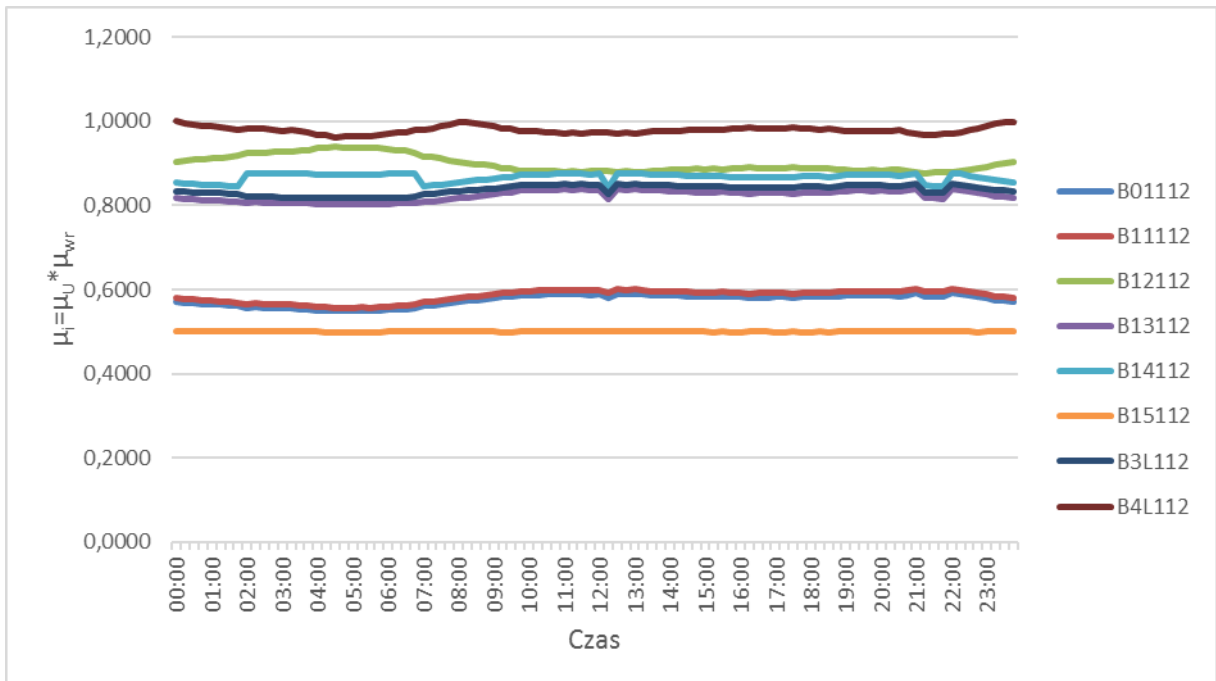
Rys. 7.68 Wartości współczynnika podatności napięciowej wyznaczonego dla węzłów w programie rozplýwowym. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węzle **B15112**. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



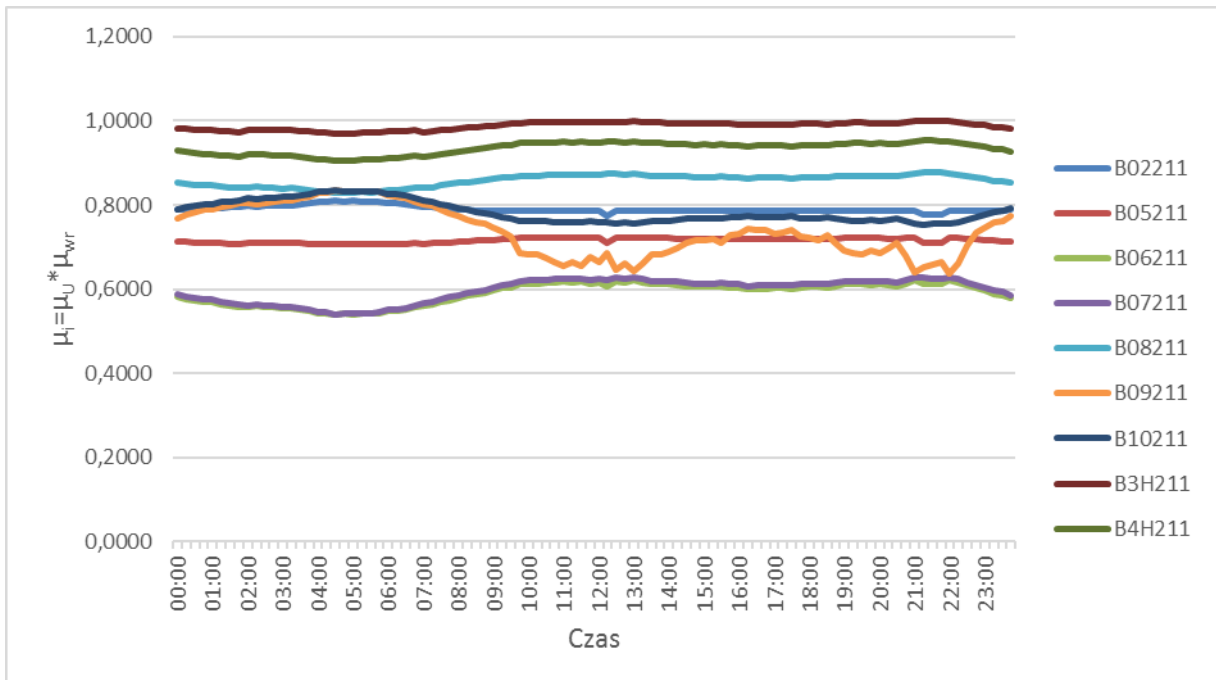
Rys. 7.69 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla podatności napięciowej węzłów. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B15112**. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



Rys. 7.70 Wartości współczynnika przynależności wyznaczone dla podatności napięciowej węzłów. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B15112**. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.



Rys. 7.71 Wartości iloczynu współczynników przynależności wyznaczonych dla węzłów. Węzły sieci 110 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B15112**. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.

