

Wybrane wyniki badań symulacyjnych w ramach projektu „Inteligentny Półwysep”

1. WSTĘP

Podczas prac prowadzonych przy realizacji projektu „Inteligentny Półwysep” powstał model obliczeniowy sieci SN i fragment sieci nn na Półwyspie Helskim. Poszczególne elementy sieci, tj. transformatory: WN/SN/SN, SN/SN oraz SN/nn, linie SN, generatory, zostały zamodelowane według danych uzyskanych podczas inwentaryzacji. Odbiory zostały zamodelowane w postaci zagregowanych odbiorów przyłączonych do rozdzielnic niskiego napięcia stacji SN/nn. Na podstawie pomiarów wyznaczono cztery charakterystyczne profile dobowe zapotrzebowania o największym oraz najmniejszym zapotrzebowaniu szczytowym w lipcu i październiku. Na podstawie danych pomiarowych z GPZ Władysławowo, zasilającego sieć półwyspu, opracowane zostały profile obciążenia dla każdego PZ na Półwyspie Helskim. Profile te zostały następnie wprowadzone do opracowanego modelu sieci SN, w którym zamodelowano również punkty podziału. Na potrzeby symulacji dynamicznych model sieci uzupełniono o układy regulacji: wzbudzenie oraz regulator turbiny.

Na tak przygotowanym modelu wykonano wiele badań symulacyjnych. Ich celem była przede wszystkim weryfikacja skuteczności proponowanych w projekcie algorytmów. Ze względu na liczbę testowanych algorytmów oraz obszerność ich opisu w artykule przedstawiono wyniki dwóch badań symulacyjnych: algorytmu regulacji napięć MLDC (ang. *Multi Line Drop Compensation*) oraz przejścia sieci na Półwyspie Helskim do pracy wyspowej.

2. ALGORYTM REGULACJI NAPIĘCIA MLDC

Algorytm MLDC wylicza napięcia w poszczególnych węzłach sieci w programie rozptywowym na podstawie modelu sieci. Szacowanie napięć odbiorców, jako funkcji napięcia w PZ, wymaga wyliczenia rozptywu mocy [1, 2]. W innym podejściu możliwe jest korzystanie bezpośrednio z dostępnych pomiarów poza PZ, przy założeniu że spadki napięcia u odbiorców są proporcjonalne do mocy czynnej odbiorów.

W związku z powyższym założono całkowitą rezygnację z modelu sieci rozdzielczej, a działanie algorytmu oparto wyłącznie na większej liczbie pomiarów i bazie danych historycznych.

W obecnie stosowanych regulatorach transformatorów WN/SN pomiar napięcia jest dokonywany na dolnych szynach rozdzielni SN w stacji WN/SN, w miejscu tym prawie zawsze będzie najwyższe napięcie danej sieci SN.

Założono, że nowy algorytm regulacji ma monitorować sytuację napięciową w całej sieci rozdzielczej, na podstawie pomiarów w wybranych miejscach. Korzystając z wiedzy inżynierskiej (znajomość struktury sieci), wytypowano punkty pomiarowe, tak by było ich tylko kilka w najbardziej newralgicznych miejscach sieci rozdzielczej. Regulacja zaczeptów transformatora wg metody MLDC, w odróżnieniu od metody klasycznej regulacji, dąży do wyznaczenia bezpośrednio numeru zaczeptu transformatora, przy którym na wszystkich liniach zasilających napięcia odbiorców będą utrzymane w dopuszczalnych granicach. Badania symulacyjne algorytmu MLDC przeprowadzone zostały dla stacji 30/15 kV PZ Jurata i sieci SN przez nią zasilanej (rys. 1).

Funkcja celu J dla aktualnego zaczeptu Z (pomiar z przetwornika zaczeptów w transformatorze w PZ Jurata) wyliczana jest na podstawie pomiarów napięć:

$$J = (U_{PZ_{Ju}} - U_{zad})^2 + (U_{95336} - U_{zad})^2 + (U_{90720} - U_{zad})^2 + (U_{90447} - U_{zad})^2 + (U_{90436} - U_{zad})^2 + (U_{90650} - U_{zad})^2$$

gdzie:

U_{zad} – napięcie zadane utrzymywane w algorytmie MLDC

$U_{PZ_{Ju}}$ – napięcie na rozdzielni 15 kV w PZ Jurata

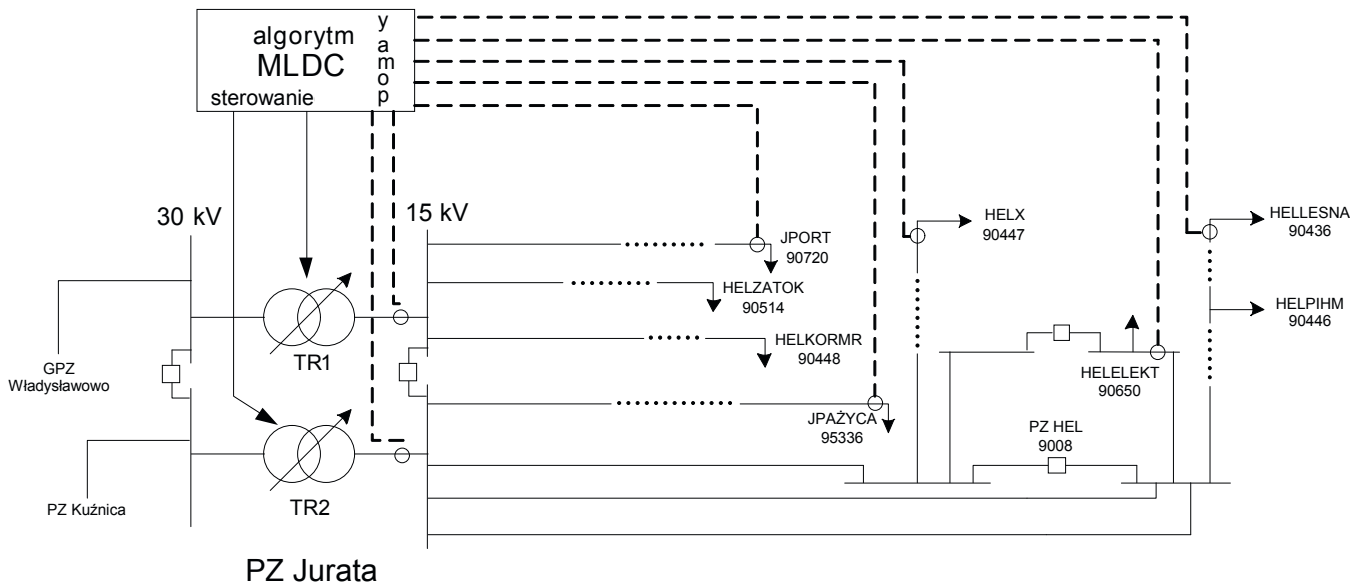
U_i – napięcie 15 kV w wybranej stacji SN/nn
 $i = \{95336, 90720, 90447, 90436, 90650\}$.

