

Politechnika Łódzka

Michał Małaczek

Strategia sterowania elektroenergetycznym
mikrosystemem niskiego napięcia

Monografie Politechniki Łódzkiej

Łódź 2021

Michał Małaczek

**Strategia sterowania
elektroenergetycznym
mikrosystemem niskiego napięcia**

Monografie Politechniki Łódzkiej

Łódź 2021

Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Zbigniew Hanzelka, Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica

prof. dr hab. inż. Kazimierz Wilkosz, Politechnika Wrocławska

© Copyright by Politechnika Łódzka, Łódź 2021

ISBN 978-83-66741-37-9

DOI: 10.34658/9788366741379

Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej

90-924 Łódź, ul. Wólczańska 223

Tel. 42-631-20-87, 42-631-29-52

E-mail: zamowienia@info.p.lodz.pl

www.wydawnictwo.p.lodz.pl

Monografie Politechniki Łódzkiej, Nr 2395

Spis treści

Przedmowa	4
Wykaz ważniejszych oznaczeń i symboli	5
1. Wstęp.....	7
2. Integracja urządzeń energetyki rozproszonej w sieciach dystrybucyjnych.....	13
2.1 Generacja rozproszona	13
2.1.1 Źródła energii	13
2.1.2 Zasobniki energii	14
2.2 Wymagania przyłączeniowe dla urządzeń energetyki rozproszonej.....	15
2.3 Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną.....	17
2.3.1 Wpływ źródeł energii na pracę sieci.....	17
2.3.2 Wpływ sieci zasilającej na pracę rozproszonych źródeł energii	18
2.3.3 Tradycyjne sposoby poprawy jakości zasilania w sieciach dystrybucyjnych.....	20
2.3.4 Poprawa jakości zasilania przy użyciu urządzeń energetyki rozproszonej.....	21
3. Energoelektroniczne przekształtniki przyłączeniowe źródeł i zasobników energii.....	23
3.1 Uwagi ogólne	23
3.2 Algorytmy sterowania przekształtnikami.....	28
4. Proponowana strategia sterowania	34
4.1 Założenia	34
4.2 Sterowanie zasobnika	37
4.3 Centralny regulator.....	43
5. Model symulacyjny rozpatrywanego mikrosystemu elektroenergetycznego.....	47
5.1 Opis układu.....	47
5.2 Modelowanie urządzeń.....	49
5.2.1 Uwagi ogólne.....	49
5.2.2 Modelowanie sieci zasilającej, transformatora dystrybucyjnego oraz linii elektroenergetycznej	52
5.2.3 Modelowanie odbioru energii.....	53
5.2.4 Modelowanie źródła PV	55
5.2.5 Modelowanie mikroturbiny gazowej i zasobnika energii.....	57
6. Badania symulacyjne.....	64

6.1	Program badań.....	64
6.2	Praca mikrosystemu elektroenergetycznego w połączeniu z siecią zasilającą.....	67
6.2.1	Przypadek 1 – Nadmierne obniżenie stanu naładowania zasobnika	67
6.2.2	Przypadek 2 – Nadmierny wzrost stanu naładowania zasobnika	69
6.3	Elastyczna praca mikrosystemu w połączeniu z siecią zasilającą i w trybie wyspowym.....	70
6.3.1	Przypadek 1 – Jednofazowy zapad napięcia w punkcie PCC	70
6.3.2	Przypadek 2 – Dwufazowy zapad napięcia w punkcie PCC	74
6.3.3	Przypadek 3 – Zapad napięcia w punkcie PCC w fazach A, B i C	77
6.3.4	Przypadek 4 – intencjonalne otwarcie łącznika w PCC	81
6.3.5	Przypadek 5 – Krótkotrwałe zmiany napięcia w punkcie PCC mieszczące się w dopuszczalnym przedziale	87
7.	Badania w rzeczywistym mikrosystemie elektroenergetycznym przy wykorzystaniu symulatora czasu rzeczywistego	91
7.1	Opis badanego układu	91
7.2	Odwzorowanie centralnego regulatora za pomocą symulatora czasu rzeczywistego RTDS	95
7.3	Program badań.....	98
7.4	Wyznaczenie charakterystyki odporności MSE.....	99
7.5	Praca mikrosystemu elektroenergetycznego w połączeniu z siecią zasilającą.....	100
7.6	Elastyczna praca mikrosystemu w połączeniu z siecią zasilającą i w trybie wyspowym	102
8.	Podsumowanie.....	109
	Literatura	112
	Załącznik A. Opis urządzeń oraz zabezpieczeń zainstalowanych w utworzonym mikrosystemie w Laboratorium Generacji Rozproszonej.....	124
	Załącznik B. Wyznaczenie charakterystyki odporności mikrosystemu utworzonego w laboratorium Generacji Rozproszonej.....	136

Przedmowa

Podstawą opracowania niniejszej monografii stała się rozprawa doktorska pt. *Strategia sterowania elektroenergetycznym mikrosystemem niskiego napięcia umożliwiająca jego elastyczną pracę w trybie połączenia z siecią zasilającą i w trybie wyspowym*. Pracę doktorską autor książki przygotował pod opieką dr hab. inż. Ireny Wasiak, prof. uczelni, w ramach studiów doktoranckich realizowanych na wydziale Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki Politechniki Łódzkiej w latach 2014–2020. Recenzentami pracy byli prof. dr hab. inż. Zbigniew Hanzelka oraz prof. dr hab. inż. Kazimierz Wilkosz.

Zagadnienia poruszone w niniejszej książce są związane z tematyką jakości energii elektrycznej i niezawodności zasilania, która w ostatnim czasie stała się szczególnie istotna. Rosnąca liczba rozproszonych źródeł energii doprowadziła do zmiany struktury oraz charakteru pracy sieci dystrybucyjnych. Dostrzegając potencjał obecnie eksploatowanych sieci, wynikający z obecności źródeł energii blisko odbiorców, autor za główny cel książki uznał opracowanie alternatywnego sposobu poprawy jakości zasilania odbiorców końcowych. Sposób ten polega na umożliwieniu intencjonalnej pracy wyspowej wydzielonego fragmentu sieci elektrycznej w sytuacji występowania zakłóceń w nadrzędnej sieci zasilającej.

Zaprezentowane w książce działania, których celem jest poprawa jakości i niezawodności zasilania odbiorców końcowych, są zgodne z kierunkiem rozwoju współczesnych sieci dystrybucyjnych zmierzającym do realizacji koncepcji inteligentnych mikrosystemów elektroenergetycznych, tj. *Smart Grids*.

Podjęta w monografii tematyka pracy wyspowej mikrosystemów elektroenergetycznych jest obecnie przedmiotem intensywnych badań nie tylko w kraju, ale i na całym świecie. Specyfika takich układów polega na zastosowaniu źródeł energii o technologiach odmiennych od tradycyjnie stosowanych w systemie elektroenergetycznym. W książce zaprezentowano koncepcję układu sterowania mikrosystemem w celu umożliwienia jego elastycznej pracy w połączeniu z siecią zasilającą oraz pracy wyspowej. Uzyskanie takiej funkcjonalności wymagało opracowania odpowiedniego systemu sterowania, który zapewni bilansowanie mocy i energii oraz utrzymanie wymaganych parametrów napięcia zasilającego w układzie.

Niniejsza książka kierowana jest do specjalistów z branży elektroenergetyki, a w szczególności osób zajmujących się tematyką mikrosystemów elektroenergetycznych. Przedstawione wyniki są efektem dotychczasowych badań autora i nie wyczerpują w pełni podjętej tematyki badawczej, która z racji swojej złożoności i rosnącej popularności stanowi przedmiot dalszej pracy naukowej autora.

W tym miejscu autor chciałby serdecznie podziękować dr hab. inż. Irenie Wasiak, prof. PŁ za czas poświęcony na liczne dyskusje oraz cenne wskazówki dotyczące badań realizowanych w ramach podjętej w pracy tematyki mikrosystemów elektroenergetycznych.

Michał Małaczek

Wykaz ważniejszych oznaczeń i symboli

Akronimy

KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny
SEE	– System Elektroenergetyczny
OSD	– Operator Systemu Dystrybucyjnego
OZE	– Odnawialne Źródła Energii
RZE	– Rozproszone Źródła Energii
PCC	– Punkt wspólnego przyłączenia (ang. <i>Point of Common Coupling</i>)
MSE	– Mikrosystem elektroenergetyczny
MT	– Mikroturbina gazowa
PV	– Źródło fotowoltaiczne
SOC	– Stan naładowania zasobnika (ang. <i>State of Charge</i>)
IC	– Charakterystyka odporności (ang. <i>Immunity Curve</i>)
VSC/I	– Energoelektroniczny przekształtnik napięcia (ang. <i>Voltage Source Converter/Inverter</i>)
CR	– Centralny Regulator
SMES	– Nadprzewodzący magnetyczny zasobnik energii (ang. <i>Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES</i>)
CAES	– Pneumatyczny zasobnik energii (ang. <i>Compressed Air Energy Storage – CAES</i>)
RTDS	– Cyfrowy symulator czasu rzeczywistego (ang. <i>Real Time Digital Simulator – RTDS</i>)

Oznaczenia

L1, L2, L3	– oznaczenie faz systemu elektroenergetycznego
U/I, u/i	– wartość skuteczna i chwilowa odpowiednio napięcia/prądu
nN, SN, WN	– niskie napięcie, średnie napięcie, wysokie napięcie
abc, $\alpha\beta 0$, dq0	– układ współrzędnych naturalnych abc, ortogonalnych $\alpha\beta 0$, ortogonalnych dq0
L_{sz} , C_r	– indukcyjność oraz pojemność filtra przekształtnika energoelektronicznego
S , P , Q	– moc pozorna, czynna i bierna
SOC _{kryt niski/kryt wysoki} ,	– krytycznie niski/wysoki poziom naładowania zasobnika
SOC _{niski 2/wysoki 2}	– bardzo niski/wysoki poziom naładowania zasobnika
SOC _{niski1/wysoki1}	– niski/wysoki poziom naładowania zasobnika
$U_{3f RMS}$	– wartość skuteczna trójfazowego napięcia
$\Theta_{Sieć}$	– kąt fazowy napięcia sieci zasilającej
Θ_{Wyspa}	– kąt fazowy napięcia przy pracy wyspowej MSE
DC	– oznaczenie stosowane do wielkości występujących po stronie prądu stałego
AC	– oznaczenie stosowane do wielkości występujących po stronie prądu przemiennego

Indeksy

(·)Z	– zasobnik energii
(·)MT	– mikroturbina gazowa
(·)PV	– źródło fotowoltaiczne
(·)Sieć	– sieć zasilająca
(·)O	– odbiór energii
(·)wym	– wartość mocy wymiany pomiędzy MSE a nadrzędną siecią zasilającą
(·)import /eksport	– moc importowana/eksportowana do/z MSE z/do sieci zasilającej
(·)limit	– dopuszczalna wartość
(·)ref	– wartość referencyjna (zadana)
(·)maks	– wartość maksymalna
(·)min	– wartość minimalna
(·)m	– wartość mierzona
(·)harm	– wartość wynikająca z harmonogramu pracy

1. Wstęp

W konwencjonalnym systemie elektroenergetycznym (SEE) energia elektryczna wytwarzana jest w scentralizowanych elektrowniach zawodowych dużych mocy. W krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) jednostki wytwórcze zasilane są w większości paliwami kopalnymi, takimi jak węgiel kamienny i brunatny. Energia z elektrowni zawodowych wprowadzana jest do sieci przesyłowych najwyższych napięć o napięciu znamionowym 400 kV i 220 kV, a następnie przesyłana przez sieci przesyłowo-rozdzielcze wysokiego napięcia (110 kV) i rozdzielcze średnich napięć (20, 15 kV) do odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnych niskiego napięcia (nN). Sieci dystrybucyjne wykonywane są jako układy magistralne jednostronnie zasilane, bez możliwości rezerwowania. Zasilane są ze stacji transformatorowych SN/nN, zwykle o konfiguracji uzwojeń transformatora Dyn oraz mocach równych: 63, 100, 160, 250, 400 i 630 kVA [1]. Na obszarach miejskich stacje transformatorowe instalowane są w stosunkowo niewielkich odległościach, z reguły co 100–200 m. Z kolei, na obszarach wiejskich, ze względu na mniejszą liczbę odbiorców oraz ich stosunkowo rzadsze rozlokowanie, odległość ta jest znacznie większa i wynosi ok. 1000–2000 m.

Konwencjonalne sieci dystrybucyjne są sieciami pasywnymi, w których występuje jednokierunkowy przepływ energii, od punktu zasilania (stacja transformatorowo-rozdzielcza) do punktu poboru energii elektrycznej (np. odbiorcy przemysłowi i/lub bytowo-komunalni). Cechą charakterystyczną pracy sieci pasywnych jest występowanie dodatnich spadków napięcia na drodze przepływu prądu, efektem czego jest obniżenie wartości napięcia w węzłach odbiorczych. Ponadto, ze względu na dużą rozległość takich sieci, głównie na terenach wiejskich, przesyłanie energii elektrycznej wiąże się z występowaniem stosunkowo dużych strat mocy czynnej. Duża rozległość i słabo rozwinięta infrastruktura sieci dystrybucyjnych ma bezpośredni wpływ na ich częstą awaryjność i czyni je niezwykle podatnymi na występowanie zakłóceń i przerw w dostawie energii. Taki stan rzeczy bezpośrednio przekłada się na obniżenie ciągłości i niezawodności zasilania dla odbiorców końcowych.

Rozwój generacji rozproszonej spowodował wzrost liczby rozproszonych źródeł energii (RZE) przyłączanych do sieci dystrybucyjnych oraz znaczące zmiany w ich strukturze i funkcjonowaniu. Typowymi źródłami energii elektrycznej instalowanymi w sieciach dystrybucyjnych nN są odnawialne źródła energii (OZE) o stosunkowo małej mocy, do których można zaliczyć m.in. ogniwa fotowoltaiczne oraz mikroturbiny wiatrowe [2]–[6]. Wprowadzają one moc do sieci w węzle ich przyłączenia, a produkowana przez nie energia elektryczna jest wykorzystywana na potrzeby lokalnych odbiorców. Wartość generowanej mocy uzależniona jest m.in. od rodzaju źródła, a w przypadku OZE jest również stochastycznie zmienna. W takiej sytuacji wartość lokalnej generacji może znacznie odbiegać od aktualnego zapotrzebowania, a to prowadzi do zmiany charakteru zjawisk towarzyszącym przesyłowi energii elektrycznej. Energia elektryczna może przepływać zarówno w kierunku odbiorów, jak i w kierunku sieci nadrzędnej, tj. z i do głównego węzła zasilania. Przekłada się to na funkcjonowanie i niezawodną pracę sieci dystrybucyjnych, a to z kolei może przyczynić się

m.in. do pogorszenia parametrów jakości energii elektrycznej lub niewłaściwego działania elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej.

Sieci dystrybucyjne z generacją rozproszoną, w których oprócz poboru i użytkowania energii elektrycznej występuje dodatkowo jej lokalna generacja, określa się mianem sieci aktywnych [7], [8] i taka definicja będzie używana w niniejszej pracy.

Możliwości przyłączenia źródeł energii do sieci zasilającej wyznacza tzw. moc przyłączeniowa, czyli maksymalna moc źródeł, których przyłączenie nie spowoduje pogorszenia warunków pracy sieci i jakości zasilania. Obecnie rozwój infrastruktury sieci dystrybucyjnych nN nie nadąża za rozwojem generacji rozproszonej i stale rosnącą liczbą małych jednostek wytwórczych, przez co w odniesieniu do stawianych wymagań zdolność przyłączeniowa sieci jest niewystarczająca, a jej efektywne zarządzanie i utrzymanie właściwej jakości napięcia zasilającego przysparza operatorowi sieci coraz więcej trudności. W dużej mierze jest to spowodowane tym, iż odnawialne źródła energii zainstalowane w lokalnej sieci cechują się dużą i częstą zmiennością generowanej mocy i z punktu widzenia operatora są niesterowalne [4], [9], [10]. W przedziałach czasu, gdy generacja ze źródeł jest większa niż zapotrzebowanie odbiorców, nadmiar wyprodukowanej energii jest przesyłany do nadrzędnej sieci zasilającej, z kolei gdy zapotrzebowanie odbiorców na energię elektryczną wzrośnie, a generacja z OZE jest niewystarczająca, brakująca energia jest dostarczana z sieci. W obu przypadkach nadrzędna sieć zasilająca pełni funkcję źródła bilansującego.

W dalszej części prezentowanych rozważań sieć dystrybucyjna, nadrzędna w stosunku do rozpatrywanej sieci aktywnej nN, będzie nazywana siecią zasilającą.

W celu efektywniejszego wykorzystania OZE oraz w przypadku występowania ograniczeń narzuconych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) na wartość mocy wymiany z siecią nadrzędną, w sieciach aktywnych coraz częściej instaluje się zasobniki energii elektrycznej. Tego rodzaju urządzenia mogą zostać wykorzystywane pod kątem aktywnego zarządzania bilansem mocy i energii w układzie, poprzez gromadzenie lub oddawanie zmagazynowanej energii w wyznaczonych przedziałach czasowych. Oznacza to, że zasobniki energii pozwalają na przechowywanie energii wewnątrz lokalnej sieci, dzięki czemu jej wymiana z siecią zasilającą może być ograniczona. Pozwalają również zniwelować fluktuacje mocy generowanej przez OZE, tym samym ograniczają ich wpływ na wartość napięcia zasilającego.

W ostatnich latach problem utrzymania wymaganej jakości energii elektrycznej i gwarancji ciągłości zasilania w sieciach aktywnych nabiera szczególnego znaczenia. Z jednej strony jest to związane z rosnącą liczbą i sumaryczną mocą odbiorników oraz źródeł, których praca wiąże się z generacją zaburzeń elektromagnetycznych. Z drugiej strony, coraz powszechniejsze jest wykorzystanie urządzeń szczególnie wrażliwych na obniżenie jakości energii elektrycznej. Zaburzenia występujące w fali napięciowej, tj. zapady, wyższe harmoniczne, czy też niesymetria napięć fazowych, mogą niekorzystnie wpływać na prawidłową i efektywną pracę wielu urządzeń i w skrajnych przypadkach doprowadzić do groźnych konsekwencji technicznych i finansowych [11]–[14]. Potrzeba poszukiwania rozwiązań w zakresie jakości zasilania jest uzasadniona wzrastającymi wymaganiami odbiorców, ale także jest obowiązkiem prawnym operatora sieci [15], [16].

Na przestrzeni lat opracowano i wdrożono różnorodne metody poprawy jakości zasilania. Większość z obecnie wykorzystywanych wymaga zastosowania urządzenia, które kompensuje wybrany rodzaj zaburzenia i przywraca tym samym parametry napięcia w węzle jego zainstalowania do wymaganego poziomu. Należy podkreślić, że tego rodzaju urządzenia są efektywne, ale jednocześnie są także kosztowne, stąd ich zastosowanie jest ograniczone do szczególnych przypadków.

Rozwój technologiczny urządzeń zaliczanych do generacji rozproszonej, tj. źródeł i zasobników energii, oraz wzrost ich liczby w sieciach dystrybucyjnych stwarza nowe możliwości w zakresie poprawy jakości zasilania. Wprowadzenie odpowiednich strategii sterowania dla urządzeń przyłączonych do sieci przez przekształtniki energoelektroniczne może pozwolić na uzyskanie dodatkowych funkcjonalności pod względem redukcji zaburzeń elektromagnetycznych. W literaturze przedmiotu można znaleźć propozycje rozwiązań dotyczące kompensacji harmonicznych i asymetrii napięcia, czy też kompensacji zapadów napięcia przy wykorzystaniu tych urządzeń [17], [18]. Jednakże zastosowanie takich rozwiązań w obecnie eksploatowanych sieciach dystrybucyjnych nie jest na ogół możliwe ze względu na brak możliwości zmiany sterowania urządzeń.

Powyższe ograniczenia, z jednej strony, a także potencjał sieci aktywnych wynikający z obecności źródeł energii blisko odbiorców końcowych z drugiej strony, skłaniają do prowadzenia badań naukowych w celu poszukiwania nowych rozwiązań w zakresie poprawy jakości energii i zwiększenia niezawodności zasilania. Jednym z potencjalnych rozwiązań może być intencjonalna praca wyspowa wydzielonego układu, w sytuacji występowania zakłóceń w sieci zasilającej.

Praca autonomiczna sieci jest obecnie tematem wielu publikacji naukowych. Zgodnie z [4], [5], [7], [19]–[21], sieć aktywna, zwykle niskiego napięcia, zdolna do pracy w połączeniu z systemem elektroenergetycznym oraz do pracy autonomicznej tworzy mikrosystem elektroenergetyczny (MSE). Definicja ta wydaje się słuszna, bowiem wymagania stawiane mikrosystemom są analogiczne do wymagań stawianych systemowi elektroenergetycznemu. Podobne są także realizowane przez nie funkcje, oczywiście w innej skali. W literaturze przedmiotu – głównie zagranicznej – można odszukać wiele pozycji poświęconych strategiom sterowania umożliwiającym pracę wyspą wybranego fragmentu

sieci [3, 6, 11, 20–26, 27–33], jednakże w większości dotyczą one układów będących na etapie projektowania lub pracujących jako wydzielone lub pilotażowe. Szczegółowy opis i prezentację oddanych do eksploatacji oraz będących w trakcie realizacji pilotażowych projektów mikrosystemów elektroenergetycznych na całym świecie można odszukać w pozycji [34]

Istniejące sieci aktywne nie zostały zaprojektowane w sposób umożliwiający pracę wyspową. Brak jest odpowiednich systemów pomiarowo-kontrolnych i sterujących pracą źródeł energii. Ponadto obowiązujące akty prawne nakładają obowiązek wyłączenia źródeł w przypadku zaniku napięcia lub utraty połączenia z siecią zasilającą, w celu uniknięcia niekontrolowanej pracy wyspowej danego fragmentu sieci, w dalszym ciągu zasilanego ze źródeł energii w nim zainstalowanych i związanego z nią ryzyka uszkodzenia urządzeń i narażenia personelu [11], [19], [29], [35], [36]. Dlatego też w chwili obecnej potencjalne zalety i korzyści, jakie oferują sieci aktywne w zakresie zwiększenia jakości zasilania, nie mogą być w pełni wykorzystane.

Możliwość pracy wyspowej jest pożądaną cechą sieci aktywnej, która nadaje jej właściwości mikrosystemu elektroenergetycznego i można stwierdzić, że jest to oczekiwany kierunek rozwoju współczesnych sieci dystrybucyjnych niskiego napięcia. W świetle powyższego celowe staje się więc poszukiwanie rozwiązań, które pozwolą na wykorzystanie potencjału źródeł generacji rozproszonej i umożliwią realizację takiej funkcji w celu zwiększenia jakości i niezawodności zasilania odbiorców.

Przywołane powyżej kwestie pozwoliły na zdefiniowanie następujących celów badawczych niniejszej monografii:

1. Opracowanie koncepcji systemu sterowania, jaki można by zastosować do istniejącej sieci aktywnej niskiego napięcia ze źródłami energii i zasobnikiem dla umożliwienia utworzenia mikrosystemu i uzyskania zdolności do pracy wyspowej, przy założeniu, że struktura sieci, jak i sposób sterowania źródłami energii nie ulegają zmianie. System powinien umożliwiać przejście na pracę wyspową w sytuacji nadmiernego obniżenia napięcia zasilającego lub też innego zakłócenia parametrów jakości energii w sieci zasilającej.
2. Określenie strategii i opracowanie algorytmów sterowania dla mikrosystemu, umożliwiających elastyczną pracę zarówno w połączeniu z siecią zasilającą, jak i w trybie wyspowym.

W przypadku mikrosystemu pracującego w połączeniu z siecią zasilającą niezbilansowanie lokalnej generacji i zapotrzebowania pokrywane jest przez tę sieć. Mikrosystem pracujący autonomicznie musi mieć zdolność do lokalnego bilansowania mocy i energii oraz zdolności regulacyjne w zakresie utrzymania wymaganych parametrów napięcia zasilającego. Przy pracy autonomicznej przynajmniej jedno ze źródeł musi być źródłem napięciowym, zdolnym do utrzymania wartości skutecznej napięcia i częstotliwości w zadanych granicach [4], [7], [25].

Przy istniejącej strukturze sieci aktywnych uzyskanie funkcjonalności pracy wyspowej jest trudne lub wręcz niemożliwe z uwagi na to, że źródła energii sterowane są jako prądowe, bez możliwości zmiany trybu sterowania. W związku z powyższym uzyskanie elastycznej pracy mikrosystemu, zarówno w trybie połączenia z siecią zasilającą, jak i w trybie wyspowym, oraz bezprzerwowe przejście pomiędzy nimi, bez ingerencji w sposób sterowania pracą źródeł energii, jest możliwe przy zastosowaniu układu o zmiennej strukturze do sterowania zasobnikiem energii w połączeniu z implementacją centralnego regulatora oraz mechanizmów kontroli rezerwy mocy i energii zasobnika w mikrosystemie elektroenergetycznym. Aby praca mikrosystemu mogła zostać określona jako elastyczna, zmiana trybu pracy musi być możliwa w dowolnym momencie i – co niezwykle istotne – musi być bezprzerwowa. Oznacza to, że proces zmiany trybu pracy mikrosystemu nie wpłynie negatywnie na pracę odbiorników oraz źródeł energii zainstalowanych w układzie, tzn. nie spowoduje ich wyłączenia lub pogorszenia warunków pracy.

W dalszej części książki termin „elastyczna praca” mikrosystemu elektroenergetycznego będzie używany właśnie w takim znaczeniu.

W celu realizacji wskazanych celów przyjęto następującą metodykę pracy:

- sformułowano założenia oraz wymagania dla układu sterowania stanowiące punkt wyjścia do opracowania koncepcji układu,
- zaproponowano strategię sterowania mikrosystemem i algorytmy sterowania urządzeniami,
- opracowano, uruchomiono i zweryfikowano model symulacyjny rozpatrywanego układu w środowisku PSCAD/EMTDC,
- przeprowadzono badania testujące prawidłowość opracowanego systemu sterowania za pomocą symulatora,
- przeprowadzono badania eksperymentalne w Laboratorium Generacji Rozproszonej Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej z wykorzystaniem symulatora czasu rzeczywistego RTDS (*ang. Real Time Digital Simulator*).

Wyniki realizacji poszczególnych etapów pracy przedstawiono w kolejnych rozdziałach.

W rozdziale drugim poruszona została problematyka integracji rozproszonych źródeł energii oraz zasobników energii w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych. Scharakteryzowano urządzenia zaliczane do rodziny generacji rozproszonej oraz omówiono sposoby ich przyłączenia do sieci zasilającej. Poruszono także tematykę jakości zasilania w sieciach dystrybucyjnych z generacją rozproszoną. W dalszej części rozdziału opisano sposoby poprawy jakości zasilania przy użyciu tradycyjnych środków i metod, a także wskazano potencjalne możliwości wykorzystania do tego celu urządzeń generacji rozproszonej.

Rozdział trzeci pracy został poświęcony energoelektronicznym przekształtnikom przyłączeniowym źródeł i zasobników energii. Omówiono w nim typowe układy przekształtnikowe stosowane do celów integracji urządzeń generacji rozproszonej z siecią elektroenergetyczną. Przedstawiono oraz szczegółowo opisano algorytmy sterowania przekształtników w trakcie pracy w połączeniu z siecią zasilającą.

Szczegółowy opis proponowanej strategii sterowania mikrosystemem elektroenergetycznym niskiego napięcia zamieszczono w rozdziale czwartym pracy. Omówiono zakres jej stosowalności, przyjęte założenia, a także proponowane mechanizmy kontroli mocy wymiany oraz stanu naładowania zasobnika. Podano opis centralnego regulatora, który zarządza pracą analizowanego MSE.

W rozdziale piątym przedstawiono szczegółowy opis zamodelowanego w środowisku PSCAD/EMTDC przykładowego mikrosystemu elektroenergetycznego wybranego do badań. Zamieszczono w nim dokładny opis utworzonych modeli poszczególnych elementów MSE oraz ich algorytmów sterowania.

W rozdziale szóstym zaprezentowane i omówione zostały wyniki badań symulacyjnych, które wykonano na wcześniej utworzonym modelu mikrosystemu elektroenergetycznego w programie PSCAD/EMTDC.

Wyniki badań eksperymentalnych przeprowadzonych w rzeczywistym MSE utworzonym w Laboratorium Generacji Rozproszonej Instytutu Elektroenergetyki PŁ, przy wykorzystaniu cyfrowego symulatora czasu rzeczywistego przedstawiono i opisano w rozdziale siódmym.

Podsumowanie i wnioski wyciągnięte z przeprowadzonych badań symulacyjnych oraz eksperymentalnych zaprezentowano w rozdziale ósmym.

Zamieszczone na końcu pracy załączniki stanowią jej merytoryczne dopełnienie i są bezpośrednio związane z rozdziałem 7. Załącznik A zawiera szczegółowe informacje dotyczące urządzeń zainstalowanych w utworzonym rzeczywistym mikrosystemie elektroenergetycznym, natomiast załącznik B prezentuje wyniki testów przeprowadzonych dla poszczególnych urządzeń tego układu.

2. Integracja urządzeń energetyki rozproszonej w sieciach dystrybucyjnych

2.1 Generacja rozproszona

2.1.1 Źródła energii

Mianem urządzeń energetyki rozproszonej określa się urządzenia o dość zróżnicowanych parametrach. Moc tych urządzeń zawiera się w szerokim zakresie, od kilku kW do nawet kilkudziesięciu MW [15]. Swoim zakresem urządzenia generacji rozproszonej obejmują zarówno źródła, jak i zasobniki energii elektrycznej.

Przeważającą grupę tych urządzeń stanowią małe źródła wytwórcze, określane również mianem mikroźródeł energii [37], [38], o znacznie mniejszych mocach, instalowane w sieciach średniego i niskiego napięcia. Z istoty rzeczy urządzenia energetyki rozproszonej nie podlegają centralnemu sterowaniu, zgodnie z zapisem w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 2007 roku [39].

Urządzenia energetyki rozproszonej pod wieloma względami znacznie odbiegają od tradycyjnych, scentralizowanych układów wytwarzania energii elektrycznej. Do najważniejszych różnic zaliczyć można [40]:

- technologie wytwarzania energii,
- sposób przyłączania do sieci elektroenergetycznej,
- znacznie mniejsze moce jednostek wytwórczych,
- znacznie mniejszą emisję gazów cieplarnianych,
- większą możliwość instalacji w dowolnie wybranym miejscu.

Małe źródła energii instalowane w aktywnych sieciach dystrybucyjnych można podzielić na odnawialne i nieodnawialne. Typowymi przykładami źródeł wykorzystujących energię odnawialną, które najczęściej instaluje się w sieciach dystrybucyjnych na poziomie nN są turbiny wiatrowe oraz panele fotowoltaiczne [41], [42]. Ich stale rosnąca popularność związana jest przede wszystkim z faktem, iż do produkcji energii elektrycznej wykorzystują one odnawialne nośniki energii, tj. wiatr i słońce, dzięki czemu nie produkują szkodliwych zanieczyszczeń oraz gazów cieplarnianych. Ze względu na dużą zmienność w czasie dostępności energii pierwotnej generacja z OZE jest stochastyczna i trudna do przewidzenia [9]. Z tego powodu źródła te określane są również mianem źródeł niesterowalnych [43]. Dodatkowo przeważająca ilość energii elektrycznej produkowana jest przez OZE poza okresami największego zapotrzebowania w sieci elektroenergetycznej, przez co nie można jej wykorzystać wtedy, gdy jest najbardziej potrzebna.

Oprócz OZE w sieciach aktywnych instalowane są również mikroźródła energii zasilane paliwami konwencjonalnymi, np. gazem ziemnym lub olejem napędowym, do których zaliczyć można mikroturbiny gazowe (MT), a także generatory diesla. Zainteresowanie mikroturbinami gazowymi związane jest z ich zdolnością do produkcji energii elektrycznej i ciepła w jednym procesie technologicznym, tj. w skojarzeniu, co przekłada się na znaczny wzrost efektywności pracy tego typu źródeł, a to z kolei wiąże się z większymi korzyściami ekonomicznymi dla właścicieli instalacji [44]. Ponadto mikroturbiny gazowe produkują energię elektryczną i ciepło przy stosunkowo niewielkiej emisji zanieczyszczeń w porównaniu do innych technologii opartych na paliwach konwencjonalnych, co czyni je bardziej proekologicznymi [45]. Harmonogram generacji tych źródeł podyktowany jest zwykle przez zapotrzebowanie na ciepło dla lokalnych odbiorców. Ze względu na oferowane możliwości regulacyjne, mikroturbiny gazowe zaliczane są do źródeł sterowalnych, czyli takich które umożliwiają w sposób kontrolowany zmianę wartości generowanej mocy. Z reguły są to źródła zasilane paliwami nieodnawialnymi, tj. gazem ziemnym czy ropą naftową. Szczegółowy opis dostępnych technologii źródeł generacji rozproszonej można odszukać w pozycjach [15], [46].

2.1.2 Zasobniki energii

Zasobniki energii elektrycznej stanowią oddzielną grupę urządzeń generacji rozproszonej. Wyróżnić można wiele technologii zasobników energii elektrycznej, które znacznie różnią się od siebie pod względem parametrów technicznych oraz właściwości. Klasyfikacja zasobników wynika przede wszystkim z rodzaju przemian fizycznych i chemicznych zachodzących w procesie magazynowania energii oraz postaci energii, w jakiej jest przechowywana. Po tym względem zasobniki instalowane w sieciach aktywnych można podzielić na:

- elektrochemiczne zasobniki energii (bateryjne zasobniki energii – ang. *Battery Energy Storage*) magazynujące energię w postaci energii wiązań chemicznych,
- kinetyczne zasobniki energii (koła wirujące – ang. *Flywheels*) magazynujące energię w postaci energii ruchu obrotowego,
- superkondensatory (ang. *Supercapacitors*) magazynujące energię w polu elektrycznym,
- nadprzewodzące magnetyczne zasobniki energii (ang. *Superconducting Magnetic Energy Storages* – SMES) magazynujące energię w polu magnetycznym,
- pneumatyczne zasobniki energii (ang. *Compressed Air Energy Storage* – CAES) magazynujące energię w postaci sprężonego gazu,
- termiczne zasobniki energii magazynujące energię w postaci ciepła lub chłodu.

Szczegółowy i wyczerpujący przegląd oraz opis magazynów energii ze szczególnym uwzględnieniem technologii zasobnikowych wykorzystywanych w mikrosystemach

elektroenergetycznych został przedstawiony w pracach [47], [48]. Dodatkowe informacje można znaleźć również w publikacjach [15], [49].

Obszar zastosowań zasobników wynika przede wszystkim z ich właściwości. Do zarządzania energią w sieciach nN nadają się zasobniki o relatywnie dużej pojemności i małej mocy (tzw. zasobniki energii), tj. zasobniki elektrochemiczne. Jeśli zasobnik został zainstalowany do celów współpracy ze źródłami energii to najczęściej służy do magazynowania energii wyprodukowanej przez lokalne źródła w trakcie szczytów generacji oraz oddawania zmagazynowanej energii podczas szczytów obciążenia [5]. Z punktu widzenia właściciela instalacji zastosowanie zasobnika energii może pozwolić na zwiększenie efektywności pracy źródła, ale przede wszystkim oferuje potencjalne korzyści finansowe, które mogą wynikać z tytułu sprzedaży energii według określonych taryf strefowych oraz redukcji ilości energii elektrycznej dostarczanej z sieci zasilającej.

Wykorzystanie zasobników energii w sieciach dystrybucyjnych może być również opłacalne z punktu widzenia operatora. Instalacja zasobników w pobliżu odbiorców końcowych i realizacja tzw. *peak shaving* pozwala na wygładzanie profilu obciążenia, co jest szczególnie istotne z punktu widzenia zarządzania pracą sieci. W sieciach o dużym nasyceniu rozproszonymi źródłami energii może wystąpić bowiem sytuacja, gdy generacja ze źródeł przewyższa lokalne zapotrzebowanie i energia przesyłana będzie do nadrzędnej sieci zasilającej. W takim przypadku energia wytwarzana przez źródła, które z reguły instaluje się z myślą o zaspokojeniu lokalnych potrzeb, jest nieefektywnie wykorzystywana. Związane jest to przede wszystkim ze stratami, które występują na drodze przesyłu energii. Częściowym rozwiązaniem tego problemu może być instalacja zasobnika w celu przejęcia i zmagazynowanie nadwyżki wyprodukowanej energii, a następnie przesłanie jej do sieci w okresie szczytowego zapotrzebowania. Zmniejszenie przepływu energii z/do sieci zasilającej w okresach jej szczytowego obciążenia wpływa również na zwiększenie zdolności przyłączeniowej sieci, co jest niezwykle istotne przy wzroście liczby instalowanych OZE [2-5].

Wykorzystanie zasobników do współpracy z OZE pozwala na wygładzenie przebiegu oraz ograniczenie częstych zmian generowanej mocy, a w konsekwencji na zmniejszenie wpływu źródeł na zmiany parametrów napięcia zasilającego. Z natury niesterowalne i stochastyczne OZE w połączeniu z zasobnikami energii mogą uzyskać funkcjonalności źródeł sterowalnych.

2.2 Wymagania przyłączeniowe dla urządzeń energetyki rozproszonej

Podstawowym wymaganiem, któremu musi sprostać operator sieci elektroenergetycznej jest konieczność zapewnienia bezpiecznej i stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego oraz utrzymanie odpowiedniej jakości dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego bezpośrednio związane jest z zapewnieniem bilansu mocy i energii, zarówno w stanach ustalonych, jak i przejściowych. Z kolei utrzymanie wartości napięcia i częstotliwości w określonych granicach jest gwarancją jego stabilnej pracy.

Konieczność zagwarantowania właściwej pracy sieci jest przyczyną sformułowania szeregu wymagań dla integracji urządzeń energetyki rozproszonej. Przyłączanie źródeł do sieci nie powinno powodować pogorszenia warunków pracy i bezpieczeństwa funkcjonowania sieci oraz jakości zasilania odbiorców. W ogólnym przypadku można stwierdzić, że wymagania przyłączeniowe definiują dopuszczalny poziom wzajemnego oddziaływania pomiędzy źródłem energii a siecią zasilającą.

Podstawą formułowania wymagań przyłączeniowych jest Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 2007 roku [39], które stanowi akt wykonawczy do ustawy Prawo energetyczne [50]. W zależności od napięcia znamionowego sieci, do której przyłączone jest źródło energii, oraz w zależności od jego mocy wyróżnia się pięć grup przyłączeniowych:

- grupa I – źródła przyłączone do sieci o napięciu znamionowym większym od 110 kV,
- grupa II – źródła przyłączone do sieci 110 kV,
- grupa III – źródła przyłączone do sieci SN o napięciu większym od 1 kV, ale mniejszym od 110 kV,
- grupa IV – źródła przyłączone do sieci nN o napięciu mniejszym, równym 1 kV o mocy znamionowej źródła większej od 40 kW, lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A,
- grupa V – przyłączenie do sieci nN, ale o mocy źródła mniejszej bądź równej 40 kW, lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A.

Dla urządzeń zakwalifikowanych do grup I–IV konieczne jest przygotowanie wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Powinien on zawierać informacje m.in. o mocy znamionowej, ilości energii wprowadzanej do sieci, parametrach technicznych i charakterystyce ruchowej źródła. W przypadku sieci o napięciu znamionowym większym od 1 kV, do której ma zostać przyłączona jednostka wytwórcza o mocy większej niż 2 MW, konieczne jest również przeprowadzenie analizy wpływu pracy źródła na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, której zakres i warunki podlegają uzgodnieniu z operatorem sieci. Operator podejmując decyzję o udzieleniu lub nieudzieleniu zgody na przyłączenie źródła, posiłkuje się wynikami przeprowadzonej ekspertyzy. Wymagania prawne dla źródeł V grupy są mniej restrykcyjne i wnioski o wydanie warunków przyłączeniowych nie musi zawierać w przypadku tych urządzeń szczegółowych informacji technicznych.