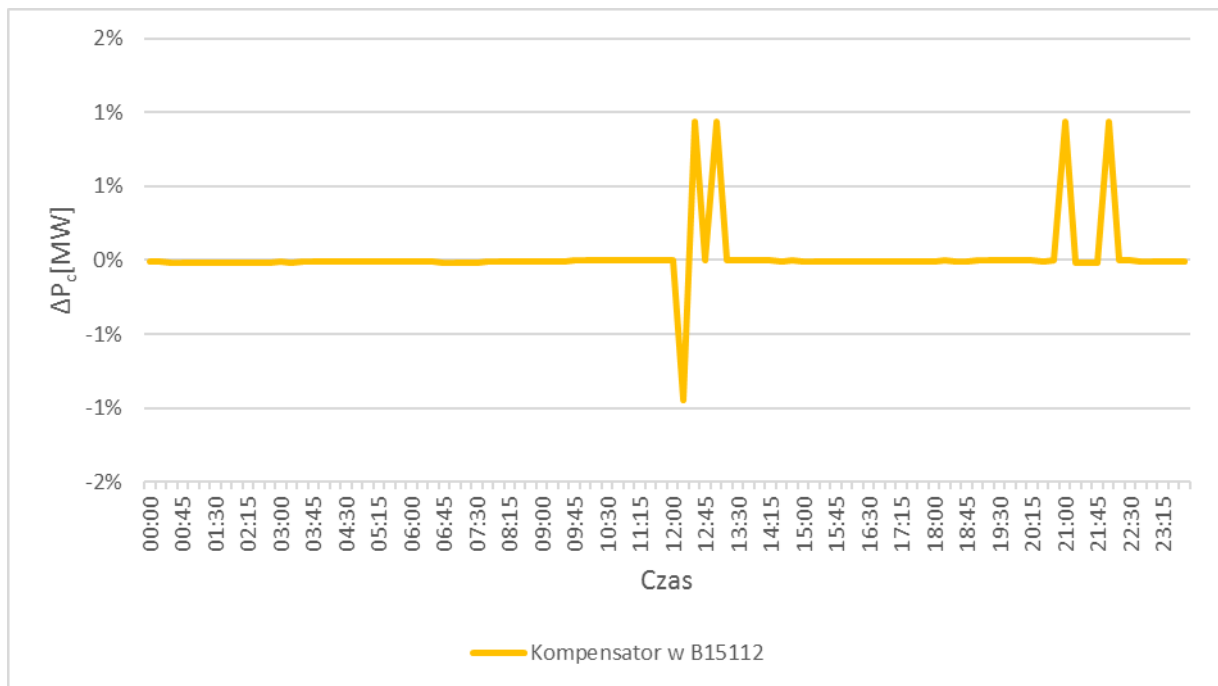


Rys. 7.72 Wartości iloczynu współczynników przynależności wyznaczonych dla węzłów. Węzły sieci 220 kV, dodatkowe źródło mocy biernej w węźle **B15112**. Dolina letnia, sieć zmodyfikowana.

7.3.3 Ocena rozwiązania

7.3.3.1 Straty mocy czynnej

Jednym z badanych parametrów były straty mocy czynnej w modelowanej sieci. Wyniki przedstawiające zmianę procentową tych zmian w stosunku do wariantu bazowego bez kompensatorów obrazuje rys. 7.73.



Rys. 7.73 Zmiany strat mocy czynnej w modelowanej sieci po zainstalowaniu dodatkowego źródła mocy biernej.

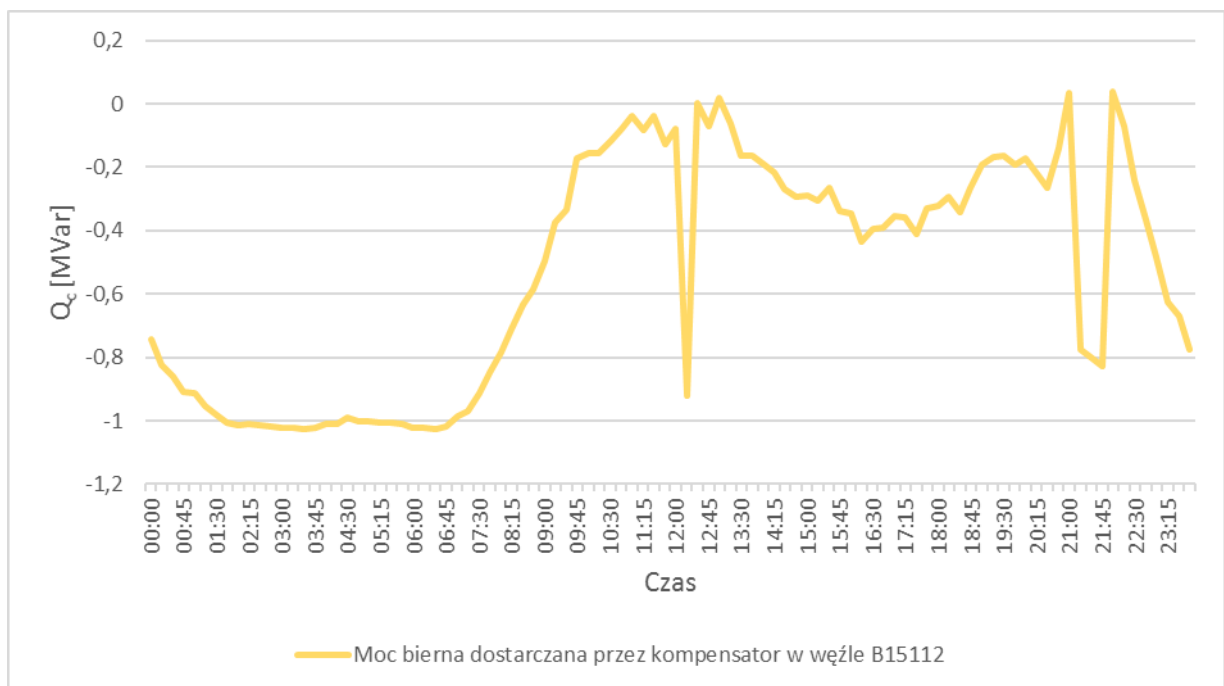
Wprowadzenie kompensacji pojemnościowej mocy biernej nie spowodowało znaczącej zmiany strat mocy czynnej w modelowanej sieci. Co więcej, w większości wariantów rozptylowych, kompensacja spowodowała zwiększenie strat mocy czynnej. Jednak ze względu na to, że podstawowym kryterium instalacji dodatkowego źródła były względy jakości dostarczanej energii elektrycznej (poziom napięcia), jest to dopuszczalna zmiana.