Algorytm oblicza funkcję celu J dla zaczeptów w sąsiedztwie aktualnego zaczeptu Z : $[Z-3]$, $[Z-2]$, $[Z-1]$, $[Z+1]$,

Streszczenie

Realizacja pracy „Inteligentny Półwysep” wymagała opracowania modelu obliczeniowego sieci średniego napięcia oraz fragmentu sieci niskiego napięcia na Półwyspie Helskim. Opracowany model został wykorzystany do przeprowadzenia wielu analiz symulacyjnych w sieci SN. Przeprowadzone analizy zostały wykorzystane do opracowania algorytmów

sterowania pracą sieci SN. W artykule przedstawione zostały wyniki analiz, których celem było zweryfikowanie algorytmu regulacji napięcia zgodnie z metodą MLDC. Zamieszczone zostały również wyniki analiz mających na celu weryfikację zdolności EC Władysławowo do pracy autonomicznej na Półwyspie Helskim.



Rys. 1. Schemat funkcjonalny realizacji algorytmu MLDC dla PZ Jurata

[Z+2], [Z+3]. W przypadku znalezienia zaczepek Z^* , dla którego wartość funkcji celu jest mniejsza od wartości J dla aktualnego zaczepek Z , algorytm generuje nową wartość zadaną – zaczepek Z^* .

2.1. Sposób implementacji algorytmu

Stan pracy stacji PZ Jurata przyjęto na podstawie danych inwentaryzacyjnych (schemat SCADA sieci SN – region Wejherowo), zgromadzonych w trakcie realizacji projektu. Wynika z nich, że stacja zasilana jest linią 30 kV z GPZ Władysławowo. Linia 30 kV z PZ Kuźnica jest jednostronnie wyłączona. W PZ Jurata pracuje transformator TR1 na połączone poprzez sprzęgło systemy szyn rozdzielni 15 kV. Stacja zasilą sieć 15 kV od Jastarni po Hel.

Na potrzeby analizy przygotowano modele sieci SN z 96 15-minutowymi stanami obciążeń i zasilania z PZ Jurata. Każdy model oddaje przebieg zapotrzebowania P i Q w węzłach odbiorczych w konkretnej dobie.

- Dla każdego z 96 stanów określono zależność zmian napięcia w wytypowanych stacjach SN/nn od zmiany zaczepek z zakresu $\langle Z_{\min}, Z_{\max} \rangle$.
- Następnie dla każdego z 96 stanów przeprowadzono obliczenia z działającą regulacją napięcia na szynach 15 kV w PZ Jurata. Wykorzystano klasyczny przypadek regulacji napięcia w sieci SN: napięcie zadane $U_{zad} = 15,8$ kV, strefa nieczułości $\epsilon = 300$ V.
- Kolejnym krokiem było przeprowadzenie obliczeń dla 96 stanów z uwzględnieniem pracy regulatora MLDC z funkcją celu J i realizacją sterowania, jakim jest zaczepek optymalny Z^* .
- Zebrane w ten sposób wyniki działania klasycznego regulatora oraz regulatora MLDC porównano. Wnioski płynące z porównania posłużyły do wprowadzenia modyfikacji, które opisano w dalszej części pracy.

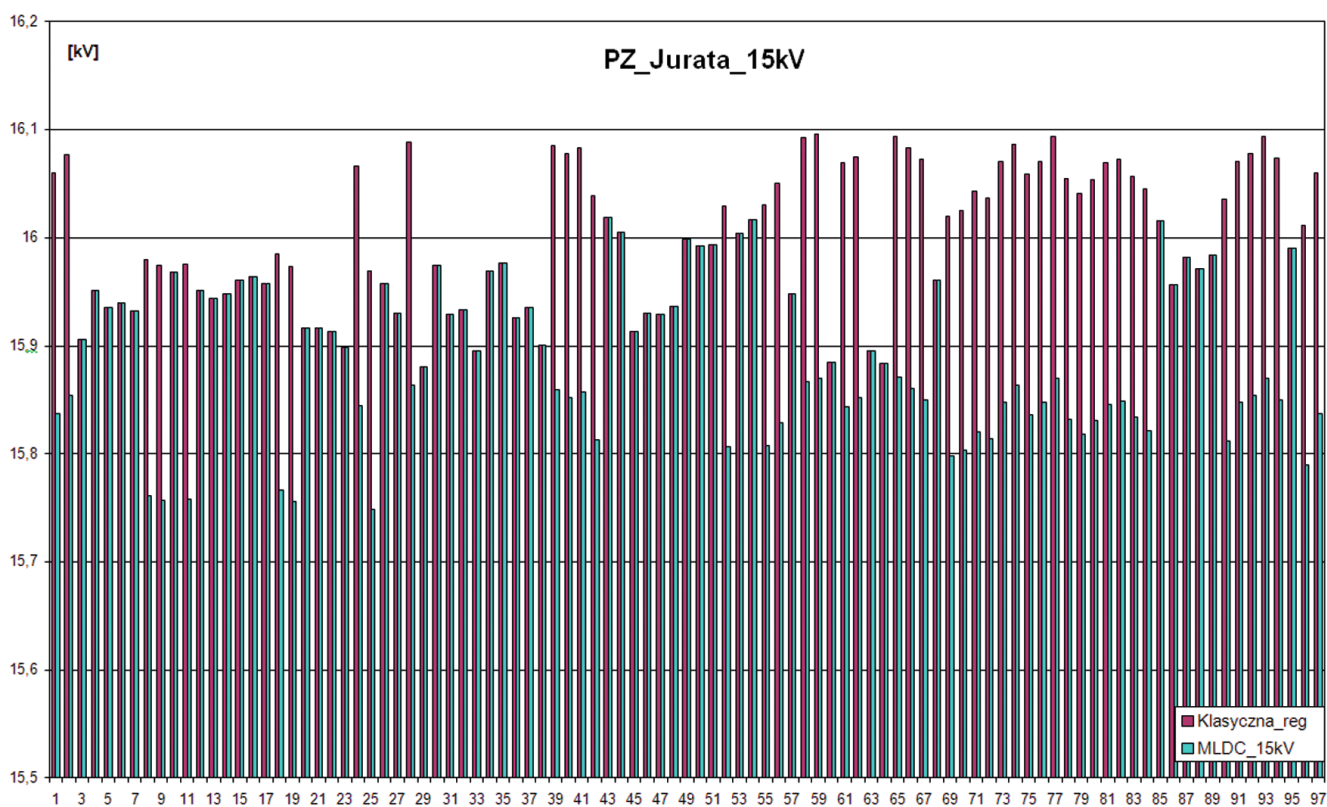
- Poniżej na prezentowanych wykresach oś rzędnych posiada wartości od 1 do 97. Wartości te odpowiadają 15-minutowym stanom badanej sieci. Wykres zawierający 97 stanów odpowiada przebiegowi wartości danej zmiennej za okres doby.