Należy podkreślić, że w świetle obecnie obowiązujących aktów prawnych, przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłem lub dystrybucją energii elektrycznej ma obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci podmiotu o to się ubiegającego, jeżeli wszystkie aspekty techniczne i warunki przyłączenia zostały spełnione. W przypadku instalacji odbiorcy końcowego, której moc nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia,

instalacja źródła odbywa się tylko na podstawie zgłoszenia złożonego w siedzibie przedsiębiorstwa elektroenergetycznego [51].

2.3 Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną

2.3.1 Wpływ źródeł energii na pracę sieci

Określenie charakteru oraz stopnia wpływu źródła energii na pracę sieci zasilającej jest istotnym zagadnieniem, które należy przeanalizować przed fizycznym zainstalowaniem źródła w węźle sieci. W obawie o bezpieczną i stabilną pracę sieci operator może odmówić wydania pozwolenia na przyłączenie źródła energii, jeżeli istnieją ku temu realne przesłanki.

Stopień oddziaływania źródła na sieć jest uzależniony od wielu czynników, z których najważniejsze to:

- rodzaj i moc źródła energii,
- miejsce i sposób przyłączenia do sieci,
- moc zwarciowa, a więc sztywność sieci w punkcie wspólnego przyłączenia PCC (ang. *Point of Common Coupling*).

Przeważająca liczba urządzeń generacji rozproszonej zainstalowana jest w sieciach dystrybucyjnych, głównie na poziomie nN. W większości przypadków są to niesterowalne OZE małych mocy, rzędu kilku kW, które wytwarzają energię elektryczną na pokrycie lokalnego zapotrzebowania. Z perspektywy całego systemu elektroenergetycznego ich udział w bilansie mocy jest znikomy i nie uczestniczą w procesach regulacyjnych.

W konwencjonalnych pasywnych sieciach dystrybucyjnych o konfiguracji otwartej, normalnym zjawiskiem jest występowanie dodatnich spadków napięcia na drodze przepływu prądu do odbiorów energii. W konsekwencji wartość skuteczna napięcia w węzłach odbiorczych jest niższa niż w węźle zasilania. W sieciach, z rozproszonymi źródłami energii, możliwe jest występowanie ujemnych spadków napięcia, prowadzących do wzrostu wartości skutecznej napięcia w węzłach sieci. Ujemne spadki napięcia wynikają ze zmiany kierunku przesyłu energii elektrycznej, gdy generacja z lokalnych źródeł jest większa niż zapotrzebowanie. Do takiej sytuacji może dojść w sieciach o dużym nasyceniu OZE, szczególnie w godzinach przypadających na ich największą generację. Utrzymanie wymaganego poziomu napięcia w poszczególnych węzłach sieci może więc stanowić dla operatora duży problem, tym bardziej że liczba RZE zainstalowanych w sieciach elektroenergetycznych stale rośnie.

Charakter oddziaływania OZE na sieć zasilającą jest zbliżony do charakteru oddziaływania odbiorników zaburzających. Obecność mikroźródeł w sieci może prowadzić do wystąpienia takich zaburzeń elektromagnetycznych, jak: krótkotrwałe zmiany wartości

skuteczniej napięcia, zniekształcenie krzywej napięcia oraz asymetria napięć fazowych. Krótkotrwałe zmiany wartości skutecznej napięcia mogą być efektem pracy m.in. mikroturbin wiatrowych (TW) oraz źródeł fotowoltaicznych (PV). W ich przypadku wahania napięcia związane są ze zmianami ilości energii pierwotnej, tj. energii wiatru oraz promieniowania słonecznego.

Sposób przyłączenia źródła do sieci zasilającej wpływa na kształt napięcia zasilającego. Źródła przyłączone przez przekształtniki energoelektroniczne powodują zwiększenie poziomu wyższych harmonicznych prądu w trakcie ich pracy. Obecność wyższych harmonicznych w prądzie źródła prowadzi z kolei do zniekształcenia krzywej napięcia w węzle zainstalowania źródła i w innych węzłach sieci. Stopień tego zniekształcenia uzależniony jest nie tylko od liczby i wartości generowanych wyższych harmonicznych prądu, ale także od sztywności sieci. Rozległe i słabe sieci elektroenergetyczne o małej mocy zwarciowej, a więc dużej impedancji zwarciowej w punkcie wspólnego połączenia są bardziej podatne na tego rodzaju zakłócenia, przez co stopień zniekształcenia napięcia będzie w nich większy. W zależności od mocy znamionowej źródła mogą być przyłączone do sieci jedno- lub trójfazowo. Większość OZE instalowana w sieciach dystrybucyjnych, głównie na poziomie nN, przyłączana jest do jednej fazy sieci, przy czym najczęściej można spotkać się z jednofazowymi instalacjami paneli fotowoltaicznych małych mocy. Praca takich układów może dodatkowo pogłębiać asymetrię napięć fazowych w sieci, która na ogół wywołana jest pracą jednofazowych odbiorników energii.

Wyżej przedstawione i omówione problemy występują w trakcie normalnej pracy źródeł. O ile dla takiego stanu w dostateczny sposób można przewidzieć jak dane źródło energii może wpływać na pracę sieci i jakiego rodzaju zaburzeń elektromagnetycznych w efekcie można się spodziewać, o tyle określenie jego wpływu na sieć w stanach zakłóceń jest znacznie trudniejsze. Zgodnie z informacjami podanymi w pierwszym rozdziale, w sytuacji awarii w sieci zasilającej źródła energii powinny zostać wyłączone. Nagłe wyłączenie większej liczby źródeł energii może doprowadzić do lokalnego zachwiania bilansu mocy i energii w sieci. Konsekwencje takiego stanu będą oczywiście zależeć od wielkości zapotrzebowania i wartości, o którą zmniejszona została lokalna generacja. Prawdopodobne jest znaczne zwiększenie obciążenia lokalnej sieci elektroenergetycznej, wystąpienie niedopuszczalnych spadków napięć i pogorszenie warunków napięciowych w sieci. Konsekwencje takiego stanu opisano poniżej.

2.3.2 Wpływ sieci zasilającej na pracę rozproszonych źródeł energii

Praca sieci zasilającej i właściwe parametry napięcia zasilającego mają istotne znaczenie dla bezpiecznego i prawidłowego funkcjonowania urządzeń zainstalowanych w sieci. Dotyczy to zarówno odbiorów, jak i źródeł energii elektrycznej. Zaburzenia elektromagnetyczne występujące w sieciach elektroenergetycznych mogą przyczynić się do:

- skrócenia czasu życia urządzeń,
- nieprawidłowej i nieefektywnej pracy urządzeń, a w skrajnym wypadku do ich wyłączenia lub nawet uszkodzenia,
- powstania przepięć,
- przepływu większych prądów w obwodach źródła,
- zwiększenia strat mocy i energii,
- strat finansowych właściciela sieci i urządzeń.

Jednym z najczęstszych i zarazem najbardziej kłopotliwych zaburzeń elektromagnetycznych w sieci zasilającej są zapady napięcia [14], [16], [52]. Mogą one prowadzić do nieprawidłowej pracy urządzeń oraz ich awaryjnego wyłączenia i wynikających z tego faktu znacznych konsekwencji finansowych, związanych chociażby z utratą części generowanych przez nie przychodów. Dominującą przyczyną występowania zapadów napięcia są zwarcia w systemie elektroenergetycznym lub załączenia odbiorów dużych mocy [52]. Zwarcia cechują się dużą losowością, mogą mieć różnorodny charakter i występować w różnych punktach sieci. W rezultacie obserwowane zapady napięcia zasilającego różnią się między sobą głębokością, czasem trwania oraz częstością występowania. W sieciach dystrybucyjnych nN przeważającą większość stanowią zapady niesymetryczne wywołane zwarciami jedno- lub dwufazowymi.

Głęboki zapad lub zanik napięcia w większości przypadków prowadzi do aktywacji zabezpieczeń źródła energii i w rezultacie do jego awaryjnego odstawienia. Taka reakcja może być potencjalnie groźna z punktu widzenia lokalnej sieci zasilającej, jak również samego źródła. Z punktu widzenia źródła nagłe zmniejszenie energii generowanej do sieci zasilającej w stosunku do ilości energii pozyskiwanej z pierwotnego źródła energii (np. słońce wiatr) może prowadzić do wzrostu napięcia w obwodach elektrycznych lub w przypadku maszyn wirujących do wzrostu prędkości obrotowej wirnika. Taki efekt może doprowadzić do skrócenia czasu życia bądź nawet uszkodzenia źródła.

Obecność zaburzeń elektromagnetycznych jest nieodłączną cechą pracy sieci elektroenergetycznych. Dla zapewnienia kompatybilności elektromagnetycznej poziom odporności źródła energii zainstalowanego w sieci zasilającej powinien być większy od poziomu emisji zaburzeń elektromagnetycznych występujących w sieci. Jednakże produkowanie urządzeń wytwórczych cechujących się wysokim poziomem odporności wiąże się z koniecznością poniesienia dodatkowych kosztów przez producenta, co przekłada się na wyższą cenę końcową urządzenia. Potencjalnym sposobem kompensacji zaburzeń i utrzymania parametrów napięcia zasilającego w wymaganym przedziale jest zastosowanie specjalnych urządzeń służących do kompensacji wybranych zaburzeń elektromagnetycznych.

2.3.3 Tradycyjne sposoby poprawy jakości zasilania w sieciach dystrybucyjnych

Zapewnienie odpowiednio wysokiej jakości zasilania jest szczególnie istotne w sieciach dystrybucyjnych, do których przyłączeni są końcowi odbiorcy energii, szczególnie wrażliwi na zaburzenia elektromagnetyczne. Utrzymanie odpowiedniej jakości zasilania oznacza zapewnienie wymaganych parametrów jakości energii elektrycznej oraz zagwarantowanie ciągłości dostaw energii odbiorcom. Dlatego też poprawa jakości zasilania odbiorców końcowych powinna być realizowana na dwóch płaszczyznach, to znaczy poprzez poprawę parametrów napięcia zasilającego oraz ograniczenie i skrócenie przerw w dostawach energii.

W literaturze naukowej można odnaleźć wiele pozycji podejmujących tematykę związaną ze sposobami i środkami stosowanymi do poprawy jakości zasilania w sieciach elektroenergetycznych [15], [16], [53]. W niniejszym podrozdziale wskazana zostanie krótka charakterystyka tych metod, a także nowe możliwości w dziedzinie poprawy jakości zasilania, które potencjalnie oferują sieci aktywne.

Z punktu widzenia komfortu użytkownika energii elektrycznej przez odbiorców końcowych podstawowym wymaganiem jest zapewnienie odpowiedniej ciągłości jej dostaw. Zakłócenia w systemie elektroenergetycznym mogą prowadzić do występowania długotrwałych przerw w zasilaniu, co z kolei może generować ewentualne straty i znacząco obniżyć wygodę użytkownika energii elektrycznej. Przywrócenie zasilania w przypadku większych awarii może zająć kilka godzin, a w skrajnych przypadkach nawet kilka dni. Do tego czasu odbiorcy pozostają odłączeni od sieci zasilającej i są pozbawieni dostępu do energii elektrycznej.

Problem utrzymania odpowiedniej ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej można częściowo zminimalizować poprzez ograniczenie liczby oraz czasu trwania przerw w zasilaniu, a także poprzez wykorzystanie urządzeń oraz układów rezerwowego zasilania. Pierwsze rozwiązanie związane jest głównie z rozbudową sieci elektroenergetycznej i leży po stronie operatora sieci. Z kolei drugie rozwiązanie w przypadku instalacji elektrycznych na poziomie sieci dystrybucyjnej związane jest wykorzystaniem urządzeń energetyki rozproszonej, na przykład agregatów prądotwórczych (silniki spalinowe, mikroturbiny gazowe) oraz układów bezprzerwowego zasilania prądu przemiennego AC, tzw. UPS-ów (ang. *Uninterruptable Power Supply*). Zastosowanie systemów UPS jest efektywnym rozwiązaniem, lecz posiada techniczne ograniczenia wynikające z ilości dostępnej i zmagazynowanej energii elektrycznej.

W zakresie urządzeń stosowanych do kompensacji zaburzeń elektromagnetycznych, a w konsekwencji do poprawy parametrów napięcia zasilającego w sieciach elektroenergetycznych, najszerze zastosowanie znalazły układy energoelektroniczne, a w szczególności układy do kompensacji równoległej typu SVC (ang. *Static Var Compensator*) oraz STATCOM (ang. *Static Synchronous Compensator*). Statyczne kompensatory równoległe typu SVC i STATCOM znalazły zastosowanie w sieciach WN oraz SN i wykorzystywane są do kompensacji takich zaburzeń, jak: wolne zmian napięcia, wahania napięcia oraz asymetria napięć i prądów.

Kompensator SVC ze względu na swoją budowę stanowi w istocie susceptancję o płynnie regulowanej wartości, która w zależności od kąta wysterowania tyrystorów może przyjmować charakter pojemnościowy lub indukcyjny. W związku z tym kompensator SVC oddaje lub pobiera moc bierną w miejscu jego przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

Z kolei kompensatory STATCOM stanowią nowsze rozwiązanie kompensatorów statycznych SVC i opierają się na wykorzystaniu energoelektronicznych mostków przekształtnikowych wykonanych przy użyciu w pełni sterowalnych elementów półprzewodnikowych. Pod względem zasady działania przypominają one funkcjonowanie tradycyjnych kompensatorów synchronicznych. W takich układach przekształtnik energoelektroniczny kompensatora pracuje jako sterowalne źródło napięcia przemiennego o regulowanej wartości. Moc wymieniana pomiędzy kompensatorem a siecią zasilającą uzależniona jest od wzajemnej relacji pomiędzy napięciem na wyjściu przekształtnika a napięciem sieci.

Koncepcja wykorzystania urządzeń energoelektronicznych w celu poprawy jakości zasilania została zastosowana w ostatnich latach również w sieciach dystrybucyjnych nN. Spośród stosowanych w sieciach nN układów przeznaczonych do kompensacji zaburzeń elektromagnetycznych najczęściej wykorzystywane są układy typu DSTATCOM (ang. *Distributed STATCOM*), których zasada działania jest taka sama jak układów STATCOM, z tą różnicą, że przeznaczone są do pracy w sieciach dystrybucyjnych z generacją rozproszoną. Do zadań realizowanych przez te urządzenia w sieciach niskiego napięcia można zaliczyć np. utrzymanie wartości skutecznej napięcia w dopuszczalnych granicach, ograniczenie wahań napięcia, a także kompensację asymetrii i harmonicznych napięcia zasilającego. Urządzenia tego typu pozwalają zwiększyć zdolność przyłączeniową sieci zasilającej, ocenianej z punktu widzenia jakości energii elektrycznej. Energoelektroniczne układy stosowane do poprawy jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, jak również ochrony sieci przed negatywnymi skutkami pracy urządzeń zaburzających określa się mianem urządzeń typu *custom power* [53].

Wybór określonego typu urządzenia kompensacyjnego oraz jego sterowania zdeterminowany jest głównie przez charakter oraz rodzaj zaburzeń elektromagnetycznych, a także poziom napięcia sieci. Należy podkreślić, iż urządzenia stosowane do poprawy wybranych parametrów jakości energii elektrycznej w trakcie pracy mogą równocześnie powodować pogorszenie innych parametrów jakościowych energii elektrycznej. Dlatego też kryterium doboru określonego urządzenia do kompensacji zaburzeń elektromagnetycznych musi uwzględniać sumaryczny efekt jego pracy.

2.3.4 Poprawa jakości zasilania przy użyciu urządzeń energetyki rozproszonej

Oprócz wyżej opisanych tradycyjnych metod i środków służących do poprawy jakości zasilania coraz częściej wskazuje się na potencjalne możliwości zastosowania źródeł oraz zasobników energii do celów kompensacji zaburzeń elektromagnetycznych. Związane jest to z możliwością zwiększenia funkcjonalności energoelektronicznych przekształtników przyłączeniowych źródeł oraz zasobników energii. Dodatkowe funkcjonalności przekształtników

związane z poprawą jakości zasilania w danym obszarze sieci mieszczą się w obszarze usług dodatkowych, tzw. *ancillary services* [15], [16]. Ich realizacja związana jest z koniecznością opracowania odpowiednich algorytmów sterowania dla przekształtników lub modyfikacji już istniejących. Ponadto w przypadku OZE, dla których czas wykorzystania mocy maksymalnej jest stosunkowo krótki, modyfikacja podstawowego celu – jakim jest maksymalizacja generowanej do sieci energii, na rzecz pełnienia dodatkowych usług pomocniczych – z perspektywy właściciela może nie być ekonomicznie uzasadnione.

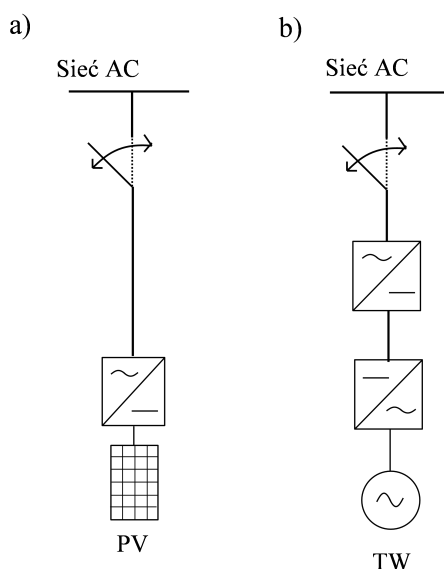
Wiele pozycji literaturowych prezentuje potencjalne możliwości zastosowania urządzeń generacji rozproszonej do pełnienia dodatkowych usług sieciowych [27], [54], [55]. Przykłady wykorzystania zasobników energii do celów zwiększenia ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz zwiększenia zdolności przyłączeniowej sieci dystrybucyjnych można odszukać w pozycjach [56]–[62]. Eksperymentalne wyniki prac badawczych potwierdzają techniczne możliwości takich działań, jednakże na chwilę obecną, w rozwiązaniach praktycznych są one wykorzystywane w niewielkim stopniu. Wydaje się, że wprowadzenie odpowiednich regulacji prawnych oraz mechanizmów rynkowych gratyfikacji takich rozwiązań mogłoby w przyszłości wpłynąć na zwiększenie ich wykorzystania.

3. Energoelektroniczne przekształtniki przyłączeniowe źródeł i zasobników energii

3.1 Uwagi ogólne

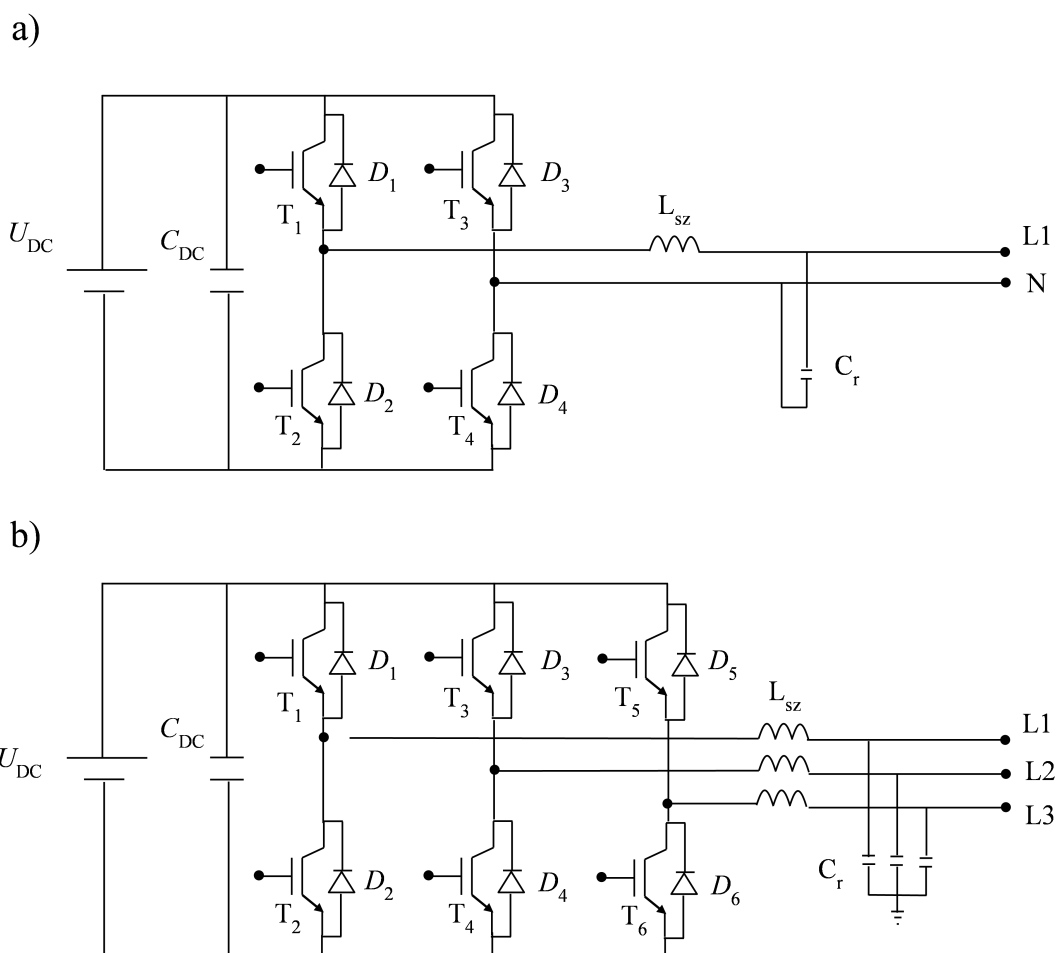
O sposobie i miejscu przyłączenia źródła energii do sieci zasilającej w głównej mierze decyduje jego moc, rodzaj przemian energetycznych zachodzących w źródle, a także parametry generowanego napięcia. Uwzględniając, że sieć dystrybucyjna jest siecią prądu przemiennego (AC), źródła oraz zasobniki energii, które na zaciskach wytwarzają napięcie stałe, nie mogą zostać do niej bezpośrednio włączone i konieczne jest zastosowanie energoelektronicznych przekształtników przyłączeniowych. Dlatego też stanowią one nieodłączną część instalacji urządzeń energetyki rozproszonej obecnie w instalowanych sieciach dystrybucyjnych. Do funkcji pełnionych przez przekształtniki źródeł zaliczyć można, m.in.: regulację wartości mocy wprowadzanej do sieci, kontrolę napięcia w pośredniczącym obwodzie DC, kontrolę parametrów jakości energii produkowanej przez źródło i synchronizację napięcia źródła z napięciem sieci zasilającej. Mogą zostać również wykorzystane do pełnienia funkcji dodatkowych w zakresie lokalnej regulacji napięcia i częstotliwości w sieci oraz kompensacji wyższych harmonicznych [63].

Jako interfejsy przyłączeniowe można wykorzystać proste układy przekształtników DC/AC lub AC/AC, a w przypadku bardziej złożonych instalacji także rozwiązania z pośrednim stopniem napięcia stałego, tj. układy DC/DC – DC/AC, lub AC/DC – DC/AC [5]. Na rysunku 3.1 zaprezentowano przykładowe układy przekształtników przyłączeniowych źródeł energii.



Rys. 3.1. Typowe układy przekształtników energoelektronicznych stosowane do integracji źródeł energii z siecią zasilającą: a) źródło fotowoltaiczne, b) mikroturbina wiatrowa
Źródło: opracowanie własne.

W większości przypadków do integracji urządzeń energetyki rozproszonej z siecią zasilającą wykorzystywane są przekształtniki napięciowe (ang. *Voltage Source Converter/Inverter – VSC/VSI*) [52]. Wynika to przede wszystkim z właściwości łączników półprzewodnikowych oraz intensywnego i globalnego wykorzystania tej technologii na całym świecie [64]. W zależności od parametrów technicznych i budowy źródła energii stosowane są zarówno jedno-, jak i trójfazowe układy przekształtników o konfiguracji pełnego mostka [22], [65]–[68]. Budowa łączników w wersji jedno- i trójfazowej jest taka sama, identyczna jest również konfiguracja poszczególnych gałęzi mostków. Zawory mogą zostać wykonane przy użyciu tranzystorów mocy typu MOSFET, czy IGBT, których właściwości pozwalają na pracę z dużą częstotliwością łączeń, dochodzącą nawet do kilkudziesięciu kHz [66], [69]. Typowe struktury przekształtników łączących źródła z siecią przedstawiono na rysunku 3.2.



Rys. 3.2. Podstawowe struktury energoelektronicznych przekształtników: a) jednofazowych, b) trójfazowych, stosowanych do integracji źródeł energii z siecią zasilającą. L_{sz} , C_r – indukcyjność szeregową oraz pojemność równoległą filtra przekształtnika, U_{DC} – napięcie stałe zasilające przekształtnik, C_{DC} – kondensator włączony w obwód napięcia DC

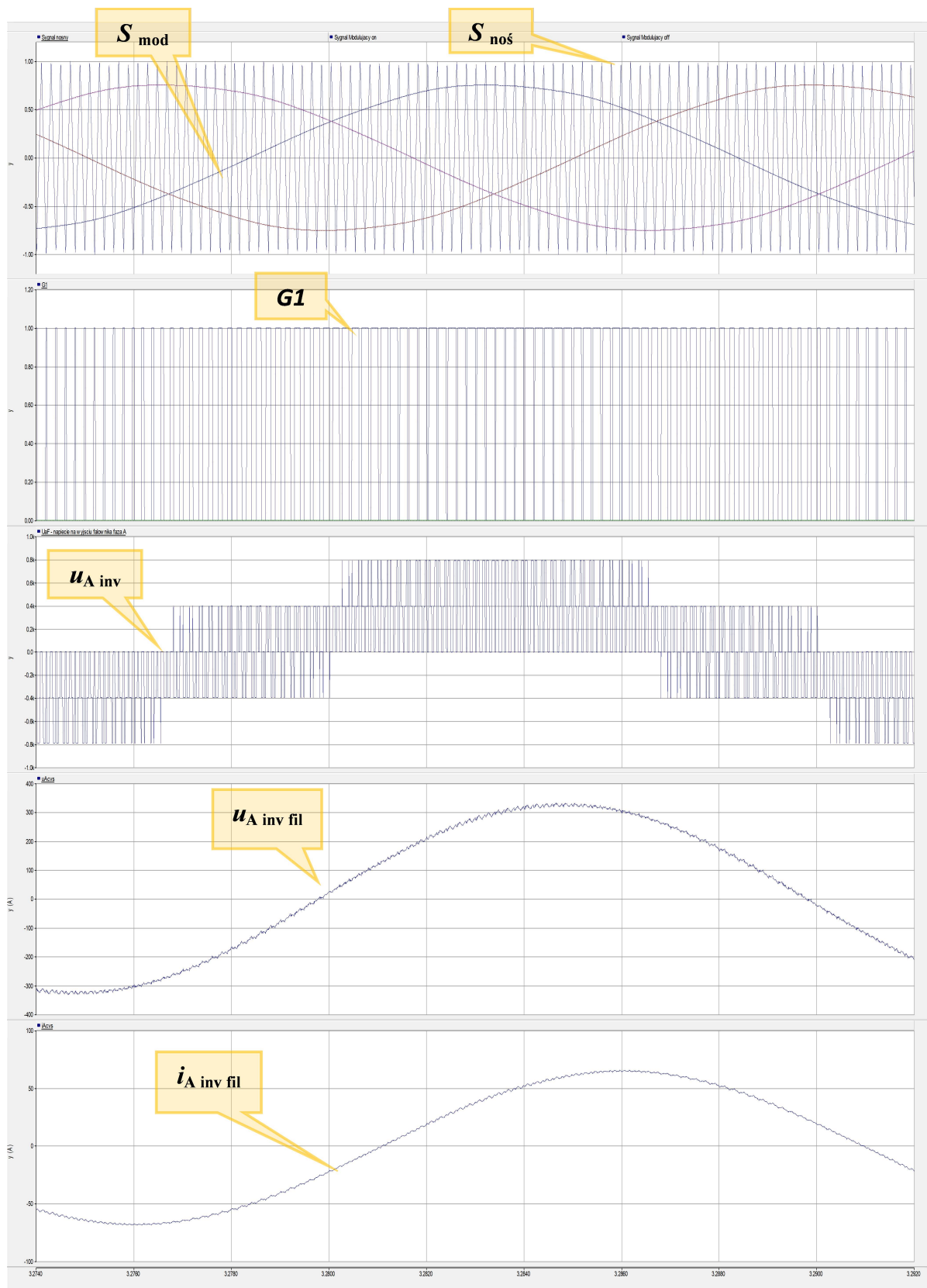
Źródło: opracowanie własne.

Przekształtniki napięcia DC/AC zasilane są ze źródła napięcia DC o stałej polaryzacji, które charakteryzuje się pomijalnie małą impedancją wewnętrzną. Ich cechą charakterystyczną jest występowanie kondensatora C_{DC} o stosunkowo dużej pojemności mierzonej w milifaradach włączonego równoległe w obwód napięcia stałego [64]. Kondensator o tak dużej pojemności

zapewnia filtrację zakłóceń, które mogą pojawić się po stronie napięcia DC w sytuacji występowania zaburzeń w sieci zasilającej, a ponadto stanowi swego rodzaju magazyn energii, który pozwala na stabilizację wartości napięcia w obwodzie DC [2], [63]. Z reguły przekształtniki napięcia przyłączone są do sieci zasilającej poprzez szeregową indukcyjność L_{sz} i równoległą pojemność C_r , które razem stanowią filtr pasywny LC, służący do wygładzania prądu wyjściowego i kompensacji wyższych harmonicznnych generowanych w trakcie pracy elementów półprzewodnikowych.

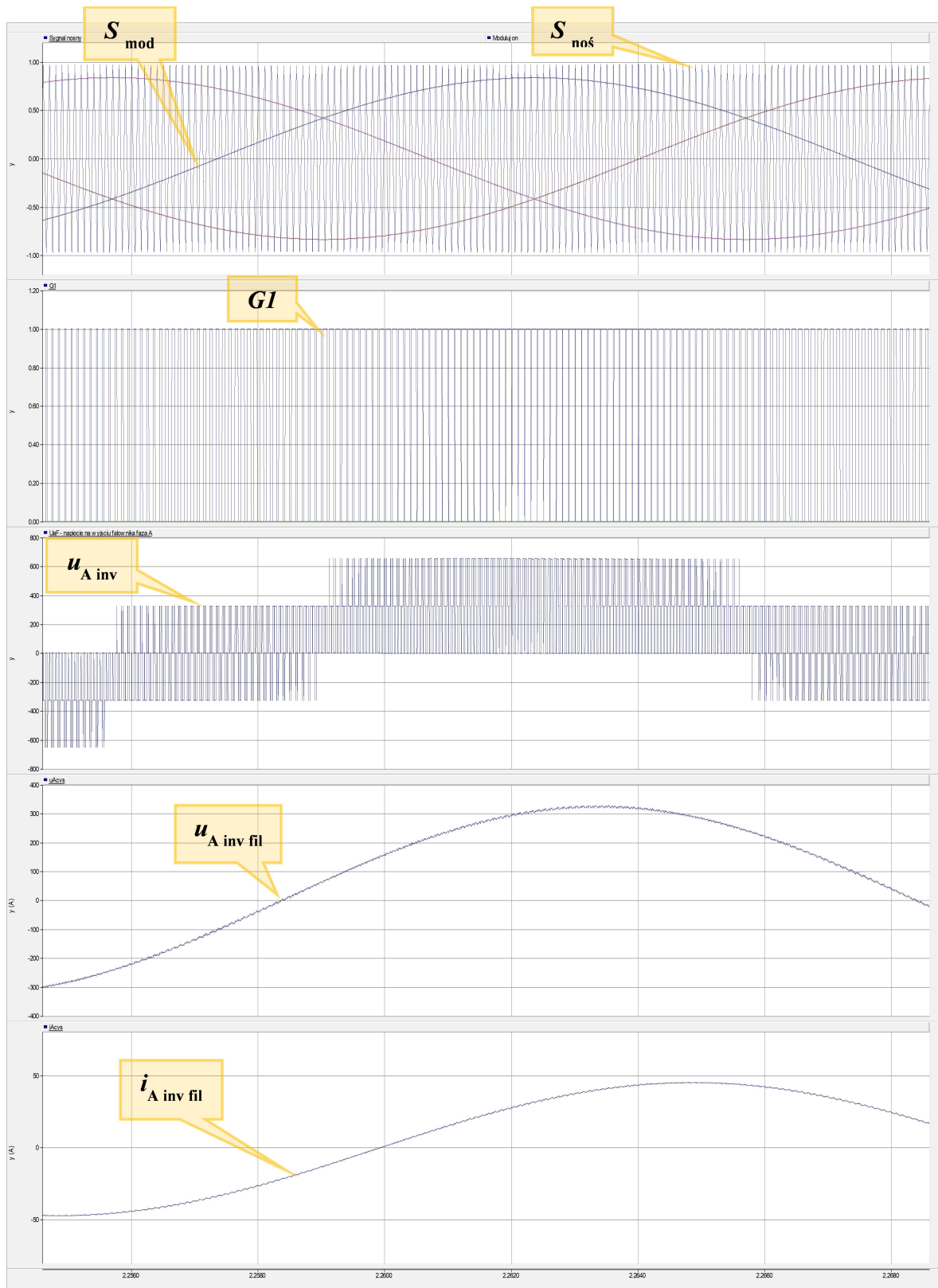
Przebieg wartości chwilowej prądu i napięcia wyjściowego przekształtnika w dużej mierze uzależniony jest od sposobu sterowania elementami półprzewodnikowymi. W nowoczesnych układach o sterowaniu impulsowym przebiegi prądów i napięć wyjściowych kształtowane są przy wykorzystaniu techniki modulacji szerokości impulsów PWM (ang. *Pulse Width Modulation*) [40], [70]–[72]. Funkcje stanów przewodzenia poszczególnych zaworów przekształtnika sterowanego techniką PWM można uzyskać na przykład metodą porównania sygnału nośnego $S_{noś}$ z zadaniem sygnałem opisanym funkcją modulującą S_{mod} [64]. Sygnał nośny, zwany również modulowanym, ma z reguły kształt trójkątny o wartości zmieniającej się w czasie okresowo i liniowo. Amplituda tego sygnału jest stała, a jego częstotliwość jest wielokrotnie większa od częstotliwości sygnału modulującego. Wartość chwilowa sygnału modulującego jest proporcjonalna do referencyjnej wartości napięcia wyjściowego przekształtnika, a jego amplituda wpływa bezpośrednio na wartość podstawowej harmonicznnej napięcia wyjściowego. Sygnał modulujący może przybierać różne kształty, m.in.: sygnału sinusoidalnego okresowego, sygnału trapezowego, a także sygnału odkształconego będącego sumą przebiegów sinusoidalnych o różnych częstotliwościach. Zastosowanie bardziej złożonych funkcji modulujących wykorzystywane jest w celu uzyskania większej amplitudy składowej podstawowej napięcia fazowego przekształtnika. W przypadku przekształtników trójfazowych stosowany jest jeden wspólny dla wszystkich gałęzi fazowych trójkątny sygnał nośny modulowany odpowiednio trzema sygnałami modulującymi, przesuniętymi wzajemnie o kąt $2\pi/3$, w celu uzyskania symetrycznych fazowych napięć wyjściowych. Szczegółowy opis sterowania przekształtników techniką PWM przy wykorzystaniu różnych metod wyznaczania funkcji stanów przewodzenia elementów półprzewodnikowych można odszukać w pozycji [64].

Na rysunkach 3.3 oraz 3.4 przedstawiono zasadę kształtowania przebiegów czasowych napięć i prądów wyjściowych trójfazowego przekształtnika napięcia, przy wykorzystaniu techniki PWM, polegającej na porównaniu sygnału nośnego i modulującego. Prezentowane wyniki uzyskano za pomocą symulacji komputerowej zrealizowanej w środowisku PSCAD/EMTDC. Zaletą prezentowanej metody jest to, iż pozwala ona określić częstotliwość łączeń zaworów. Rysunek 3.3 obrazuje pracę przekształtnika przy częstotliwości łączeń zaworów równej 5 kHz, z kolei rysunek 3.4 przy 10 kHz. Porównując otrzymane w obu przypadkach przebiegi wyjściowe przekształtnika napięcia, można zauważyć, że praca zaworów z dużą częstotliwością łączeń pozwala na eliminację wyższych harmonicznnych, zapewniając tym samym poprawę jakości przebiegów napięć i prądów przekształtnika. Z drugiej jednak strony prowadzi do wzrostu wartości łączeniowych strat energii w elementach półprzewodnikowych.



Rys. 3.3. Kształtowanie napięcia i prądu wyjściowego trójfazowego przekształtnika napięcia z zastosowaniem techniki PWM, zrealizowane w środowisku PSCAD/EMTDC przy częstotliwości pracy zaworów równej 5 kHz. S_{mod} – sygnał modulujący, $S_{noś}$ – sygnał nośny, $G1$ – sygnał zapłonowy zaworu przekształtnika, $u_{A inv}$ – napięcie wyjściowe przekształtnika VSC, $u_{A inv fil}$ – napięcie wyjściowe przekształtnika VSC za filtrem LC, $i_{A inv fil}$ – prąd wyjściowy przekształtnika VSC za filtrem LC

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 3.4. Kształtowanie napięcia i prądu wyjściowego trójfazowego przekształtnika napięcia z zastosowaniem techniki PWM, zrealizowane w środowisku PSCAD/EMTDC przy częstotliwości pracy zaworów równej 10 kHz. S_{mod} – sygnał modulujący, S_{nos} – sygnał nośny, GI – sygnał zapłonowy zaworu przekształtnika, $u_{A\ inv}$ – napięcie wyjściowe przekształtnika VSC, $u_{A\ inv\ fil}$ – napięcie wyjściowe przekształtnika VSC za filtrem LC, $i_{A\ inv\ fil}$ – prąd wyjściowy przekształtnika VSC za filtrem LC
Źródło: opracowanie własne.

3.2 Algorytmy sterowania przekształtnikami

Wybór algorytmu sterowania przekształtnika uzależniony jest przede wszystkim od rodzaju źródła energii oraz wybranych funkcji regulacyjnych. Źródła energii przyłączone do sieci zasilającej są sterowane jako źródła prądowe według strategii P - Q i realizują referencyjne wartości mocy czynnej i biernej [3], [7], [29], [73]. Sterowanie może być realizowane niezależnie od pracy pozostałych urządzeń znajdujących się w instalacji, jak to ma miejsce w przypadku niesterowalnych odnawialnych źródeł energii. Ten rodzaj sterowania przekształtnika określany jest mianem sterowania nieinteraktywnego [74]. Moc czynna generowana przez odnawialne źródła na ogół nie jest regulowana i wynika z dostępności i zmienności pierwotnego nośnika energii (słońce, wiatr). W przypadku źródeł fotowoltaicznych układ sterowania lokalnego przekształtników realizuje algorytm maksymalizacji produkowanej mocy czynnej, tj. algorytmu MPPT (*ang. Maximum Power Point Tracking*), w celu najbardziej efektywnego wykorzystania możliwości generacyjnych źródła w danych warunkach atmosferycznych [63], [75]. Z kolei w przypadku źródeł sterowalnych wykorzystywana jest strategia sterowania interaktywnego, której celem jest realizacja referencyjnych wartości mocy czynnej i biernej w zależności od przyjętego celu sterowania [19]. Zadane wartości mocy wyznaczone są przez operatora lub nadrzędny układ sterowania.

Energoelektroniczne przekształtniki łączące źródła z siecią zasilającą realizują sterowanie prądowe (*ang. Current Controlled – Voltage Source Converter – CC-VSC*) w synchronizacji z napięciem sieci zasilającej [4], [63], [75], [76]. Taki sam rodzaj sterowania stosowany jest również dla przekształtników łączących zasobniki energii z siecią zasilającą [25], [77]. W przypadku sterowania prądowego nie jest wymagana bezpośrednia kontrolna wartości skutecznej napięcia i jego częstotliwości, ponieważ źródłem referencyjnym napięcia jest sieć zasilająca [21]. Kluczowe jest natomiast dokładne określenie częstotliwości oraz kąta fazowego napięcia zasilającego, ponieważ te informacje są niezbędne dla prawidłowej pracy przekształtnika i kontroli generowanych przez niego mocy. O ile synchronizacja napięcia wyjściowego przekształtnika z trójfazowym symetrycznym napięciem sieci nie sprawia większych problemów i może być zrealizowana przy wykorzystaniu konwencjonalnej pętli synchronizacji fazy PLL (*ang. Phase – Locked Loop*) [78]–[80], o tyle wyznaczenie kąta fazowego napięcia w warunkach asymetrii jest bardziej skomplikowane i wymaga zastosowania bardziej złożonych algorytmów oraz modyfikacji w strukturze pętli PLL. Szczegółowy przegląd algorytmów synchronizacji napięcia przekształtnika z napięciem sieci zasilającej oraz porównanie skuteczności działania obecnie wykorzystywanych struktur pętli PLL można odszukać w pracach [76], [81]–[84].