7.3.3.2 Moc bierna dostarczana do węzłów z kompensatorami

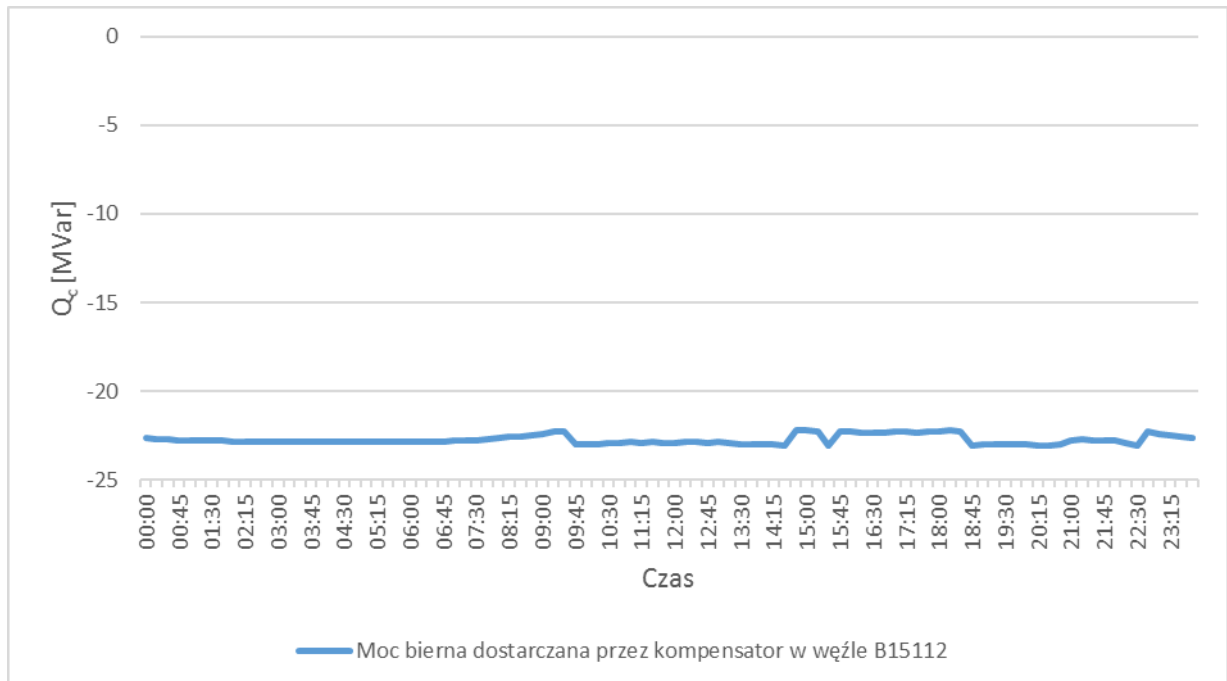
Aby określić minimalną wartość znamionową mocy źródła do zainstalowania w wytypowanej lokalizacji, badana jest wartość mocy biernej, która pobierana była przez to źródło w węźle, aby utrzymać wartość dopuszczalną napięcia.

Napięcie w węźle wytypowanym do lokalizacji dodatkowego źródła mocy biernej nieznacznie przekraczało wartość dopuszczalną. Z tego powodu wartości mocy biernej pobieranej przez źródło napięcia, modelujące kompensator, są nieznaczne. Rys. 7.74 przedstawia wartości mocy biernej pobierane przez to źródło. Wartości te bardzo nieznacznie przekraczają 1 Mvar mocy biernej indukcyjnej.

Znacząca jest jednak wartość mocy biernej, dostarczanej przez kompensator, aby utrzymać wartość napięcia bliską wartości znamionowej. Jak przedstawiono na rys. 7.75, wartości te utrzymują się w granicy 22 Mvar mocy biernej indukcyjnej.



Rys. 7.74 Moc bierna dostarczana do węzła **B15112** w celu utrzymania wartości dopuszczalnej napięcia w tym węźle. Kompensator zainstalowany tylko w węźle **B15112**.



Rys. 7.75 Moc bierna dostarczana do węzła **B15112** w celu utrzymania wartości bliskiej wartości znamionowej w tym węźle. Kompensator zainstalowany tylko w węźle **B15112**.

Analiza zaproponowanego rozwiązania pozwala na potwierdzenie, że zaproponowany algorytm pozwala na podjęcie decyzji o lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej zarówno w sytuacji deficytu, jak i nadmiaru mocy biernej w sieci elektroenergetycznej.

Mimo iż w analizowanej sytuacji napięcie w węźle bardzo nieznacznie przekracza wartość dopuszczalną, to fakt że znajduje się bardzo blisko tej granicy, stanowi o niskiej jakości dostarczanej energii i zagrożeniu znacznym przekroczeniem wartości dopuszczalnej przy zmianie topologii sieci bądź zmianach obciążenia. Instalacja źródła o znamionowej mocy indukcyjnej biernej z zakresu od 22 do 1 Mvar, wyznaczonych przez algorytm, poprawi sytuację napięciową węzła. Wybór konkretnego kompensatora powinna poprzedzić analiza techniczna oraz ekonomiczna, do których danymi wejściowymi powinny być wyniki opracowanej metody.



8 PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Z każdym rokiem obserwuje się wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Aby zapewnić ciągłość w dostarczaniu oraz odpowiednią jakość energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom, niezbędna jest ciągła modernizacja istniejącej infrastruktury do wytwarzania oraz przesyłu energii elektrycznej. Każda zmiana w systemie elektroenergetycznym zmienia warunki jego pracy, należy więc monitorować potrzebę instalacji dodatkowych urządzeń wspomagających pracę sieci oraz poprawiających parametry jej przesyłu.