2.2. Porównanie działania algorytmów – klasycznego z proponowanym MLDC

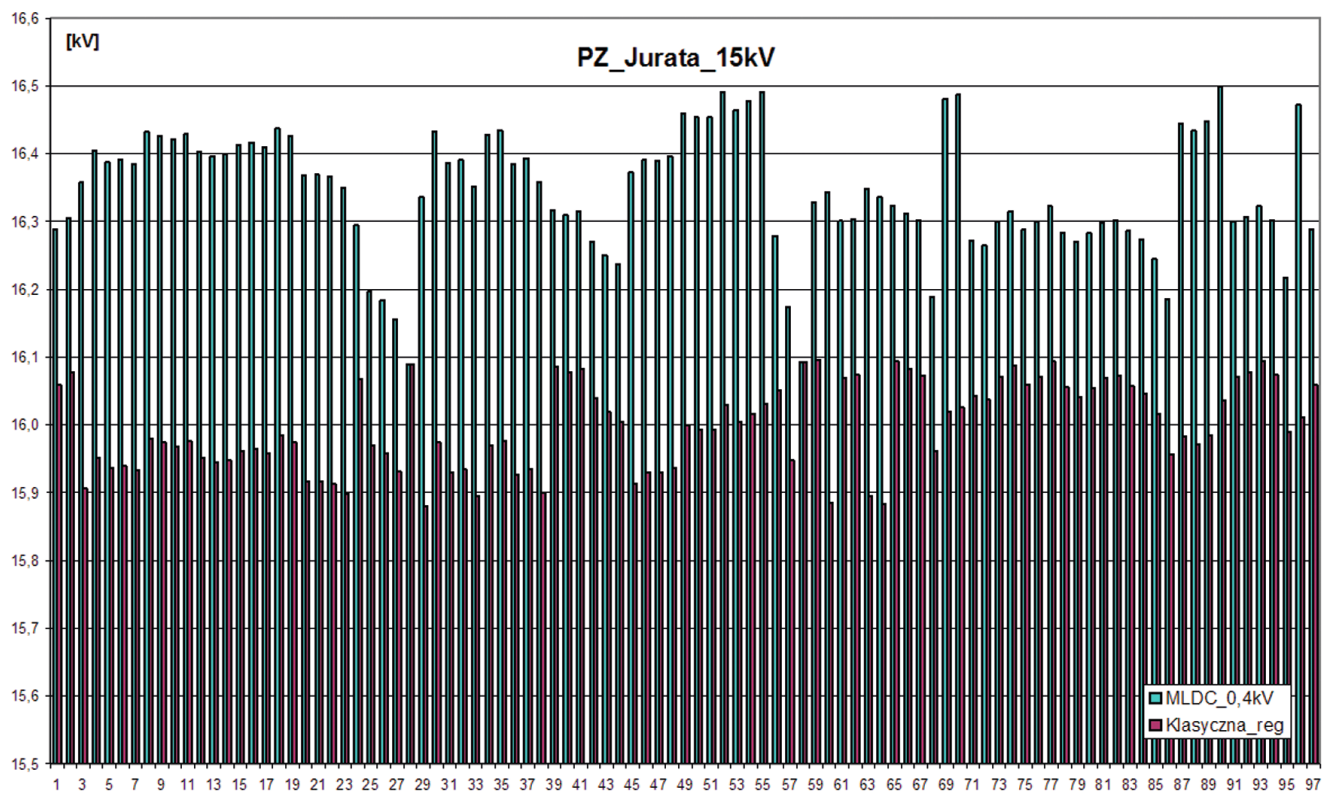
Aby porównanie efektów działania obu algorytmów było miarodajne, przyjęto dla nich tę samą wartość zadaną napięcia $U_{zad} = 15,8$ kV. Jak zaprezentowano poniżej (rys. 2), wpływ działania algorytmu MLDC okazał się słabszy od oczekiwanego. Napięcie na rozdzielni 15 kV w PZ Jurata było, mniej więcej dla połowy stanów, niższe od napięcia utrzymywanego przez klasyczny regulator. Okazało się, że pomimo wyboru punktów pomiarowych w miejscach krańcowych sieci zasilanej przez PZ Jurata, spadek napięcia dla nich okazał się znikomy. W związku z powyższym związanie, poprzez funkcję celu, wszystkich punktów wartością zadaną U_{zad} spowodowało mocniejszą korelację napięć z wartością 15,8 kV niż w przypadku regulatora klasycznego pracującego ze strefą nieczułości $\epsilon = 300$ V.

Zmiana lokalizacji punktów pomiarowych

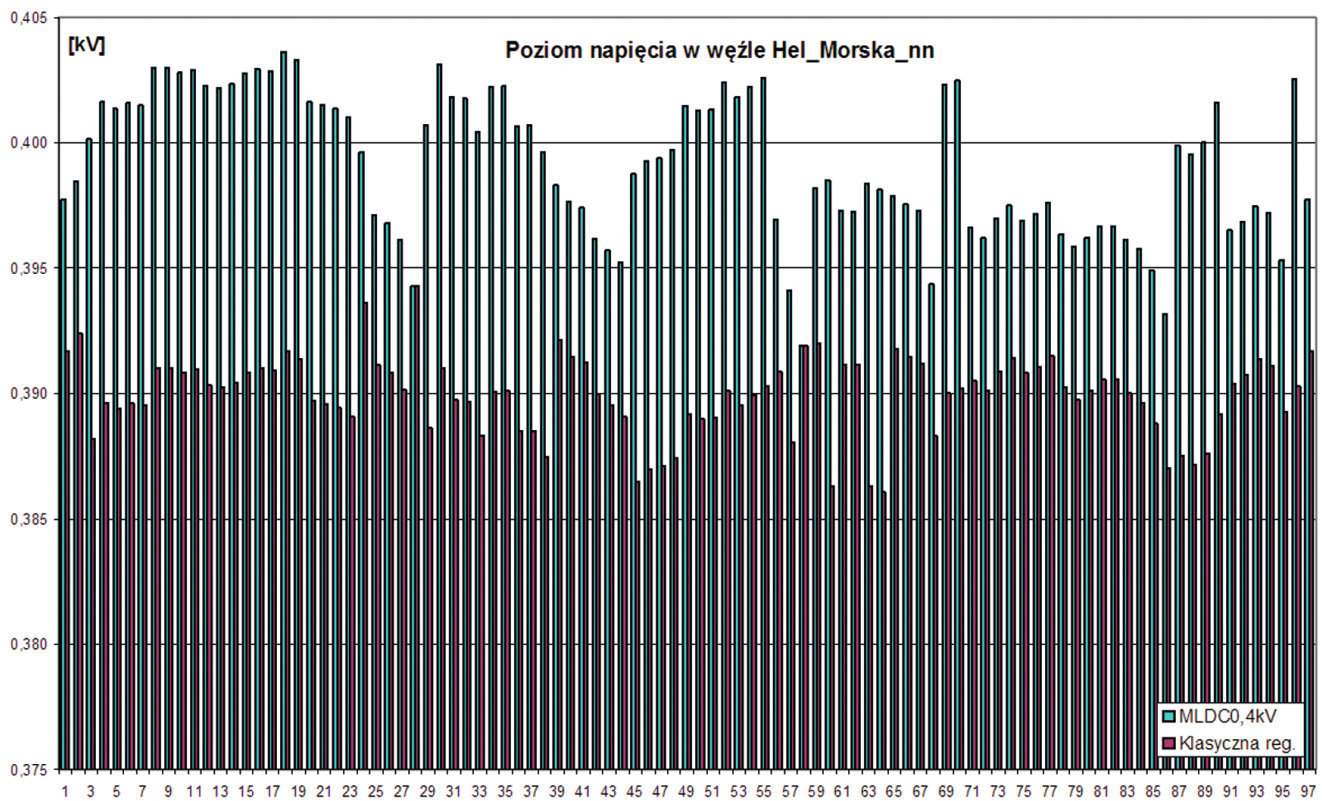
Wyniki porównania działania dwóch algorytmów wymusiły zmodyfikowanie algorytmu MLDC. Wyrażenie na funkcję celu J nie budziło zastrzeżeń. Natomiast pojawiły się wątpliwości związane z lokalizacją punktów pomiarowych. Przede wszystkim zdecydowano, że pomiary powinny pochodzić z rozdzielni 400 V stacji SN/nn, a nie jak poprzednio z 15 kV. Poza tym uwzględniono fakt, że o spadku napięcia na transformatorze SN/nn nie decyduje jego oddalenie od PZ Jurata, a poziom mocy P i Q , płynącej przez transformator. W związku z