W sytuacji utraty połączenia z siecią nadrzędną lub zaniku napięcia zasilającego przekształtnik sterowany prądowo nie może kontynuować swojej pracy i ze względów bezpieczeństwa musi zostać wyłączony [85]. W tym celu opracowano szereg metod służących do detekcji niekontrolowanej pracy wyspowej źródeł energii (*ang. Anti-islanding Protection Methods/Islanding Detection Method*). Zadaniem tych metod jest jak najszybsze wykrycie takiego zdarzenia i wstrzymanie pracy przekształtnika przyłączeniowego źródła energii. Identyfikacja warunków niekontrolowanej pracy wyspowej może być zrealizowana przez

wewnętrzne algorytmy zaimplementowane w układzie sterowania przekształtnika lub na podstawie sygnałów pochodzących z zewnętrznych zabezpieczeń. Szczegółowy opis metod detekcji niekontrolowanej pracy wyspowej źródeł energii wraz z podziałem na kategorie został zamieszczony w artykułach [65], [86]–[88].

Praca przekształtnika sterowanego prądowo według strategii $P-Q$ sprowadza się do kontroli prądów wprowadzanych do sieci zasilającej przy aktualnych warunkach napięciowych, w celu wypracowania zadanych mocy. Właściwe wyznaczenie referencyjnych sygnałów prądowych jest więc kluczowe z punktu realizacji zadanych mocy. Realizacja układu sterowania przekształtników energoelektronicznych w przypadku układów trójfazowych jest zagadnieniem złożonym ze względu na zwielokrotnienie funkcji obliczeniowych. Zmniejszenie stopnia ich złożoności i ograniczenie liczby zmiennych można uzyskać dzięki transformacji trójfazowych wielkości napięć i prądów w wielkości reprezentowane przez przemienne sygnały dwufazowe, a nawet w łatwe w kontroli sygnały stałe. W tym celu należy posłużyć się metodami opartymi na teorii mocy chwilowej (ang. *Theory of Instantaneous Power, p-q Theory*), zaproponowanej po raz pierwszy przez Akagię w latach osiemdziesiątych XX wieku [89], [90] i później stopniowo rozwijanej w pracach [91]–[93].

Wspomniana teoria mocy chwilowej $p-q$ *Theory* stała się podstawą do opracowania narzędzi w zakresie kontroli przekształtników przyłączeniowych źródeł i zasobników energii oraz analizy ich wzajemnego oddziaływania z siecią zasilającą w stanach ustalonych i przejściowych [94]. Bazuje ona na odwzorowaniu napięć i prądów fazowych w postaci wektora przestrzennego (ang. *space vector*) w stacjonarnym układzie współrzędnych $\alpha\beta 0$, przy wykorzystaniu transformacji Clarka. W rezultacie zastosowanego przekształcenia, trójfazowe wielkości x_a, x_b, x_c transformowane są w dwufazowe wielkości x_α, x_β [90]. Przy założeniu symetrycznego układu trójfazowego, tj. $x_a + x_b + x_c = 0$ przekształcenie Clarka opisane jest zależnością (2.1), z kolei, gdy transformowane wielkości tworzą układ niesymetryczny ($x_a + x_b + x_c \neq 0$) przekształcenie opisane jest zgodnie z równaniem (2.2).

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = k_1 \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_0 \end{bmatrix} = k_1 \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ k_2 & k_2 & k_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}, \quad (2.2)$$

gdzie: x_a, x_b, x_c - wielkości odwzorowane w układzie współrzędnych naturalnych abc , x_α, x_β, x_0 - wielkości odwzorowane w układzie współrzędnych $\alpha\beta 0$, k_1, k_2 - współczynniki transformacji. Dla współczynników $k_1 = \frac{2}{3}$ oraz $k_2 = \frac{1}{2}$ uzyskuje się równość wartości chwilowych transformowanych wielkości prądów i napięć, po transformacji odwrotnej, a dla współczynników $k_1 = \sqrt{\frac{2}{3}}$ oraz $k_2 = \frac{1}{\sqrt{2}}$ uzyskuje się równość wartości mocy chwilowych.

Uzyskane wielkości mogą zostać następnie przetransformowane na dwufazowe wielkości stałe (DC) określone w układzie współrzędnych dq0 przy wykorzystaniu transformacji Parka. Przy założeniu symetrycznego układu trójfazowego, przekształcenie Parka opisane jest zależnością (2.3), natomiast gdy transformowane wielkości tworzą układ niesymetryczny przekształcenie przybiera postać równania (2.4).

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\omega t & \sin\omega t \\ -\sin\omega t & \cos\omega t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\omega t & \sin\omega t & 0 \\ -\sin\omega t & \cos\omega t & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \\ x_0 \end{bmatrix}, \quad (2.4)$$

gdzie: x_d , x_q , x_0 – wielkości odwzorowane w układzie współrzędnych dq0, x_α , x_β , x_0 – wielkości odwzorowane w układzie współrzędnych $\alpha\beta 0$, $\omega = 2\pi f$ – pulsacja, f – częstotliwość napięcia sieci.

Transformacja wielkości z układu abc do układu dq0 może zostać zrealizowana za pomocą jednej operacji, tj. transformaty Clarka-Parka opisanej zależnością (2.5).

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \\ x_0 \end{bmatrix} = k_1 \begin{bmatrix} \cos\omega t & \cos(\omega t - \frac{2}{3}\pi) & \cos(\omega t + \frac{2}{3}\pi) \\ \sin\omega t & \sin(\omega t - \frac{2}{3}\pi) & \sin(\omega t + \frac{2}{3}\pi) \\ k_2 & k_2 & k_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix}, \quad (2.5)$$

gdzie: x_a , x_b , x_c – wielkości odwzorowane w układzie współrzędnych naturalnych abc, x_d , x_q , x_0 – wielkości odwzorowane w układzie współrzędnych dq0, $\omega = 2\pi f$ – pulsacja, f – częstotliwość napięcia sieci, k_1 , k_2 – współczynniki transformacji. Dla współczynników $k_1 = \frac{2}{3}$ oraz $k_2 = \frac{1}{2}$ uzyskuje się równość wartości chwilowych transformowanych wielkości prądów i napięć, po transformacji odwrotnej, natomiast dla współczynników $k_1 = \sqrt{\frac{2}{3}}$ oraz $k_2 = \frac{1}{\sqrt{2}}$ uzyskuje się równość wartości mocy chwilowych.

Ze względu na zastosowany układ współrzędnych, w którym odwzorowane zostały sygnały sterujące, układy sterowania przekształtników mogą być zrealizowane przy wykorzystaniu różnych regulatorów i algorytmów sterowania. Szczegółowy opis zagadnień dotyczących układów sterowania przekształtników zrealizowanych w układach współrzędnych abc, dq0 oraz $\alpha\beta 0$ przedstawiono w pozycjach [2], [63], [94]. W dalszej części monografii zaprezentowano wybrane algorytmy sterowania zaimplementowane w układzie współrzędnych ortogonalnych dq0 wirujących z prędkością kątową ω równą pulsacji napięcia sieci.

Algorytmy sterowania prądowego przekształtników przyłączeniowych urządzeń generacji rozproszonej z reguły zrealizowane są w dwóch pętlach sterowania w układzie kaskadowym (rysunki 3.5 i 3,6). Wewnętrzna pętla służy do kontroli prądów wyjściowych przekształtnika i cechuje się dużą dynamiką pracy [63]. Wyznaczane są w niej sygnały

wykorzystywane do określenia impulsów zapłonowych dla zaworów przekształtnika na podstawie porównania referencyjnych wartości prądu z odpowiadającymi im wartościami mierzonymi. Implementacja wewnętrznej pętli prądowej jest na ogół wspólna dla większości algorytmów sterowania przekształtników [63], [94]. Struktura zewnętrznej pętli może różnić się w zależności od rodzaju źródła energii, które przyłączone jest do sieci przez przekształtnik oraz od zastosowanego układu przekształtnikowego. W literaturze przedmiotu spotkać można rozwiązania z zewnętrzną pętlą regulacji napięcia U_{DC} oraz mocy biernej Q widoczną na rysunku 3.5, stosowaną z reguły w przypadku OZE, na przykład źródła PV, gdy w układzie przekształtnikowym nie ma stopnia pośredniczącego DC/DC. W takiej sytuacji regulacja napięcia w obwodzie DC przekształtnika realizowana jest poprzez zmianę wartości mocy czynnej wprowadzanej przez źródło do sieci zasilającej. Jeśli źródło ma pracować ze współczynnikiem mocy równym 1 to referencyjna wartość mocy Q_{ref} wynosi 0. Innym rozwiązaniem może być zastosowanie zewnętrznej pętli mocy czynnej P i biernej Q , której zadaniem jest kontrola pracy przekształtnika w taki sposób, aby realizował on zadane referencyjne wartości mocy wyznaczone przez operatora lub nadrzędny układ sterowania. W takiej pętli dokonywane jest porównanie referencyjnej wartości mocy czynnej P i biernej Q z wartościami mierzonymi (rysunek 3.6) i na tej podstawie wyznaczane są referencyjne sygnały prądowe dla wewnętrznej pętli prądowej. Zastosowanie zewnętrznej pętli mocy P i Q można spotkać między innymi w przypadku układów sterowania przekształtników źródeł sterowalnych, takich jak mikroturbiny gazowe.

Jednym z częściej spotykanych rozwiązań jest implementacja algorytmu sterowania przekształtników w układzie współrzędnych $dq0$ (rysunki 3.5 oraz 3.6). W takim przypadku wykorzystuje się regulatory proporcjonalno-całkujące PI, których własności dynamiczne są wystarczające w układach regulacyjnych, gdzie wartości sygnałów, zarówno zadanych, jak i sprzężeń zwrotnych, są stałe lub wolnozmiennie. Dodatkowo w celu poprawy jakości regulacji w takich układach stosuje się także składowe poprzeczne napięcia (ang. *cross – coupling terms*) oraz składowe napięcia w osi d i q w dodatnim sprzężeniu zwrotnym (ang. *feed – forward terms*) [2]. W przypadku algorytmu sterowania z zewnętrzną pętlą mocy na podstawie porównania zadanych sygnałów mocy czynnej i biernej P_{ref} , Q_{ref} z sygnałami mierzonymi P_m i Q_m wyznaczane są sygnały referencyjne składowych prądu w osi d i q , tj. i_{dref} i i_{qref} (równania 3.5 i 3.6). Następnie w pętli wewnętrznej składowe te porównywane są odpowiednio z ich wartościami mierzonymi i_{dm} i i_{qm} i na tej podstawie wyznaczane są sygnały składowe napięcia referencyjnego u_{dref} oraz u_{qref} , (równania 3.7 i 3.8) dostarczane do generatora sygnałów zapłonowych.

$$i_{d\ ref} = \left(k_{pM1} + \frac{k_{iM1}}{s} \right) (P_{ref} - P_m) \quad (3.5)$$

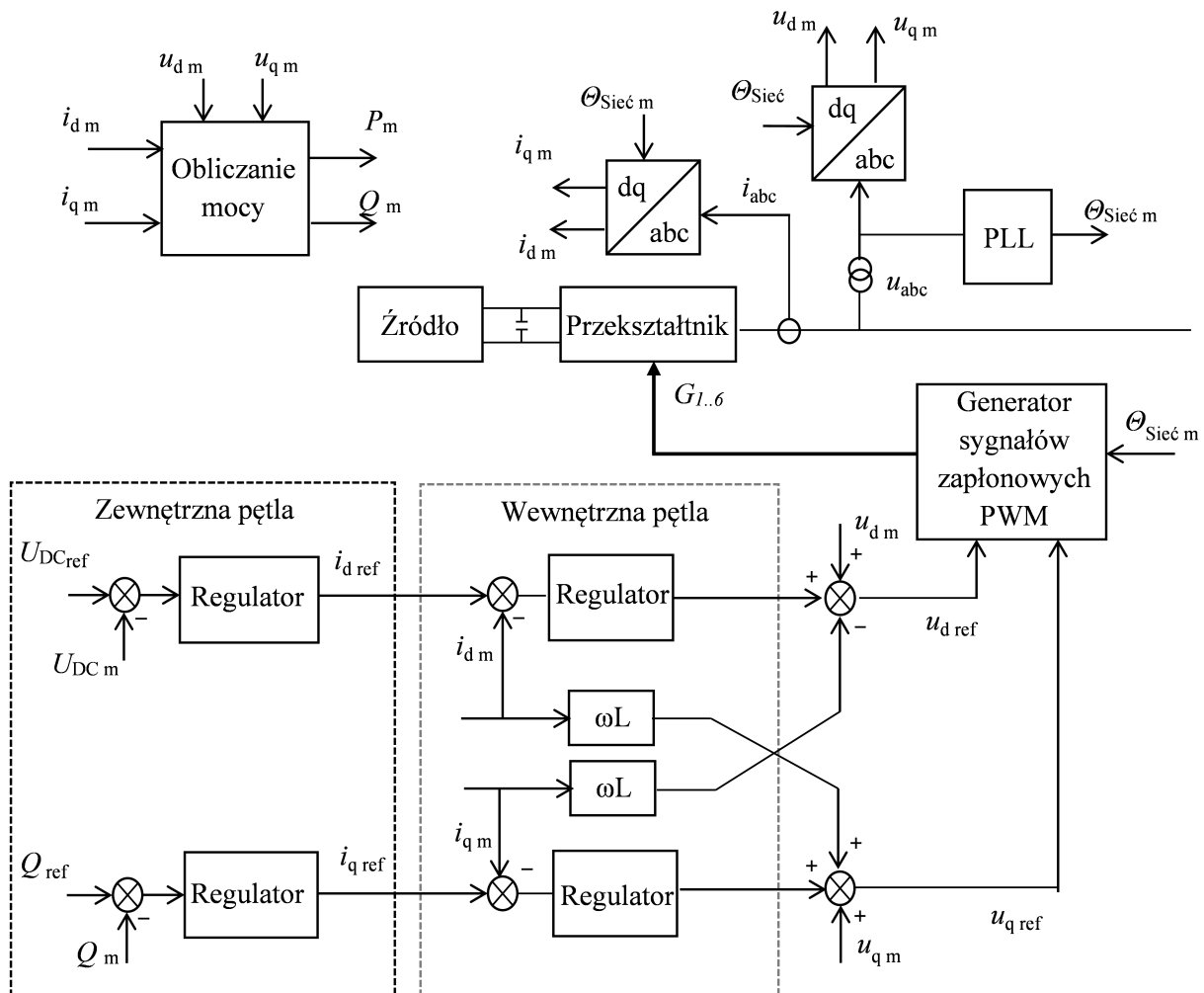
$$i_{q\ ref} = \left(k_{pM2} + \frac{k_{iM2}}{s} \right) (Q_{ref} - Q_m), \quad (3.6)$$

gdzie k_{pM1} , k_{pM2} , k_{iM1} , k_{iM2} są współczynnikami regulatorów PI w zewnętrznej pętli mocy.

$$u_{d\ ref} = \left(k_{pP1} + \frac{k_{iP1}}{s} \right) (i_{d\ ref} - i_{d\ m}) - \omega L_{sz} i_{q\ m} + u_{d\ m} \quad (3.7)$$

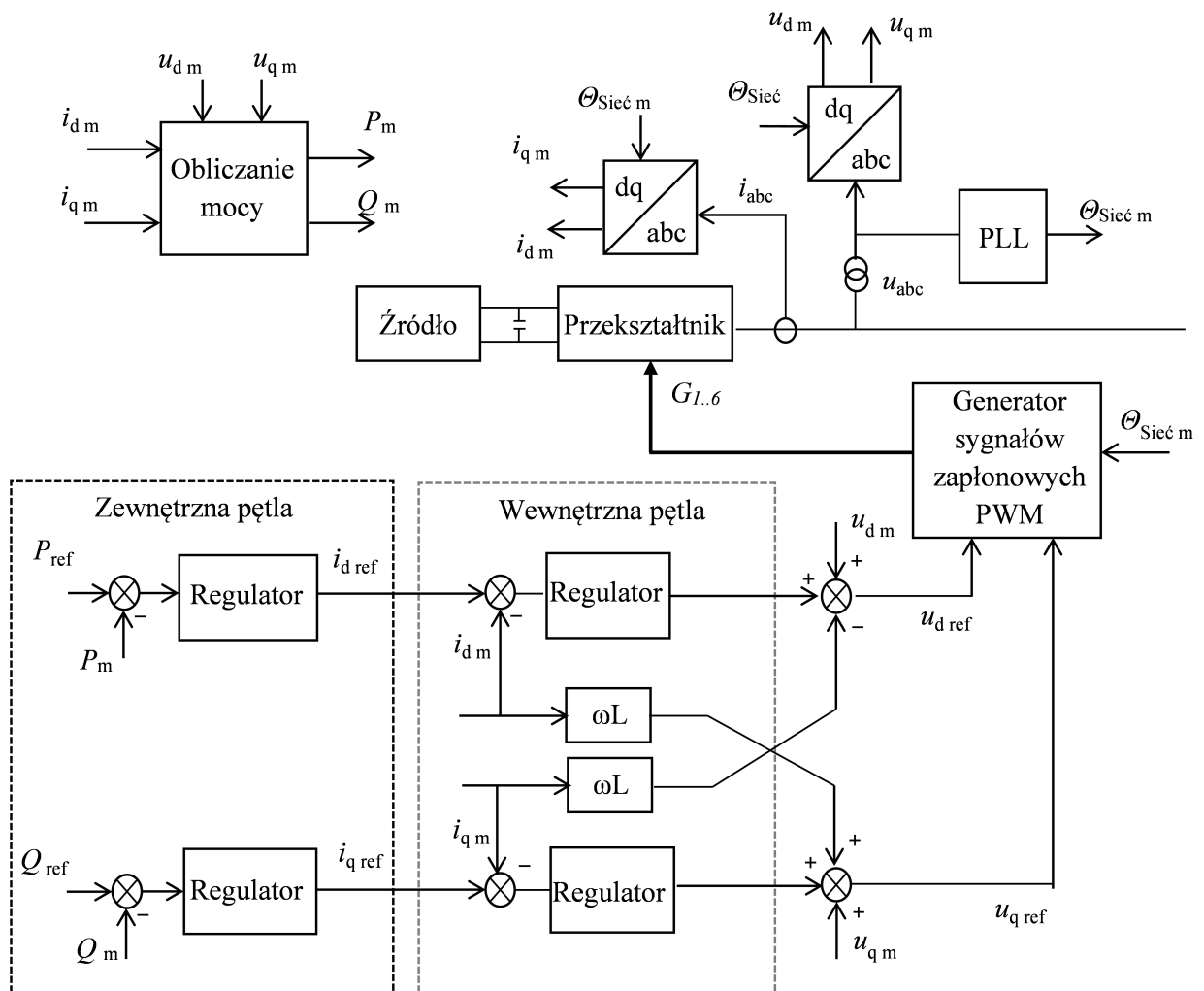
$$u_{q\ ref} = \left(k_{pP2} + \frac{k_{iP2}}{s} \right) (i_{q\ ref} - i_{q\ m}) + \omega L_{sz} i_{d\ m} + u_{q\ m}, \quad (3.8)$$

gdzie k_{pP1} , k_{pP2} , k_{iP1} , k_{iP2} są współczynnikami regulatorów PI w wewnętrznej pętli prądowej, $\omega = 2\pi f$ – pulsacja, f – częstotliwość napięcia sieci, L_{sz} – indukcyjność szeregową na wyjściu przekształtnika.



Rys. 3.5. Schemat blokowy algorytmu sterowania prądowego energoelektronicznego przekształtnika przyłączeniowego zaimplementowany w układzie współrzędnych dq0, z zastosowaniem zewnętrznej pętli regulacji napięcia U_{DC} oraz mocy Q

Źródło: opracowanie własne na podstawie [4, 51].



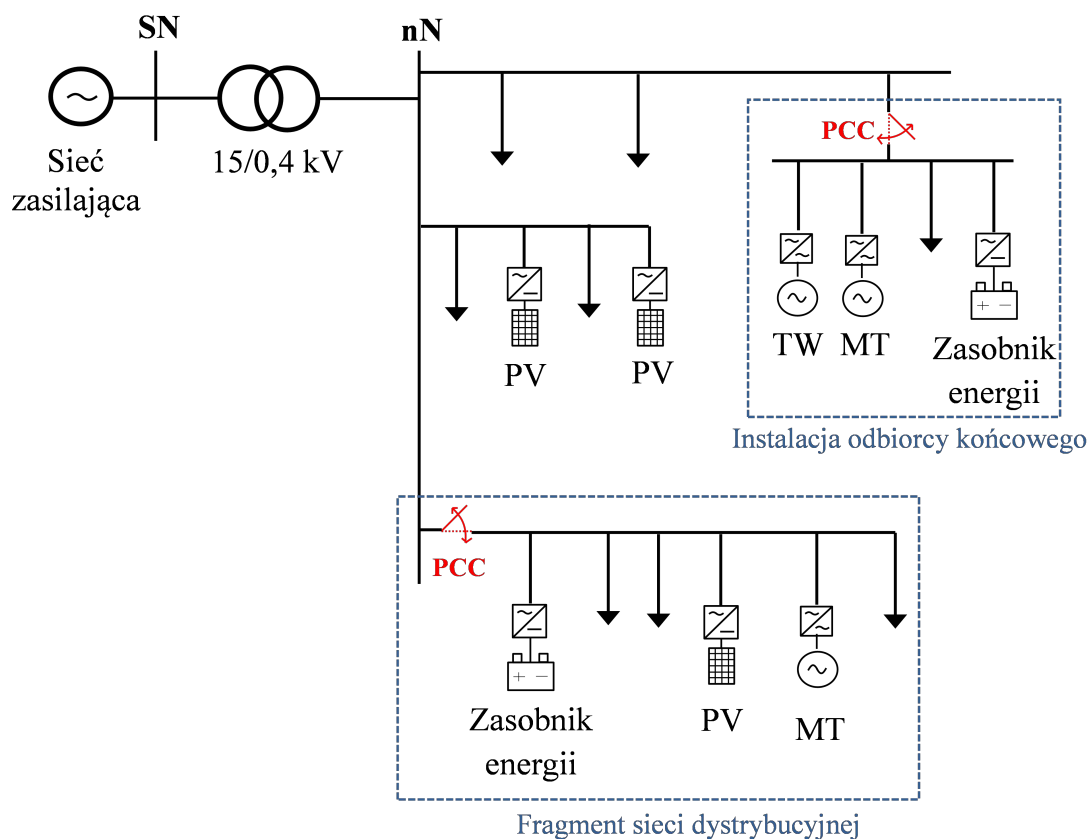
Rys. 3.6. Schemat blokowy algorytmu sterowania prądowego energoelektronicznego przekształtnika przyłączeniowego zaimplementowany w układzie współrzędnych dq0, z zastosowaniem zewnętrznej pętli mocy P oraz Q
Źródło: opracowanie własne na podstawie [4, 51].

4. Proponowana strategia sterowania

4.1 Założenia

Prezentowana strategia sterowania jest przeznaczona dla mikrosystemów nN o niewielkiej rozległości, stanowiących fragment sieci dystrybucyjnej lub sieć elektryczną odbiorcy końcowego (rysunek 4.1). Przyjmuje się, że w układzie są zainstalowane typowe dla odbiorców nN źródła energii, przy czym przynajmniej jedno z nich jest sterowalne, tj. umożliwia regulację wartości generowanej mocy. Pozostałe źródła należą do klasy niesterowalnych źródeł odnawialnych i pracują z mocą wynikającą z warunków pogodowych. Założono również, że w układzie zainstalowany jest zasobnik energii, którego zadaniem jest zarządzanie mocą i energią, w celu efektywnego wykorzystania źródeł odnawialnych. Strukturę przykładowych układów, dla których dedykowana jest prezentowana strategia sterowania przedstawiono na rysunku 4.1.

W dalszej części pracy przyjęto, że źródłem sterowanym w mikrosystemie jest mikroturbina gazowa, a źródłem odnawialnym panele fotowoltaiczne.



Rys. 4.1. Przykładowa struktura układów, dla których przeznaczona jest proponowana strategia sterowania

Źródło: opracowanie własne.

Celem proponowanej strategii sterowania jest zapewnienie możliwości bezprzerwowej i elastycznej pracy mikrosystemu w trybie połączenia z siecią zasilającą oraz w trybie wyspowym dla wybranej klasy układów. Przyjęto następujące założenia:

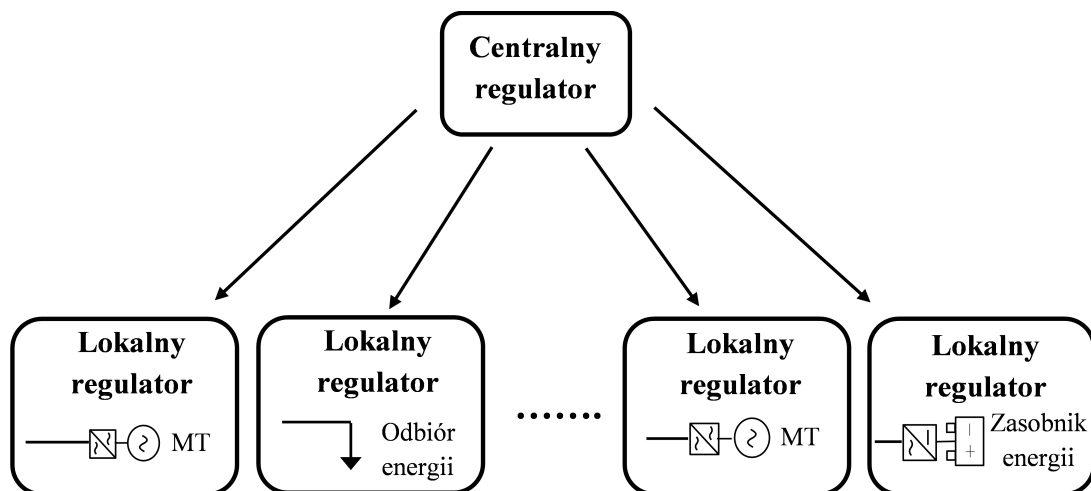
- struktura układu, jak i sposób sterowania źródeł energii nie ulegają zmianie,
- instalowanie dodatkowych urządzeń nie jest przewidziane,
- rozpatrywany mikrosystem powinien być wyposażony w układ pomiarowy zdolny do akwizycji i przetwarzania danych pomiarowych.

Przyjęto, że podstawowym trybem pracy mikrosystemu jest praca w połączeniu z siecią zasilającą. W takim przypadku sieć stanowi referencyjne źródło napięcia i częstotliwości oraz zapewnia bilans mocy w układzie. Źródła oraz zasobnik energii elektrycznej pracują jako źródła prądowe według strategii $P-Q$, przy czym źródła sterowane realizują zadane wartości mocy czynnej i biernej, a źródła odnawialne pracują z mocą czynną wynikającą z aktualnie dostępnej energii pierwotnej. W sytuacji wystąpienia zaburzenia w sieci nadrzędnej, którego efektem jest znaczne obniżenie jakości energii elektrycznej, rozpatrywany mikrosystem zostaje odłączony od sieci i przechodzi do pracy wyspowej. Praca w trybie wyspowym trwa do momentu, aż zaburzenie zostanie usunięte bądź samoistnie ustąpi.

Podstawowym wymaganiem dla pracy wyspowej jest obecność w mikrosystemie referencyjnego źródła napięcia i częstotliwości (ang. *grid-forming unit*). Takie źródło odpowiedzialne jest za regulację wartości napięcia i częstotliwości oraz bilansowanie zmian generacji i obciążenia w układzie. Przekształtnik przyłączeniowy źródła referencyjnego wymaga zastosowania napięciowego trybu sterowania (ang. *Voltage Controlled – Voltage Source Converter – VC-VSC*) według strategii $U-f$ [95]. Przy braku źródeł rezerwowych oraz założeniu, iż sposób sterowania źródeł PV i MT w rozpatrywanym mikrosystemie nie podlega zmianie przyjęto, że źródłem napięcia referencyjnego dla pracy wyspowej jest zasobnik energii. Oznacza to, że algorytm sterowania zasobnikiem musi zmienić się z $P-Q$ na $U-f$ wraz z przejściem mikrosystemu na pracę wyspową.

Strategia sterowania, w której tylko jedno źródło pełni funkcje referencyjnego źródła napięcia w układzie określana jest mianem strategii SMO (ang. *Single Master Operation*) [22], [26], [96].

Dla mikrosystemów o niewielkiej rozległości, takich jak rozpatrywany w niniejszej publikacji, można zastosować hierarchiczny układ sterowania [2], [4], [6], [7]. Obejmuje on dwa poziomy (rysunek 4.2). Pierwszy poziom obejmuje sterowanie lokalne urządzeń zainstalowanych w mikrosystemie (regulatory lokalne). Jego zadaniem jest zapewnienie mocy wyjściowej urządzeń zgodnie z wartościami referencyjnymi. Na poziomie drugim realizowane jest sterowanie centralne, którego zadaniem jest wyznaczanie nastaw dla regulatorów lokalnych, w zależności od warunków pracy układu. Układ sterowania wymaga zaimplementowania centralnego regulatora i nadania mu określonych funkcjonalności [5], [26].



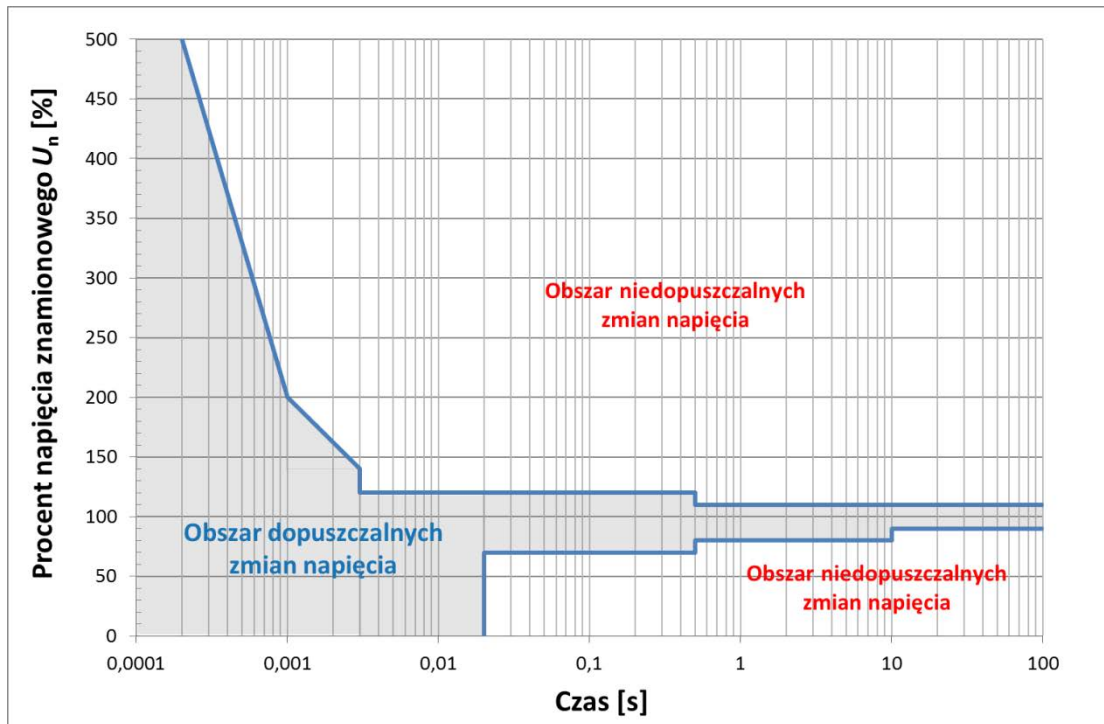
Rys. 4.2. Hierarchiczna struktura sterowania MSE

Źródło: opracowanie własne.

Istotnym elementem proponowanej strategii sterowania jest zdefiniowanie warunków zmiany trybu pracy mikrosystemu, po zidentyfikowaniu których inicjowany jest proces odłączenia układu od sieci zasilającej lub jego ponowne przyłączenie. Przejście układu do pracy wyspowej może wystąpić w następujących przypadkach:

- zmiana stanu łącznika w punkcie PCC,
- przekroczenie dopuszczalnych parametrów jakości napięcia zasilającego w punkcie PCC.

Zmiana stanu łącznika w punkcie PCC może być spowodowana zadziałaniem zabezpieczeń lub celowym działaniem, np. operatora sieci. W drugim przypadku powinno wiązać się to oczywiście z zablokowaniem możliwości sterowania łącznikiem PCC przez układ sterowania mikrosystemu do czasu usunięcia blokady. O ile stan łącznika jednoznacznie determinuje tryb pracy mikrosystemu, o tyle określenie obszaru dopuszczalnych zmian parametrów jakości napięcia zasilającego jest zagadnieniem bardziej skomplikowanym, wymagającym szczegółowej analizy warunków technicznych rozpatrywanego układu jako całości. Przyjęto, że detekcja warunków pracy wyspowej odbywa się na podstawie charakterystyki odporności analizowanego układu na zmiany wartości skutecznej napięcia zasilającego (ang. *immunity curve* – IC). Taka charakterystyka przedstawia przedział dopuszczalnych zmian napięcia, przy których urządzenia zainstalowane w układzie mogą poprawnie pracować bez ryzyka wystąpienia ich awaryjnego wyłączenia lub uszkodzenia. W literaturze podawane są przykładowe charakterystyki odporności, np. zaproponowana przez stowarzyszenie ITIC (ang. *Information Technology Industry Council*), dawniej CBEMA (ang. *Computer Business manufacturers Association*) charakterystyka przedstawiona na rysunku 4.3. Dotyczy ona odporności sprzętu komputerowego i w oryginalnej postaci została opracowana dla jednofazowego sprzętu informatycznego zasilanego napięciem o wartości skutecznej 120 V i częstotliwości 60 Hz. Charakterystyka ta jest często bezpośrednio przenoszona do innych systemów zasilania [14], [16]. Zmiany napięcia mieszczące się wewnątrz obwiedni są akceptowalne z punktu widzenia sprzętu informatycznego, natomiast zmiany wykraczające poza obszar charakterystyki zakłócają poprawną pracę tych urządzeń.



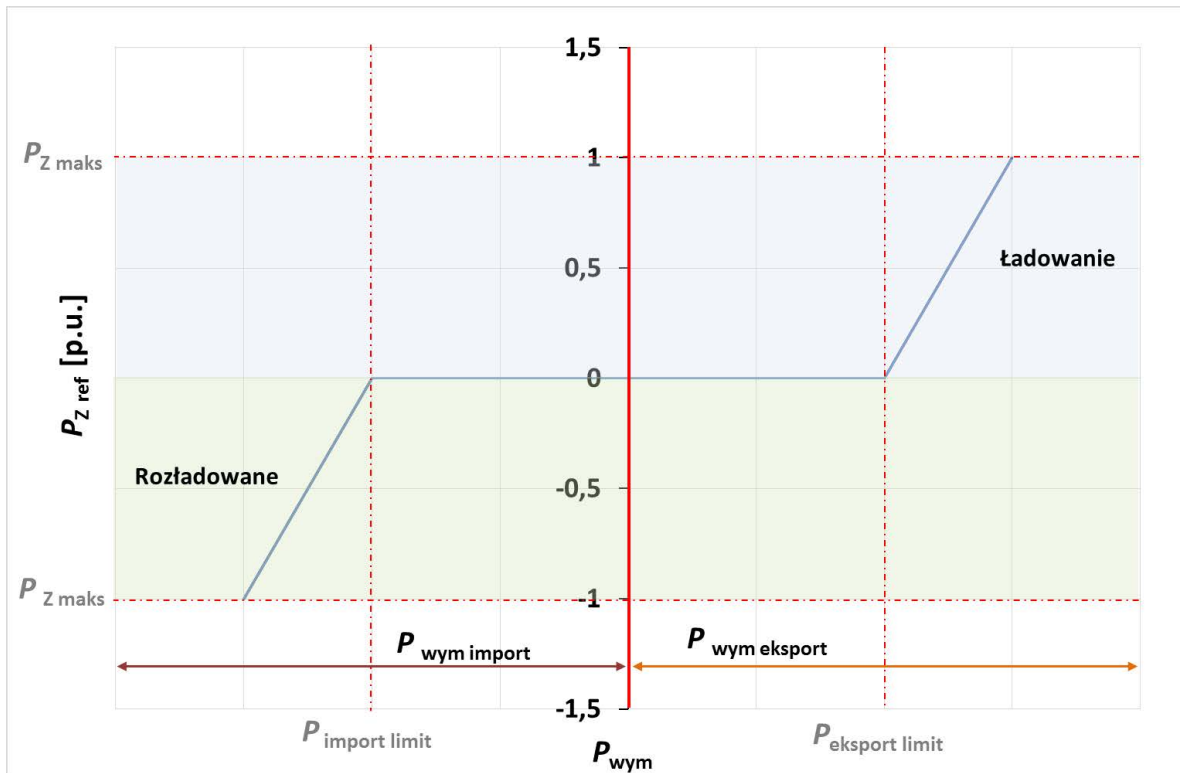
Rys. 4.3. Charakterystyka ITIC
Źródło: opracowanie własne na podstawie [14].

Dla rozpatrywanego mikrosystemu charakterystyka IC wyznaczana jest indywidualnie, z uwzględnieniem nastaw zabezpieczeń i czułości zainstalowanych urządzeń, kluczowych z punktu widzenia proponowanej strategii sterowania, tj. mikroturbiny i zasobnika energii. Sposób postępowania przy wyznaczaniu charakterystyki odporności zostanie opisany w dalszej części pracy. Zmiany wartości skutecznej napięcia fazowego znajdujące się wewnątrz obwiedni charakterystyki są dopuszczalne i w takiej sytuacji mikrosystem pozostaje w trybie pracy w połączeniu z siecią zasilającą. W przypadku zmian napięcia znajdujących się na zewnątrz obwiedni inicjowany jest proces odłączenia i przejścia mikrosystemu do trybu pracy wyspowej. Krótkotrwałe zmiany napięcia zasilającego znajdujące się wewnątrz charakterystyki nie powodują niepotrzebnej zmiany trybu pracy i w efekcie przejścia mikrosystemu do pracy wyspowej. Identyfikacja warunków do pracy wyspowej rozpatrywanego mikrosystemu w oparciu o charakterystykę odporności jest dokonywana na podstawie pomiarów wartości skutecznej poszczególnych napięć fazowych.

4.2 Sterowanie zasobnika

Zgodnie z przedstawionymi wcześniej założeniami w trakcie pracy mikrosystemu w połączeniu z siecią nadrzędną zasobnik pracuje według strategii $P-Q$, analogicznie do źródeł energii. Założono, że zadaniem zasobnika jest ograniczanie mocy czynnej P_{wym} i biernej Q_{wym} wymienianej z siecią, przy czym Q_{wym} jest ograniczane do 0 kvar. Zakłada się, że dopuszczalne wartości mocy wymiany wynikają z ograniczeń technicznych infrastruktury sieciowej i zostały określone przez operatora sieci dystrybucyjnej.

Opracowana przez autora charakterystyka regulacyjna zasobnika, według której wyznaczone są referencyjne wartości mocy czynnej zasobnika, została przedstawiona na rys. 4.4.



Rys. 4.4. Charakterystyka regulacyjna zasobnika energii
 Źródło: opracowanie własne na podstawie [97].

W sytuacji, gdy wartość mocy P_{wym} mieści się w dopuszczalnym przedziale, tj. $P_{wym} \in \langle P_{import\ limit}, P_{eksport\ limit} \rangle$, zasobnik energii utrzymywany jest w trybie oczekiwania (ang. *stand-by*), a jego moc $P_z = 0$ kW. Z kolei jeśli moc P_{wym} przekroczy przedział dopuszczalnych zmian, wyznaczana jest nowa wartość mocy ładowania/rozładowania dla zasobnika, zgodnie z równaniem (4.1), czego efektem jest przywrócenie mocy P_{wym} do wymaganego przedziału. Możliwości regulacyjne zasobnika są oczywiście ograniczone jego parametrami technicznymi, tzn. mocą zasobnika i maksymalnym/minimalnym poziomem naładowania.