W tej pracy proponuje się metodykę, która umożliwi sprawdzenie sieci przesyłowej pod kątem warunków napięciowych i proponuje optymalną, ze względu na poprawę profili napięciowych sieci oraz zwiększenie zapasu stabilności sieci, lokalizację dodatkowych źródeł mocy biernej. Opracowana metodyka opiera się głównie na wymaganiach dotyczących stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego. Działanie zaproponowanej metody polega na wyszukaniu najlepszego rozwiązania instalacji dodatkowych źródeł mocy biernej, które spełnia wymagania użytkownika oraz zapewnia znaczną poprawę warunków pracy sieci. Uwzględnienie preferencji użytkownika, np. maksymalna ilość instalowanych źródeł lub zakres optymalizowanych poziomów napięć, możliwe jest dzięki wprowadzeniu parametrów do algorytmu metody.

Opracowaną metodykę instalacji dodatkowych źródeł mocy biernej przeanalizowano dla modelu testowego CIGRE. Analiza ta miała na celu sprawdzenie możliwości implementacji proponowanej metodyki. Przeprowadzone badania pozwoliły na sformułowanie następujących wniosków:

- Opracowana metodyka identyfikuje węzły w analizowanej sieci, które są zagrożone pod względem stabilności napięciowej.
- Przeprowadzenie analizy w programie rozplwywym, który pozwala na implementację własnych makr znacznie skraca czas analizy i pozwala na znaczną automatyzację procesu.
- Algorytm pozwala na analizę dowolnej liczby węzłów badanego systemu, można również ograniczyć się do konkretnego poziomu napięcia bądź obszaru.



- Modelowanie badanego systemu pozwala na analizę różnych wariantów obciążenia sieci, oraz różnych wariantów modernizacji sieci. Pozwala to uwzględnić szereg koncepcji rozwoju sieci i analizować możliwość rozbudowy.
- Zaproponowana metodyka nie sugeruje rodzaju instalowanego źródła mocy biernej, ale pozwala na oszacowanie minimalnej mocy biernej źródła, niezbędnej do zapewnienia stabilnej i bezpiecznej pracy systemu. Określa również poziom mocy biernej, którą powinien dysponować kompensator, aby utrzymać napięcie w węźle blisko wartości znamionowej.
- Proponowany algorytm pozwala na identyfikację zarówno deficytu, jak i nadmiaru mocy biernej, proponując instalację źródeł mocy biernej pojemnościowej lub indukcyjnej w zależności od potrzeb.
- Wyniki uzyskane przy pomocy metody uwzględniają inne czynniki, np. straty mocy czynnej lub obciążenie ciągów przesyłowych, pozwalającej na analizę zaproponowanego przez metodę rozwiązania pod kątem optymalizacji pracy sieci.
- Czas wykonywania obliczeń zależy od skomplikowania modelu do badań oraz parametrów metody (zakres napięć oraz maksymalna ilość instalowanych źródeł).

Celem rozprawy było udowodnienie tezy, że zastosowanie teorii zbiorów rozmytych w algorytmie określania lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie pozwala na optymalne, pod względem bezpieczeństwa sieci, rozmieszczenie tych źródeł w sieci przesyłowej. Aby osiągnąć ten cel, opracowano algorytm określający lokalizację dodatkowych źródeł mocy biernej w sieci przesyłowej. Opracowany algorytm typuje lokalizacje, w których instalacja dodatkowego źródła mocy biernej wspomaga pracę sieci. Pozwala na oszacowanie minimalnej znamionowej mocy biernej tych źródeł, zapewniającej utrzymanie napięcia w węźle na poziomie dopuszczalnym, oraz oszacowanie mocy biernej niezbędnej do utrzymania wartości napięcia blisko wartości znamionowej. Przeprowadzono weryfikację działania algorytmu modelując instalację kompensatorów w wyznaczonych węzłach, znacznie poprawiając warunki pracy systemu elektroenergetycznego. Podsumowując wyniki badań, można stwierdzić, że teza rozprawy została udowodniona.



9 BIBLIOGRAFIA

- [1] J. Machowski, *Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego*, Warszawa: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2007.
- [2] PSE, *IRiESP - Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej*, Warszawa, 2014.
- [3] *Polska Norma PN-EN 50160 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych*.
- [4] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw Hill, 1993.
- [5] J. Dixon, J. Rodriguez i R. Domke, „Reactive Power Compensation Technologies, State-of-the-Art Review,” *Proceedings of the IEEE*, tom 93, nr 12, 2005.
- [6] J. Klucznik, „Możliwości tłumienia kotłosań wirników generatorów przez kompensatory statyczne typu SVC,” *Energetyka, Zeszyt tematyczny nr XXIII*, Maj 2012.
- [7] Z. Kremens i M. Sobierajski, *Analiza Systemów Elektroenergetycznych*, Warszawa: Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, 1996.
- [8] R. Zajczyk, „Stabilność napięciowa podsystemu elektroenergetycznego,” *Acta Energetica*, nr 02, 2010.
- [9] M. Zerva, *Voltage Stability Assessment of the Swiss Power Transmission System*, Zurich, 2010.
- [10] L. Zadeh, „Fuzzy Sets,” *Information and Control*, nr 3, 1965.
- [11] R. C. Bansal, „Bibliography on the Fuzzy Set Theory Applications in Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, tom 18, nr 4, 2003.
- [12] K. Tomsovic, „A fuzzy linear programming approach to the reactive power/voltage control problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, tom 7, nr 1, 1993.
- [13] K. Tomsovic, M. Y. Chow i Others, „Tutorial on Fuzzy Logic Applications in Power Syst,” w *IEEE-PES Winter Meeting in Singapore*, Singapore, 2000.
- [14] R. Yokoyama, T. Niimura i Y. Nakanishi, „A coordinated control of voltage and reactive power by heuristic modeling and approximate reasoning,” *IEEE Transactions on Power system*, tom 8, nr 2, 1993.