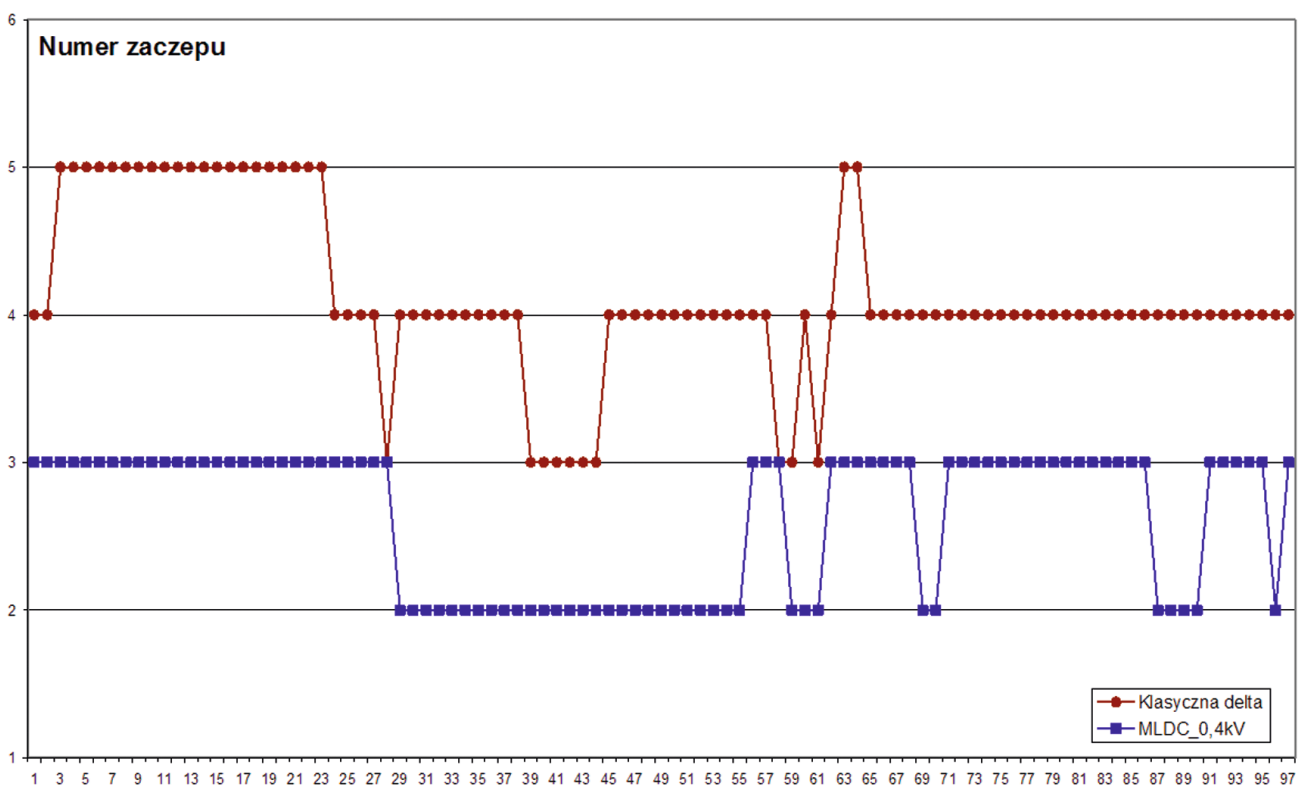
Rys. 2. Poziom napięcia 15 kV w PZ Jurata przy regulacji klasycznej i MLDC



Rys. 3. Poziom napięcia 15 kV w PZ Jurata przy regulacji klasycznej i MLDC_{0,4 kV}



Rys. 4. Poziom napięcia 400 V w stacji Hel Morska dla obu sposobów regulacji



Rys. 5. Położenie przełącznika zaczeplu w PZ Jurata przy regulacji klasycznej i MLDC_0,4 kV ze strefą nieczułości

powyższym wyselekcjonowano węzły po dolnej stronie transformatorów SN/nn, w których permanentnie występuje najniższe napięcie. Pomiary z tych węzłów zastąpiły pomiary zastosowane pierwotnie w wyrażeniu na J. Wyniki przeprowadzonych symulacji z nowymi punktami pomiarowymi przedstawiono poniżej.

Na rys. 4 przedstawiono poziom napięcia w węźle Hel Morska, gdzie występuje najniższe napięcie po dolnej stronie transformatora SN/nn w sieci zasilanej przez PZ Jurata. Rysunek ten, jak i rys. 3, pozwalają zaobserwować korzyść, jaką niesie ze sobą stosowanie algorytmu MLDC. Pozwala on na utrzymywanie w sieci wyższego niż zazwyczaj napięcia, bez pojawiania się przekroczeń dopuszczalnych napięć zarówno w sieci 15 kV, jak i 400 V. Przyjęcie zmodyfikowanego algorytmu MLDC pozwoliło uzyskać oczekiwany rezultat.