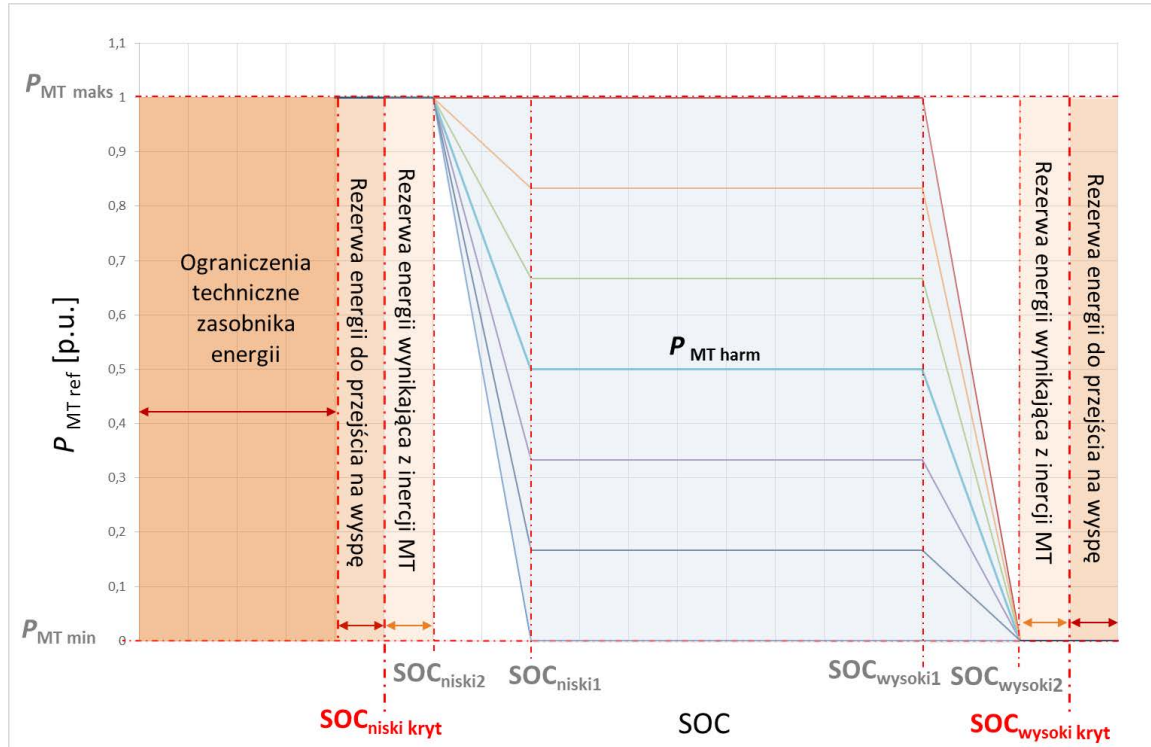
$$P_{Z\ ref} = \begin{cases} 0 & , \quad \text{gdy} \quad P_{wym} \in \langle P_{import\ limit}, P_{eksport\ limit} \rangle \\ P_{wym} - P_{import\ limit}, & \text{gdy} \quad P_{wym} < P_{import\ limit} \\ P_{wym} - P_{eksport\ limit}, & \text{gdy} \quad P_{wym} > P_{eksport\ limit} \end{cases} \quad (4.1)$$

Według przyjętej strategii sterowania zasobnik energii jest odpowiedzialny za zapewnienie bezprzerwowego przejścia mikrosystemu do pracy wyspowej i z tego powodu musi on pokryć moc niezbilansowania w układzie w momencie zmiany jego trybu pracy. Aby było to możliwe, zasobnik musi dysponować odpowiednią rezerwą mocy i energii w każdej chwili czasowej, a stan naładowania zasobnika SOC (ang. *State of Charge*) powinien być ciągle monitorowany. Rezerwa mocy jest zdeterminowana przez największą wartość mocy

wymiany z siecią, jaką musi przejść zasobnik w momencie przejścia mikrosystemu do pracy wyspowej. Z kolei rezerwa energii zasobnika wynika z wartości tej mocy oraz czasu potrzebnego do aktywacji i zadziałania mechanizmów regulacyjnych źródeł energii. Oznacza to, że pojemność zasobnika wynikająca z funkcji jakie pełni on w mikrosystemie podczas pracy w połączeniu z siecią zasilającą, musi być oceniona pod kątem możliwości uzyskania pracy wyspowej. Problem doboru pojemności zasobnika wymaga szczegółowej analizy i nie jest rozważany w niniejszej publikacji.

Wymagana rezerwa energii determinuje przedział dopuszczalnych zmian SOC zasobnika w trakcie pracy mikrosystemu w połączeniu z siecią zasilającą. W celu utrzymania SOC zasobnika w wymaganym przedziale w systemie sterowania zaimplementowano dodatkowy mechanizm kontroli, którego działanie polega na pośredniej zmianie aktualnie pobieranej lub oddawanej przez zasobnik mocy na skutek zmiany mocy generowanej przez mikroturbinę, przy jednoczesnym utrzymaniu stałej wartości mocy wymienianej z siecią zasilającą.

W stanie normalnej pracy mikrosystemu, gdy SOC zasobnika znajduje się w wymaganym przedziale, tj. $SOC \in (SOC_{niski1}, SOC_{wysoki1})$, mechanizm kontroli SOC nie wpływa na moc mikroturbiny. Z kolei gdy wartość SOC jest zbyt niska ($SOC_{niski2} < SOC < SOC_{niski1}$) lub zbyt wysoka ($SOC_{wysoki1} < SOC < SOC_{wysoki2}$), dokonywana jest korekta nastaw dla MT, zgodnie z opracowaną charakterystyką regulacyjną, przedstawioną na rysunku 4.5 i opisaną równaniem (4.2).



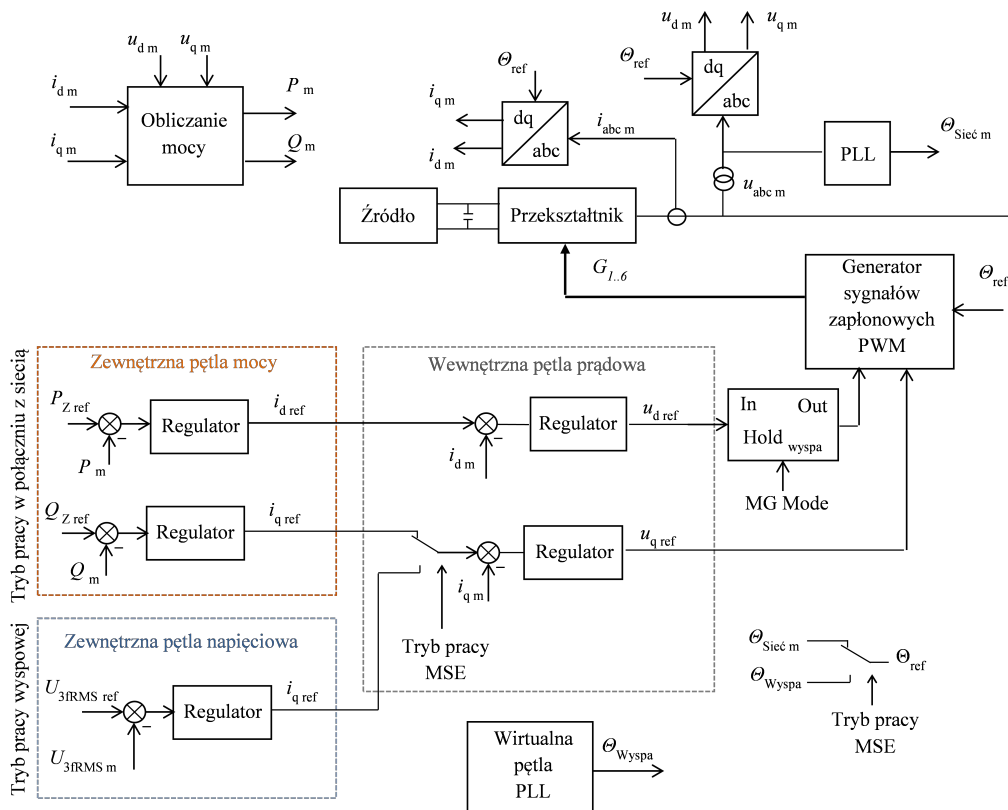
Rys. 4.5. Charakterystyka regulacyjna MT
 Źródło: opracowanie własne na podstawie [97].

$$P_{MT\ ref} = \begin{cases} P_{MT\ harm}, & \text{gdy } SOC \in < SOC_{niski1}, SOC_{wysoki1} > \\ - \left(\frac{(P_{MT\ maks} - P_{MT\ Harm}) * (SOC_{niski2} - SOC)}{SOC_{niski2} - SOC_{niski1}} - P_{MT\ maks} \right), & \text{gdy } SOC \in (SOC_{niski2}, SOC_{niski1}) \\ \frac{(P_{MT\ Harm} - P_{MT\ min}) * (SOC - SOC_{wysoki2})}{SOC_{wysoki1} - SOC_{wysoki2}} + P_{MT\ min}, & \text{gdy } SOC \in (SOC_{wysoki1}, SOC_{wysoki2}) \\ P_{MT\ maks}, & \text{gdy } SOC \leq SOC_{niski2} \\ P_{MT\ min}, & \text{gdy } SOC \geq SOC_{wysoki2} \end{cases} \quad (4.2)$$

Na podstawie zaprezentowanej charakterystyki można zauważyć, że im większa jest rezerwa mocy MT, tym większe możliwości wsparcia pracy zasobnika. Gdy MT pracuje z mocą maksymalną/minimalną lub taką moc osiągnie na skutek działania mechanizmu kontroli SOC, odciążenie zasobnika nie może być zrealizowane. Ponieważ utrzymanie wymaganej rezerwy energii zasobnika jest kluczowe dla właściwego działania systemu sterowania, po osiągnięciu krytycznego – górnego ($SOC_{wysoki\ kryt}$) lub dolnego ($SOC_{niski\ kryt}$) poziomu SOC – wstrzymywana jest realizacja funkcji ograniczania mocy wymiany i zasobnik przechodzi w tryb oczekiwania lub pracuje w trybie ładowania/rozładowania dostępną rezerwą mocy wymiany ($P_{wym} - P_{import/eksport}$) w granicach jego mocy znamionowej.

Zgodnie z przyjętym założeniem w trakcie pracy wyspowej funkcję referencyjnego źródła napięcia w mikrosystemie pełni zasobnik energii. Sterowanie przekształtnika zasobnika w chwili przejścia mikrosystemu do pracy wyspowej musi więc zostać zmienione z prądowego (CC-VSC) na napięciowe (VC-VSC). Oznacza to, że w układzie sterowania przekształtnika wyłączona zostaje zewnętrzna pętla mocy i aktywowana zostaje zewnętrzna pętla napięciowa. Schemat blokowy algorytmu sterowania przekształtnika zasobnika zaimplementowany w układzie współrzędnych dq0 zaprezentowano na rysunku 4.6. W celu zachowania przejrzystości rysunku pominięto składowe poprzeczne napięcia oraz składowe napięcia z dodatniego sprzężenia zwrotnego (rysunki 3.5 i 3.6).

Sygnałem wejściowym dla zewnętrznej pętli napięciowej jest referencyjna wartość skuteczna 3-fazowego napięcia $U_{3fRMS\ ref}$ odpowiadająca znamionowej wartości napięcia przewodowego w mikrosystemie. Sygnał $U_{3fRMS\ ref}$ jest porównywany z odpowiadającą mu wartością mierzoną napięcia w MSE $U_{3fRMS\ m}$, obliczaną zgodnie z zależnością (4.3). Na tej podstawie wyznaczany jest sygnał błędu, który podawany jest na regulator PI w celu wyznaczenia referencyjnej składowej prądu $i_{q\ ref}$ (równanie 4.4). Następnie w wewnętrznej pętli prądowej sygnał $i_{q\ ref}$ porównywany jest z odpowiadającym mu sygnałem mierzonym $i_{q\ m}$ w celu określenia referencyjnej składowej napięcia $u_{q\ ref}$. Sygnał $u_{q\ ref}$ przesyłany jest do generatora sygnałów zapłonowych. Kąt fazowy oraz częstotliwość napięcia wyjściowego przekształtnika w trakcie pracy wyspowej są określane na podstawie sygnału Θ_{Wyspa} pochodzącego z wirtualnej pętli PLL. Sygnał ten jest przetwarzany w bloku wyznaczania sygnałów zapłonowych dla zaworów przekształtnika.



Rys. 4.6. Schemat blokowy algorytmu sterowania przekształtnika zasobnika energii
Źródło: opracowanie własne na podstawie [97].

W trakcie pracy wyspowej składowa napięcia w osi d nie jest wykorzystywana do kontroli wartości napięcia w mikrosystemie, dlatego też sygnał $u_{d\text{ref}}$ w momencie przejścia układu do pracy wyspowej powinien być „zamrożony” i utrzymywany na stałej wartości, co zrealizowane jest poprzez zastosowanie bloku *Hold* z biblioteki programu PSCAD.

$$U_{3\text{fRMS}m} = \frac{\pi}{3\sqrt{2}} * (\max(u_A, u_B, u_C) - \min(u_A, u_B, u_C)) \quad (4.3)$$

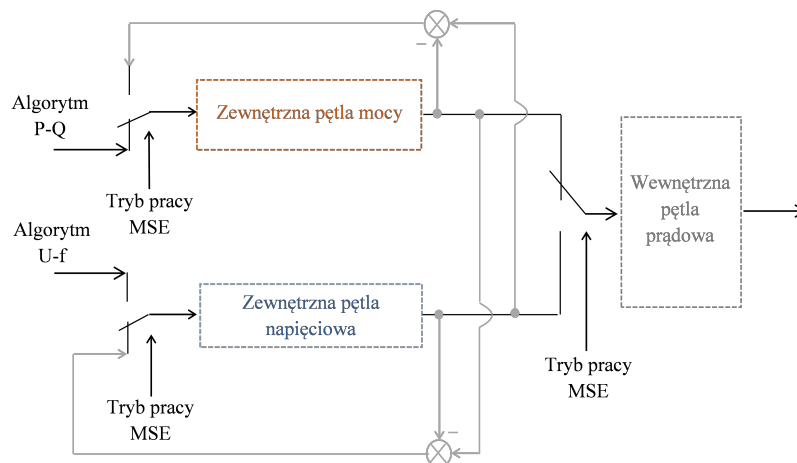
$$i_{q\text{Ref}} = \left(k_{pU} + \frac{k_{iU}}{s}\right) (U_{3\text{fRMSref}} - U_{3\text{fRMS}m}), \quad (4.4)$$

gdzie k_{pU} , k_{iU} są współczynnikami regulatorów PI w zewnętrznej pętli napięciowej.

Proces przejścia MSE do pracy wyspowej powinien być zrealizowany możliwie płynnie, bez powstania dodatkowych zaburzeń. W tym celu referencyjne napięcie przekształtnika dla trybu pracy wyspowej powinno być zsynchronizowane z napięciem sieci zasilającej w trakcie zmiany trybu pracy MSE. Wykorzystano w tym celu wirtualną pętlę PLL, która w trakcie pracy MSE w połączeniu z siecią zasilającą śledzi napięcia w punkcie przyłączenia zasobnika i generuje sygnał niosący informacje o kącie fazowym i częstotliwości napięcia zasilającego niezbędny do wyznaczenia referencyjnego napięcia dla trybu pracy wyspowej.

Przed ponownym połączeniem mikrosystemu z siecią zasilającą konieczne jest przeprowadzenie procesu resynchronizacji, w celu zrównania napięć po obu stronach łącznika PCC pod względem amplitudy oraz kąta fazowego. Po rozpoczęciu resynchronizacji wirtualna pętla PLL, zaczyna śledzić napięcie po stronie sieci zasilającej i dokonuje korekty sygnału Θ_{Wyspa} w efekcie niwelując przesunięcie fazowe występujące pomiędzy napięciem w sieci zasilającej a napięciem w mikrosystemie.

W danym trybie pracy mikrosystemu sygnały referencyjne dla wewnętrznej pętli prądowej wypracowywane są tylko z jednej wybranej pętli zewnętrznej, podczas gdy druga jest nieaktywna. W efekcie sygnały wyjściowe z obu pętli zewnętrznych będą miały różne wartości. W takiej sytuacji, ze względu na realizowaną zmianę algorytmu pracy zasobnika, skokowa zmiana sygnałów referencyjnych dla wewnętrznej pętli prądowej będzie prowadziła do powstania znacznych przeregulowań w układzie sterowania. Przełoży się to oczywiście negatywnie na jakość procesu zmiany trybu pracy mikrosystemu. Problem ten został dostrzeżony oraz omówiony w zagranicznej literaturze [73], [77], [98], [99]. W niniejszej pracy, w celu złagodzenia stanów przejściowych wynikających z realizowanych przełączeń w układzie sterowania zasobnika wykorzystano koncepcję wzajemnego śledzenia sygnałów wyjściowych pętli zewnętrznych (ang. *Outer loop controller state following*) [77]. Graficzna interpretacja zastosowanej metody została przedstawiona na rysunku 4.7.



Rys. 4.7. Koncepcja wzajemnego śledzenia sygnałów wyjściowych obu pętli zewnętrznych
 Źródło: opracowanie własne na podstawie [98].

W sytuacji gdy realizowany jest algorytm $P-Q$, sygnałem referencyjnym dla zewnętrznej pętli napięciowej jest sygnał wyznaczany w pętli mocy. Dzięki temu sygnał wyjściowy z zewnętrznej pętli napięciowej cały czas podąża za sygnałem z pętli mocy. W trakcie pracy wyspowej sytuacja się odwraca i sygnał wyjściowy pętli mocy podąża za sygnałem wypracowywanym w zewnętrznej pętli napięciowej. Takie rozwiązanie pozwala na uniknięcie skokowej zmiany wartości sygnałów referencyjnych w wewnętrznej pętli prądowej w momencie zmiany algorytmu sterowania zasobnika i w rezultacie ogranicza stany przejściowe zakłócające proces zmiany trybu pracy mikrosystemu.

4.3 Centralny regulator

W proponowanym układzie sterowania centralny regulator pełni funkcję nadrzędną i odpowiada za prawidłowe funkcjonowanie mikrosystemu, zarówno w trybie pracy w połączeniu z siecią zasilającą, jak i w trybie pracy wyspowej. Do głównych funkcji pełnionych przez centralny regulator zaliczyć można:

- wyznaczenie referencyjnych wartości mocy czynnych oraz biernych dla mikroturbiny i zasobnika energii w trakcie pracy w połączeniu z siecią zasilającą,
- detekcję warunków, przy których mikrosystem powinien przejść do pracy wyspowej, a także powrócić do trybu pracy w połączeniu z siecią zasilającą,
- zmianę strategii sterowania zasobnika energii w momencie zmiany trybu pracy mikrosystemu,
- wyznaczenie referencyjnych wartości mocy czynnych i biernych dla mikroturbiny w trybie pracy wyspowej.

Sygnalami wejściowymi do regulatora centralnego są:

- wartości chwilowe napięć po obu stronach łącznika w punkcie przyłączenia PCC,
- moce czynne i bierne poszczególnych urządzeń w mikrosystemie,
- stan łącznika w punkcie PCC,
- sygnał mówiący o stanie blokady sterowania łącznika w punkcie PCC.

Funkcje pełnione przez regulator centralny realizowane są w różnych przedziałach czasowych. Detekcja warunków zmiany trybu pracy mikrosystemu dokonywana jest w sposób ciągły (on-line), na bieżąco, na podstawie monitorowania aktualnego stanu łącznika w punkcie PCC, stanu blokady sterowania łącznika w punkcie PCC oraz pomiarów napięć po jego obu stronach, tj. po stronie sieci zasilającej i po stronie mikrosystemu, dokonywanych w czasie rzeczywistym, bezpośrednio przekazywanych z punktów pomiarowych do centralnego regulatora.

W sytuacji gdy mikrosystem pracuje w połączeniu z siecią zasilającą i zidentyfikowane zostaną warunki do pracy w trybie wyspowym z centralnego regulatora wysłany zostaje sygnał na zmianę strategii sterowania dla zasobnika energii oraz zmianę stanu łącznika w punkcie PCC, o ile łącznik nie został już otworzony na skutek celowego działania, np. operatora sieci. Gdy zakłócenie przeminie i wartość napięcia po stronie sieci zasilającej mieści się w przedziale dopuszczalnych zmian wynikających z charakterystyki odporności mikrosystemu oraz blokada sterowania łącznika w punkcie PCC jest wyłączona, wysłany zostaje sygnał do zasobnika energii w celu rozpoczęcia procesu resynchronizacji. Aktywna blokada sterowania łącznika w punkcie PCC uniemożliwia zainicjowanie procesu resynchronizacji, aż do chwili jej wyłączenia. Powrót mikrosystemu do pracy w połączeniu

z siecią jest możliwy dopiero po zakończeniu procesu resynchronizacji. Warunki przyłączenia układu do sieci zasilającej są identyfikowane w oparciu o porównanie fazy oraz amplitudy napięć fazowych po obu stronach łącznika w punkcie PCC. Gdy oba napięcia są zsynchronizowane wysyłany jest sygnał na zamknięcie łącznika i zmianę strategii sterowania zasobnika. W efekcie układ powraca do pracy w połączeniu z siecią zasilającą.

W trakcie pracy w połączeniu z siecią zasilającą referencyjne wartości mocy dla mikroturbiny są zmieniane w zależności od aktualnie realizowanego harmonogramu pracy, w typowych jednogodzinowych przedziałach czasowych. Z kolei moc ładowania/rozładowania zasobnika, uzależniona od zmienności mocy generowanej przez PV oraz pobieranej przez odbiory, wyznaczana jest w przedziałach jednonominutowych.

W trakcie pracy wyspowej mikrosystemu harmonogram pracy mikroturbiny, realizowany w trybie połączenia mikrosystemu z siecią zasilającą, przestaje obowiązywać. Moce referencyjne dla MT wyznaczone są jako moce bilansujące w mikrosystemie, na podstawie pomiarów mocy generowanej źródła niesterowalnego PV i mocy zapotrzebowanej odbiorów. Założono, że moce odbiorów oraz PV są uśredniane w przedziałach 5 min. Referencyjne wartości mocy dla mikroturbiny wyznaczone są zgodnie z poniższymi równaniami (4.5) i (4.6).

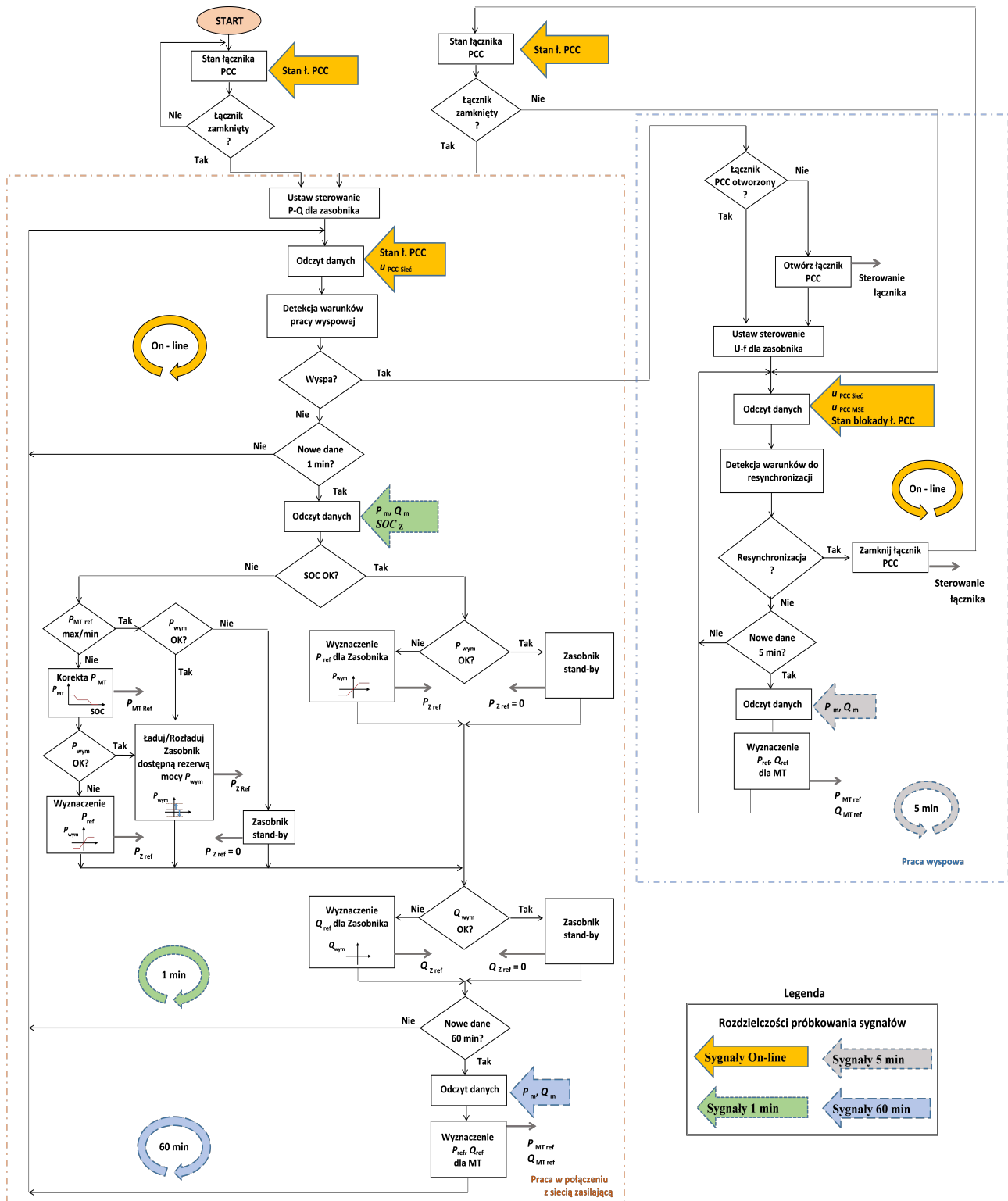
$$P_{MT\ ref} = \int_{t_1}^{t_2} \frac{(P_{3fO\ m} + P_{3fPV\ m})}{t_2 - t_1} dt \quad (4.5)$$

$$Q_{MT\ ref} = \int_{t_1}^{t_2} \frac{Q_{3fO\ m}}{t_2 - t_1} dt, \quad (4.6)$$

gdzie: $P_{3fO\ m}$ – mierzona trójfazowa moc czynna odbioru, $Q_{3fO\ m}$ – mierzona trójfazowa moc bierna odbioru, $P_{3fPV\ m}$ – mierzona trójfazowa moc czynna PV.

Na rysunku 4.8 przedstawiono schemat blokowy centralnego regulatora. Zawiera on dwa główne tory sterowania, tj. tor odpowiadający pracy w połączeniu z siecią zasilającą oraz tor dla pracy wyspowej, a także odpowiednie pętle czasowe sterowania. Napięcia po obu stronach łącznika PCC oraz jego stan, a także sygnał mówiący o blokadzie jego sterowania są monitorowane on-line (pętla oznaczona kolorem pomarańczowym), natomiast sygnały mocy czynnych i biernych przesyłane są z układu pomiarowego do CR, odpowiednio w okresach: jednonominutowych (pętla oznaczona kolorem zielonym), pięciominutowych (pętla oznaczona kolorem szarym) i sześćdziesięciominutowych (oznaczonej kolorem niebieskim).

Założono, że algorytm jest inicjowany, gdy łącznik w punkcie PCC jest zamknięty i mikrosystem elektroenergetyczny jest połączony z siecią zasilającą. W takiej sytuacji aktywowany zostaje tor odpowiadający pracy w połączeniu z siecią nadrzędną. Algorytm sterowania w sposób ciągły sprawdza, czy wystąpiły warunki przejścia na pracę wyspową i w zależności od sytuacji mikrosystem pozostaje w aktualnym trybie pracy lub zainicjowana zostaje zmiana trybu.



Rys. 4.8. Schemat blokowy centralnego regulatora
 Źródło: opracowanie własne na podstawie [100].

W pierwszej sytuacji algorytm przechodzi do wewnętrznej pętli sterowania realizowanej w przedziałach jednoczynowych. Wyznaczane są w niej referencyjne wartości mocy dla zasobnika energii ($P_{Z\text{ref}}$ i $Q_{Z\text{ref}}$). Sygnałami wejściowymi są w tym przypadku moce P_m i Q_m poszczególnych urządzeń zainstalowanych w MSE oraz wartości SOC zasobnika. W pierwszej kolejności sprawdzany jest aktualny poziom naładowania zasobnika, jeśli mieści się on w dopuszczalnym przedziale zmian, wyznaczone są wartości mocy ładowania/rozładowania, przy czym jeśli moc wymiany mieści się w zadanym przedziale, zasobnik pozostaje w trybie oczekiwania, a jego moc $P_Z = 0$ kW. Z kolei gdy dopuszczalny poziom SOC został przekroczony, aktywowany zostaje mechanizm kontroli SOC, w efekcie którego korygowana jest moc zadana dla MT. Odrębnie wyznaczone są moce bierne układu zasobnikowego w zależności od wymaganej mocy wymiany. W kolejnej pętli, w przedziałach jednogodzinowych zadawane są moce referencyjne dla MT, zgodnie z ustalonym harmonogramem pracy.

W sytuacji gdy zidentyfikowane zostaną warunki do pracy wyspowej i przyczyną zainicjowania zmiany trybu pracy mikrosystemu nie było intencjonalne otwarcie łącznika w punkcie PCC, wysyłany zostaje sygnał na jego otwarcie. Równolegle następuje również zmiana strategii sterowania zasobnika z $P-Q$ na $U-f$. W pierwszej (zewewnętrznej) pętli sterowania przy pracy wyspowej sprawdzane są warunki do rozpoczęcia procesu resynchronizacji, natomiast w wewnętrznej pętli sterowania, realizowanej w przedziałach pięciominutowych, wyznaczone są moce referencyjne dla mikroturbiny. Gdy centralny regulator wykryje warunki pozwalające na ponowne połączenie mikrosystemu z siecią zasilającą, rozpoczynany jest proces resynchronizacji i po jego zakończeniu wysyłany jest sygnał na zamknięcie łącznika w PCC i ponowną zmianę sterowania zasobnika z trybu $U-f$ na tryb $P-Q$. W rezultacie algorytm powraca do stanu początkowego.

Prezentowana strategia sterowania została zaimplementowana w modelu symulacyjnym przykładowego mikrosystemu, który został opisany w następnym rozdziale.

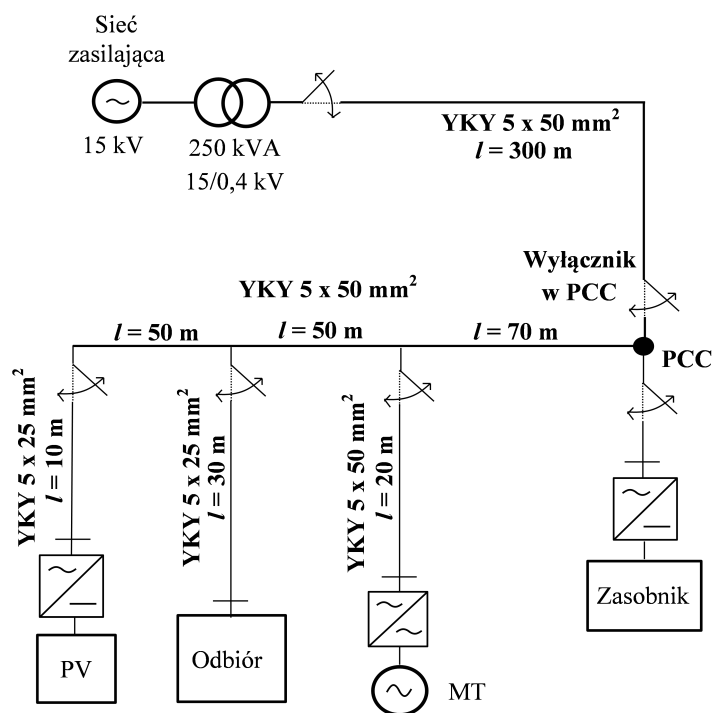
5. Model symulacyjny rozpatrywanego mikrosystemu elektroenergetycznego

5.1 Opis układu

Rozpatrywany mikrosystem stanowi fragment sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia o typowej konfiguracji promieniowej, zasilanej z transformatora dystrybucyjnego 15/0,4 kV (Dyn) o mocy znamionowej 250 kVA i napięciu zwarcia równym 4,5 %. Moc zwarciova po stronie średniego napięcia wynosi 500 MVA. Założono, że w sieci po stronie niskiego napięcia zainstalowane są następujące urządzenia:

- mikroturbina gazowa, o znamionowej mocy elektrycznej 30 kVA, wytwarzająca w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło,
- panele fotowoltaiczne o mocy znamionowej 10 kWp, przy $\cos\varphi = 1$,
- odbiory energii w postaci jednego odbioru zastępczego o mocy szczytowej 60 kVA i mocy minimalnej 10 kVA, przy $\text{tg}\varphi = 0,4$,
- elektrochemiczny zasobnik energii o mocy znamionowej 20 kW i pojemności 20 kWh.

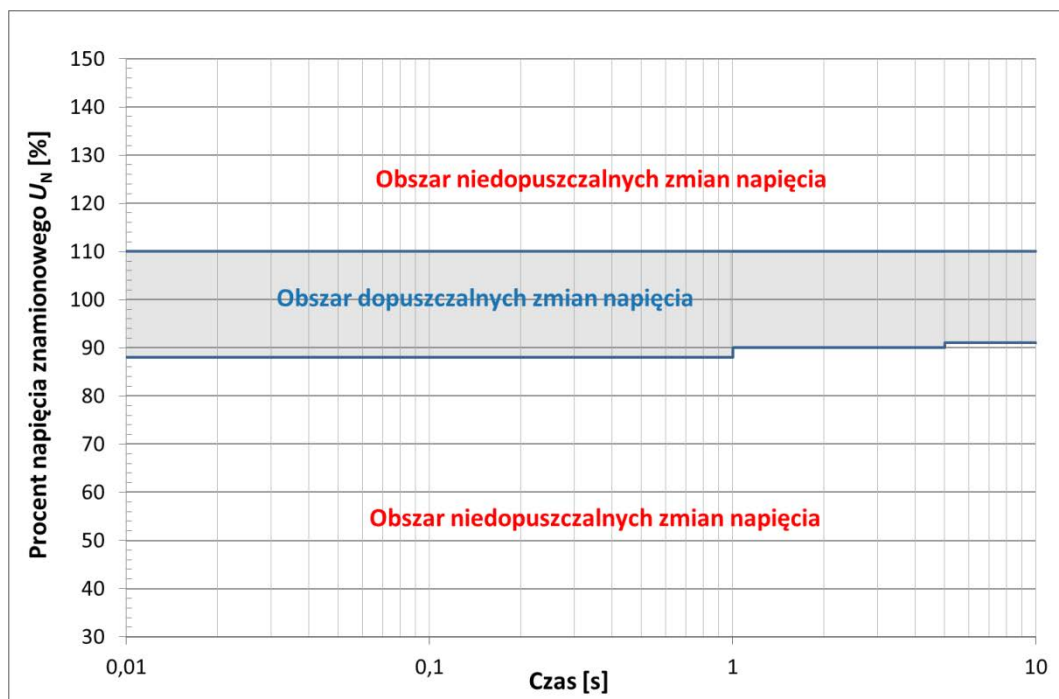
Zasobnik energii w rozpatrywanym układzie został zainstalowany bezpośrednio w punkcie PCC. Mikrosystem został wyposażony w system pomiaru wielkości charakteryzujących pracę zainstalowanych urządzeń. Założono, że wszystkie elementy są 3-fazowe i symetryczne. Schemat układu został przedstawiony na rysunku 5.1.



Rys. 5.1. Schemat badanego układu
Źródło: opracowanie własne na podstawie [100].

Rozpatrywany mikrosystem mieści się w klasie układów, dla których dedykowana jest proponowana strategia sterowania. Zawiera on wszystkie urządzenia niezbędne dla prawidłowego działania opracowanego systemu sterowania, tj. sterowalne źródło energii w postaci mikroturbiny gazowej oraz elektrochemiczny zasobnik energii z przekształtnikiem o zmiennej strukturze sterowania.

Charakterystykę odporności analizowanego mikrosystemu na zmiany wartości skutecznej napięcia zasilającego wyznaczono na podstawie znajomości nastaw typowych zabezpieczeń zainstalowanych w analogicznych układach elektroenergetycznych. Charakterystykę przedstawiono na rysunku 5.2.



Rys. 5.2. Charakterystyka odporności rozpatrywanego MSE na zmiany napięcia zasilającego
Źródło: opracowanie własne na podstawie [100].

5.2 Modelowanie urządzeń

5.2.1 Uwagi ogólne

Ocenę poprawności i efektywności zaproponowanej strategii sterowania można przeprowadzić za pomocą badań symulacyjnych, przy wykorzystaniu modelu symulacyjnego rozpatrywanego układu. Właściwe odwzorowanie poszczególnych urządzeń mikrosystemu w środowisku symulacyjnym ma kluczowe znaczenie z punktu widzenia wiarygodności wykonanych badań oraz ich przydatności do oceny proponowanej strategii sterowania.

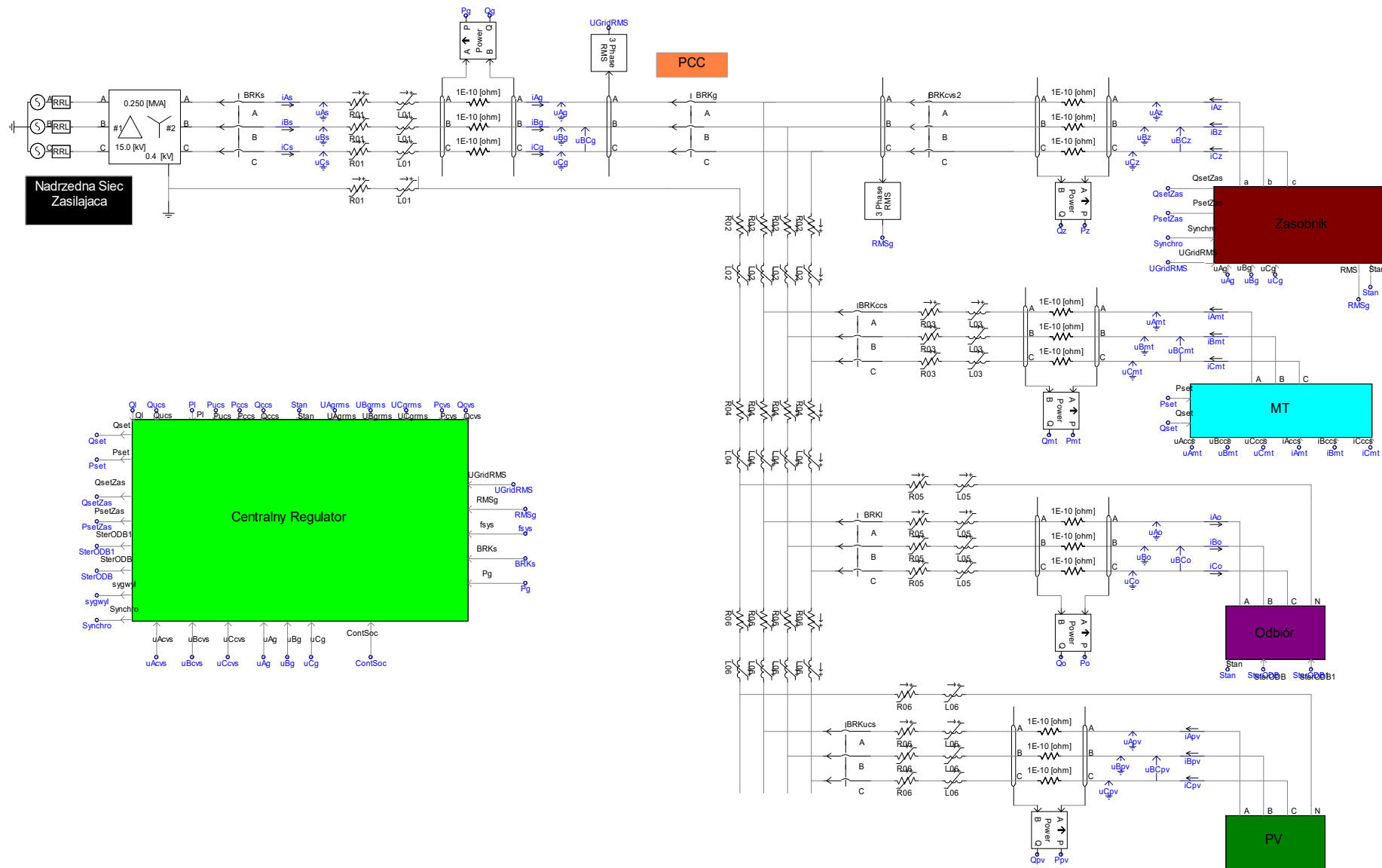
W literaturze naukowej znaleźć można wiele publikacji dotyczących sposobów modelowania urządzeń energetyki rozproszonej. W zależności od celu wykonywanych badań prezentowane modele charakteryzują się różnym stopniem złożoności. W odniesieniu do źródeł energii stosuje się zarówno modele składające się ze źródła napięcia stałego DC oraz przekształtnika przyłączeniowego VSC [33], [71], [72], [95], jak i bardziej rozbudowane i szczegółowe modele, uwzględniające poszczególne elementy urządzenia oraz układ przekształtnikowy [11], [68], [101]–[103].