- [15] P. Y. Ekel, L. D. Terra, M. F. Junges, F. J. de Oliviera, R. Kowaltschuk i T. Y. Taguti, „Fuzzy logic in voltage and reactive power control in power systems,” *IEEE Proceedings of the 1999*, 1999.
- [16] B. Venkatesh, G. Sadasivam i M. Abdullah Khan, „A new optimal reactive power scheduling method for loss minimization using succesive multi objective fuzzy LP technique,” *IEEE Transactions on power systems*, tom 15, nr 2, 2000.
- [17] S. Ching-Tzong i L. Chien-Tung, „Fuzzy-based voltage/reactive power scheduling for voltage security improvement and loss reduction,” *IEEE Transactions on power system*, tom 16, nr 2, 2001.
- [18] R. C. Bansal, „Optimization Methods for Electric Power Systems: An Overview,” *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, tom 2, nr 1, 2005.
- [19] P. Kadar, „ Application of Optimization Techniques in the Power System Control,” *Acta Polytechnica Hungarica*, tom 10, nr 5, 2013.
- [20] H. C. Chin i W. M. Lin, „Capacitor Placements for distribution systems with fuzzy algorithm,” w *TENCON '94*, 1994.
- [21] C. T. Su i C. C. Tsai, „A new fuzzy-reasoning approach to optimum capacitor allocation for primary distribution systems Industrial Technology,” w *The IEEE International Conference ICIT'96*, 1996.
- [22] H. N. Ng, M. M. Salama i A. Y. Chikhani, „Capacitor Allocation by Approximate Reasoning,” *IEEE Transactions*, tom 15, nr 1, 2000.
- [23] M. S. Nagaraja, T. Ananthapadmanabha, B. Kantharaj i R. Prakash, „Capacitor Placement and Replacement for Reactive Power Control in Radial Distribution System,” w *TENCON 2006, IEEE Region 10 Conference*, 2006.
- [24] M. A. Masoum, A. Jafarian, M. Ladjevardi, E. F. Fuchs i W. M. Grady, „Fuzzy approach for optimal placement and sizing of capacitor banks in the presence of harmonics,” *Power Delivery, IEEE Transactions*, tom 19, nr 2, 2004.
- [25] S. A. Soliman, H. K. Temraz i M. E. El-Hawary, „Fuzzy systems applications to reactive power compensation in primary distribution feeders,” *IEEE*, 2001.
- [26] S. F. Mekhamer, M. E. El-Hawary, M. M. Mansour, M. A. Moustafa i S. A. Soliman, „State of the Art. In Optimal Capacitor Allocation for Reactive Power Compensation in Distribution Feeders,” w *Power Engineering 2002 Large Engineering Systems Conference LESCOPE 02*, 2002.



- [27] R. Kenarangui i N. M. Tabatabayee, „Decision based VAR compensators placement in electric power systems, Systems, Man, and Cybernetics,” w *Decision Aiding for Complex Systems, 1991 IEEE International Conference*, 1991.
- [28] H. N. Ng, M. M. Salama i A. Y. Chikhani, „A survey of the application of AI in capacitor allocation and control,” w *Engineering Innovation: Voyage of Discovery. IEEE 1997 Canadian Conference*, 1997.
- [29] I. Pisica, C. Bulac, L. Toma i M. Eremia, „Optimal SVC placement in electric power systems using a genetic algorithms based method,” w *PowerTech, Bucharest, 2009*.
- [30] Zespół Badawczy Katedry Elektroenergetyki, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Politechnika Gdańska, „Optymalizacja gospodarki mocą bierną w systemie elektroenergetycznym,” Gdańsk, 2013.
- [31] P. M. Anderson i A. A. Fouad, *Power system control and stability*, New York: John Wiley & Sons, 2003.
- [32] DigSILENT, *PowerFactory Instruction Manual*, Gomaringen, 2015.
- [33] R. Lis, *Problemy z oceną i sposoby poprawy stabilności napięciowej sieci przesyłowej*, Wrocław: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2007.
- [34] J. Machowski, J. Białek i J. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, Second Edition, John Wiley & Sons, 2009.
- [35] H. Majchrzak, „Planowanie rozwoju polskiej sieci przesyłowej w perspektywie 2025,” *Energetyka*, tom 6, 2012.
- [36] J. A. Momoh, *Electric power system Applications of optimization*, New York: Marcel Dekker, 2001.
- [37] A. Sumper i A. Baggini, *Electrical Energy Efficiency: Technologies and Applications*, John Wiley & Sons, 2012.
- [38] K. Tomsovic i J. A. Momoh, „Overview and literature survey of fuzzy set theory in power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, tom 10, nr 3, 1995.
- [39] R. Zajczyk, R. Kowalak, R. Małkowski i A. Zbroński, „Instalowanie kompensatorów w sieci przesyłowej KSE,” w *Problematyka Mocy Biernej w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych*, Wiśła, 2010.



- [40] R. Zajczyk, R. Kowalak i A. Zbroński, „Wykorzystanie logiki zbiorów rozmytych w określaniu lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym,” *Elektroenergetyka*, 2012.
- [41] R. Zajczyk, R. Kowalak, R. Małkowski i A. Zbroński, „Statyczne kompensatory bocznikowe i ich lokalizacja w sieci przesyłowej,” *Energetyka, zeszyt tematyczny nr XXIII*, 2012.
- [42] R. Zajczyk, R. Kowalak i A. Zbroński, „Lokalizacja źródeł mocy biernej w systemie elektroenergetycznym z wykorzystaniem metody zbiorów rozmytych,” *Wiadomości Elektrotechniczne*, tom 81, 2013.
- [43] R. Zajczyk, R. Kowalak i A. Zbroński, „Poziom strat mocy w sieci elektroenergetycznej jako jeden z elementów oceny lokalizacji kompensatorów,” *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, tom 47, 2015.
- [44] A. Zbroński, „Wybór funkcji przynależności dla wyszukiwania lokalizacji dodatkowych źródeł mocy biernej metodą zbiorów rozmytych,” *Acta Energetica*, nr 4, 2013.
- [45] Zespół Badawczy Katedry Elektroenergetyki, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Politechnika Gdańska, Praca badawczo rozwojowa PSE S.A., "Opracowanie Wymagań funkcjonalnych i parametrów technicznych dla statycznych układów kompensacji mocy biernej i regulacji napięcia w aspekcie poprawy stabilności napięciowej w KSE w stanach normalnych i zakłóceńowych", Gdańsk, 2011.