Zastosowanie strefy nieczułości

Jednak działanie algorytmu w tej postaci niesie ze sobą ujemny efekt, jakim jest zwiększenie liczby przełączeń w stosunku do regulacji klasycznej. Mowa o dwóch przełączeniach więcej na dobę, co przekłada się na dobowy wzrost liczby przełączeń na poziomie ok. 17%. W celu wyeliminowania nadmiernej liczby przełączeń w przypadku algorytmu MLDC zastosowano strefę nieczułości dla funkcji celu J. Dzięki temu zabiegowi uzyskano zmniejszenie liczby przełączeń przy wciąż widocznej możliwości kształtowania profilu napięcia. Oczywiście skala wpływu na poziom napięcia w sieci 15 kV i 400 V, zmniejsza się wraz ze wzrostem strefy nieczułości. Na rys. 5 zaprezen-

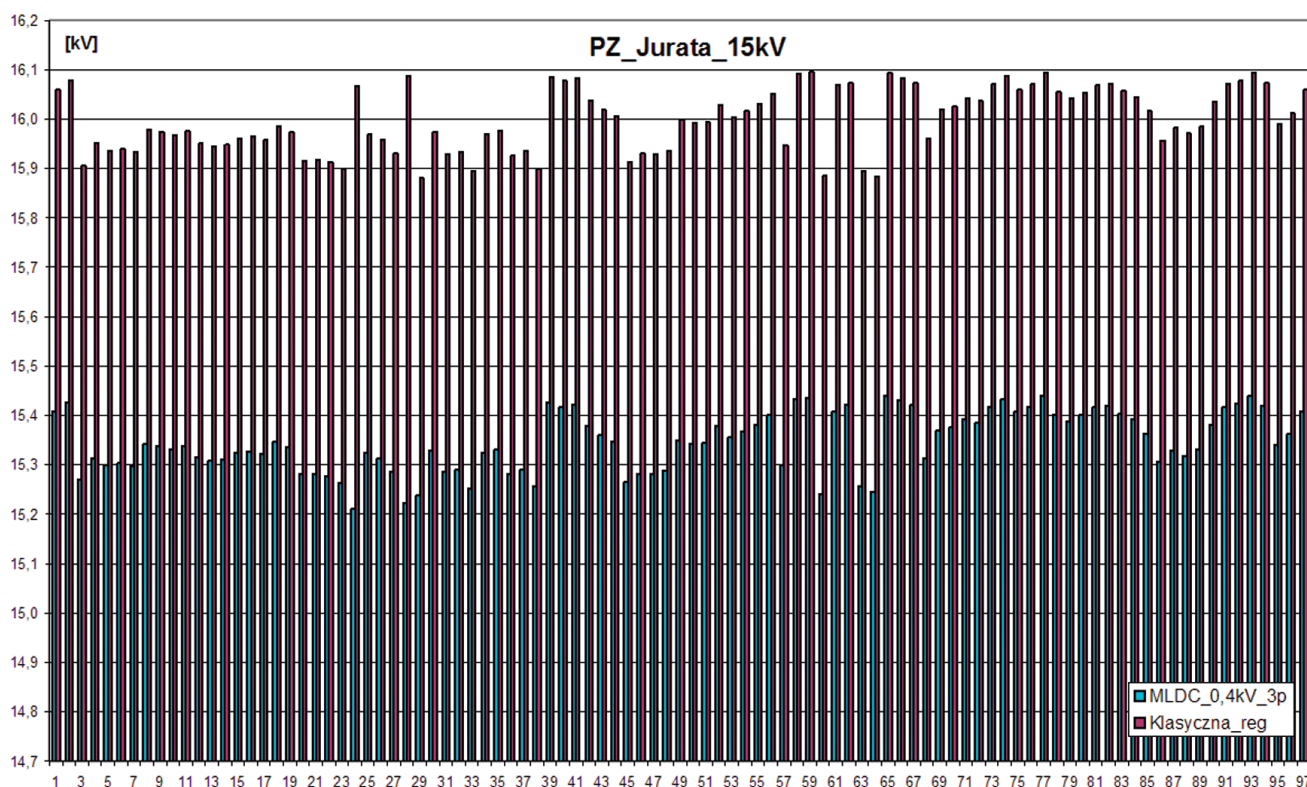
towano efekt zastosowania strefy nieczułości. Wartość strefy nieczułości została dobrana tak, aby stanowiła kompromis pomiędzy regulacją napięcia a zmniejszeniem liczby przełączeń. Redukcja dobowej liczby przełączeń w stosunku do regulacji klasycznej wynosi ok. 17%.

Ograniczenie liczby punktów pomiarowych i zaniżanie napięcia

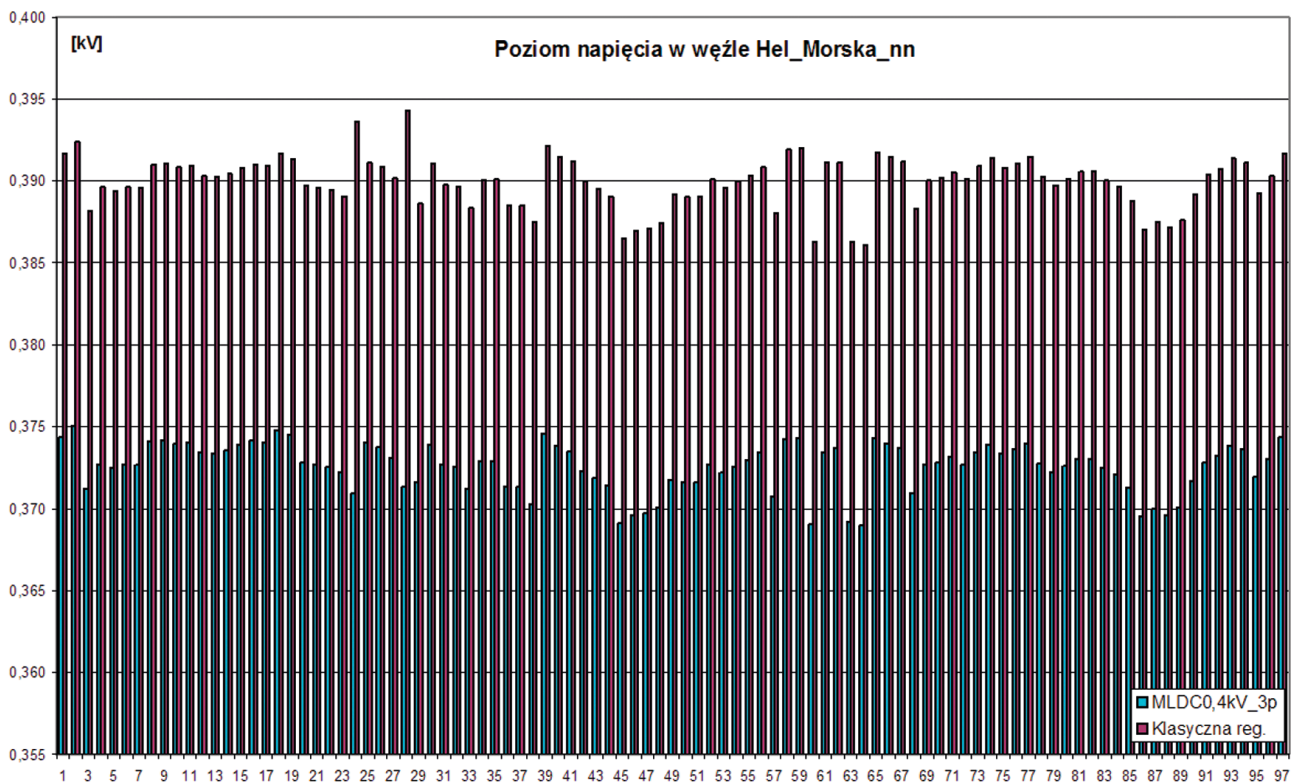
Ostatnim krokiem w badaniach modelowych było sprawdzenie sposobu zaniżania napięcia i ewentualnej możliwości ograniczania liczby punktów pomiarowych w sieci 400 V. Pomysł redukcji punktów pomiarowych związany jest z obniżeniem kosztów związanych z implementacją algorytmu. Biorąc pod uwagę wykorzystanie algorytmu MLDC do realizacji funkcji kontrolowanego podwyższania, jak i zaniżania napięcia, przyjęto następujące założenie: przy podwyższaniu napięcia stroną ograniczającą są węzły, gdzie występują najwyższe napięcia w sieci, a najbardziej wrażliwe są węzły z niskim napięciem. Dokładnie odwrotne założenie dotyczy zaniżania napięcia: zaniżanie ograniczone jest węzłami z niskim napięciem, a najbardziej wrażliwe na zmianę U_{zad} są węzły z wysokim napięciem.