Badania symulacyjne wykonane na modelu urządzenia o dużym stopniu złożoności z większą dokładnością odwzorowują zjawiska zachodzące w czasie jego pracy. Należy jednak podkreślić, że integrowanie rozbudowanych modeli źródeł, zasobników oraz odbiorów energii elektrycznej w jeden model mikrosystemu prowadzi do utworzenia niezwykle złożonej struktury. Wykonanie badań z wykorzystaniem takiego modelu może być bardzo

trudne, a czasami wręcz niemożliwe. Często w takich sytuacjach okazuje się, że układ działa niestabilnie, a wyniki otrzymane z symulacji są rozbieżne. Dlatego też sposób modelowania elementów musi być kompromisem pomiędzy wystarczającą dokładnością odwzorowania rzeczywistych obiektów a stopniem złożoności modelu i szybkością wykonywania obliczeń w danym środowisku symulacyjnym. Wiąże się to z koniecznością wprowadzenia pewnych uproszczeń do analizowanych modeli.

Model analizowanego mikrosystemu został opracowany w środowisku PSCAD/EMTDC. Program PSCAD (*Power Systems Computer Aided Design*), opracowany przez kanadyjską firmę Manitoba HVDC Research Centre, jest graficznym interfejsem programu symulacyjnego (obliczeniowego) EMTDC (*Electromagnetic Transients including DC*). Środowisko PSCAD pozwala na zaprojektowanie obwodu elektrycznego, wprowadzenie poszczególnych parametrów modelowanych obiektów oraz przeprowadzenie symulacji zjawisk zachodzących w stanach ustalonych, jaki i przejściowych. Program posiada bogatą bibliotekę modeli urządzeń elektroenergetycznych i energoelektronicznych, co jest szczególnie przydatne do zamodelowania rozpatrywanego mikrosystemu.

Zbudowany model symulacyjny mikrosystemu został zaprezentowany na rysunku 5.3. Poszczególne elementy układu zamodelowano przy użyciu komponentów dostępnych w bibliotece programu. Sposób modelowania urządzeń omówiono w następnych podrozdziałach.



Rys. 5.3. Model analizowanego MSE odwzorowany w środowisku PSCAD/EMDC
Źródło: opracowanie własne.

5.2.2 Modelowanie sieci zasilającej, transformatora dystrybucyjnego oraz linii elektroenergetycznej

Nadrzędna sieć zasilająca została odwzorowana jako trójfazowe źródło napięcia przemiennego o częstotliwości 50 Hz. Parametry zastępcze źródła, tj. R i L, obliczono według zależności (5.1) i (5.2) na podstawie założonej mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia.

$$R_S = 0,1 * \frac{1,1 * U_N^2}{S_k} \quad (5.1)$$

$$L_S = 0,95 * \frac{1,1 * U_N^2}{S_k * \omega}, \quad (5.2)$$

gdzie: S_k'' – moc zwarciowa sieci SN, U_N – napięcie znamionowe sieci, $\omega = 2\pi f$ – pulsacja, f – częstotliwość napięcia sieci.

Transformator dystrybucyjny SN/nN o grupie połączeń uzwojeń Dyn został zamodelowany za pomocą schematu typu PI przy wykorzystaniu gotowego modułu z biblioteki programu PSCAD. Linie elektroenergetyczne odwzorowano jako linie II rodzaju, tzn. za pomocą szeregowego połączenia rezystancji i reaktancji indukcyjnej. Dane wejściowe wykorzystane do obliczeń parametrów modelu transformatora i linii zostały zestawione poniżej, odpowiednio w tabeli 5.1 oraz 5.2.

Tabela 5.1. Dane transformatora

Transformator							
Typ	Moc	Napięcie GN	Napięcie DN	Napięcie zwarcia	Grupa Połączeń	Straty jałowe	Straty obciążeniowe
	[kVA]	[V]	[V]	[%]	[-]	[W]	[W]
T3O 17,5/250	250	15 750	420	4,5	Dyn	650	3 250

Źródło: opracowanie własne na podstawie [104].

Tabela 5.2. Dane linii elektroenergetycznej

Linia elektroenergetyczna						
Typ	Liczba i przekrój znamionowy żył	Max. rezystancja żył w temp. 20 °C	Indukcyjność	Prąd zwarciovowy 1-sekundowy	Obciążalność prądowa kabla ułożonego w powietrzu	Obciążalność prądowa kabla ułożonego w ziemi
	[mm ²]	[Ω/km]	[mH/km]	[kA]	[A]	[A]
YKY	4x50	0,387	0,245	5,742	168	197
YKY	4x25	0,727	0,279	2,871	116	141

Źródło: opracowanie własne na podstawie [105].

5.2.3 Modelowanie odbioru energii

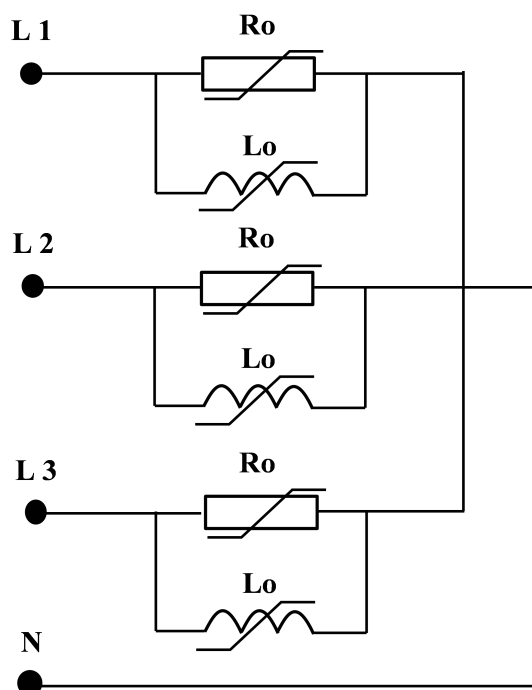
Zastępczy odbiór energii zamodelowano jako odbiornik liniowy o charakterze RL, którego parametry, tj. R_o i L_o , obliczono na bieżąco według zależności (5.3) i (5.4) na podstawie zadanej mocy czynnej P_{1fO} i biernej Q_{1fO} oraz mierzonego napięcia sieci zasilającej.

$$R_o = \frac{U_{pm}^2}{3 \cdot P_{1fO}} \quad (5.3)$$

$$L_o = \frac{U_{pm}^2}{3 \cdot Q_{1fO} \cdot \omega}, \quad (5.4)$$

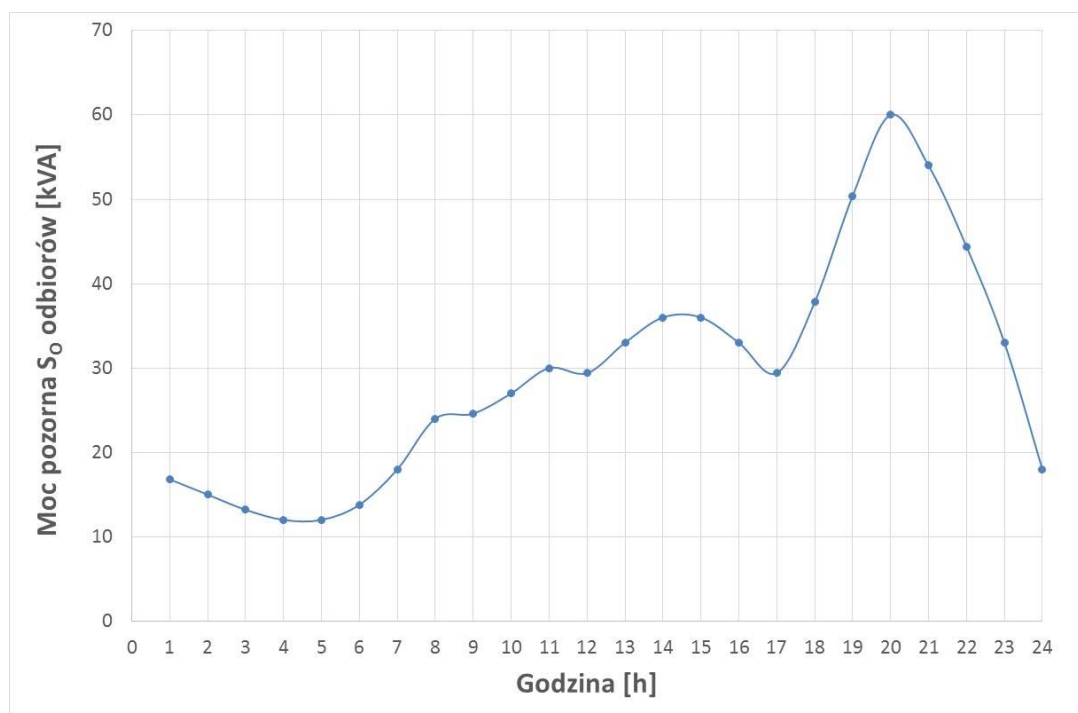
gdzie: – U_{pm} mierzone napięcie przewodowe sieci, P_{1fO} – jednofazowa moc czynna odbiorów, Q_{1fO} – jednofazowa moc bierna odbiorów, $\omega = 2\pi f$ – pulsacja, f – częstotliwość napięcia sieci.

Schemat zastępczego odbioru przedstawiono na rysunku 5.4.



Rys. 5.4. Model zastępczego odbioru energii utworzony w środowisku PSCAD
Źródło: opracowanie własne.

Wartość mocy czynnej P_{if0} oraz biernej Q_{if0} zastępczego odbioru wykorzystana do obliczeń symulacyjnych wynika z przyjętego profilu obciążenia zaprezentowanego na rysunku 5.5. Profil został opracowany na podstawie danych zaczerpniętych z pozycji [37], dotyczących odbiorcy bytowo-komunalnego. Założono, że odbiór pracuje przy $\text{tg}\phi = 0,4$.



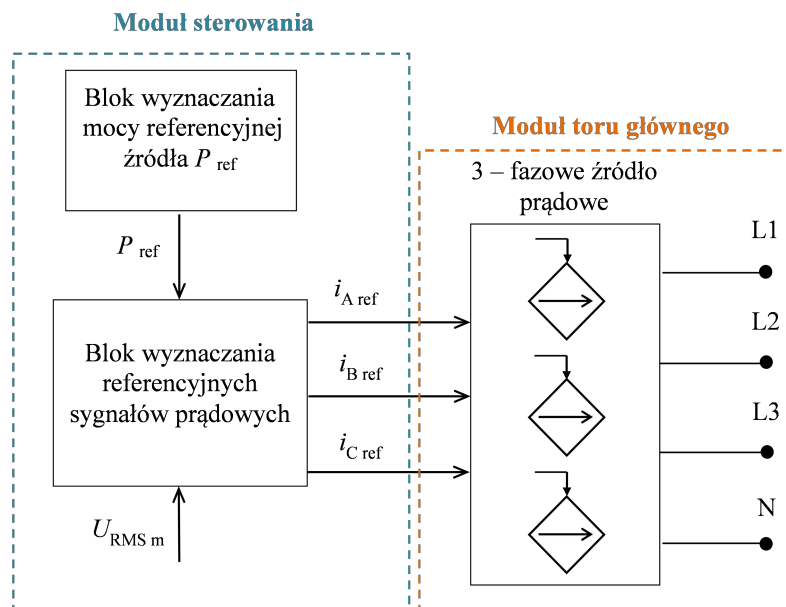
Rys. 5.5. Przyjęty profil obciążenia w analizowanym MSE
Źródło: opracowanie własne na podstawie [37].

5.2.4 Modelowanie źródła PV

Dokładny model źródła PV składa się ze źródła napięcia DC o określonej charakterystyce prądowo-napięciowej oraz przekształtnika przyłączeniowego [3]. Ponieważ OZE są źródłami nieinteraktywnymi, z reguły pracującymi według algorytmu maksymalizacji generowanej mocy, z punktu widzenia pracy mikrosystemu jako całości nie jest konieczne ich szczegółowe modelowanie. Istotne jest odwzorowanie charakteru pracy źródła i losowej zmienności generowanej mocy. W tym celu można posłużyć się modelem źródła prądowego, które w odpowiedni i wystarczający sposób będzie odwzorowywać pracę źródła. Zaletą takiego rozwiązania jest znaczne uproszczenie modelu źródła, przy jednoczesnym zachowaniu charakteru i specyfiki jego pracy.

W związku z powyższym w modelu mikrosystemu źródło PV zostało odwzorowane w postaci trzech idealnych źródeł prądowych, odtwarzających zadane sygnały prądowe $i_{A\text{ ref}}$, $i_{B\text{ ref}}$, $i_{C\text{ ref}}$, określane na podstawie zadanej wyjściowej mocy czynnej źródła. Moc zadana wyznaczana jest z mocy znamionowej źródła, na którą nakładają się losowe zmiany mocy o różnej wartości i częstotliwości, odwzorowujące zmienność energii pierwotnej. Do zamodelowania tych zmian wykorzystano blok RANDOM z biblioteki programu PSCAD. Częstość i głębokość zmian została dobrana na drodze porównania z przebiegami wyznaczonymi w oparciu o pomiary rzeczywistego źródła PV.

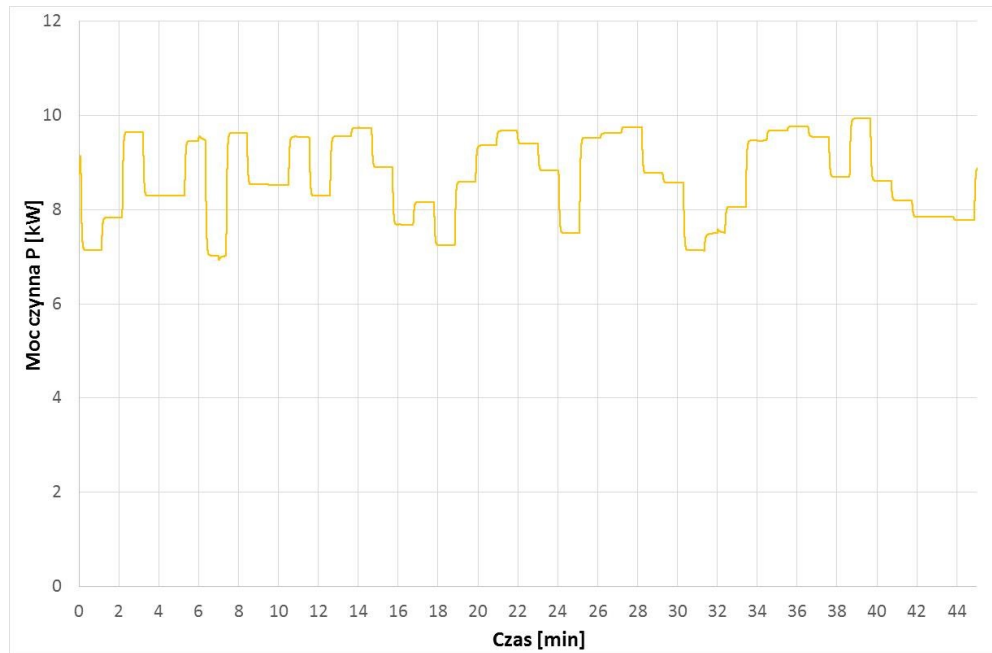
W modelu źródła (rysunek 5.6) można wyróżnić dwa główne moduły: moduł toru głównego oraz moduł sterowania. Moduł sterowania obejmuje blok wyznaczania mocy generowanej źródła oraz blok wypracowywania referencyjnych sygnałów prądowych.



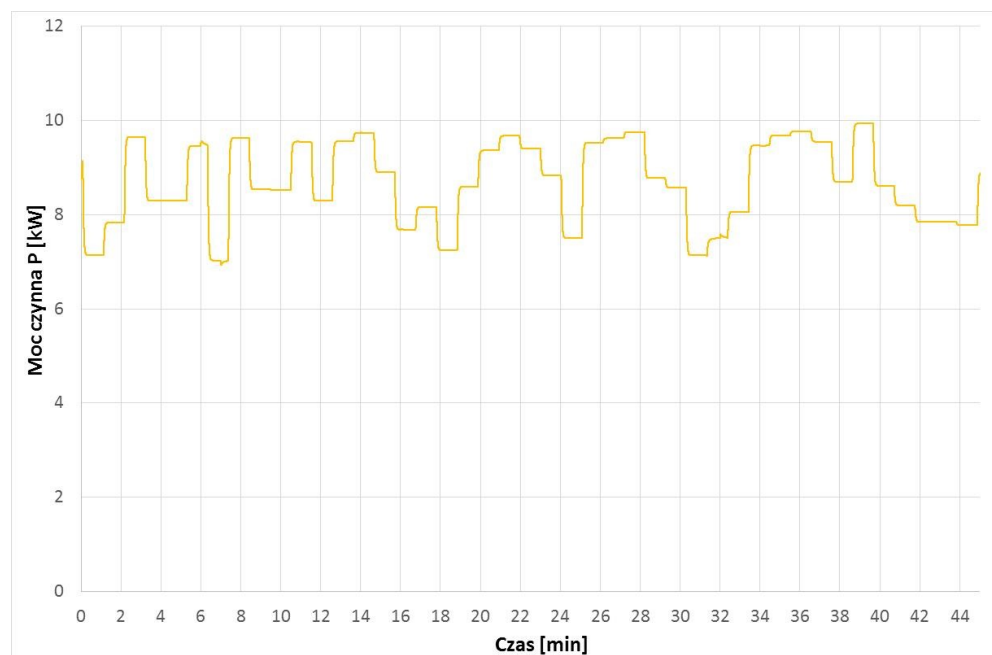
Rys. 5.6. Model źródła PV
Źródło: opracowanie własne.

Na rysunku 5.7 zaprezentowano przebieg mocy czynnej rzeczywistego, trójfazowego źródła fotowoltaicznego o mocy znamionowej równej 9 kWp. Z kolei rysunek 5.8 obrazuje

przebieg mocy czynnej zamodelowanego w programie PSCAD/EMTDC źródła fotowoltaicznego o mocy znamionowej 10 kWp. Idealne odwzorowanie przebiegu generacji rzeczywistego źródła byłoby bardzo ciężkie lub praktycznie niemożliwe ze względu na ciężką do przewidzenia losową zmienność generacji źródła. W oparciu o niżej zamieszczone przebiegi mocy (rysunki 5.7 i 5.8) można przyjąć, że zamodelowane źródło PV w przybliżony sposób jest w stanie odwzorować charakter pracy rzeczywistego źródła fotowoltaicznego pod względem częstości i wartości zmian generowanej mocy.



Rys. 5.7. Przebieg mocy czynnej rzeczywistego źródła PV
Źródło: opracowanie własne.



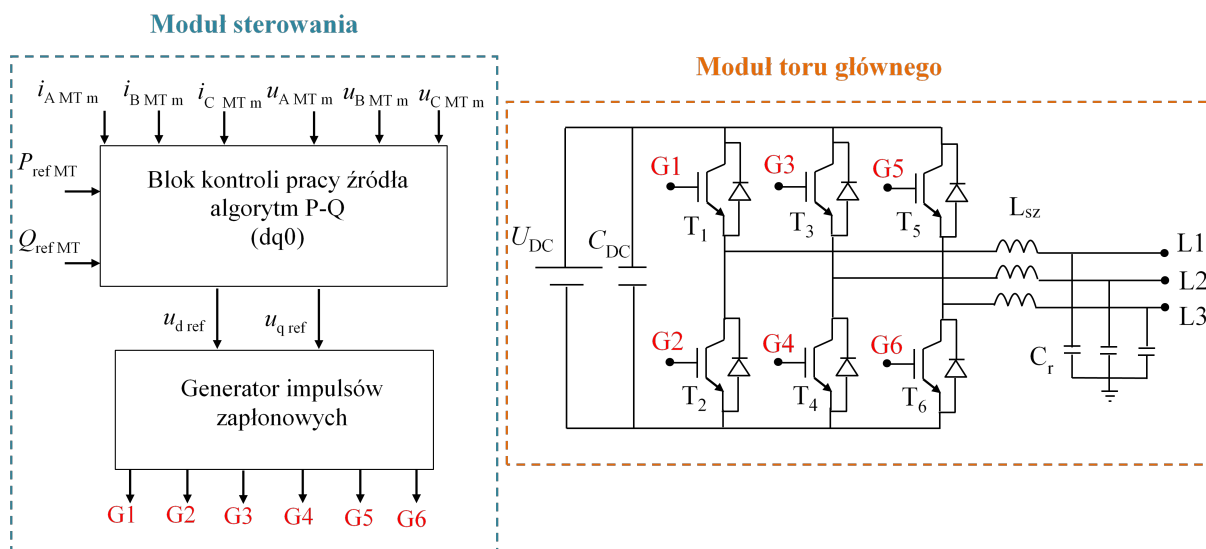
Rys. 5.8. Przebieg mocy czynnej zamodelowanego w środowisku PSCAD/EMTDC źródła PV
Źródło: opracowanie własne.

5.2.5 Modelowanie mikroturbiny gazowej i zasobnika energii

Dokładny model mikroturbiny gazowej powinien zawierać moduły odwzorowujące podstawowe elementy urządzenia, tj.: turbinę gazową wytwarzającą na wyjściu moment mechaniczny przy zadanej prędkości obrotowej, generator synchroniczny z magnesami trwałymi, 3-fazowy prostownik, pośredni przekształtnik impulsowy DC/DC (ang. *Buck-Boost Converter*) z systemem kontroli napięcia DC oraz 3-fazowy przekształtnik DC/AC [102], [106]. Ze względu na stopień złożoności taki model jest trudny do wykorzystania w analizie wieloobektowych mikrosystemów. Mając na uwadze, że sterowanie mocą źródła jest realizowane przez przekształtnik przyłączeniowy, a wewnętrzny układ sterowania zapewnia utrzymywanie stałego napięcia na wejściu przekształtnika, zdecydowano się na uproszczenie modelu polegające na pominięciu części mechanicznej maszyny. Model uproszczony pozwala na badanie algorytmów sterowania źródłami w stanie pracy ustalonej, ale ze względu na pominięcie części mechanicznej i cieplnej nie jest w stanie dokładnie odwzorować pracy źródła w stanach przejściowych.

Modelowanie źródeł energii w postaci idealnego źródła napięcia stałego DC wraz z energoelektronicznym przekształtnikiem przyłączeniowym DC/AC jest często spotykane w literaturze i wykorzystywane m.in do testowania proponowanych strategii sterowania oraz algorytmów sterowania pracą przekształtników źródeł energii [20], [33], [41], [70]–[72], [99], [107].

Opracowany model MT zaprezentowany na rysunku 5.9 składa się z dwóch głównych modułów, tj. modułu obejmującego obwody pierwotne źródła oraz modułu sterowania. Moduł obwodów pierwotnych zawiera źródło napięcia stałego DC o pomijalnie małej impedancji wewnętrznej oraz trójfazowy przekształtnik napięcia DC/AC przyłączony do sieci poprzez szeregową indukcyjność L_{sz} i równoległą pojemność C_r (rys. 5.9). Napięcie po stronie DC przekształtnika utrzymywane jest na stałej wartości. Poszczególne zawory przekształtnika odwzorowano przy użyciu dostępnego w bibliotece programu PSCAD/EMTDC gotowego modelu zaworu półprzewodnikowego. Moduł sterowania złożony jest z bloku wyznaczania sygnałów sterujących oraz bloku wykonawczego, w którym generowane są impulsy zapłonowe wysyłane na zawory przekształtnika. Funkcje stanów przewodzenia poszczególnych zaworów przekształtnika uzyskano przy zastosowaniu techniki PWM, polegającej na porównaniu sygnału nośnego i modulującego, którą omówiono w rozdziale 3 i zobrazowano na rysunku 3.3 i 3.4. Parametry utworzonego modelu mikroturbiny zostały zestawione w tabeli 5.3. Założono, że klucze przekształtnika pracują z częstotliwością 10 kHz.



Rys. 5.9. Model mikroturbiny gazowej
 Źródło: opracowanie własne na podstawie [108].

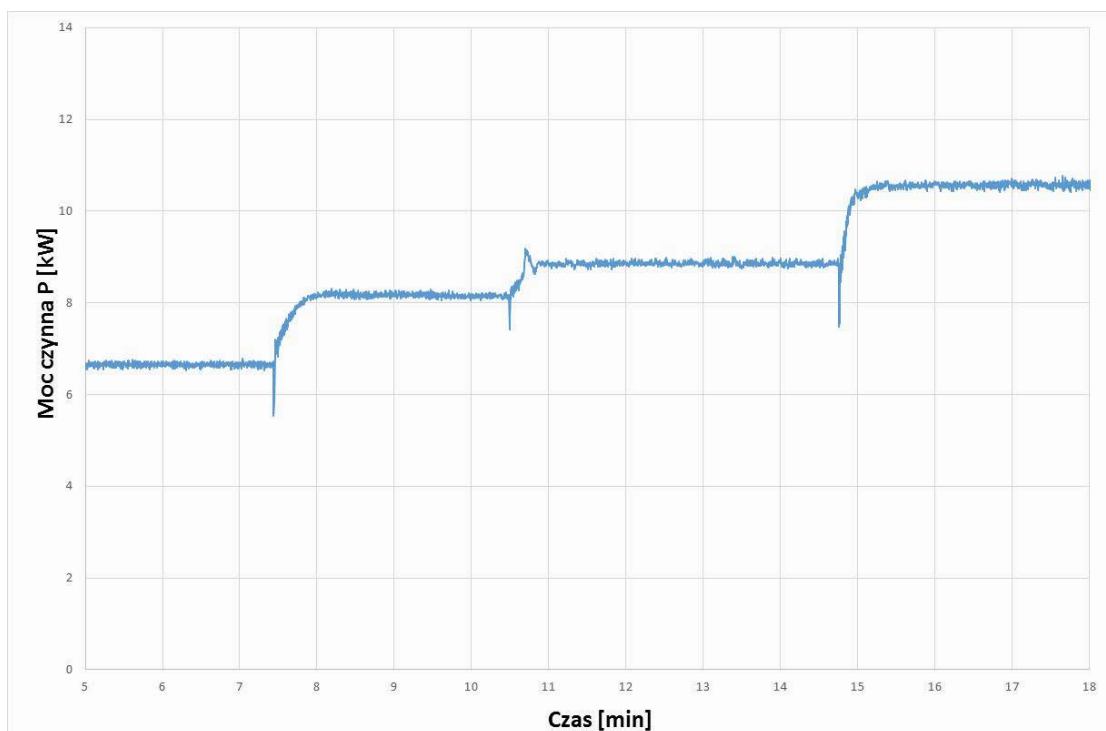
Algorytm sterowania przekształtnika MT został zaimplementowany w układzie współrzędnych dq0 (rysunek 3.6). Transformacja wielkości prądów i napięć z układu abc do układu współrzędnych dq0 wymaga dokładnej informacji o aktualnej częstotliwości oraz kącie fazowym napięcia w punkcie przyłączenia przekształtnika. W tym celu wykorzystywano gotową pętlę synchronizacji fazy PLL, dostępną w bibliotece programu PSCAD/EMTDC, która generuje sygnał θ_{Siec} (rysunek 3.5) niosący te informacje. W oparciu o wyniki badań zaprezentowanych w pozycji [82] można stwierdzić, że wykorzystana pętla PLL z dostatecznie dużą dokładnością jest w stanie wyznaczyć kąt fazowy i częstotliwość trójfazowego symetrycznego napięcia sieci zasilającej, co w świetle przyjętych założeń dotyczących modelowanego układu uzasadnia słuszność i prawidłowość jej zastosowania. Ponieważ utworzony model symulacyjny mikrosystemu jest obiektem złożonym i nieliniowym projektowanie układów regulacji w takich obiektach jest zadaniem bardzo skomplikowanym i ciężkim do zrealizowania. Dlatego też autor pracy zdecydował, iż dobór nastaw regulatorów w układzie sterowania zamodelowanego źródła energii zostanie zrealizowany metodą empiryczną na drodze badań symulacyjnych. Wyznaczone nastawy regulatorów zostały zaprezentowane w tabeli 5.3.

Tabela 5.3. Parametry modelu oraz nastawy regulatorów układu sterowania mikroturbiny

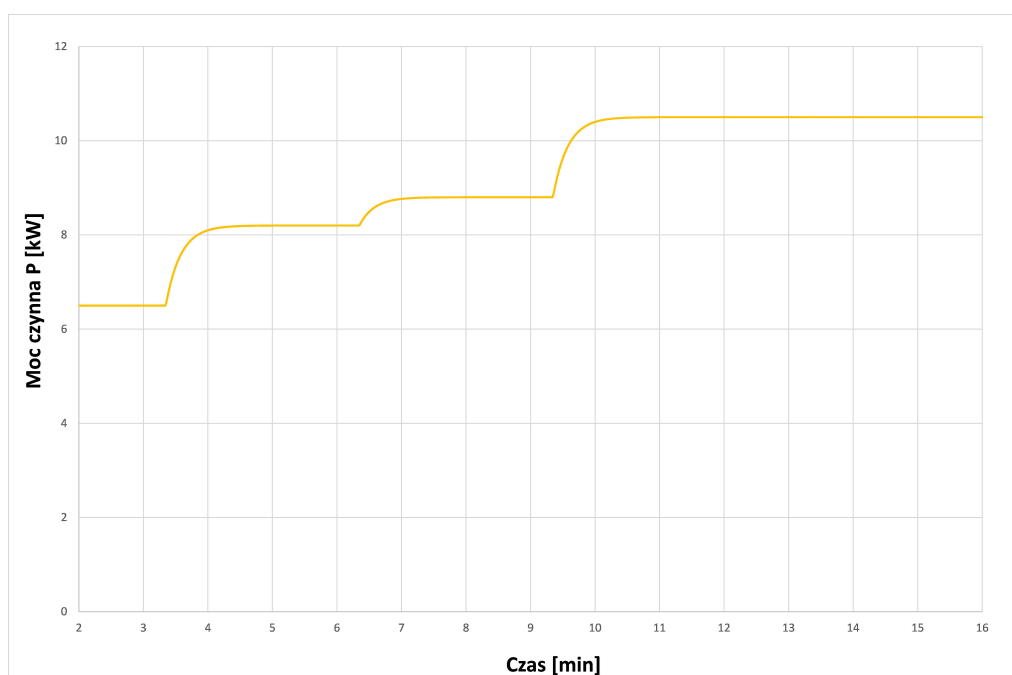
Parametr	Wartość
Napięcie obwodu DC U_{DC}	1000 V
Pojemność kondensatora C_{DC}	1 mF
Indukcyjność L_{sz}	10 mH
Pojemność kondensatora C_r	10 μF
Częstotliwość pracy zaworów	10 kHz
Współczynnik wzmocnienia K_p regulatora w pętli mocy czynnej	100
Stała czasowa całkowania T_i regulatora w pętli mocy czynnej	0.003 s
Współczynnik wzmocnienia K_p regulatora w pętli mocy biernej	100
Stała czasowa całkowania T_i regulatora w pętli mocy biernej	0,002 s
Współczynnik wzmocnienia K_p regulatora w pętli składowej prądu i_d	60
Stała czasowa całkowania T_i regulatora w pętli składowej prądu i_d	0,001 s
Współczynnik wzmocnienia K_p regulatora w pętli składowej prądu i_q	1
Stała czasowa całkowania T_i regulatora w pętli składowej prądu i_q	0,05s

Źródło: opracowanie własne.

Do oceny poprawności odwzorowania charakteru pracy rzeczywistej mikroturbiny przez zamodelowane źródło dokonano porównania przebiegów mocy czynnych obu źródeł dla przypadku skokowych zmian referencyjnej wartości mocy czynnej zgodnie z następującymi wartościami: $P_1 = 6,5$ kW, $P_2 = 8,2$ kW, $P_3 = 8,8$ kW, $P_4 = 10,5$ kW. Przebieg mocy czynnej rzeczywistej mikroturbiny gazowej oraz zamodelowanej w środowisku PSCAD/EMTDC zaprezentowano odpowiednio na rysunkach 5.10 oraz 5.11.



Rys. 5.10. Przebieg mocy czynnej rzeczywistej mikroturbiny gazowej
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 5.11. Przebieg mocy czynnej zamodelowanej w środowisku PSCAD/EMTDC mikroturbiny gazowej
Źródło: opracowanie własne.

W oparciu o otrzymane wyniki można zauważyć, że utworzony model mikroturbiny gazowej jest w stanie dostatecznie dokładnie odwzorować przebieg mocy rzeczywistego źródła pod względem uchybu pomiędzy wartością zadaną mocy a osiąganą w stanie ustalonym oraz czasu potrzebnego do osiągnięcia wartości ustalonej. W związku z tym można przypuszczać, że stopień przyjętych uproszczeń jest akceptowalny z punktu widzenia poprawności

odzworowania charakteru pracy rzeczywistego źródła i opracowany model może zostać wykorzystany do celów badań symulacyjnych. Należy zwrócić uwagę na fakt, iż założona duża częstotliwość pracy zaworów przekształtnika zamodelowanej mikroturbiny wpływa korzystnie na jakość przebiegów wyjściowych źródła.

Z kolei w celu dokładnego odzworowania elektrochemicznego zasobnika energii jego model symulacyjny powinien składać się z modułów odzworowujących: źródło napięcia DC o kreślonej rezystancji wewnętrznej i charakterystyce napięciowo-prądowej, przekształtnik impulsowy DC/DC oraz przekształtnik przyłączeniowy DC/AC [11]. Należy podkreślić, że wartość napięcia źródła DC powinna być uzależniona od stanu naładowania zasobnika [27]. W literaturze można odszukać również uproszczone modele elektrochemicznych zasobników energii utworzone analogicznie do modeli źródeł energii wykonanych w postaci idealnego źródła napięcia DC wraz z przyłączeniowym przekształtnikiem DC/AC [26].

Zgodnie z przyjętymi założeniami odnośnie sposobu modelowania elementów analizowanego układu zasobnik energii został zamodelowany w sposób podobny do mikroturbiny gazowej. Również i w przypadku modelu zasobnika energii główny nacisk położono na przekształtnik energoelektroniczny łączący zasobnik z siecią oraz jego sterowanie. Główną różnicą modelu zasobnika w porównaniu do modelu mikroturbiny jest zastosowanie zmiennej struktury sterowania, co wynika z założonej funkcjonalności zasobnika. Algorytm sterowania przekształtnikiem zasobnika, w postaci schematu blokowego został zaprezentowany na rysunku 4.6. Nastawy regulatorów układu sterowania wyznaczono w analogiczny sposób, jak to miało miejsce w przypadku mikroturbiny gazowej. Parametry modelu elektrochemicznego zasobnika energii wraz z dobranymi nastawami regulatorów dla obu trybów pracy zasobnika zestawiono w tabeli 5.4.

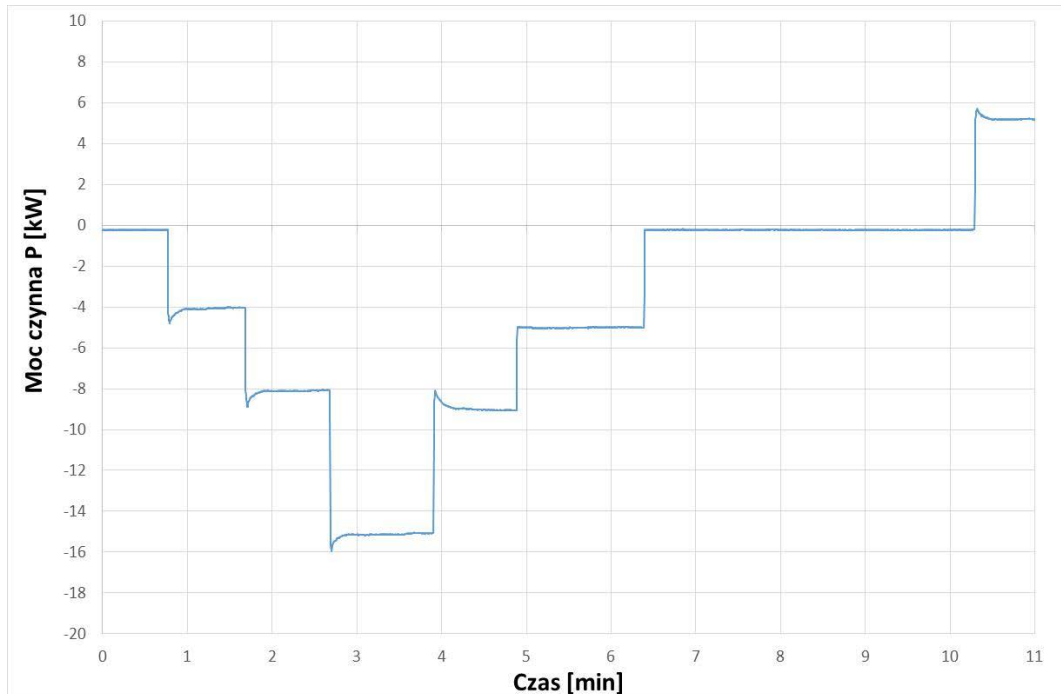
Tabela 5.4. Parametry modelu oraz nastawy regulatorów układu sterowania zasobnika

Parametr	Wartość
Napięcie obwodu DC U_{DC}	1000 V
Pojemność kondensatora C_{DC}	1 mF
Indukcyjność L_{sz}	10 mH
Pojemność kondensatora C_r	10 uF
Częstotliwość pracy zaworów	10 kHz
Nastawy regulatorów tryb P-Q	
Współczynnik wzmocnienia K_p regulatora w pętli mocy czynnej	70
Stała czasowa całkowania T_i regulatora w pętli mocy czynnej	0,001 s
Współczynnik wzmocnienia K_p regulatora w pętli mocy biernej	40
Stała czasowa całkowania T_i regulatora w pętli mocy biernej	0,005 s
Współczynnik wzmocnienia K_p regulatora w pętli składowej prądu i_d	40
Stała czasowa całkowania T_i regulatora w pętli składowej prądu i_d	0,01 s
Współczynnik wzmocnienia K_p regulatora w pętli składowej prądu i_q	5
Stała czasowa całkowania T_i regulatora w pętli składowej prądu i_q	0,01s
Nastawy regulatorów tryb U-f	
Współczynnik wzmocnienia K_p regulatora w pętli napięcia	0,5
Stała czasowa całkowania T_i regulatora w pętli napięcia	0,1 s
Współczynnik wzmocnienia K_p regulatora w pętli składowej prądu i_d	40
Stała czasowa całkowania T_i regulatora w pętli składowej prądu i_d	0,01 s
Współczynnik wzmocnienia K_p regulatora w pętli składowej prądu i_q	5
Stała czasowa całkowania T_i regulatora w pętli składowej prądu i_q	0,01s

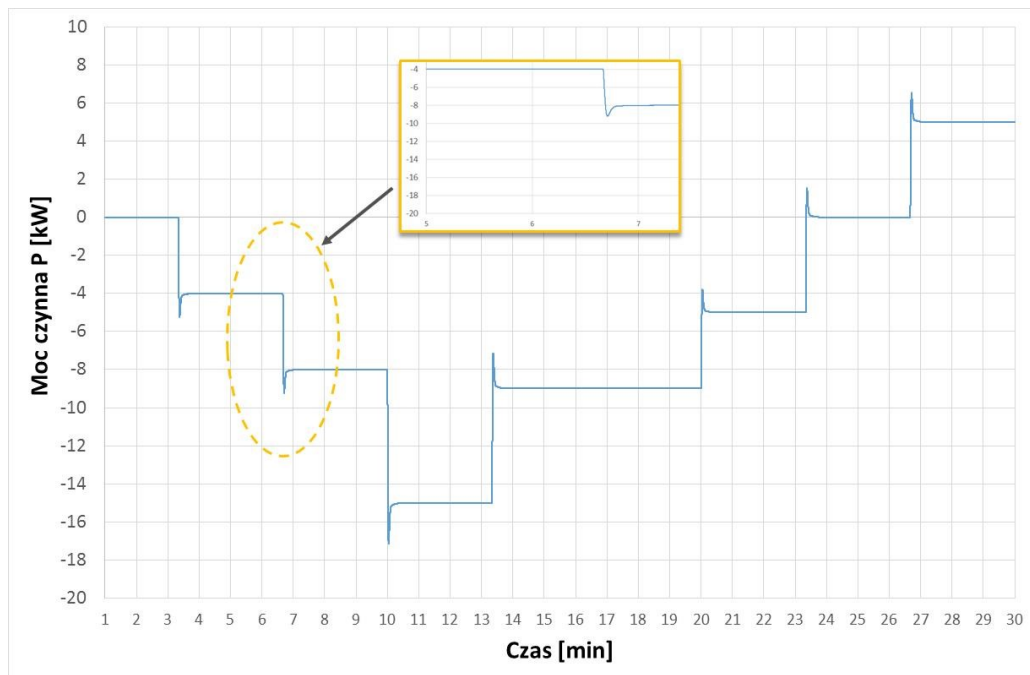
Źródło: opracowanie własne.