ZAŁĄCZNIK – Kod skryptu w języku DPL (*DigSILENT Programming Language*).

Rozmieszczenie kompensatorów:

```
int krok;
int lw;
int k;
double ws;
OblMZ.Execute();
EchoOff();
KASOWANIE.Execute();
while (k<(kmax+2))
{
Kas.Execute();
printf('check %f',k);
lw=ws_sk.Size();
krok = 1;
    while (krok<=lw)
    {
        ws=ws_sk.Get(krok);
        Zmiana_S_odb:ws=ws;
        Zmiana_S_odb.Execute();
        Rozplyw:kd=kd;
        Rozplyw:kg=kg;
        Rozplyw:FLgr=FLgr;
        Rozplyw.Execute();
        if(Rozplyw:err=1)
        {
            output('Rozplyw optymalny nie policzony poprawnie !');
            printf('przy kroku = %d',krok);
            Zmiana_S_odb:ws=1;
            Zmiana_S_odb.Execute();
            exit();
        }
        krok = krok+1;
    }
    Zmiana_S_odb:ws=1;
    Zmiana_S_odb.Execute();
    k=k+1;
    if(k=(kmax+1)) exit();
    Szuk:FLgr=FLgr;
    Szuk.Execute();
    if(Szuk:kon=1) exit();
}
EchoOn();
```



OBLMZ:

```
set sTerm,selement;
object Term,obi;
int w,war2,war;
double odSkss;
string sTmp;
EchoOff();
!
OZ.Execute();
ClearOutput();
MZ.Init(1,1);
sTerm=AllRelevant('*.ElmTerm');
sTerm.SortToName(0);
w=0 ;
for (Term=sTerm.First(); Term; Term=sTerm.Next())
{
    selement=Term.GetConnectedElms();
    war2=0 ;
    for (obi=selement.First(); obi; obi=selement.Next())
    {
        war=obi.IsClass('ElmSym');
        if(war=1) war2=1;
        war=obi. IsClass('ElmShnt');
        if(war=1) war2=1;
    }
    if (war2=0) w=w+1;
    if(w>0.and.war2=0)
    {
        MZ.Resize(3,w);
        sTmp=Term.loc_name;
        MZ.ColLbl(sTmp,w);
        MZ.Set(1,w,Term:m:Skss);
        MZ.Set(3,w,Term:e:uknom);
        MZ.Set(2,w,(4*Term:e:uknom)/(1000*Term:m:Skss));
    }
}
EchoOn();
```



KASOWANIE:

```
set s;  
object o;  
s=AllRelevant('zr_nap*.*');  
Delete(s);  
w1.Init(1,1);  
w2.Init(1,1);  
mdw.Init(1,1);  
mdwm.Init(1,1);  
str.Init(1,1);  
set.Clear();
```

Kas:

```
set s;  
object o;  
w1.Init(1,1);  
w2.Init(1,1);  
w3.Init(1,1);  
mdw.Init(1,1);  
mdw.Set(1,1,-3345);
```

Zmiana_S_odb:

```
set sodb,selement;  
object odb,wez,obi;  
int le,var,var2;  
sodb = AllRelevant('*.ElmLod');  
for (odb=sodb.First(); odb; odb=sodb.Next())  
{  
    wez=odb.GetNode(0);  
    selement=wez.GetConnectedElms();  
    var2=0 ;  
    for (obi=selement.First(); obi; obi=selement.Next())  
    {  
        var=obi.IsClass('ElmSym');  
        if(var=1) var2=1;  
    }  
    if(var2=0)  
    {  
        odb:scale0 = ws;  
    }  
}
```