W związku z powyższym dokonano ponownej weryfikacji lokalizacji punktów pomiarowych i wytypowano następujące węzły:

- rozdzielnia 15 kV ze stacji PZ Jurata
- Hel_Morska_nn i Jurata_Oczyszczalnia_nn – węzły z najniższym poziomem napięcia
- Hel_Bór_nn – węzeł z najwyższym poziomem napięcia.



Rys. 6. Efekt działania funkcji zaniżania napięcia w PZ Jurata 15 kV odniesiony do działania regulacji klasycznej



Rys. 7. Efekt działania funkcji zaniżania napięcia w węźle Hel Morska 400 V, odniesiony do działania regulacji klasycznej

Symulacje potwierdziły skuteczność działania algorytmu MLDC, działającego w oparciu o trzy punkty pomiarowe z głębi sieci, zlokalizowane na poziomie 400 V. Na rys. 6 i 7 zaprezentowano przebiegi napięć przy realizacji kontrolowanego zaniżania napięcia w sieci.

2.2.1. Wnioski

Badania symulacyjne algorytmu regulacji napięcia MLDC dostarczyły wielu cennych informacji. Posłużyły one do wprowadzenia modyfikacji do pierwotnie opracowanego algorytmu. Najważniejsze z nich to:

- oparcie algorytmu na pomiarach z głębi sieci, zlokalizowanych po dolnej stronie transformatorów SN/nn
- nowy sposób doboru lokalizacji węzłów pomiarowych – wybór reprezentacyjnych węzłów z najwyższym i najniższym poziomem napięcia
- zastosowanie algorytmu MLDC wymusza zastosowanie strefy nieczułości dla wartości funkcji J, w celu zmniejszenia liczby przetężeń.

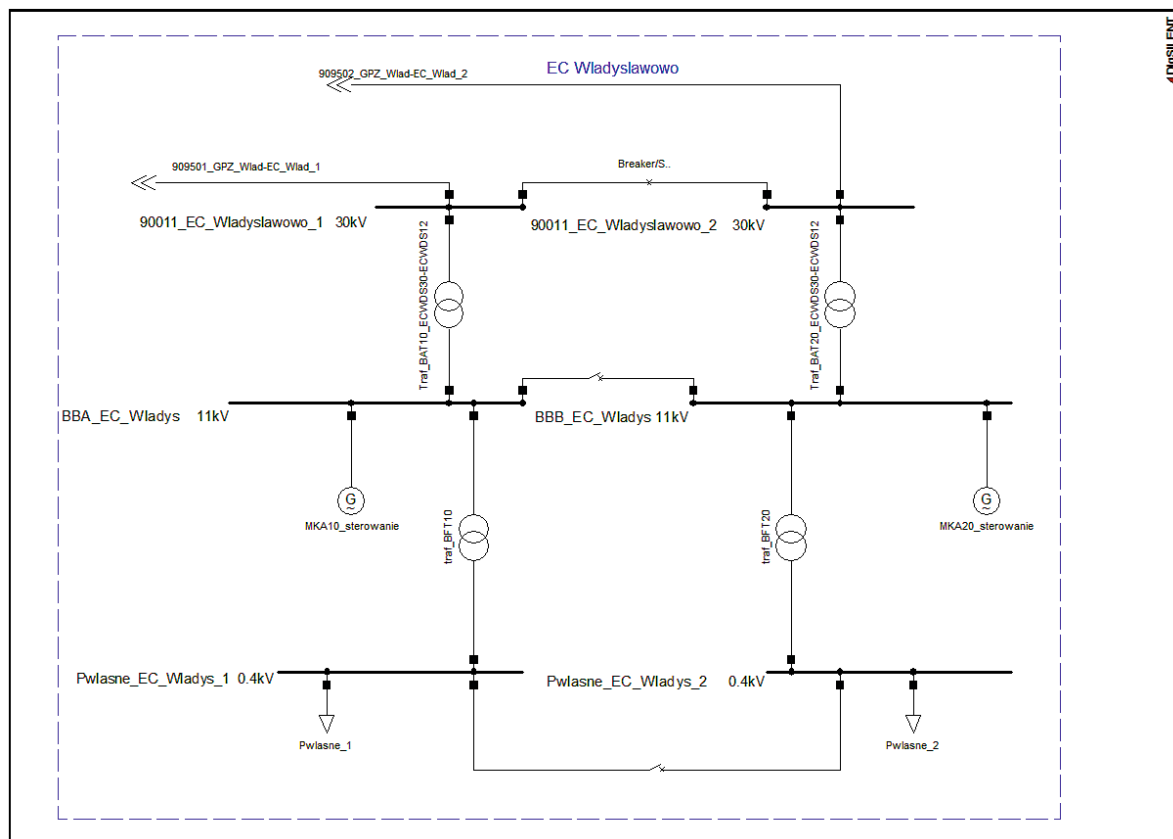
Wprowadzenie powyższych modyfikacji pozwoliło ostatecznie uzyskać satysfakcjonujące wyniki. Dodatkową ważną z punktu widzenia prowadzenia ruchu informacją jest to, że wartość zadana w regulatorze MLDC nie gwarantuje braku przekroczeń napięć dopuszczalnych. Należy do algorytmu dodać aktywne blokady, anulujące sterowanie przetęźnika zaczeptu w kierunku przekroczenia dopuszczalnej granicy górnej lub dolnej. W czasie prowadzonych symulacji blokady odgrywały znaczącą rolę, redukując przetężenia, które wynikałyby jedynie z rozpatrywania wartości funkcji celu J.

3. PRACA WYSPOWA

Koncepcja projektu „Inteligentny Półwysep” przewidywała przystosowanie sieci SN, zasilanej z GPZ Władysławowo, do pracy autonomicznej. Zgodnie z założeniami przyjętymi na początku pracy, praca wyspowa miała być realizowana przy wykorzystaniu źródeł energii odnawialnej (DER) na Półwyspie Helskim. Analiza możliwości przyłączenia źródeł DER do sieci SN i nn wykazała brak możliwości instalacji źródeł energii elektrycznej w wielkości wystarczającej do realizacji prób pracy autonomicznej fragmentu sieci. W związku z tym podjęto decyzję o opracowaniu koncepcji pracy wyspowej Półwyspu Helskiego, przy wykorzystaniu generatorów synchronicznych, zainstalowanych w EC Władysławowo należącej do Energobaltic sp. z o.o.