Weryfikację poprawności utworzonego modelu zasobnika energii dokonano na podstawie porównania przebiegów mocy czynnej rzeczywistego zasobnika z zamodelowanym, dla przypadku skokowych zmian referencyjnej wartości mocy według następujących wartości, tj.: $P_1 = 0$ kW, $P_2 = -4$ kW, $P_3 = -8$ kW, $P_4 = -15$ kW, $P_5 = -9$ kW, $P_6 = -5$ kW, $P_7 = 0$ kW, $P_8 = 5$ kW (przy czym znak „-” oznacza pracę w trybie rozładowania, a znak „+” pracę w trybie ładowania). Przebieg mocy czynnej rzeczywistego zasobnika oraz zamodelowanego w środowisku PSCAD/EMTDC zaprezentowano odpowiednio na rysunkach 5.12 oraz 5.13. Analogicznie jak to miało miejsce w przypadku modelu mikroturbiny gazowej, kryterium

porównania pracy obu zasobników stanowił uchyb ustalony oraz czas potrzeby do osiągnięcia ustalonej wartości mocy. Na podstawie otrzymanych wyników (rysunki 5.12 oraz 5.13) można zauważyć, że utworzony model zasobnika energii jest w stanie dostatecznie dokładnie odwzorować charakter pracy rzeczywistego urządzenia i związku z tym można przypuszczać, że może on zostać wykorzystany do celów badań symulacyjnych.



Rys. 5.12. Przebieg mocy czynnej rzeczywistego zasobnika energii pracującego w trybie P - Q
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 5.13. Przebieg mocy czynnej zamodelowanego w środowisku PSCAD/EMTDC zasobnika energii pracującego w trybie P - Q
Źródło: opracowanie własne.

6. Badania symulacyjne

6.1 Program badań

W niniejszym rozdziale zaprezentowano wyniki badań symulacyjnych, które wykonano w programie PSCAD/EMTDC na omówionym w poprzednim rozdziale modelu mikrosystemu niskiego napięcia (rysunek 5.3). W programie badań uwzględniono różne warianty pracy analizowanego układu, dla których zdefiniowano szereg przypadków symulacyjnych. Otrzymane wyniki posłużyły następnie do oceny poprawności działania proponowanej strategii sterowania oraz funkcjonowania opracowanych mechanizmów kontroli mocy wymiany z siecią zasilającą oraz kontroli stanu naładowania zasobnika.

Przeprowadzono symulacje dla następujących wariantów pracy modelowanego mikrosystemu:

- wariant 1 – praca MSE w połączeniu z siecią zasilającą,
- wariant 2 – przejście MSE z trybu pracy w połączeniu z siecią zasilającą do pracy wyspowej, praca wyspowa, przeprowadzenie procesu resynchronizacji i powrót do pracy w połączeniu z siecią.

Wariant pierwszy dotyczy podstawowego trybu pracy mikrosystemu. Wybrano dla niego dwa skrajne przypadki symulacji, na podstawie których zweryfikowano działanie proponowanej strategii sterowania:

- W pierwszym przypadku, ze względu na przekroczenie dopuszczalnej wartości mocy importowanej z sieci zasilającej i w efekcie uruchomienie mechanizmu kontroli mocy P_{wym} , zasobnik zaczyna uwalniać zmagazynowaną energię i stopniowo rozładowuje się. W konsekwencji stan naładowania zasobnika ulga obniżeniu i w celu ochrony przed nadmiernym rozładowaniem zasobnika aktywowany zostaje mechanizm kontroli SOC.
- W drugim przypadku, ze względu na przeważającą generację źródeł w mikrosystemie, P_{wym} przekracza dopuszczalną wartość mocy eksportowanej do sieci i zasobnik zmuszony jest przejść jej nadwyżkę. Długotrwała praca zasobnika w trybie ładowania prowadzi do wzrostu i w efekcie przekroczenia dopuszczalnej wartości SOC, a to z kolei do aktywacji mechanizmu kontroli SOC.

Badania symulacyjne, które wykonano dla drugiego wariantu, ilustrują realizację elastycznej pracy mikrosystemu. Wybrano pięć przypadków symulacyjnych, które zdaniem autora w sposób jasny i przejrzysty ilustrują działanie proponowanej strategii sterowania:

- przypadek 1 – jednofazowy zapad napięcia w punkcie PCC w fazie A do $0,57 U_N$,
- przypadek 2 – dwufazowy zapad napięcia w punkcie PCC w fazach A i B do $0,78 U_N$,
- przypadek 3 – trójfazowy zapad napięcia w punkcie PCC w fazach A, B i C do $0,82 U_N$,
- przypadek 4 – intencjonalne otwarcie łącznika w PCC,
- przypadek 5 – krótkotrwałe zmiany napięcia w punkcie PCC, mieszczące się w dopuszczalnym przedziale.

Założono, że przyczyną zapadów napięcia są zwarcia w sieci zasilającej. W pierwszych trzech przypadkach symulacyjnych, na skutek wystąpienia zaburzenia po stronie sieci, analizowany mikrosystem zostaje odłączony od sieci i przechodzi do pracy wyspowej. Przypadek czwarty obrazuje zmianę trybu pracy mikrosystemu na skutek intencjonalnej zmiany pozycji łącznika w punkcie PCC. Z kolei przypadek piąty przedstawia pracę mikrosystemu elektroenergetycznego w połączeniu z siecią zasilającą w sytuacji krótkotrwałych zmian wartości skutecznej napięcia zasilającego mieszczących się w dopuszczalnym przedziale zmian, wynikającym z przyjętej charakterystyki odporności IC (rysunek 5.2).

Przed wykonaniem wyżej opisanego programu badań przyjęto, że:

- dopuszczalny przedział zmian dla mocy wymiany P_{wym} pomiędzy MSE a siecią zasilającą wynosi $< -20, 20 >$ kW, przy czym wartość ujemna oznacza import energii z sieci zasilającej, a wartość dodatnia eksport energii z MSE,
- ujemna wartość mocy poszczególnych urządzeń zainstalowanych w MSE oznacza jej generację przez urządzenie, z kolei wartość dodatnia oznacza jej pobór,
- dopuszczalny przedział zmian dla SOC zasobnika wynosi $< 40, 80 >$ % całkowitej pojemności zasobnika.

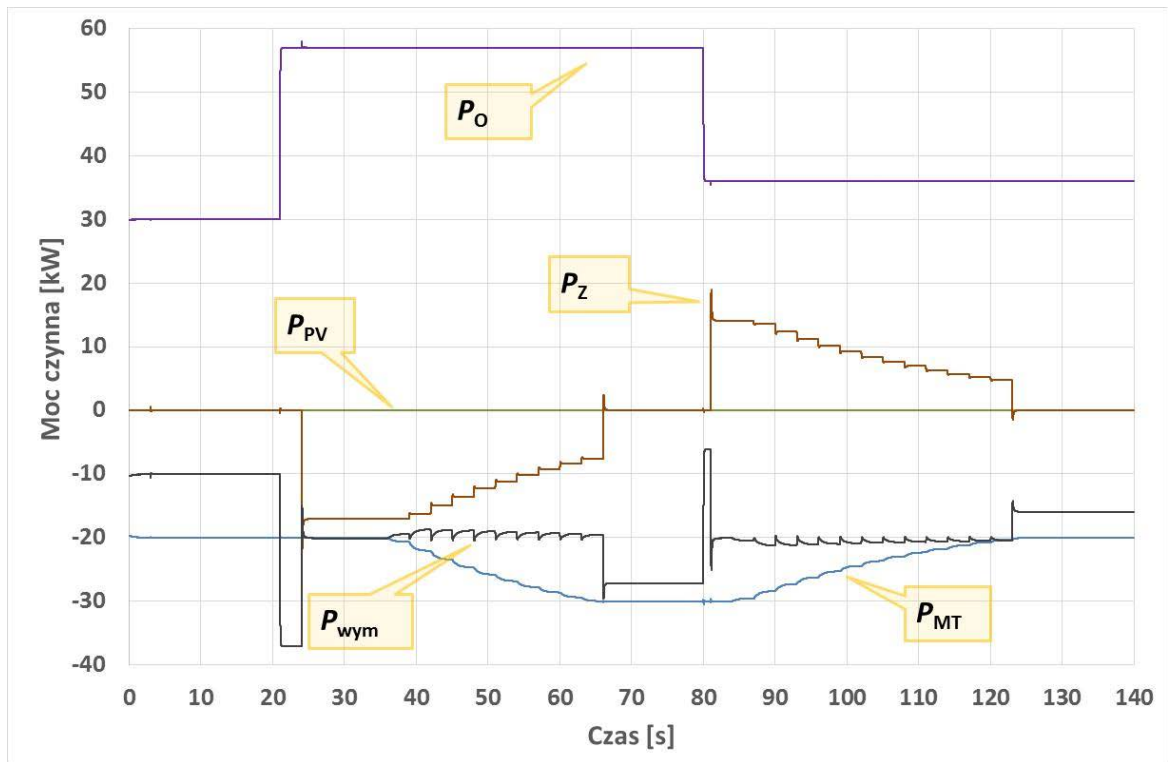
Obliczenia numeryczne w programie PSCAD/EMTDC były wykonywane z krokiem $1 \mu\text{s}$, z kolei krok czasowy wyprowadzania danych na wykresy wynosił $500 \mu\text{s}$. Przyjęcie takiego kroku symulacji znacząco wydłużyło czas wykonywania obliczeń symulacyjnych, jednakże było konieczne ze względu na prawidłowe odwzorowanie pracy przekształtników przyłączeniowych przy założonej częstotliwości pracy zaworów. Z kolei krok wyprowadzania danych na wykresy został wybrany jako najmniejszy z możliwych, pozwalający na rejestrację wszystkich niezbędnych przebiegów wykorzystanych do późniejszej analizy. W celu zobrazowania działania CR w poszczególnych pętlach czasowych, dla wyznaczenia nastaw mikroturbiny i zasobnika energii przyjęto, że 3 sekundy symulacji na wykresach przedstawiających przebiegi mocy czynnych i biernych odpowiadają 1 minucie czasu rzeczywistego.

6.2 Praca mikrosystemu elektroenergetycznego w połączeniu z siecią zasilającą

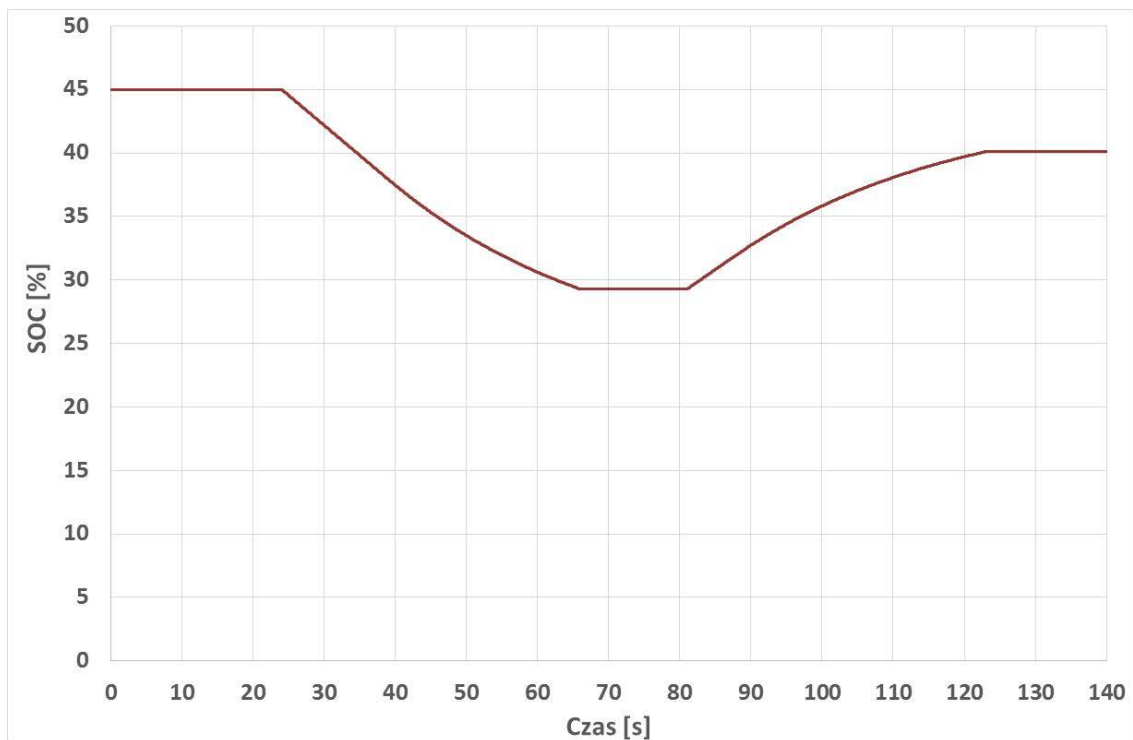
6.2.1 Przypadek 1 – nadmierne obniżenie stanu naładowania zasobnika

Pierwsza symulacja przedstawiona na rysunkach 6.1 i 6.2 została wykonana według następującego scenariusza. Początkowo moce urządzeń w MSE wynosiły odpowiednio: $P_{MT} = 20$ kW, $P_{PV} = 0$ kW, $P_O = 30$ kW. Moc wymiany P_{wym} mieściła się w dopuszczalnym przedziale zmian tj. $< -20, 20 >$ kW i zasobnik pozostawał w trybie oczekiwania, a $P_Z = 0$ kW (rysunek 6.1). Stan naładowania zasobnika równy był 45 % całkowitej pojemności (rysunek 6.2).

W 21 s symulacji skokowo zwiększono moc odbioru do 57 kW, co spowodowało wzrost mocy wymiany do wartości 37 kW i w konsekwencji aktywację mechanizmu kontroli mocy wymiany P_{wym} (rysunek 6.1). W oparciu o dane pomiarowe dotyczące mocy poszczególnych urządzeń wyznaczono nową referencyjną wartość mocy dla zasobnika, równą 17 kW i w efekcie moc P_{wym} powróciła do dopuszczalnego przedziału zmian. Na skutek długotrwałej pracy w trybie rozładowywania SOC zasobnika obniżył się poniżej dolnej dopuszczalnej granicy i w 37 s aktywowany został mechanizm kontroli SOC (rysunek 6.2). Zgodnie z charakterystyką przedstawioną na rysunku 4.5, moc mikroturbiny stopniowo zaczęła rosnąć, co spowodowało odciążanie zasobnika trwające do 66 s, tj. do chwili osiągnięcia przez mikroturbinę mocy maksymalnej. W tym momencie możliwości regulacyjne MT zostały wyczerpane, a ponieważ SOC w dalszym ciągu znajdował się poza przedziałem dopuszczalnych zmian, w celu ochrony zasobnika przed nadmiernym rozładowaniem jego moc została zmieniona przez centralny regulator na 0 kW (rysunek 6.1). W 80 s moc odbioru zmniejszyła się do 36 kW, czego skutkiem było zmniejszenie mocy P_{wym} do akceptowalnego poziomu. Reakcja centralnego regulatora spowodowała ładowanie zasobnika dostępną rezerwą mocy wymiany, dzięki czemu generacja mikroturbiny stopniowo zaczęła się zmniejszać. Po powrocie stanu naładowania zasobnika i mocy P_{wym} do wymaganych przedziałów, zasobnik i mikroturbina powróciły do stanu pracy sprzed wystąpienia zakłócenia.



Rys. 6.1. Wpływ mechanizmu kontroli SOC na pracę MT i zasobnika energii -przypadek 1
 Źródło: opracowanie własne.



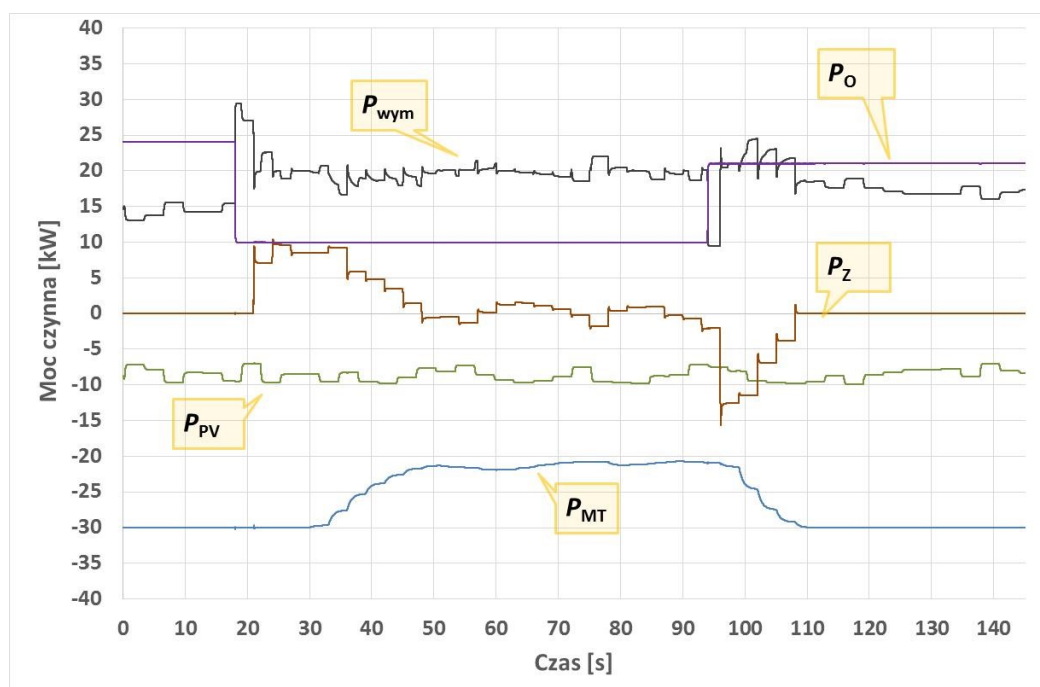
Rys. 6.2. Wpływ mechanizmu kontroli SOC na stan naładowania zasobnika -przypadek 1
 Źródło: opracowanie własne.

6.2.2 Przypadek 2 – nadmierny wzrost stanu naładowania zasobnika

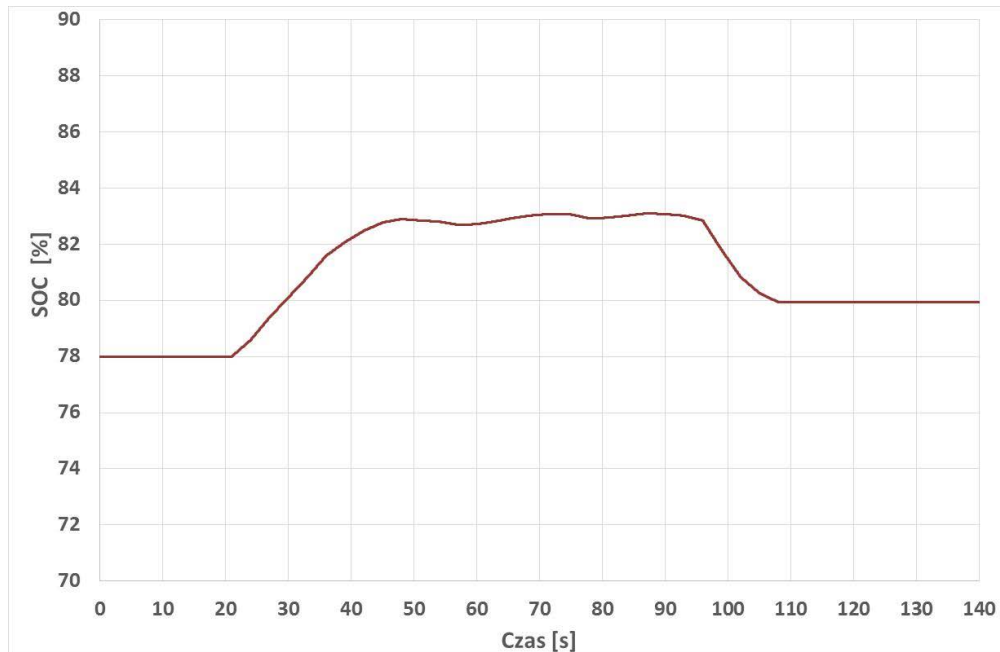
W przypadku drugiej symulacji początkowe moce mikroturbiny i odbioru wynosiły odpowiednio: $P_{MT} = 30$ kW, $P_o = 24$ kW, a moc źródła PV zmieniała się w zakresie od 7 do 10 kW. Generacja ze źródeł energii przewyższała lokalne zapotrzebowanie w mikrosystemie, czego efektem był przesył nadwyżki energii do sieci zasilającej. Moc eksportowana z mikrosystemu utrzymywała się na poziomie ok. 15 kW (rysunek 6.3).

W 19 s symulacji skokowe zmniejszenie mocy odbioru do 10 kW spowodowało dodatkowy wzrost mocy eksportowanej z mikrosystemu i w konsekwencji przekroczenie jej dopuszczalnej wartości. Moc P_{wym} osiągnęła wartość ok. 30 kW (rysunek 6.3). Pociągnęło to za sobą zmianę mocy referencyjnej zasobnika energii, przejście nadwyżki mocy wymiany i w rezultacie ograniczenia jej wartości. Na skutek długotrwałej pracy w trybie ładowania SOC zasobnika stopniowo zaczął zwiększać swoją wartość i w 30 s symulacji przekroczył górną dopuszczalną granicę (rysunek 6.4). Gdy centralny regulator zidentyfikował ten stan, aktywowany został mechanizm kontroli SOC, na skutek czego rozpoczęło się stopniowe zmniejszanie mocy mikroturbiny i odciążanie zasobnika. Jak pokazuje rysunek 6.4, SOC ustabilizował się na wartości ok. 83 % i utrzymywał się w jej okolicy do momentu zwiększenia mocy odbioru w 94 s. Wzrost wartości mocy P_o do 21 kW spowodował zmniejszenie wartości mocy wymiany i pozwolił na stopniowe uwalnianie energii zmagazynowanej w zasobniku.

W końcowym etapie symulacji wartość SOC (rys. 6.4) oraz mocy P_{wym} (rysunek 6.3) powróciły do przedziału dopuszczalnych zmian i oba mechanizmy kontroli zostały wyłączone. Zasobnik energii i mikroturbina powróciły do stanu pracy przed wystąpieniem zakłócenia.



Rys. 6.3. Wpływ mechanizmu kontroli SOC na pracę MT i zasobnika energii – przypadek 2
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 6.4. Wpływ mechanizmu kontroli SOC na stan naładowania zasobnika – przypadek 2

Źródło: opracowanie własne.

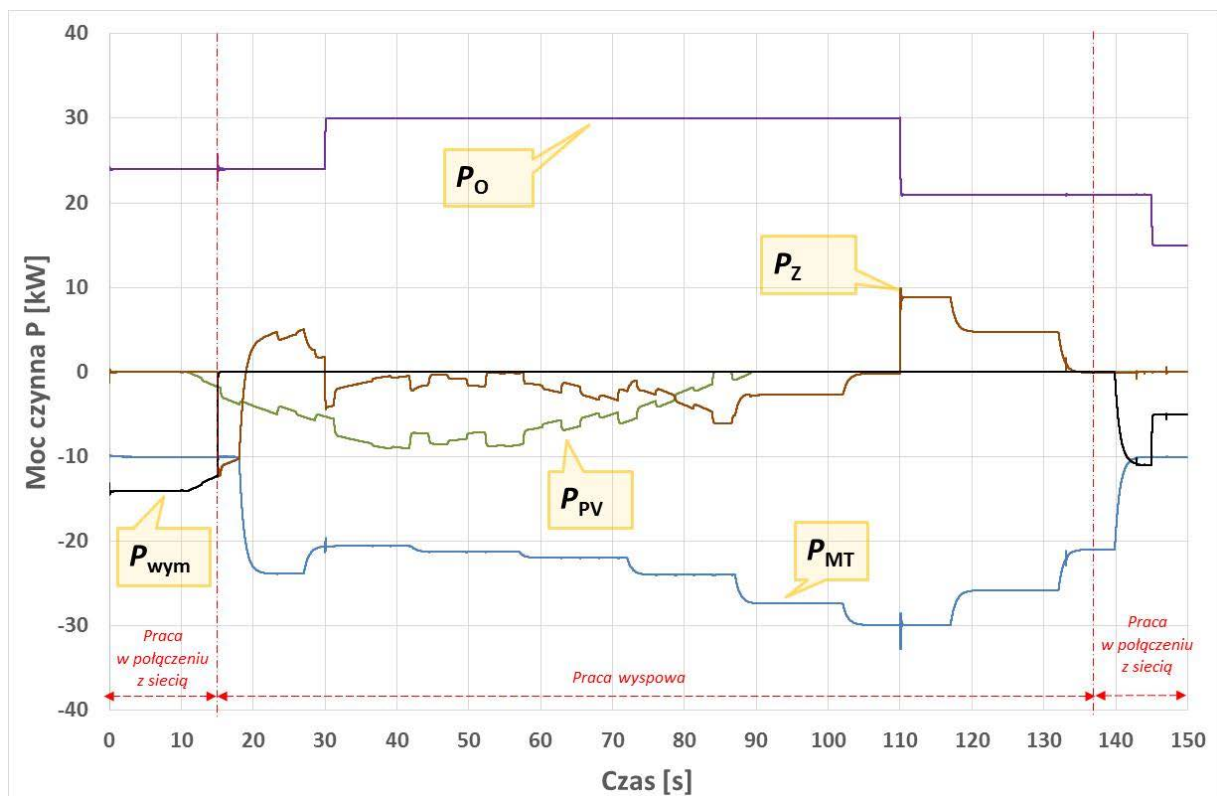
6.3 Elastyczna praca mikrosystemu w połączeniu z siecią zasilającą i w trybie wyspowym

6.3.1 Przypadek 1 – jednofazowy zapad napięcia w punkcie PCC

Pierwsza symulacja została wykonana według następującego scenariusza. Początkowo mikrosystem pracował w połączeniu z siecią zasilającą, a moce poszczególnych urządzeń wynosiły odpowiednio: $S_{MT}=11$ kVA, przy $\cos\varphi = 0,9$, $P_{PV}=0$ kW oraz $S_O=26$ kVA, przy $\cos\varphi = 0,4$. Moc wymiany P_{wym} mieściła się w dopuszczalnym przedziale zmian, dlatego zasobnik pozostawał w trybie oczekiwania, a $P_Z = 0$ kW. Ponadto zasobnik kompensował moc bierną w mikrosystemie, ograniczając moc Q_{wym} do wartości 0 kvar. Przebiegi mocy czynnej oraz biernej w układzie przedstawiono odpowiednio na rysunkach 6.5 i 6.6.

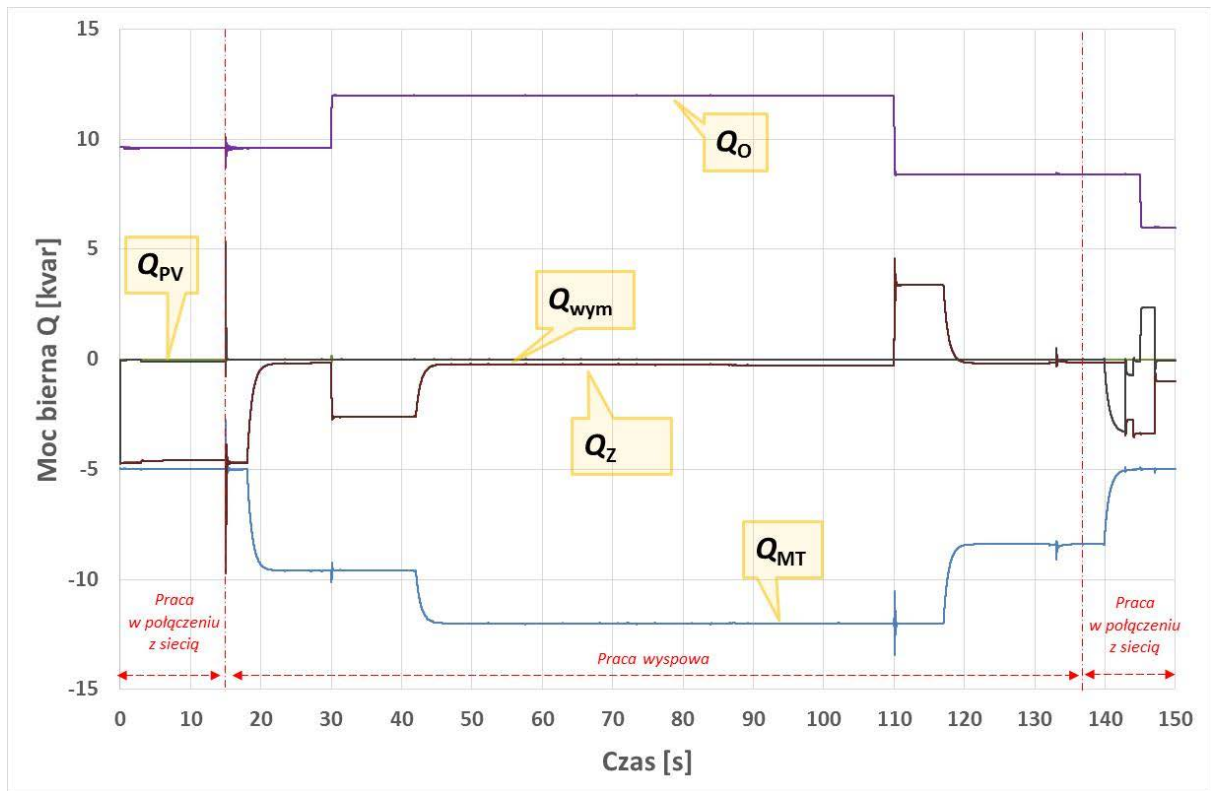
W 15 s symulacji zidentyfikowany został zapad napięcia w punkcie PCC, w fazie A do wartości $0,57 U_N$ (rys. 6.7), który – zgodnie z przyjętą charakterystyką odporności mikrosystemu zaprezentowaną na rysunku 5.2 – spowodował otwarcie łącznika w punkcie PCC i rozpoczęcie procesu przejścia do pracy wyspowej. W tym samym momencie, na skutek sygnału sterującego z centralnego regulatora, algorytm sterowania zasobnika został zmieniony z $P-Q$ na $U-f$. Zasobnik przejął funkcję referencyjnego źródła napięcia i zapewnił bilans mocy i energii w mikrosystemie. Należy zauważyć, że po przejściu mikrosystemu do pracy wyspowej mikroturbina gazowa pracowała jeszcze przez 3 s z referencyjnymi wartościami mocy czynnej i biernej z poprzedniego trybu. Nowe wartości mocy zostały wyznaczone z opóźnieniem, w celu uniknięcia dodatkowych stanów przejściowych w chwili zmiany trybu pracy mikrosystemu. Przebiegi napięć po obu stronach łącznika PCC zostały przedstawione na rysunkach 6.7, 6.8 i 6.9.

W trakcie pracy wyspowej lokalna generacja ze źródła PV oraz moc odbioru ulegały znacznym zmianom. Na rysunkach 6.5 oraz 6.6 można zaobserwować, iż zasobnik energii reagował natychmiast pokrywając zmiany obciążenia w mikrosystemie. Mikroturbina pracowała z mocą zadawaną przez centralny regulator w 15-sekundowych przedziałach czasowych, pokrywając długotrwałe zmiany obciążenia w układzie, odciażając zasobnik w stanach ustalonej pracy i utrzymując jego moc w okolicy 0. W 130 s symulacji (rysunek 6.7) wartość skuteczna napięcia po stronie sieci zasilającej powróciła do wartości znamionowej, jednakże proces resynchronizacji nie został od razu zainicjowany. Zastosowano zwłokę czasową równą 3 s dla upewnienia się, iż zaburzenie po stronie sieci zasilającej ostatecznie przeminęło i mikrosystem może bezpiecznie powrócić do poprzedniego trybu pracy. Po przeprowadzeniu procesu resynchronizacji (rysunek 6.9) w 138 s, wyłącznik w punkcie PCC został zamknięty i MSE przeszedł do trybu pracy w połączeniu z siecią zasilającą. Mikroturbina gazowa oraz zasobnik energii powróciły kolejno, z opóźnieniem 3 s, do realizacji funkcji sprzed wystąpienia zaburzenia (rysunki 6.5 oraz 6.6). Można zaobserwować, iż proces zmiany trybu pracy MSE został przeprowadzony poprawnie, bez powstania dodatkowych zaburzeń, a wartość skuteczna napięcia w mikrosystemie w trakcie pracy wyspowej utrzymywana była stabilnie na zadanej wartości (rysunek 6.7).

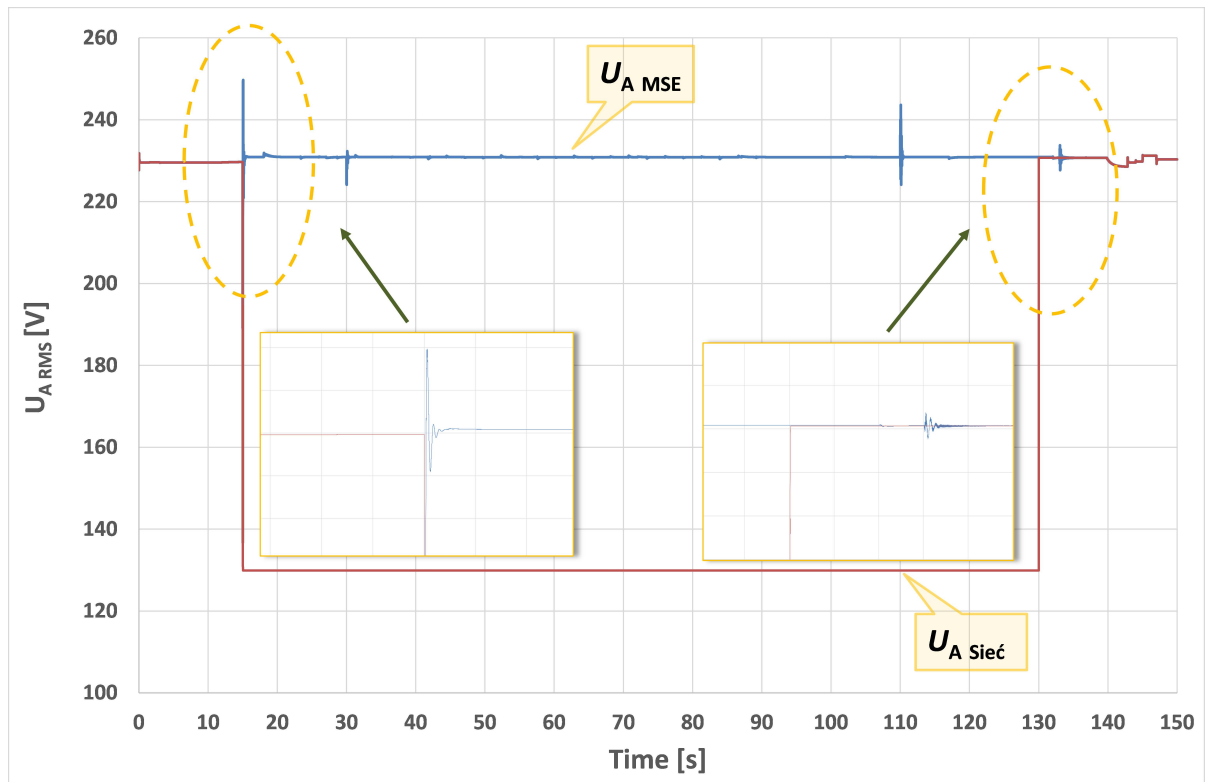


Rys. 6.5. Przebiegi mocy czynnych w MSE – przypadek 1

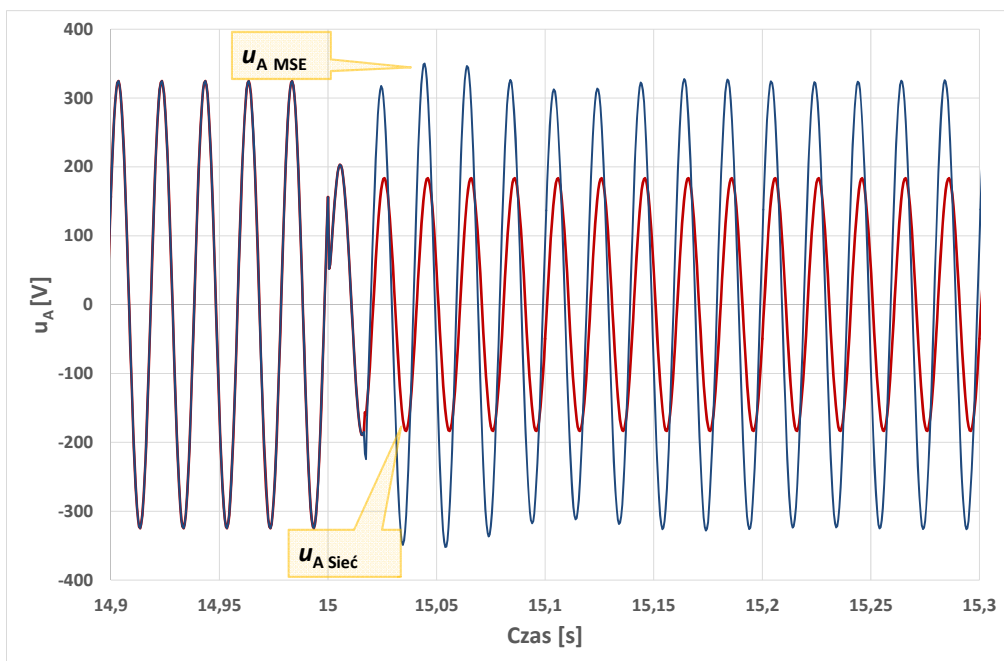
Źródło: opracowanie własne.