Rozplyw:

```
int cpr,i,j,k,war,warp,pomoc,lws,lks;
set sW,sZN, sGrid,sG;
object W,ZN,grid,G;
double u,p1,p2,psmc,psmb;
double Ud1,Ug1,Ud0,Ug0,Ukmin,Ukmax;
string a;
Nap.Init(1,1);
MyLF.Execute();
cpr=validLDF();
if (cpr)
{
    i=0;
    sW=sWzn.All();
    for(W=sW.First();W;W=sW.Next())
    {
        i=i+1;
        Nap.Resize(i,3);
        u=W:m:u;
        Nap.Set(i,1,u);
    }
    war=1;
    pomoc=0;
    while(war=1)
    {
        i=0;
        for(W=sW.First();W;W=sW.Next())
        {
            i=i+1;
            a=W:loc_name;
            a=sprintf('*%s.ElmVac',a);
            sZN=AllRelevant(a);
            ZN=sZN.First();
            u=Nap.Get(i,1);
            FR:W=W;
            FR:kd=kd;
            FR:kg=kg;
            FR:FLgr=FLgr;
            FR:u=-1;
            FR.Execute();
            Ukmin=FR:Ukmin;
            Ukmax=FR:Ukmax;
            Nap.Set(i,2,Ukmin);
            Nap.Set(i,3,Ukmax);
            if(u<Ukmin)
            {
```



```
        ZN:outserv=0;
        ZN:usetp=Ukmin;
    }
    if(u>Ukmax)
    {
        ZN:outserv=0;
        ZN:usetp=Ukmax;
    }
}
MyLF.Execute();
Podnap.Execute();
war=0;
i=0;
for(W=sW.First();W;W=sW.Next())
{
    i=i+1;
    u=W.m:u;
    Nap.Set(i,1,u);
    p1=Nap.Get(i,2);
    p2=Nap.Get(i,3);
    if(u<(p1-0.000001).or.u>(p2+0.000001))
    {
        warp=1;
    }
    else warp=0;
    if(warp=1) war=1;
}
}
Poz_Nap:kd=kd;
Poz_Nap:kg=kg;
Poz_Nap:FLgr=FLgr;
Poz_Nap.Execute();
sGrid=AllRelevant('*.ElmNet');
grid=sGrid.First();
lws=straty.NRow();
lks=straty.NCol();
if (lks=1)
{
    lws=0;
}
straty.Resize(lws+1,2);
psmc=grid.c:LossP;
psmb=grid.c:LossQ;
straty.Set(lws+1,1,psmc);
straty.Set(lws+1,2,psmb);
j=mdw.NCol();
k=0;
```



```
        if(j<i)
        {
            mdw.Init(1,i);
            mdwm.Init(1,i);
            k=1;
        }
j=mdw.NRow();
if(i=0)
{
    j=0;
    i=1;
    mdw.Set(1,1,-3345);
    mdwm.Set(1,1,-3345);
}
if(k=1) j=0;
k=mdw.Get(1,1);
if(k=-3345) j=0;
mdw.Resize(j+1,i);
mdwm.Resize(j+1,i);
i=1;
for(W=sW.First();W;W=sW.Next())
{
    a=W.loc_name;
    mdw.ColLbl(a,i);
    a=sprintf('*%s.ElmVac',a);
    sZN=AllRelevant(a);
    ZN=sZN.First();
    if (ZN:outserv=0)
    {
        mdw.Set(j+1,i,ZN:m:Q:bus1);
    }
else
    {
        mdw.Set(j+1,i,0);
    }
i=i+1;
}
for(W=sW.First();W;W=sW.Next())
{
    a=W.loc_name;
    a=sprintf('*%s.ElmVac',a);
    sZN=AllRelevant(a);
    ZN=sZN.First();
    FR:W=W;
    FR:kd=kd;
    FR:kg=kg;
    FR:FLgr=FLgr;
```



```
FR:u=-1;
FR.Execute();
Ukmin=FR:wud1;
Ukmax=FR:wug1;
if(u<Ukmin)
{
    ZN:outserv=0;
    ZN:usetp=Ukmin;
}
if(u>Ukmax)
{
    ZN:outserv=0;
    ZN:usetp=Ukmax;
}
}
MyLF.Execute();
i=1;
for(W=sW.First();W;W=sW.Next())
{
    a=W:loc_name;
    mdwm.ColLbl(a,i);
    a=sprintf('*%s.ElmVac',a);
    sZN=AllRelevant(a);
    ZN=sZN.First();
    if (ZN:outserv=0)
    {
        mdwm.Set(j+1,i,ZN:m:Q:bus1);
    }
    else
    {
        mdwm.Set(j+1,i,0);
    }
    i=i+1;
}
for(W=sW.First();W;W=sW.Next())
{
    a=W:loc_name;
    a=sprintf('*%s.ElmVac',a);
    sZN=AllRelevant(a);
    ZN=sZN.First();
    ZN:outserv=1;
}
}
else
{
    err=1;
}
```



Poz_Nap:

```
set sTerm,selement,sGrid;
object Ldf,Term,obi,Grid;
int i,p,w,war2,war,p2;
double wfp,pom1,pom2,pom3,pom4,pom5,pom6,dP,dvdq;
string sTmp;
FR:kd=kd;
FR:kg=kg;
FR:FLgr=FLgr;
sTerm=AllRelevant('*.ElmTerm');
sTerm.SortToName(0);
w=0 ;
for (Term=sTerm.First(); Term; Term=sTerm.Next())
{
    selement=Term.GetConnectedElms();
    war2=0 ;
    for (obi=selement.First(); obi; obi=selement.Next())
    {
        war=obi.IsClass('ElmSym');
        if(war=1) war2=1;
        war=obi. IsClass('ElmShnt');
        if(war=1) war2=1;
    }
    if (war2=0) w=w+1;
}
wyniki_pnap.Resize(2,w);
wyniki_wrnep.Resize(2,w);
pom4=wyniki_sum.NCol();
if(pom4=w+1){}
else
{
    wyniki_sum2.Resize(1,w);
    wyniki_sum.Resize(1,w+1);
    wyniki_sumil.Resize(1,w);
}
i=1;
for (Term=sTerm.First(); Term; Term=sTerm.Next())
{
    selement=Term.GetConnectedElms();
    war2=0 ;
    for (obi=selement.First(); obi; obi=selement.Next())
    {
        war=obi.IsClass('ElmSym');
        if(war=1) war2=1;
        war=obi. IsClass('ElmShnt');
```




```
        if(war=1) war2=1;
        }
    if (war2=0) {
        sTmp=Term:loc_name;
        wyniki_pnap.ColLbl(sTmp,i);
        wyniki_sum.ColLbl(sTmp,i);
        wyniki_wrnep.ColLbl(sTmp,i);
        wyniki_sum2.ColLbl(sTmp,i);
        wyniki_sumil.ColLbl(sTmp,i);
        wyniki_pnap.Set(1,i,Term:m:u1);
        FR:u=Term:m:u;
        FR:W=Term;
        FR.Execute();
        wfp=FR:wfp;
        pom2=MZ.Get(2,i);
        dvdq=Term:m:dvdP;
        if(dvdq<0.0000001)
        {
            dvdq=-dvdq;
            pom1=1;
        }
        if(dvdq>0.and.dvdq<pom2)
        {
            pom1=-1/pom2*dvdq+1;
        }
        if(dvdq>pom2)
        {
            pom1=0;
        }
        wyniki_wrnep.Set(1,i,dvdq);
        wyniki_pnap.Set(2,i,wfp);
        wyniki_wrnep.Set(2,i,pom1);
        i=i+1;
    }
}
wyniki_sum.ColLbl('dP',i);
pom3=wyniki_pnap.NCol();
pom4=wyniki_sum.NRow();
if(pom4=1)
{
    wyniki_sum.Resize(pom4+1,pom3+1);
    wyniki_sum2.Resize(pom4+1,pom3);
    wyniki_sumil.Resize(pom4,pom3);
    p2=1;
}
else
{
```



```
wyniki_sum.Resize(pom4+2,pom3+1);
wyniki_sum2.Resize(pom4+2,pom3);
wyniki_sumil.Resize(pom4/2+1,pom3);
p2=pom4+1;
}
dP=0;
sGrid=AllRelevant(*.ElmNet');
for (Grid=sGrid.First(); Grid; Grid=sGrid.Next())
    {
        dP=dP+Grid.c:LossP;}
wyniki_sum.Set(p2,pom3+1,dP);
wyniki_sum.Set(p2+1,pom3+1,1.1);
for(i=1;i<(pom3+1);i=i+1)
{
if(pom4=1)
{
pom5=wyniki_pnap.Get(1,i);
wyniki_sum.Set(pom4,i,pom5);
pom5=wyniki_pnap.Get(2,i);
wyniki_sum.Set(pom4+1,i,pom5);
pom6=wyniki_wrnap.Get(1,i);
wyniki_sum2.Set(pom4,i,pom6);
pom6=wyniki_wrnap.Get(2,i);
wyniki_sum2.Set(pom4+1,i,pom6);
wyniki_sumil.Set(pom4,i,pom5*pom6);
}
else
{
pom5=wyniki_pnap.Get(1,i);
wyniki_sum.Set(pom4+1,i,pom5);
pom5=wyniki_pnap.Get(2,i);
wyniki_sum.Set(pom4+2,i,pom5);
pom6=wyniki_wrnap.Get(1,i);
wyniki_sum2.Set(pom4+1,i,pom6);
pom6=wyniki_wrnap.Get(2,i);
wyniki_sum2.Set(pom4+2,i,pom6);
wyniki_sumil.Set(pom4/2+1,i,pom5*pom6);
}
}
}
```