3.1. EC Władysławowo

Stacja EC Władysławowo jest potęczona z rozdzielnią 30 kV stacji GPZ Władysławowo dwoma liniami kabłowymi o przekroju 240 mm² i długości 2,5 km każda. Na terenie EC Władysławowo znajdują się dwie rozdzielnie SN (30 kV oraz 11 kV). Rozdzielnia 30 kV EC Władysławowo jest rozdzielnią dwusekcyjną z przyłączonymi do niej (oprócz wspomnianych powyżej dwóch linii 30 kV) dwoma transformatorami 33/11 kV, odpowiednio o mocy 8 MVA oraz 16 MVA. Transformator 8 MVA łączy rozdzielnię 30 kV z pierwszą sekcją rozdzielni 11 kV o symbolu BBA, natomiast transformator 16 MVA łączy rozdzielnię 30 kV z drugą sekcją rozdzielni 11 kV o symbolu BBB. Do rozdzielni 11 kV BBA przyłączony jest transformator potrzeb własnych BFT10 o mocy 1 MVA oraz turbosespół



Rys. 8. Schemat stacji EC Władysławowo

nr 1 (MKA10) o mocy pozornej 6,75 MVA. Do rozdzielni 11 kV BBB przyłączony jest transformator potrzeb własnych BFT20 o mocy 1 MVA oraz turbozespół nr 2 (MKA20) o mocy pozornej 6,75 MVA. Rys. 8 przedstawia schemat stacji EC Energobaltic wraz z przyłączonymi turbozespołami. Sumaryczna moc potrzeb własnych EC Energobaltic wynosi $\sim 0,2$ MW.

Pracujące w EC Energobaltic turbozespoły zawierają turbiny gazowe (CX 501 KB7). Turbiny gazowe zostały zamontowane przez Centrax, natomiast generator zainstalowany wewnątrz bloku został wyprodukowany przez Leroy Somer. Turbiny zainstalowane w EC Władysławowo są dwupaliwowe – źródłem energii może być olej. Moc elektryczna czynna turbin w temperaturze 10°C wynosi 5,5 MW (dla 0°C jest to 6 MW, natomiast dla 30°C jest to $\sim 4,5$ MW). Według informacji przekazanych przez EC Władysławowo aktualna nastawa regulacji mocy czynnej ma wartość 1 MW/3 min (maksymalna nastawa to według EC Władysławowo 100 kW/s, jednak bez gwarancji nieuszkodzenia turbin). Natomiast start turbiny od mocy 0 MW do mocy znamionowej wynosi ~ 15 min.

3.2. Przeprowadzone badania modelowe

W obecnym stanie EC Władysławowo oraz sieć SN zasilana z GPZ Władysławowo nie są przystosowane do pracy autonomicznej. Na potrzeby badań modelowych przyjęto, że wszelkie ograniczenia zostały zniesione.

W analizach wykorzystano uniwersalny model turbiny gazowej oraz układu regulacji mocy czynnej typu GAST 3.

Dokonano modyfikacji układu regulacji mocy czynnej, wprowadzając człon całkujący PI 4. Ze względu na brak danych, dotyczących turbiny oraz układu regulacji, do analiz wykorzystane zostały parametry standardowe.

Analizy możliwości utrzymania się w pracy turbozespołów, zainstalowanych w EC Władysławowo, zostały wykonane dla różnych poziomów zapotrzebowania sieci Półwyspu Helskiego. Obliczenia wykonano na dwóch wariantach sieci, tj. modelu pełnym, zawierającym pełną strukturę sieci SN Półwyspu Helskiego, oraz uproszczonym, zawierającym zagregowane odbiory z całego Półwyspu Helskiego i przyłączone do szyn rozdzielni 30 kV w EC Władysławowo.

Jak wspomniano powyżej, konieczne było przeprowadzenie symulacji w celu analizy pracy EC Władysławowo w przypadku przejścia sieci w tryb pracy wyspowej. Badania symulacyjne miały na celu:

- analizę działania układów regulacji prędkości kątowej typu P i PI (model uproszczony)
- wariant obliczeń, w którym w trakcie pracy wyspowej następuje zmiana mocy pobieranej przez odbiory znajdujące się na terenie zamodelowanej sieci, badania na modelu uproszczonym i pełnym.

3.3.1. Porównanie pracy regulatora mocy turbiny PI oraz P

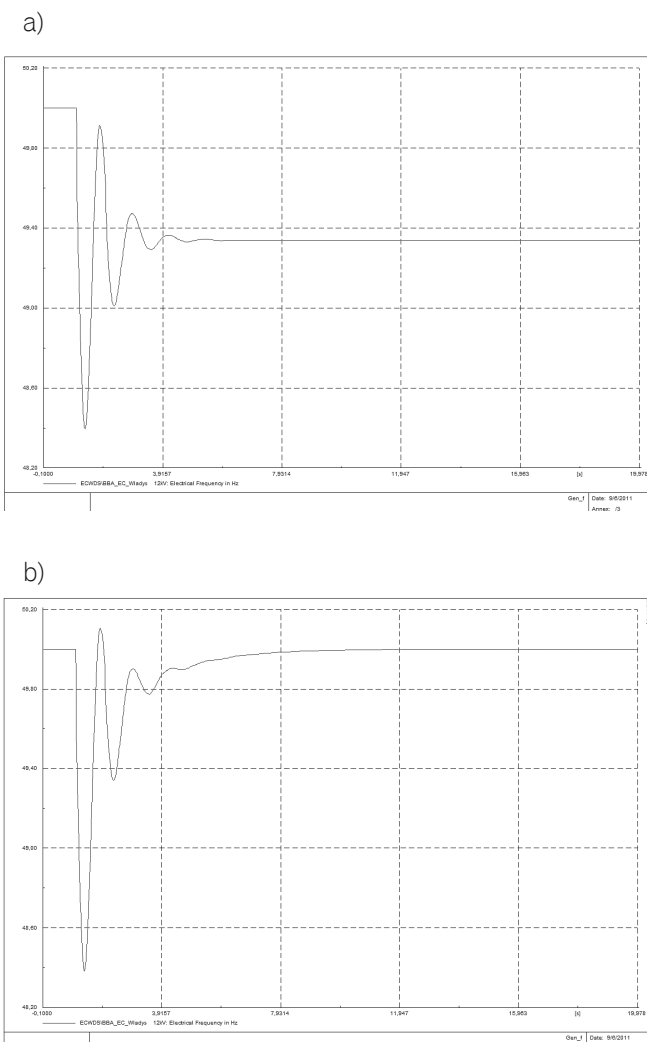
Symulacje dla omawianego wariantu przeprowadzono z wykorzystaniem uproszczonego schematu sieci (jak na rys. 8). Generatory MKA10 oraz MKA20 w stanie początk-

kowym generują moc $P = 3$ MW oraz $Q = 1$ Mvar, natomiast odbiory pobierają odpowiednio $P = 4$ MW oraz $Q = 1$ Mvar i $P = 4,73$ MW oraz $Q = 1$ Mvar. Na poniższych wykresach pokazano dwie wersje symulacji, pierwszą, gdy regulator jest typu proporcjonalnego, natomiast drugą, gdy zastosowano regulator typu PI.