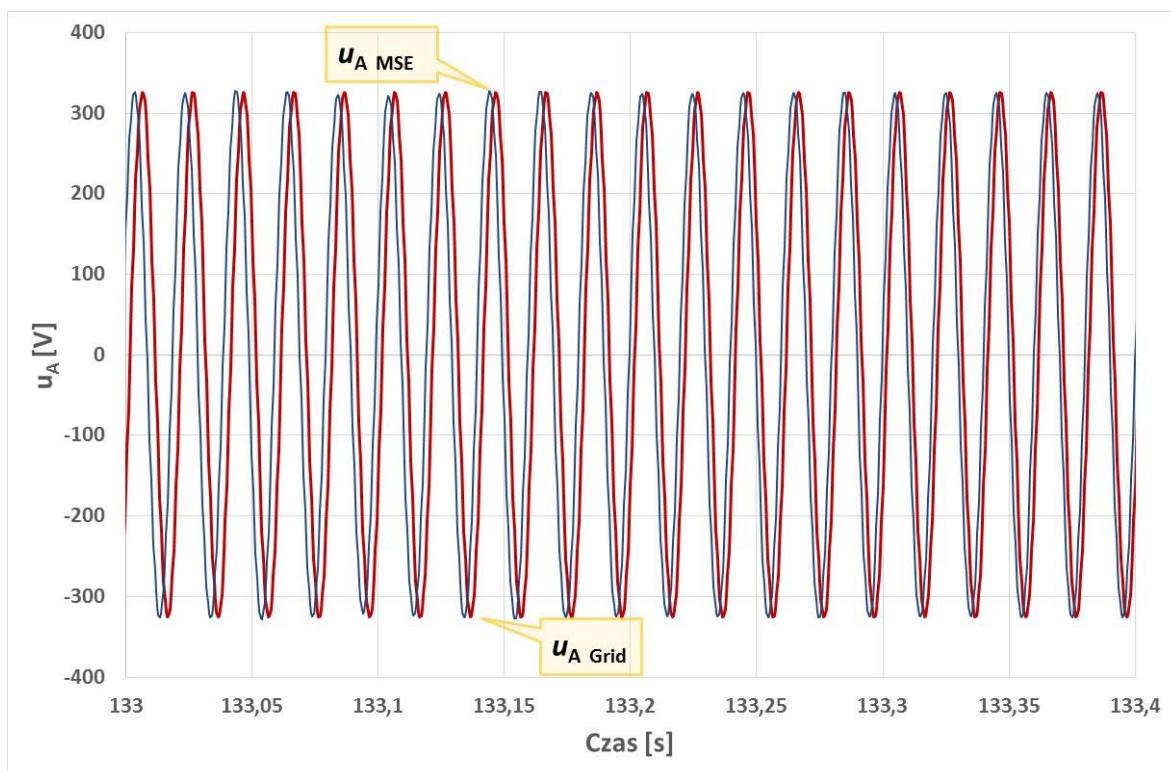
Rys. 6.6. Przebiegi mocy biernych w MSE – przypadek 1
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 6.7. Przebieg zmian wartości skutecznej napięcia w fazie A w punkcie PCC po stronie MSE i sieci zasilającej – przypadek 1
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 6.8. Przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A w punkcie PCC po stronie MSE i sieci zasilającej w chwili przejścia MSE do pracy wyspowej – przypadek 1
Źródło: opracowanie własne.

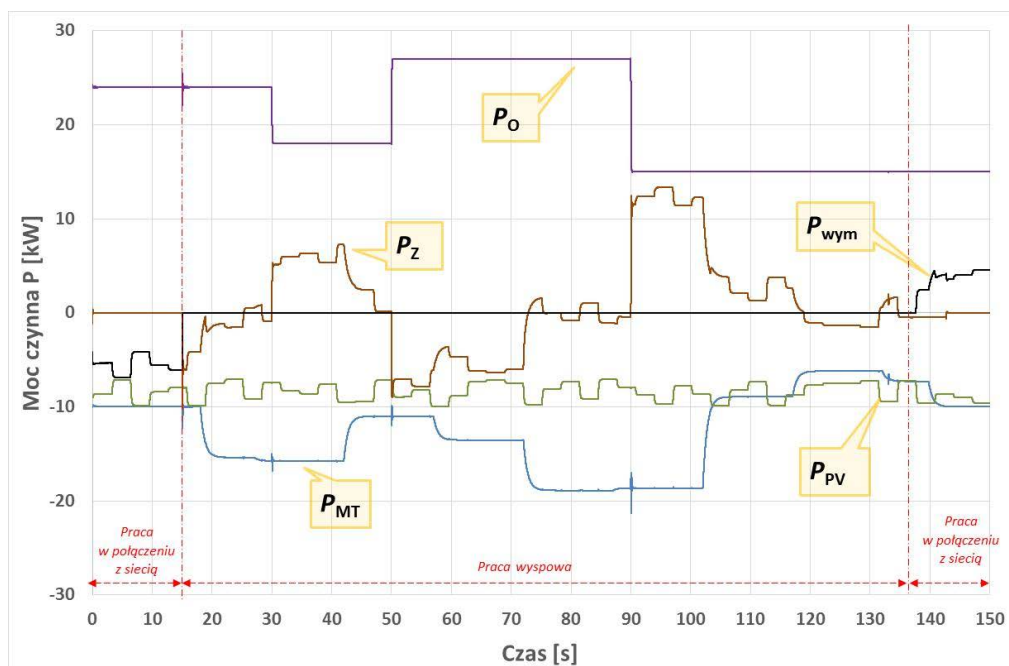


Rys. 6.9. Przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A w punkcie PCC po stronie MSE i sieci zasilającej w trakcie resynchronizacji – przypadek 1
Źródło: opracowanie własne.

6.3.2 Przypadek 2 – dwufazowy zapad napięcia w punkcie PCC

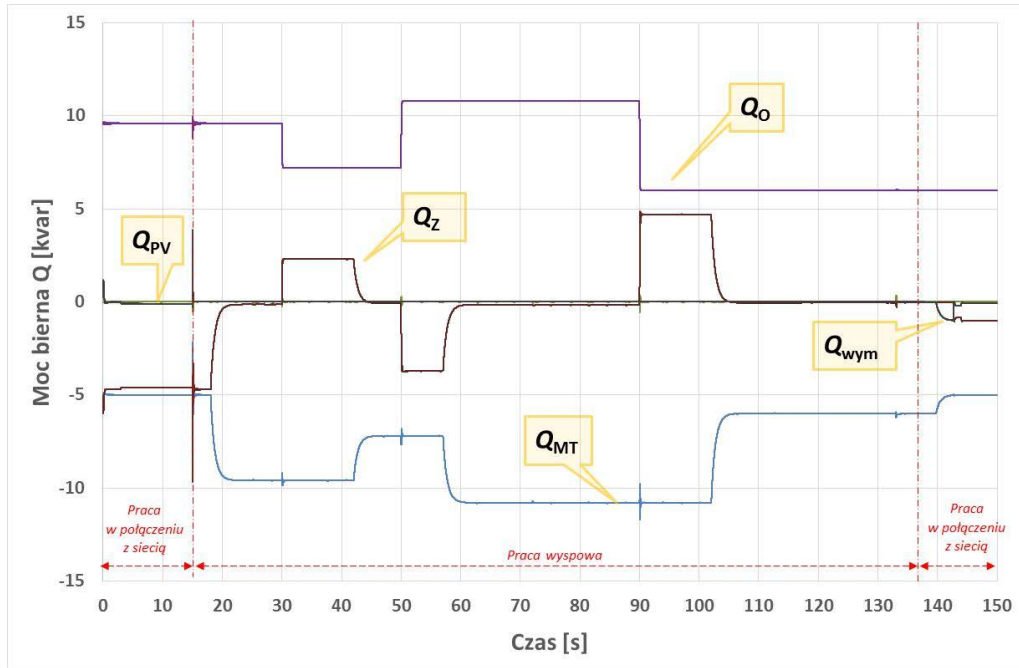
Przypadek drugi prezentuje działanie proponowanej strategii sterowania w sytuacji wystąpienia niesymetrycznego zapadu napięcia na skutek zwarcia dwufazowego w fazie A i B w sieci zasilającej. Na początku symulacji mikrosystem pracował w połączeniu z siecią zasilającą, a moce poszczególnych urządzeń wynosiły odpowiednio: $S_{MT} = 11$ kVA z $\cos\varphi = 0,9$, $P_{PV} = 8,5$ kW oraz $S_O = 24$ kVA z $\cos\varphi = 0,4$. Wartość mocy P_{wym} mieściła się w dopuszczalnym przedziale i w związku z tym moc czynna zasobnika P_Z równa była 0 kW (rysunek 6.10). Zasobnik generował moc bierną o wartości 4,6 kvar, dzięki czemu moc Q_{wym} była utrzymywana na wartości 0 kvar (rysunek 6.11). W 15 s symulacji w sieci zasilającej wystąpiło zwarcie w fazie A i B, w efekcie którego napięcie w punkcie PCC w obu fazach obniżyło się do wartości $0,74 U_N$ (rysunek 6.12). W celu ochrony urządzeń zainstalowanych w układzie, a także utrzymania ciągłości dostaw energii dla odbiorców końcowych centralny regulator rozpoczął procedurę zmiany trybu pracy mikrosystemu i w rezultacie układ przeszedł do pracy wyspowej. Przebiegi napięć po obu stronach łącznika PCC zostały przedstawione na rysunkach 6.12–6.15.

Analogicznie do przypadku 1, w trakcie pracy wyspowej zasobnik energii reagował natychmiast i pokrywał krótkotrwałe zmiany obciążenia w mikrosystemie. Z kolei mikroturbina bilansowała długotrwałe zmiany obciążenia w MSE, odciążając zasobnik i w stanach ustalonej pracy, utrzymując jego moc w okolicy 0 (rysunki 6.10 oraz 6.11). Zgodnie z rysunkiem 6.12 w 130 s symulacji wartość skuteczna napięć fazowych po stronie sieci zasilającej powróciła do wymaganego przedziału. Pozwoliło to na rozpoczęcie procesu resynchronizacji (rysunek 6.15) i po jego zakończeniu zamknięcie łącznika w punkcie PCC w 138 s. Ostatecznie po ustaniu zakłócenia mikrosystem elektroenergetyczny powrócił do trybu pracy w połączeniu z siecią zasilającą.

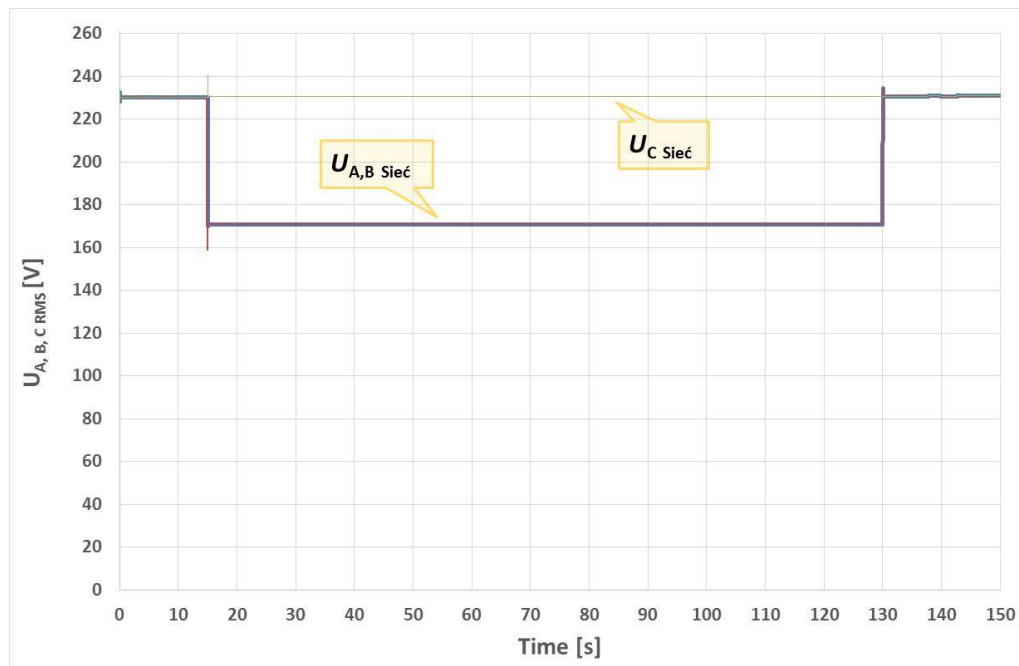


Rys. 6.10. Przebiegi mocy czynnych w MSE – przypadek 2

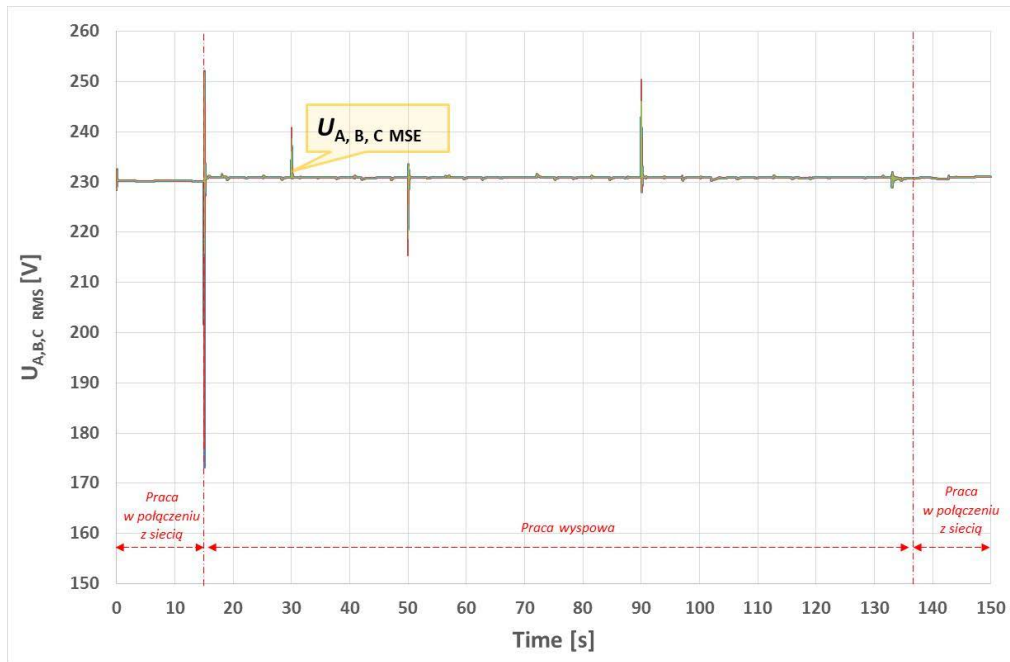
Źródło: opracowanie własne.



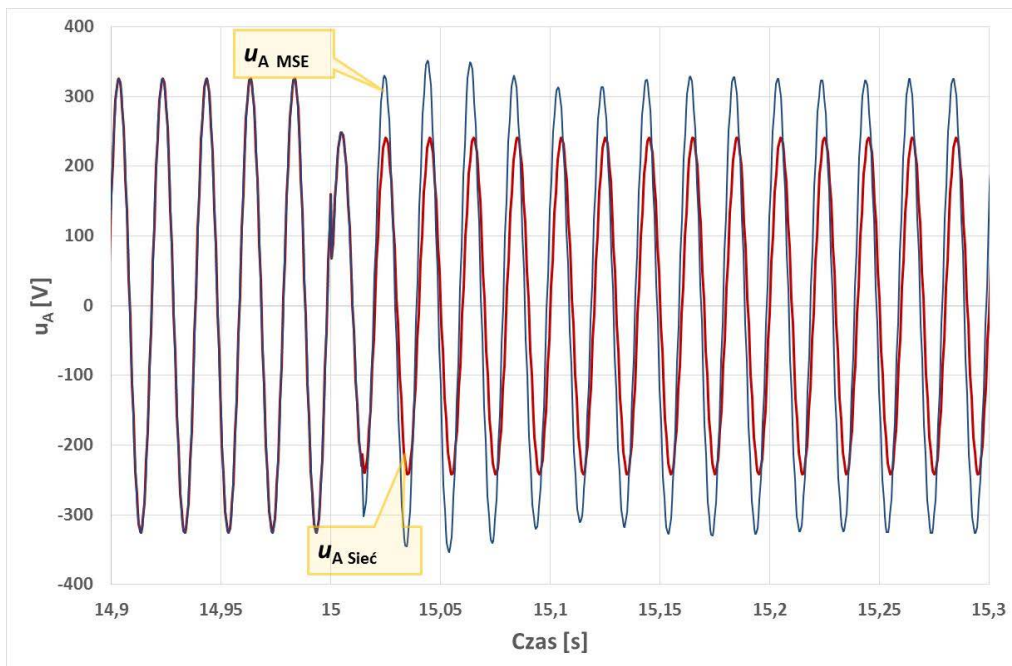
Rys. 6.11. Przebiegi mocy biernych w MSE – przypadek 2
Źródło: opracowanie własne.



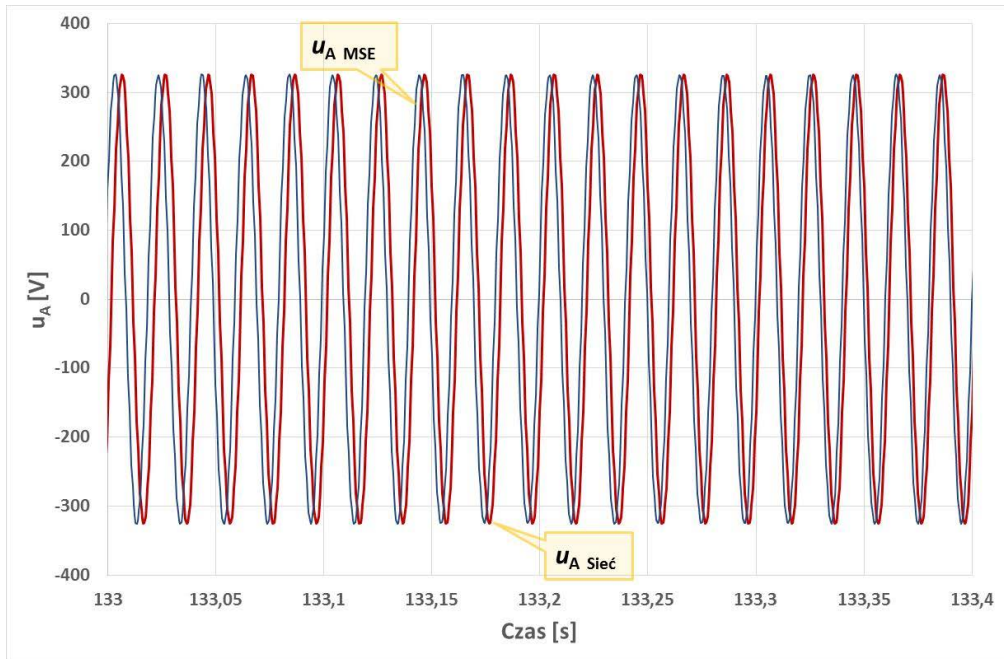
Rys. 6.12. Przebiegi zmian wartości skutecznych napięć w fazie A, B, C w sieci zasilającej – przypadek 2
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 6.13. Przebiegi zmian wartości skutecznych napięć w fazie A, B, C w MSE – przypadek 2
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 6.14. Przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A w punkcie PCC po stronie MSE i sieci zasilającej w chwili przejścia MSE do pracy wyspowej – przypadek 2
Źródło: opracowanie własne.



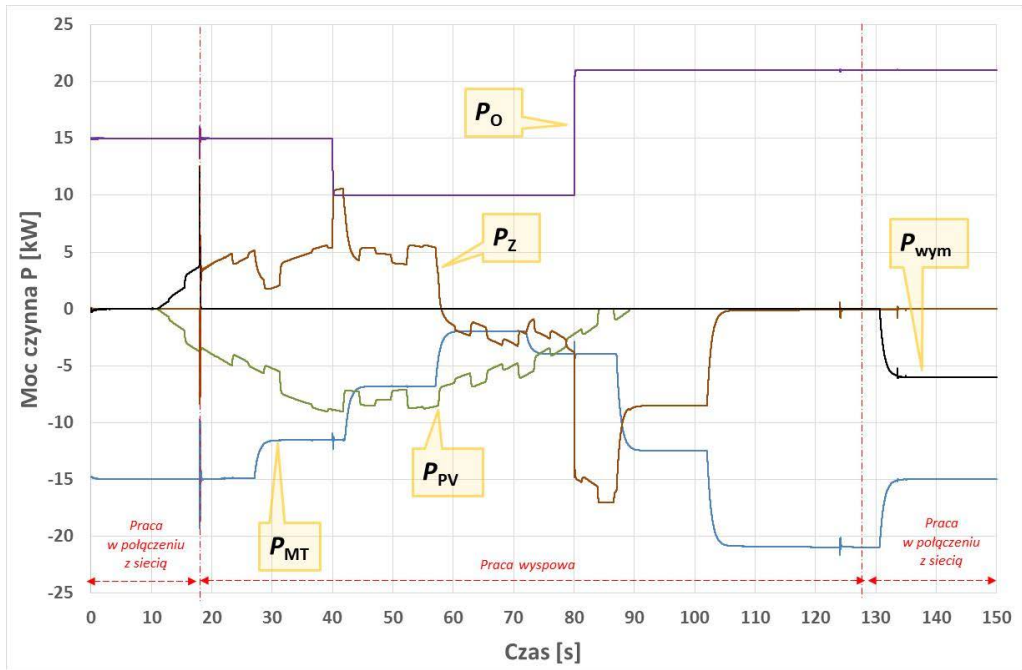
Rys. 6.15. Przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A w punkcie PCC po stronie MSE i sieci zasilającej w trakcie resynchronizacji – przypadek 2
Źródło: opracowanie własne.

6.3.3 Przypadek 3 – zapad napięcia w punkcie PCC w fazach A, B i C

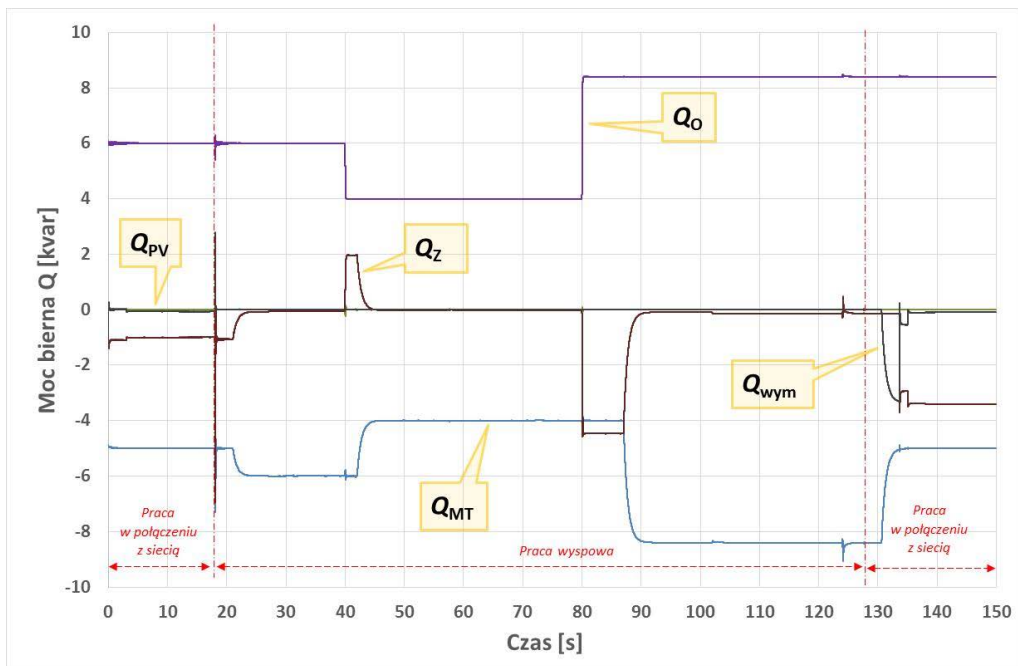
Przypadek trzeci obrazuje działanie proponowanej strategii sterowania w sytuacji wystąpienia symetrycznego zapadu napięcia w punkcie PCC na skutek trójfazowego zwarcia w sieci zasilającej. Do 18 s symulacji mikrosystem pracował w połączeniu z siecią zasilającą. Przebiegi mocy czynnych i biernych urządzeń zainstalowanych w mikrosystemie przedstawiono odpowiednio na rysunkach 6.16 oraz 6.17.

Na skutek powstałego zaburzenia w sieci zasilającej napięcie w punkcie PCC we wszystkich fazach obniżyło się do wartości $0,82 U_N$ (rysunek 6.18). Po zidentyfikowaniu powstałego zakłócenia centralny regulator rozpoczął procedurę zmiany trybu pracy i mikrosystem po odłączeniu od sieci zasilającej przeszedł do pracy wyspowej. Przebiegi napięć po obu stronach łącznika PCC zostały przedstawione na rysunkach 6.18–6.21. Zgodnie z rysunkiem 6.19 napięcie w mikrosystemie w trakcie pracy wyspowej utrzymywane było stabilnie na zadanej referencyjnej wartości.

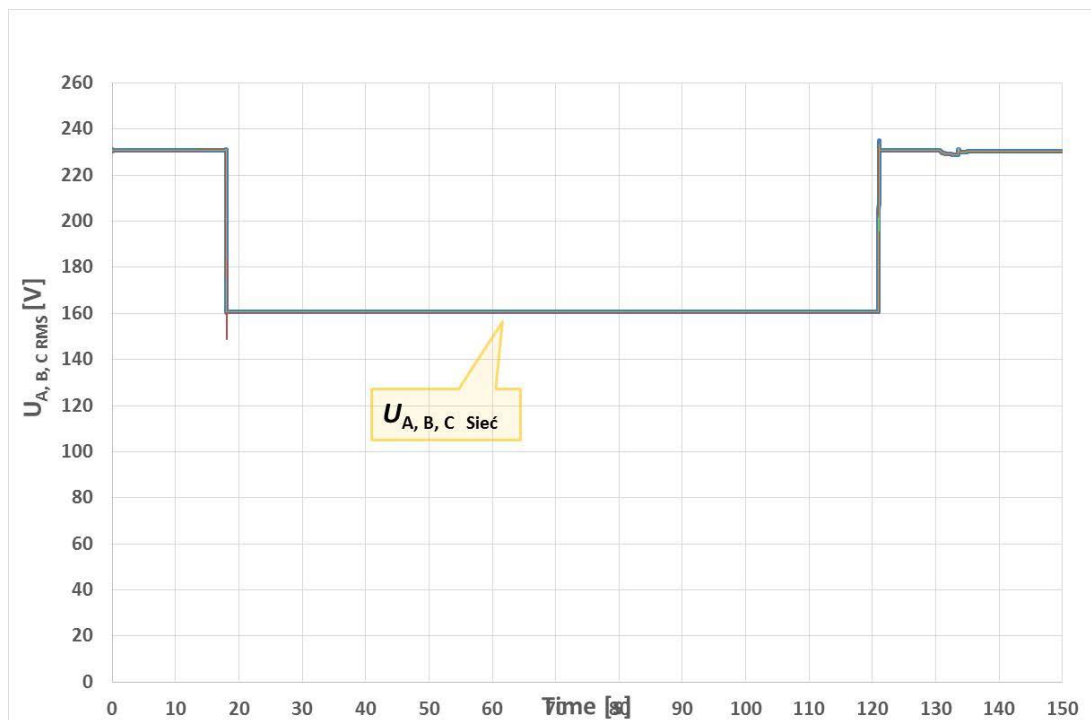
Po ustąpieniu zakłócenia, w 121 s symulacji, wartość skuteczna napięć fazowych po stronie sieci zasilającej powróciła do wymaganego przedziału zmian (rysunek 6.18). Pozwoliło to na rozpoczęcie procesu resynchronizacji (rysunek 6.21) i w efekcie zamknięcie łącznika w punkcie PCC w 128 s. Ostatecznie mikrosystem powrócił do pracy w połączeniu z siecią zasilającą.



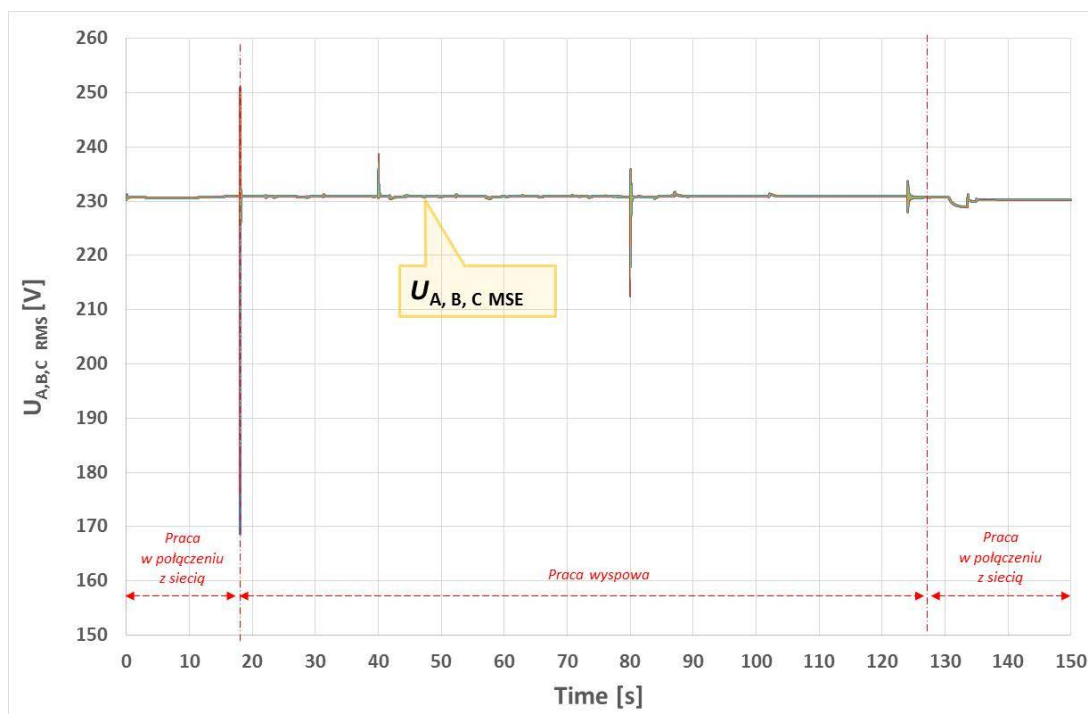
Rys. 6.16. Przebiegi mocy czynnych w MSE – przypadek 3
 Źródło: opracowanie własne.



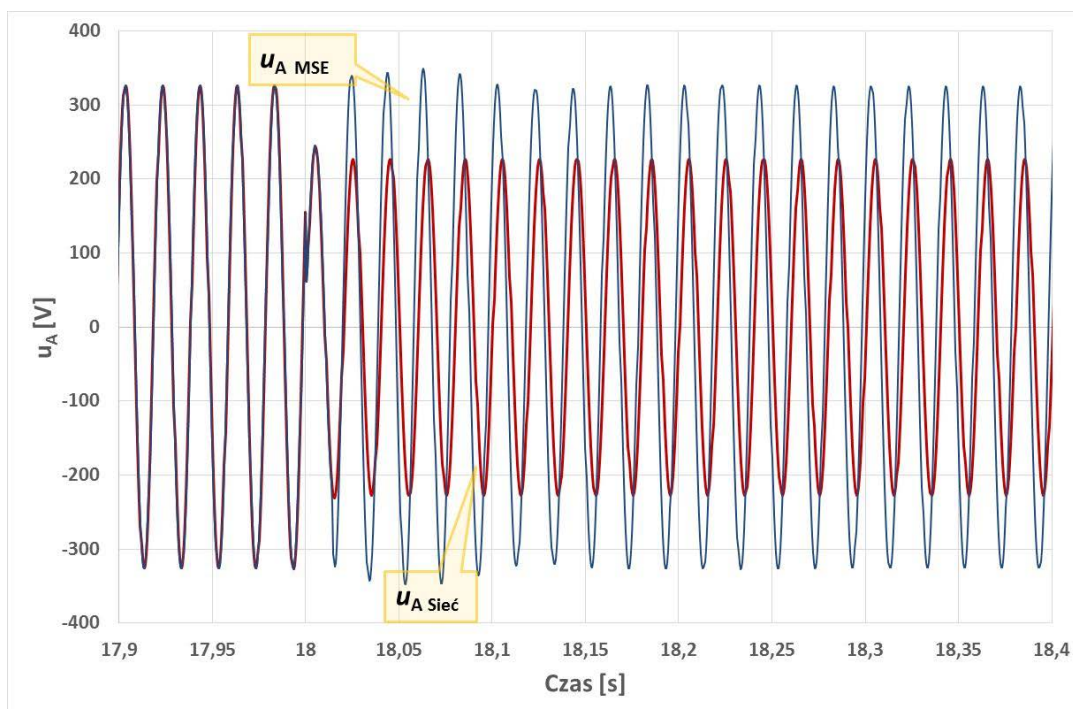
Rys. 6.17. Przebiegi mocy biernych w MSE – przypadek 3
 Źródło: opracowanie własne.



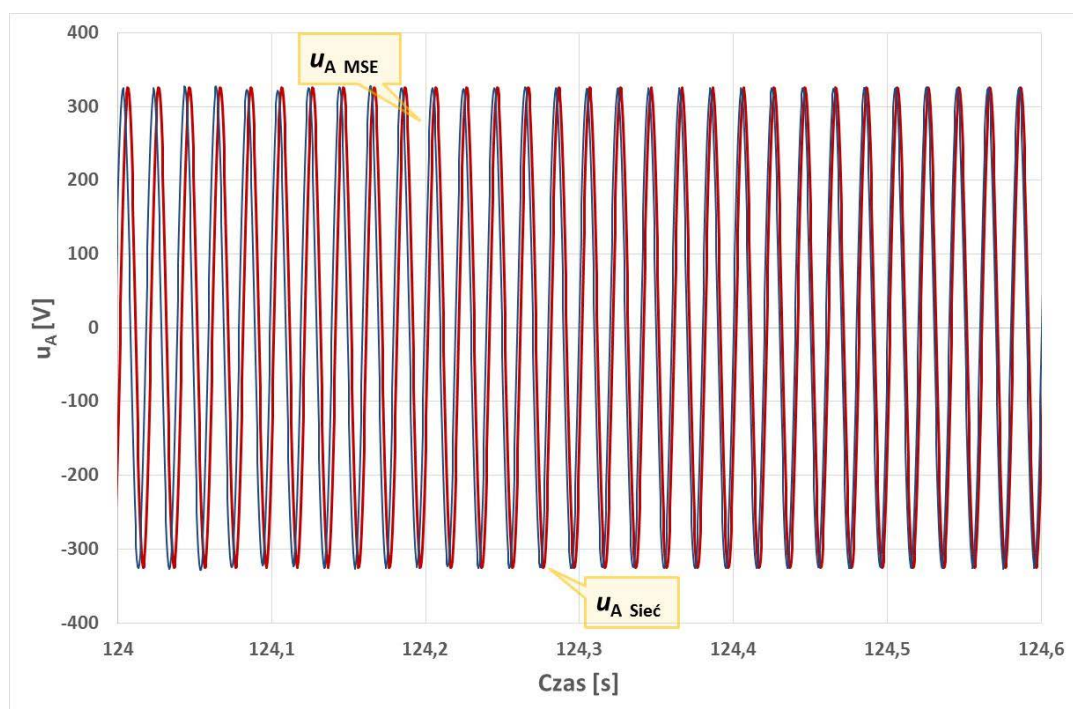
Rys. 6.18. Przebiegi zmian wartości skutecznych napięć w fazie A, B, C w sieci zasilającej – przypadek 3
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 6.19. Przebiegi zmian wartości skutecznych napięć w fazie A, B, C w MSE – przypadek 3
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 6.20. Przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A w punkcie PCC po stronie MSE i sieci zasilającej w chwili przejścia MSE do pracy wyspowej – przypadek 3
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 6.21. Przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A w punkcie PCC po stronie MSE i sieci zasilającej w trakcie resynchronizacji – przypadek 3
Źródło: opracowanie własne.

6.3.4 Przypadek 4 – intencjonalne otwarcie łącznika w PCC

Przypadek 4 prezentuje działanie proponowanej strategii sterowania w sytuacji utraty połączenia mikrosystemu elektroenergetycznego z siecią zasilającą. W analizowanym przypadku układ przechodzi dwukrotnie do pracy wyspowej na skutek intencjonalnego otwarcia łącznika w punkcie PCC. Pierwszym razem łącznik został otworzony na krótki okres czasu, tj. 10 s symulacji, z kolei za drugim razem na dłuższy czas, tj. 57 s symulacji.

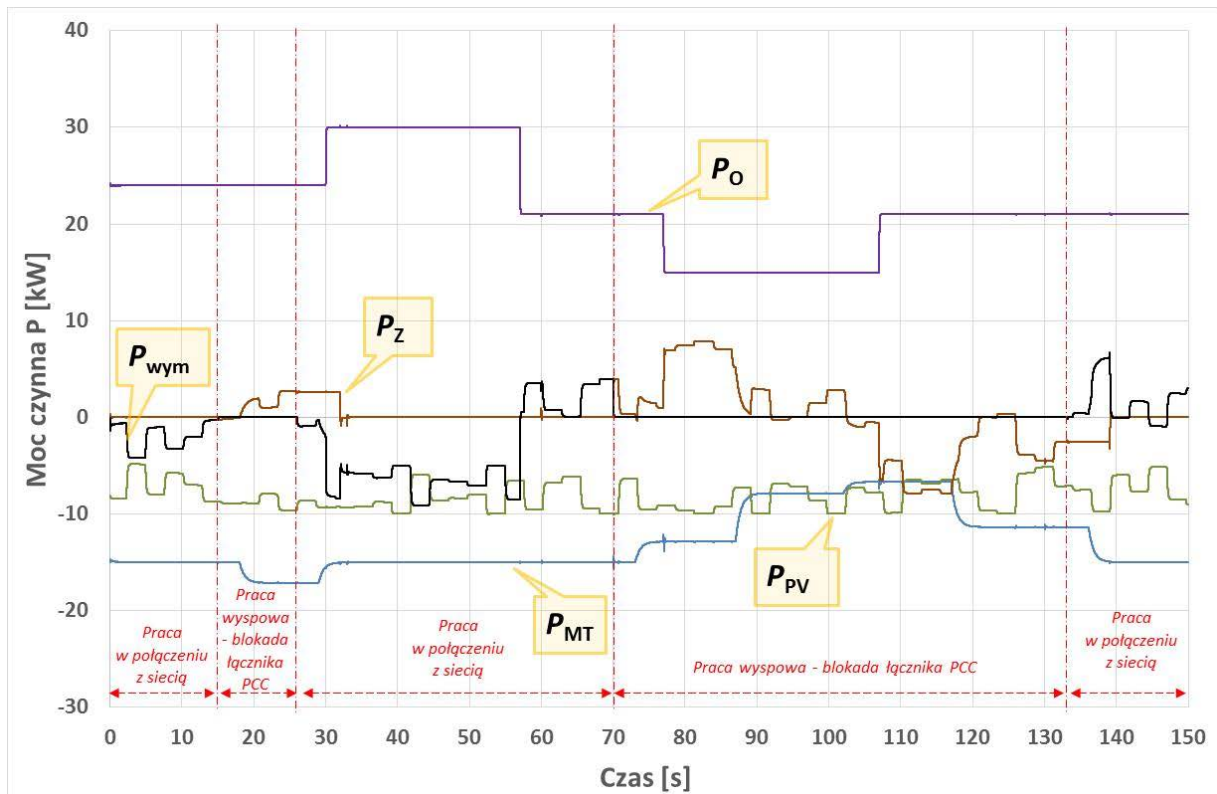
Analizowany przypadek różni się od zaprezentowanych wcześniej, ze względu na charakter przyczyny odłączenia mikrosystemu od sieci zasilającej. Założono, że mikrosystem został odłączony od sieci na skutek celowego działania, np. operatora sieci. Jest to równoznaczne z zablokowaniem możliwości sterowania łącznikiem PCC przez centralny regulator i w takiej sytuacji mikrosystem musi pracować wyspowo tak długo, jak będzie to wymagane przez operatora, niezależnie od tego, czy parametry napięcia zasilającego mieszczą się w przedziale dopuszczalnych zmian. Aktywna blokada sterowania łącznika w punkcie PCC uniemożliwia rozpoczęcie procesu resynchronizacji i dopiero po jej usunięciu możliwe będzie rozpoczęcie procedury ponownego przyłączenia mikrosystemu do sieci zasilającej.

Analogicznie do wcześniejszych przypadków symulacyjnych na początku symulacji mikrosystem pracował w połączeniu z siecią zasilającą. Moce czynne oraz bierne urządzeń zainstalowanych w układzie zaprezentowano odpowiednio na rysunkach 6.22 oraz 6.23. Wartość mocy P_{wym} mieściła się w dopuszczalnym przedziale zmian i moc czynna zasobnika P_z równa była 0 kW. W celu ograniczenia wartości mocy wymiany Q_{wym} zasobnik generował moc bierną Q_z równą 4,6 kvar (rysunek 6.23).