FR:

```
double ad,bd,ag,bg;
double Uopt,Umin,Umax;
double Ud0,Ud1,Ug0,Ug1;
Umin=W:vmin;
Umax=W:vmax;
Uopt=(Umax+Umin)/2;
Ud0=Umin-kd*(Uopt-Umin);
Ud1=Umin+kd*(Uopt-Umin);
wud1=Ud1;
Ug0=Umax+kg*(Umax-Uopt);
Ug1=Umax-kg*(Umax-Uopt);
wug1=Ug1;
ad=1/(Ud1-Ud0);
bd=-ad*Ud0;
ag=-1/(Ug0-Ug1);
bg=1-ag*Ug1;
if(u<Ud0) wfp=0;
if(u>=Ud0.and.u<Ud1) wfp=ad*u+bd;
if(u>=Ud1.and.u<Ug1) wfp=1;
if(u>=Ug1.and.u<Ug0) wfp=ag*u+bg;
if(u>=Ug0) wfp=0;
Ukmin=(FLgr-bd)/ad;
Ukmax=(FLgr-bg)/ag;
```

Szuk:

```
int k,w;
int g,h,i,j,min_i;
double p1,p2,p3,p4,min_wsp,min_u;
string a,nw;
object W,G,C,Wp,ZN;
set sWp,sC;
k=wyn_nap.NCol()-1;
w=wyn_nap.NRow();
wyn_min_nap.Init(1,k);
w_min_u.Init(1,k);
min_wsp=99;
min_u=99;
for(i=1;i<=k;i=i+1)
{
    p2=99;
    p4=99;
    for(j=1;j<=w/2;j=j+1)
    {
        p1=wyn_nap.Get(2*j,i);
```



```
        if(p1<p2) p2=p1;
        p3=wyn_nap.Get(2*j-1,i);
        if(p3<p4) p4=p3;
    }
    wyn_min_nap.Set(1,i,p2);
    w_min_u.Set(1,i,p4);
    nw=wyn_nap.ColLbl(i);
    wyn_min_nap.ColLbl(nw,i);
    w_min_u.ColLbl(nw,i);
    if(p2<min_wsp)
    {
        min_wsp=p2;
    }
}
if(min_wsp>=FLgr-0.0001)
{
    printf('wspolczynnik doszedl do granicznej wartosci');
    kon=1;
    exit();
}
k=wyn_dec.NCol();
w=wyn_dec.NRow();
wyn_min_dec.Init(1,k);
min_wsp=99;
for(i=1;i<=k;i=i+1)
{
    p2=99;
    for(j=1;j<=w;j=j+1)
    {
        p1=wyn_dec.Get(j,i);
        if(p1<p2) p2=p1;
    }
    wyn_min_dec.Set(1,i,p2);
    nw=wyn_dec.ColLbl(i);
    wyn_min_dec.ColLbl(nw,i);
    if(p2<min_wsp)
    {
        min_wsp=p2;
        min_i=i;
    }
    if(p2>min_wsp-0.0001.and.p2<min_wsp+0.0001)
    {
        p3=w_min_u.Get(1,min_i);
        p4=w_min_u.Get(1,i);
        if(p4<p3)
        {
            min_wsp=p2;
        }
    }
}
```



```
        min_i=i;
    }
}
}
nw=wyn_nap.ColLbl(min_i);
nw=sprintf('%s.ElmTerm',nw);
sWp=AllRelevant(nw);
W=sWp.First();
sW.AddRef(W);
ResetCalculation();
G=W.GetParent();
sWp=W.GetContents();
j=1;
for(Wp=sWp.First(); Wp ; Wp=sWp.Next())
{
    a=Wp.loc_name;
    i=strcmp(a,'zr_nap');
    if(i=0)
    {
        j=0;
    }
}
if(j=1)
{
    a=W.loc_name;
    C=W.CreateObject('StaCubic','zr_nap');
    ZN=G.CreateObject('ElmVac','zr_nap_',a);
    C.obj_id=ZN;
    ZN:itype=3;
    ZN:outserv=1;
    p1=W.uknom;
    ZN:Unom=W.uknom;
}
```

Zapis:

```
int w,k;
int i,j;
double temp;
string cmp_fp;
string sTmp,lab;
k=Wyniki.NCol();
w=Wyniki.NRow();
cmp_fp=sprintf('%s\\%s.%s',sciezka,nazwa_pliku,rozs);
fopen(cmp_fp,'w',0);
sTmp="";
for (j=1;j<(k+1);j=j+1)
```



```
{
  lab=Wyniki.ColLbl(j);
  sTmp=sprintf('%s%s%s',sTmp,lab,sep);
}
fprintf(0,'%s',sTmp);
for(i=1;i<(w+1);i=i+1)
{
  sTmp="";
  for(j=1;j<(k+1);j=j+1)
  {
    temp=Wyniki.Get(i,j);
    sTmp=sprintf('%s%f%s',sTmp,temp,sep);
  }
  fprintf(0,'%s',sTmp);
}
fclose(0);
```