Podczas pracy regulatora typu P, po przejściu do pracy wyspowej, widoczny jest ciągle występujący uchyb, tj. częstotliwość ustala się poniżej wartości znamionowej

bierna odbiorów jest liniowo zmniejszana (przez 30 s) do wartości 50% ich początkowej mocy. Generatory MKA10 oraz MKA20 w stanie początkowym generują moc $P = 3$ MW oraz $Q = 1$ Mvar, natomiast odbiory pobierają odpowiednio $P = 4$ MW oraz $Q = 1$ Mvar i $P = 4,73$ MW oraz $Q = 1$ Mvar. Nastawy regulatora napięcia oraz turbiny – jak w poprzednim wariancie obliczeń.

Rys. 10a przedstawia zmianę poziomu generacji mocy czynnej podczas przejścia do pracy wyspowej ($t = 0$) oraz w trakcie zmiany zapotrzebowania.

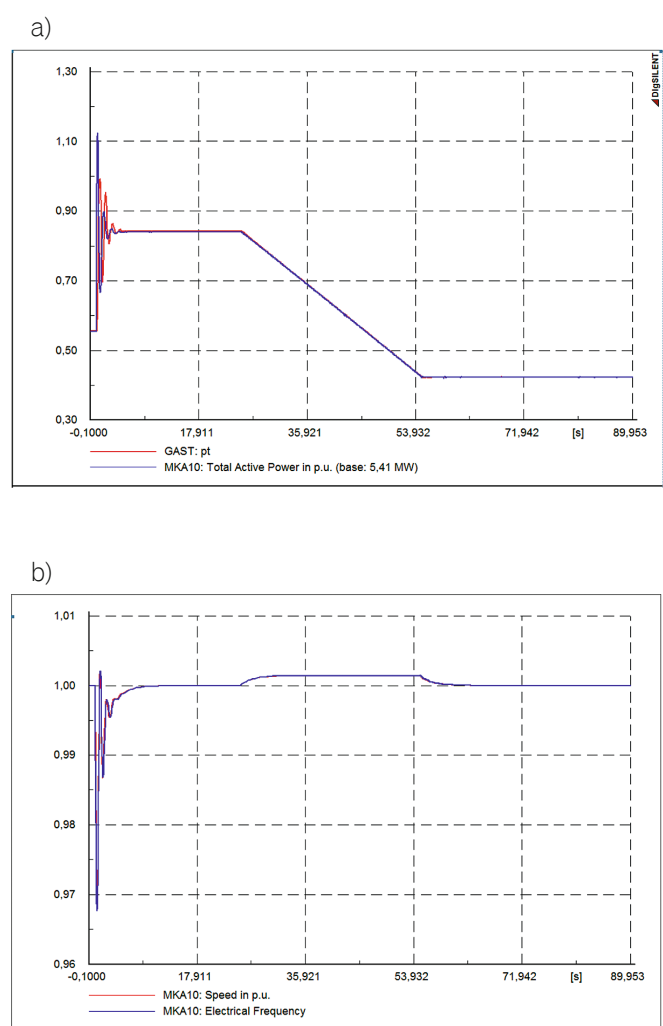


Rys. 9. Przebieg częstotliwości na szynach rozdzielni EC Władysławowo w trakcie przejścia do pracy wyspowej przy zastosowaniu regulatora prędkości typu a) P i b) PI

(rys. 9a). Zastosowanie regulatora PI umożliwia zmniejszenie uchybu regulacji częstotliwości do zera.

3.3. Zmiana mocy pobieranej przez odbiory znajdujące się na terenie zamodelowanej sieci

W tym wariancie obliczeń pokazano przypadek również dla uproszczonego schematu sieci oraz regulatora typu PI, w którym w 25 sekundzie symulacji moc czynna oraz



Rys. 10. Przebieg a) mocy czynnej z EC Energobaltic oraz b) częstotliwości po przejściu do pracy wyspowej i liniowej zmianie obciążenia na obszarze wydzielonym

Na rys. 10b widoczny jest powrót częstotliwości do wartości znamionowej po chwilowej zwwyżce częstotliwości powyżej wartości 50 Hz.

3.4. Wnioski

Wykonane zostały analizy mające na celu weryfikację zdolności EC Władysławowo do pracy autonomicznej. Ze względu na brak wymaganych danych do modelu symulacje zostały wykonane przy zastosowaniu parametrów turbiny jednostki o zbliżonej mocy. Uzyskane wyniki

wskazują na możliwość przystosowania EC Władysławowo do pracy autonomicznej. Należy zaznaczyć, że do ostatecznej weryfikacji zdolności regulacyjnych EC Władysławowo, podczas pracy autonomicznej, należy posłużyć się rzeczywistymi parametrami jednostek generacyjnych.

4. PODSUMOWANIE

Liczne badania symulacyjne, przeprowadzone podczas realizacji projektu „Inteligentny Półwysep”, pozwoliły zweryfikować poprawność przyjętych algorytmów sterowania. Na podstawie badań algorytmu MLDC można jednoznacznie stwierdzić, że obserwowalność poziomu napięcia w wybranych węzłach sieci nn pozwala na realizację nowych funkcjonalności. Przede wszystkim realne

jest dowolne kształtowanie profilu napięcia, które polega na kontrolowanym (z uwzględnieniem zakresu napięć dopuszczalnych) podwyższaniu lub zaniżaniu napięcia u odbiorców. Szczególnie ciekawa wydaje się możliwość oszczędnościowego zaniżania napięcia CVR, pozwalająca na praktycznie bezkosztowe łagodzenie skutków dobowych szczytów zapotrzebowania w sieci SN i nn.

Także analiza możliwości regulacyjnych EC Władysławowo, w przypadku pracy wyspowej, pozwala przyjąć, że elektrociepłownia mogłaby utrzymywać pracę wydzielonej sieci na Półwyspie Helskim. Oczywiście do realizacji takiej funkcji przez EC Władysławowo należy przeprowadzić niezbędną modyfikację w zakresie regulatorów napięcia generatorów, jak i automatycznej detekcji wystąpienia pracy wyspowej.

Bibliografia

1. Joon-Ho Choi, The Dead Band Control of LTC Transformer at Distribution Substation, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 1, February 2009.
2. Baran M.E., Ming-Yung Hsu, Volt/Var Control at Distribution Substations, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, no. 1, February 1999.
3. Massucco S., Pitto A., Silvestro F., A gas turbine model for studies on distributed generation penetration into distribution networks, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, August 2011.
4. Mahat P., Chen Z. Bak-Jensen B., Gas turbine control for islanding operation of distributed systems, IEEE 2009, Power & Energy Society General Meeting PES '09.