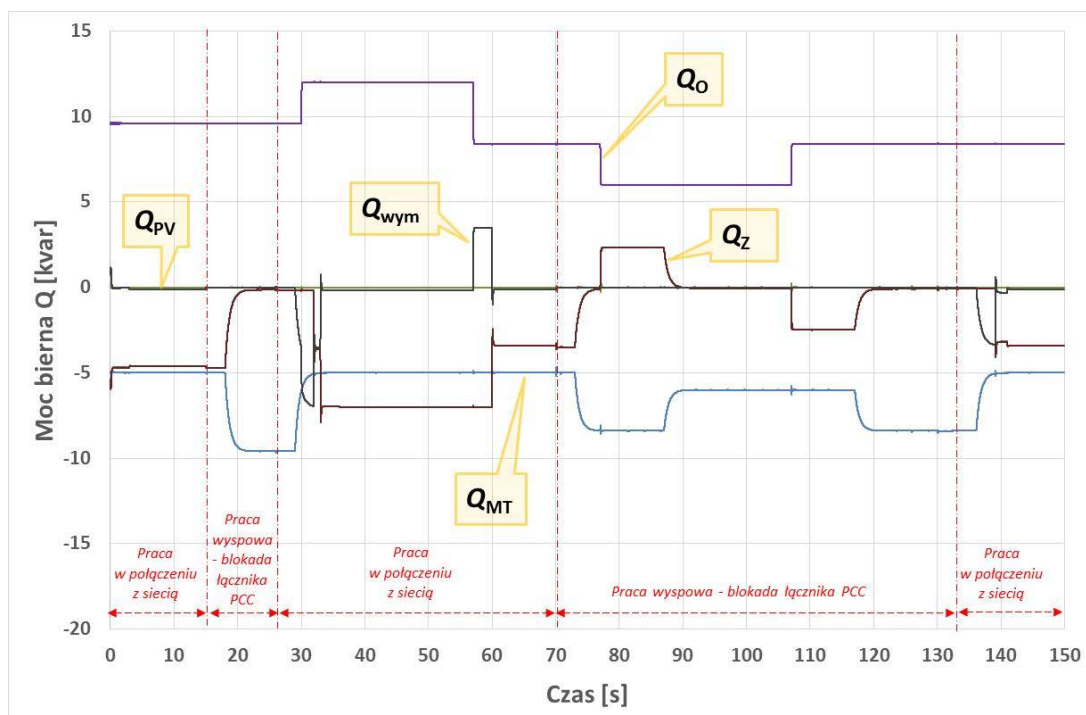
W 15 s symulacji nastąpiło intencjonalne otwarcie łącznika w punkcie PCC (rys. 6.24) wraz z aktywacją blokady jego sterowania. Na skutek otrzymanego sygnału o zmianie stanu łącznika centralny regulator rozpoczął proces odłączenia mikrosystemu od sieci zasilającej, zakończony zmianą trybu pracy. Przebieg wartości skutecznej napięcia po obu stronach łącznika PCC zaprezentowano na rysunkach 6.25 i 6.26. Na rysunku 6.27 można zaobserwować, że po przejściu do pracy wyspowej kąt fazowy napięcia w mikrosystemie nie uległ zmianie, co jest zgodne z przyjętymi założeniami i świadczy o poprawności opracowanego algorytmu sterowania przekształtnika zasobnika energii. Tryb pracy wyspowej utrzymywany był stosunkowo krótko, ponieważ po 10 s (rysunek 6.24) blokada sterowania łącznika PCC została wyłączona i zainicjowany został proces resynchronizacji. Ponieważ parametry napięcia zasilającego mieściły się w przedziale dopuszczalnych zmian (rysunek 6.25), a kąt fazowy oraz amplituda napięć po obu stronach łącznika PCC były praktycznie równe, mikrosystem po chwili powrócił do pracy w połączeniu z siecią zasilającą (rysunek 6.28).

W 70 s symulacji łącznik w punkcie PCC został otworzony ponownie, lecz tym razem praca wyspowa mikrosystemu utrzymywana była aż przez 63 s (rysunki 6.22 i 6.23). Przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A po obu stronach łącznika PCC w chwili odłączenia mikrosystemu od sieci zasilającej został zaprezentowany na rysunku 6.29. Analogicznie do wcześniejszej sytuacji otwarcie łącznika spowodowało aktywację jego blokady sterowania, dlatego też proces resynchronizacji nie mógł się rozpocząć, pomimo tego, że parametry

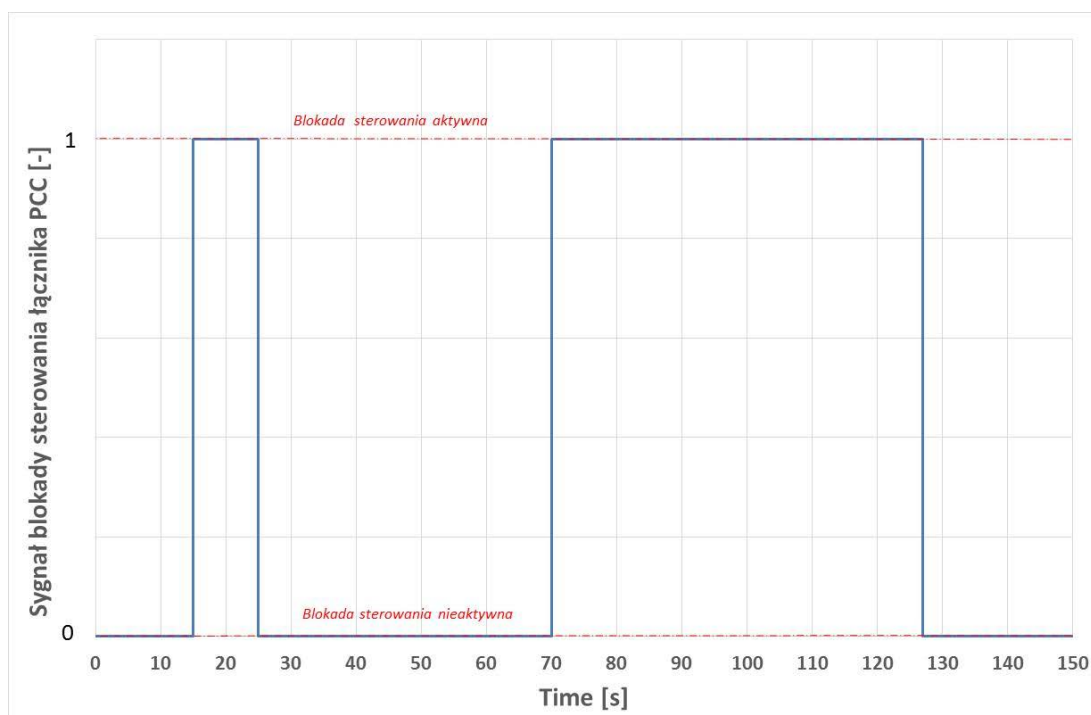
napiecia zasilajacego mieściły się w dopuszczalnym przedziale zmian (rysunek 6.25). W trakcie pracy wyspowej zasobnik energii pełnił funkcje referencyjnego źródła napiecia i utrzymywał bilans mocy i energii w mikrosystemie zgodnie z rysunkami 6.22, 6.23 oraz 6.26. W 127 s symulacji blokada sterowania łącznika PCC została wyłączone (rysunek 6.24) i po uprzednim sprawdzeniu wartosci napiecia po stronie sieci zasilajacej centralny regulator zainicjował proces resynchronizacji (rysunek 6.30), po zakończeniu którego mikrosystem został przyłączony do sieci zasilajacej.



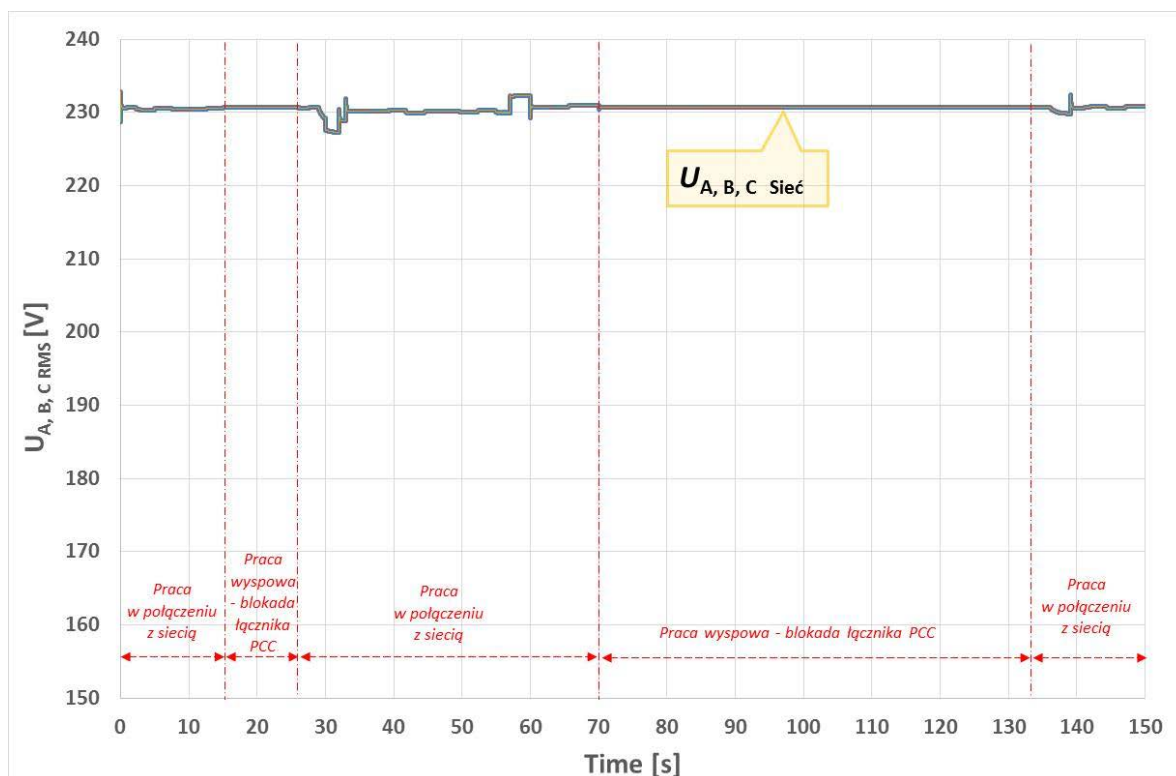
Rys. 6.22. Przebiegi mocy czynnych w MSE – przypadek 4
Źródło: opracowanie własne.



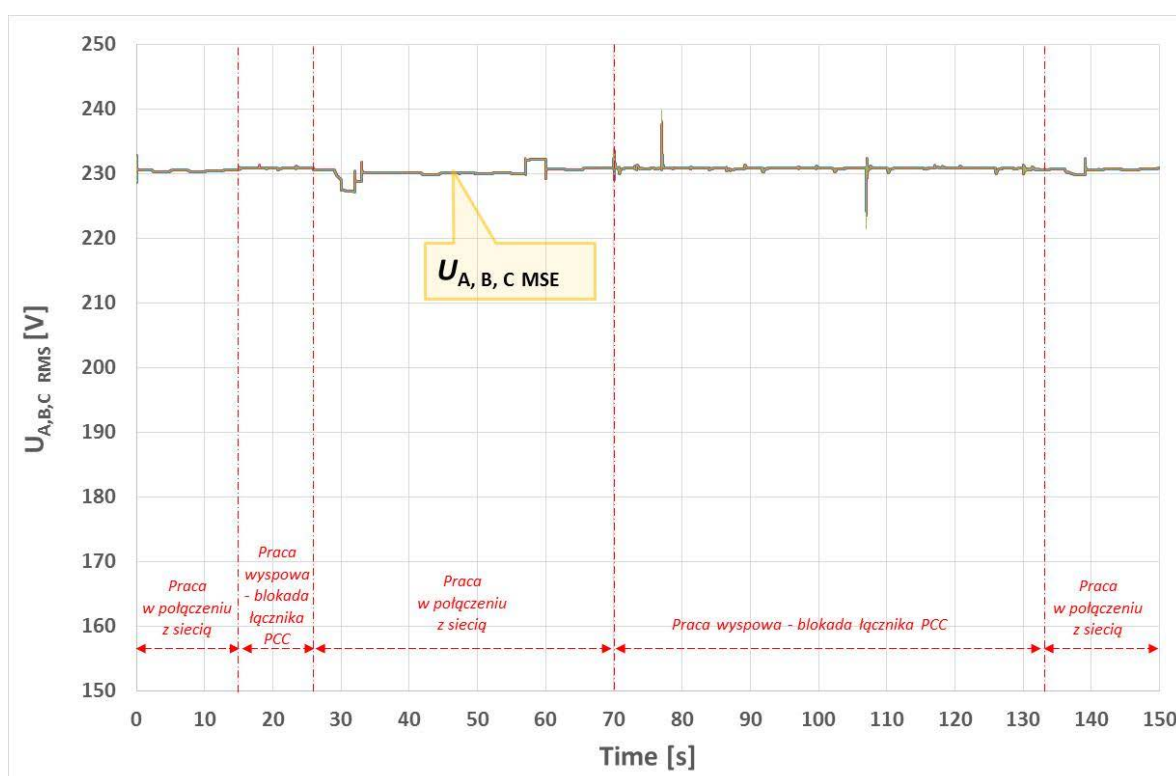
Rys. 6.23. Przebiegi mocy biernych w MSE – przypadek 4
Źródło: opracowanie własne.



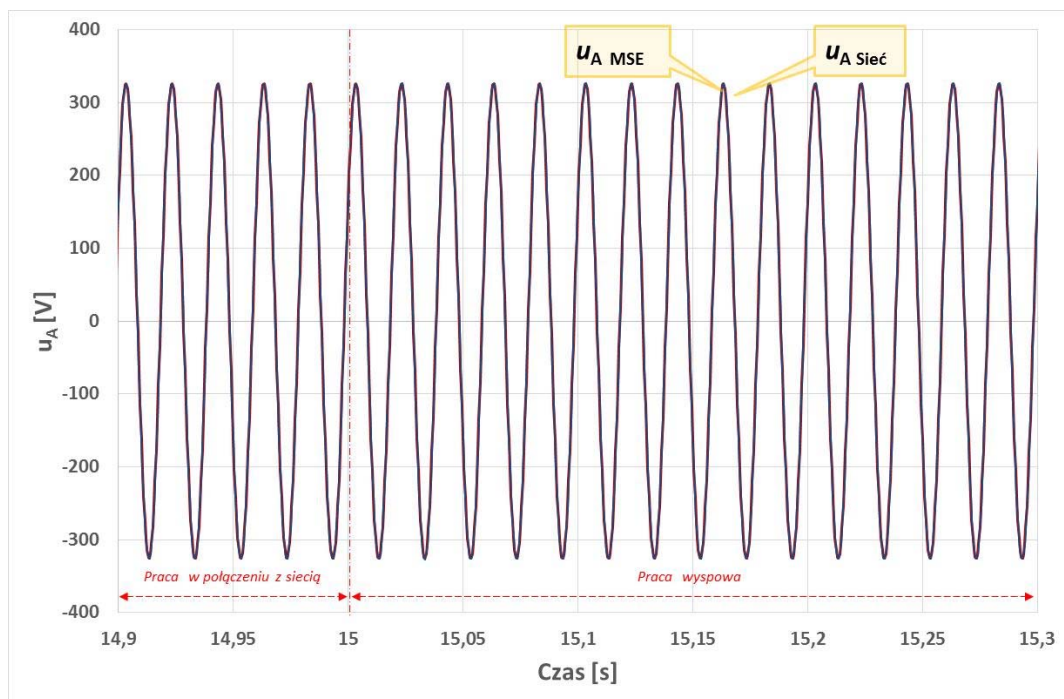
Rys. 6.24. Sygnał blokady sterowania łącznikiem w punkcie PCC – przypadek 4
Źródło: opracowanie własne.



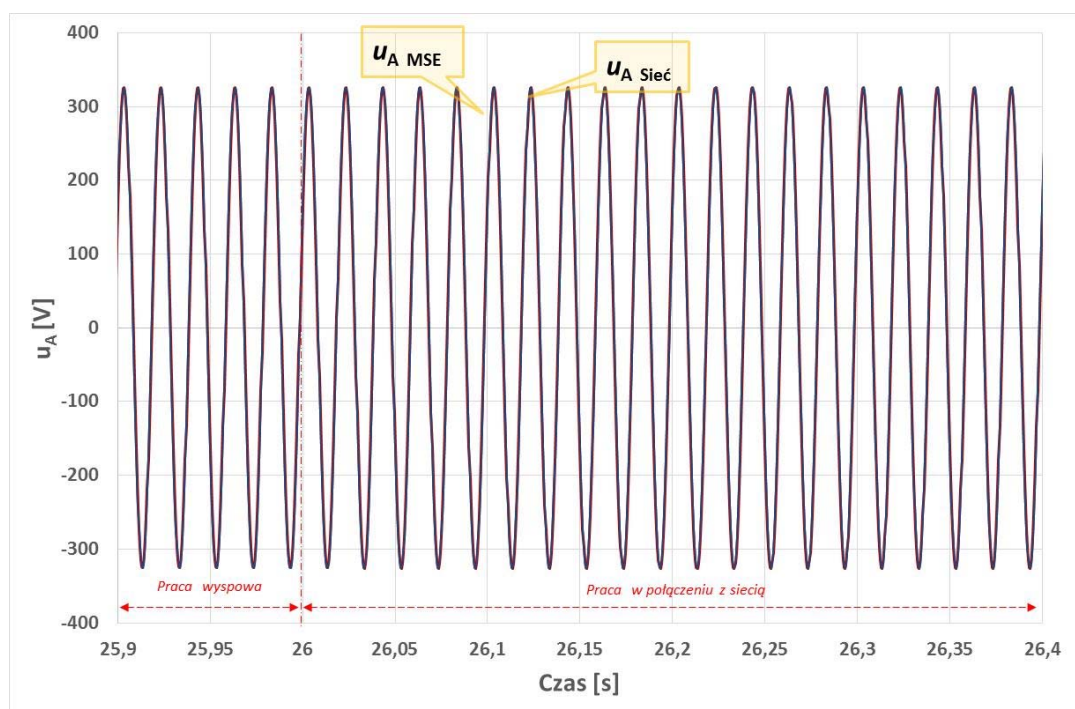
Rys. 6.25. Przebiegi zmian wartości skutecznych napięć w fazie A, B, C w sieci zasilającej – przypadek 4
Źródło: opracowanie własne.



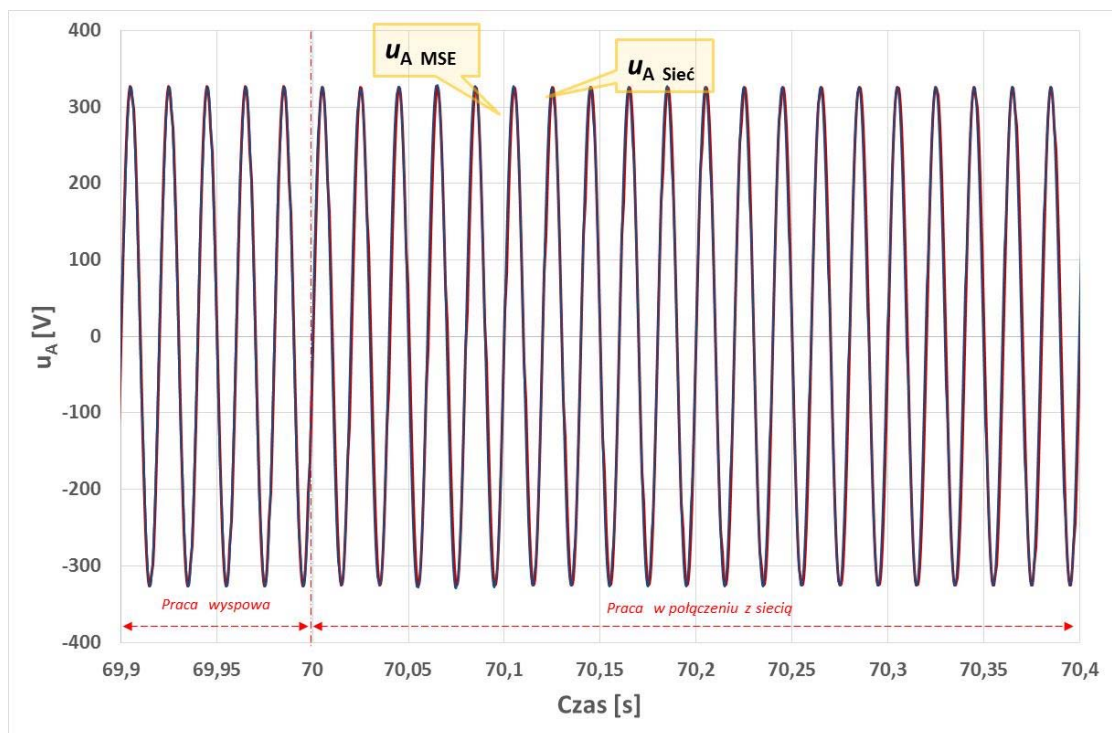
Rys. 6.26. Przebiegi zmian wartości skutecznych napięć w fazie A, B, C w MSE – przypadek 4
Źródło: opracowanie własne.



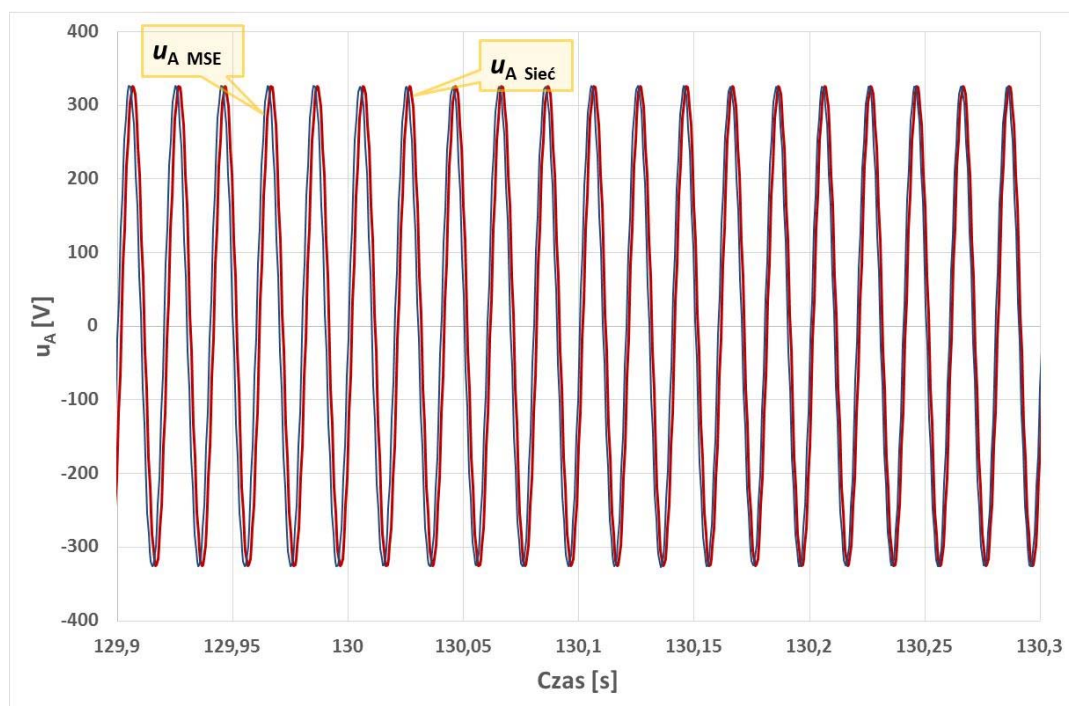
Rys. 6.27. Przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A w punkcie PCC po stronie MSE i sieci zasilającej w chwili przejścia MSE do pracy wyspowej w 15 s – przypadek 4
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 6.28. Przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A w punkcie PCC po stronie MSE i sieci zasilającej w chwili przejścia MSE do pracy w połączeniu z siecią zasilającą w 26 s – przypadek 4
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 6.29. Przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A w punkcie PCC po stronie MSE i sieci zasilającej w chwili przejścia MSE do pracy wyspowej w 70 s – przypadek 4
Źródło: opracowanie własne.



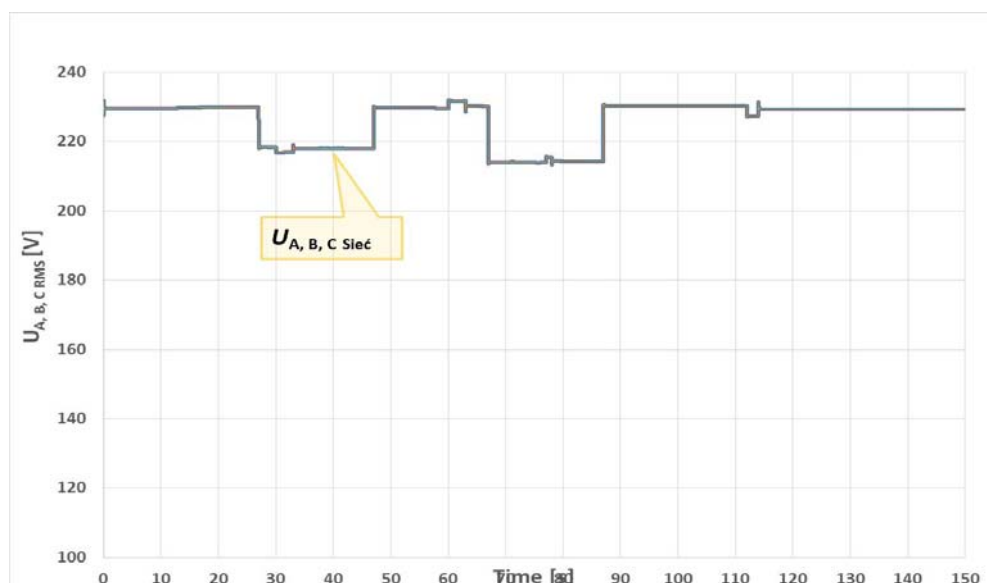
Rys. 6.30. Przebieg wartości chwilowej napięcia w fazie A w punkcie PCC po stronie MSE i sieci zasilającej w trakcie resynchronizacji w 132 s – przypadek 4
Źródło: opracowanie własne.

6.3.5 Przypadek 5 – krótkotrwałe zmiany napięcia w punkcie PCC mieszczące się w dopuszczalnym przedziale

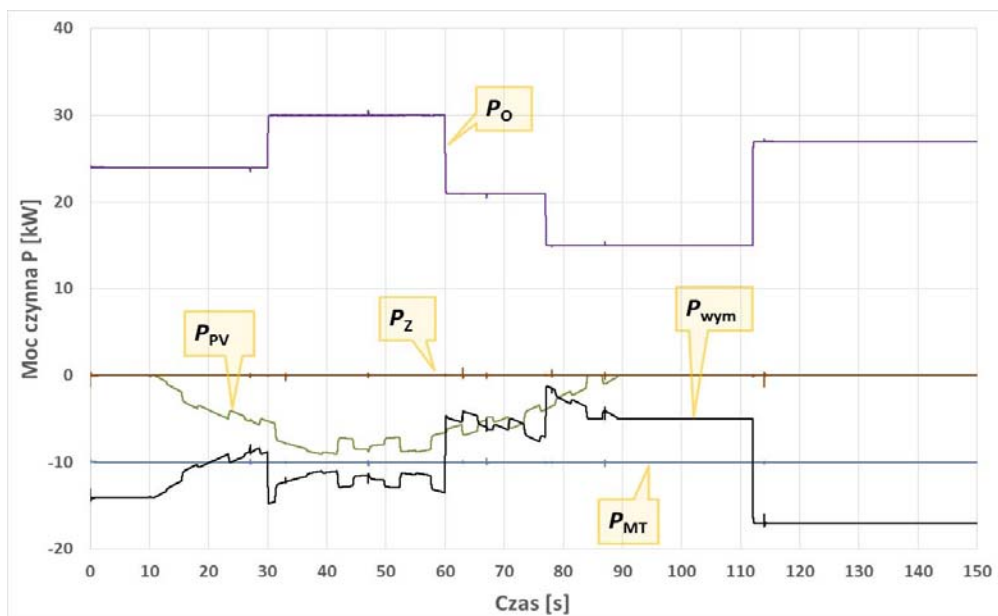
W piątym przypadku zilustrowano działanie proponowanej strategii sterowania w sytuacji zmian wartości skutecznej napięcia zasilającego mieszczących się w dopuszczalnym przedziale, wynikającym z przyjętej charakterystyki IC (rysunek 5.2). Założono zmiany napięcia trwające po 20 sekund symulacji, o wartościach kolejno $0,95 U_N$ i $0,92 U_N$. W analizowanym przypadku mikrosystem pozostaje cały czas w trybie pracy w połączeniu z siecią nadrzędna.

Na początku symulacji wartość skuteczna napięcia w sieci zasilającej utrzymywała się w okolicy wartości znamionowej (rysunek 6.31). Przebiegi mocy czynnej i biernej urządzeń zainstalowanych w mikrosystemie przedstawiono odpowiednio na rysunkach 6.32 oraz 6.33.

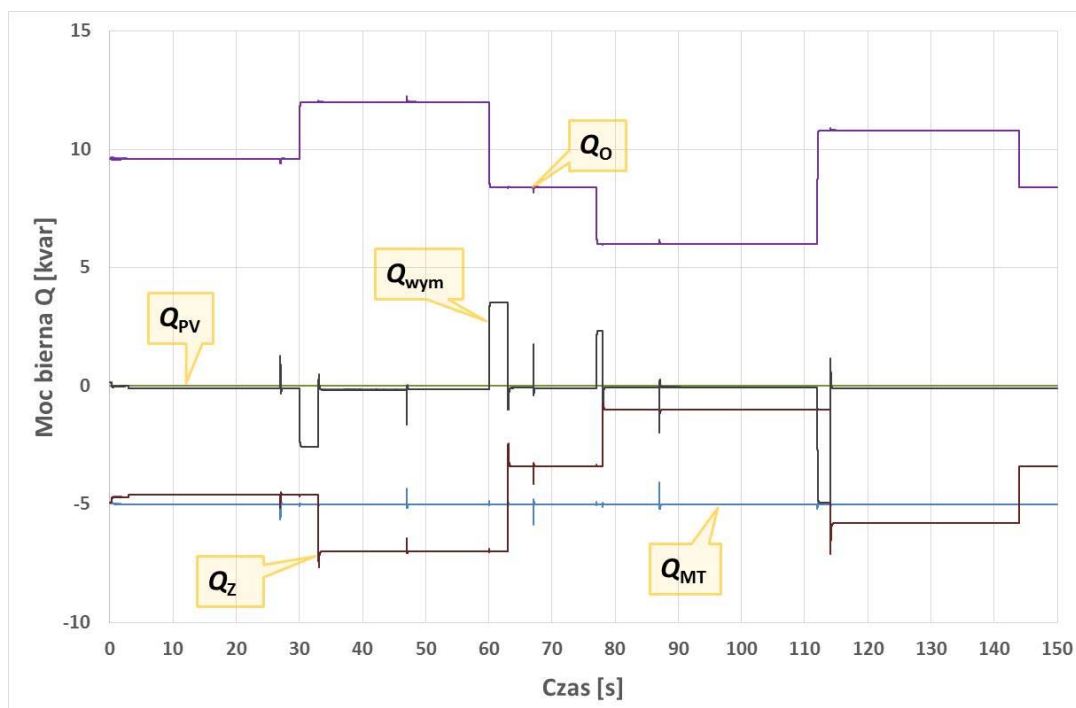
W 28 s symulacji wartość skuteczna napięcia zasilającego we wszystkich fazach obniżyła się do $0,95 U_N$, tj. 218 V (rysunki 6.31 i 6.34). Ponieważ taka wartość napięcia fazowego mieści się w obszarze dopuszczalnych zmian dla rozpatrywanego mikrosystemu i nie zagraża normalnej pracy urządzeń, układ kontynuował pracę w połączeniu z siecią zasilającą. Po 20 s symulacji napięcie powróciło do znamionowej wartości. Jak widać na rysunkach 6.31 oraz 6.34, w 67 s wystąpiło drugie, głębsze obniżenie wartości skutecznej napięcia zasilającego, tym razem do wartości $0,92 U_N$, tj. do 212 V. Również i w tej sytuacji wartość skuteczna napięć fazowych nie przekroczyła dopuszczalnego przedziału zmian i mikrosystem mógł kontynuować swoją pracę w trybie połączenia z siecią zasilającą, bez konieczności przejścia do pracy wyspowej. W 87 s symulacji wartość skuteczna napięcia ponownie powróciła do znamionowej wartości.



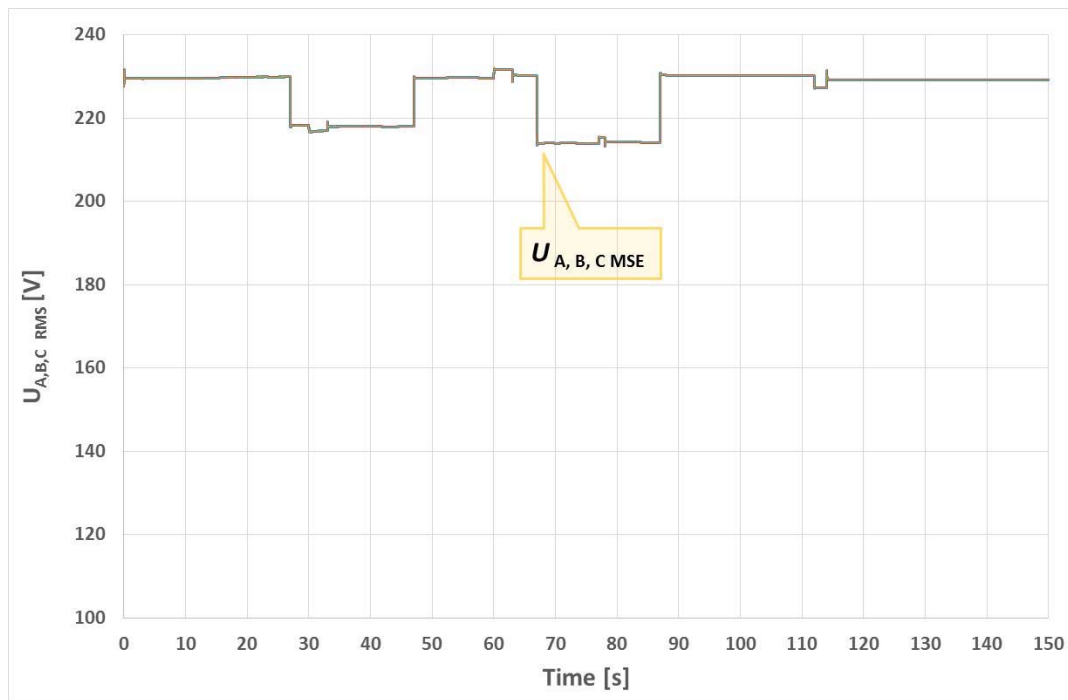
Rys. 6.31. Przebiegi zmian wartości skutecznych napięć w fazie A, B, C w sieci zasilającej – przypadek 5
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 6.32. Przebiegi mocy czynnych w MSE – przypadek 5
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 6.33. Przebiegi mocy biernych w MSE – przypadek 5
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 6.34. Przebiegi zmian wartości skutecznych napięć w fazie A, B, C w MSE – przypadek 5
Źródło: opracowanie własne.

W niniejszym rozdziale zaprezentowane zostały wyniki badań symulacyjnych, które przeprowadzono na zaprezentowanym i omówionym w rozdziale piątym modelu mikrosystemu elektroenergetycznego niskiego napięcia, utworzonym w środowisku PSCAD/EMTDC. Celem badań była ocena zaproponowanej strategii sterowania oraz opracowanych algorytmów regulacyjnych pod kątem ich prawidłowości i późniejszej implementacji w rzeczywistym mikrosystemie. Badania symulacyjne wykonano dla podstawowego trybu pracy mikrosystemu, tj. pracy w połączeniu z siecią zasilającą oraz pracy w trybie wyspowym. Dla obu wariantów pracy układu zdefiniowano szereg różnych przypadków symulacyjnych.

Najważniejsze wnioski płynące z przeprowadzonych testów symulacyjnych zaprezentowano poniżej:

- Zastosowanie zaproponowanego algorytmu kontroli mocy wymiany do sterowania pracą zasobnika energii pozwoliło na ograniczenie wartości mocy przesyłanej/pobieranej z/do sieci zasilającej i utrzymanie jej wartości w założonym przedziale zmian, bez nadmiernego naładowania/rozładowania zasobnika.
- Działanie opracowanych algorytmów regulacyjnych w celu kontroli SOC zasobnika i mocy wymiany jest odwracalne, tzn. po powrocie wartości SOC zasobnika i wartości mocy wymiany do przedziałów dopuszczalnych zmian mikroturbina gazowa oraz zasobnik energii powracają do realizacji poprzednich zadań.

- Mechanizm kontroli stanu naładowania zasobnika zapewnia utrzymanie wymaganej rezerwy energii zasobnika, niezbędnej do realizacji przejścia mikrosystemu do trybu pracy wyspowej.
- Detekcja warunków pracy wyspowej mikrosystemu w oparciu o wyznaczoną charakterystykę odporności IC zabezpiecza urządzenia zainstalowane w układzie przed negatywnymi skutkami powstałego w sieci zasilającej zaburzenia. Zmiany wartości skutecznej napięcia zasilającego, mieszczące się w dopuszczalnym przedziale, wynikającym z przyjętej charakterystyki odporności, nie powodują przejścia na pracę wyspową.
- Zastosowanie zmiennej struktury sterowania zasobnikiem energii oraz opracowanego układu sterowania zapewnia elastyczną pracę mikrosystemu elektroenergetycznego w trybie pracy w połączeniu z siecią zasilającą oraz w trybie wyspowym, bez konieczności instalacji źródeł rezerwowych oraz przy spełnieniu założenia, iż sposób sterowania źródła fotowoltaicznego i mikroturbiny nie podlega zmianie.
- Opracowana strategia sterowania zabezpiecza mikrosystem przed przyłączeniem do sieci zasilającej w sytuacji, gdy przyczyną zmiany trybu pracy mikrosystemu było intencjonalne otwarcie łącznika w punkcie PCC. Dla takiego przypadku praca wyspowa utrzymywana jest do chwili usunięcia blokady sterowania łącznika PCC.
- Przygotowany model symulacyjny rozpatrywanego mikrosystemu stanowi odpowiednie narzędzie do analizy i oceny funkcjonowania układu w różnych trybach pracy, z zastosowaniem proponowanego systemu sterowania.

Uzyskane wyniki badań pozwalają stwierdzić, że opracowany system sterowania mikrosystemem zapewnia realizację założonych celów. Wykonane badania symulacyjne stanowiły pierwszy etap na drodze weryfikacji proponowanej strategii sterowania. Na ich podstawie można przypuszczać, iż jest ona słuszna dla rozpatrywanej klasy układów i może zostać zaimplementowana w rzeczywistym mikrosystemie z komercyjnie dostępnymi urządzeniami.

7. Badania w rzeczywistym mikrosystemie elektroenergetycznym przy wykorzystaniu symulatora czasu rzeczywistego

7.1 Opis badanego układu

Wyniki badań symulacyjnych wykonanych na modelu mikrosystemu z rysunku 5.3, zaprezentowane w rozdziale 6 wskazują, iż proponowana strategia sterowania spełnia założone cele. Jednakże w przekonaniu autora, zakończenie procesu walidacji na tym etapie i sformułowanie wniosków końcowych tylko w oparciu o wyniki badań symulacyjnych mogłyby być daleko idącym uproszczeniem i budzić pewne wątpliwości, chociażby ze względu na uproszczenia modelu, których nie sposób uniknąć przy tak złożonych układach symulacyjnych. Wykonanie w kolejnym kroku badań eksperymentalnych na rzeczywistym układzie, z komercyjnie dostępnymi urządzeniami jest metodologicznie uzasadnione i stwarza możliwość praktycznej weryfikacji wcześniejszych wyników.

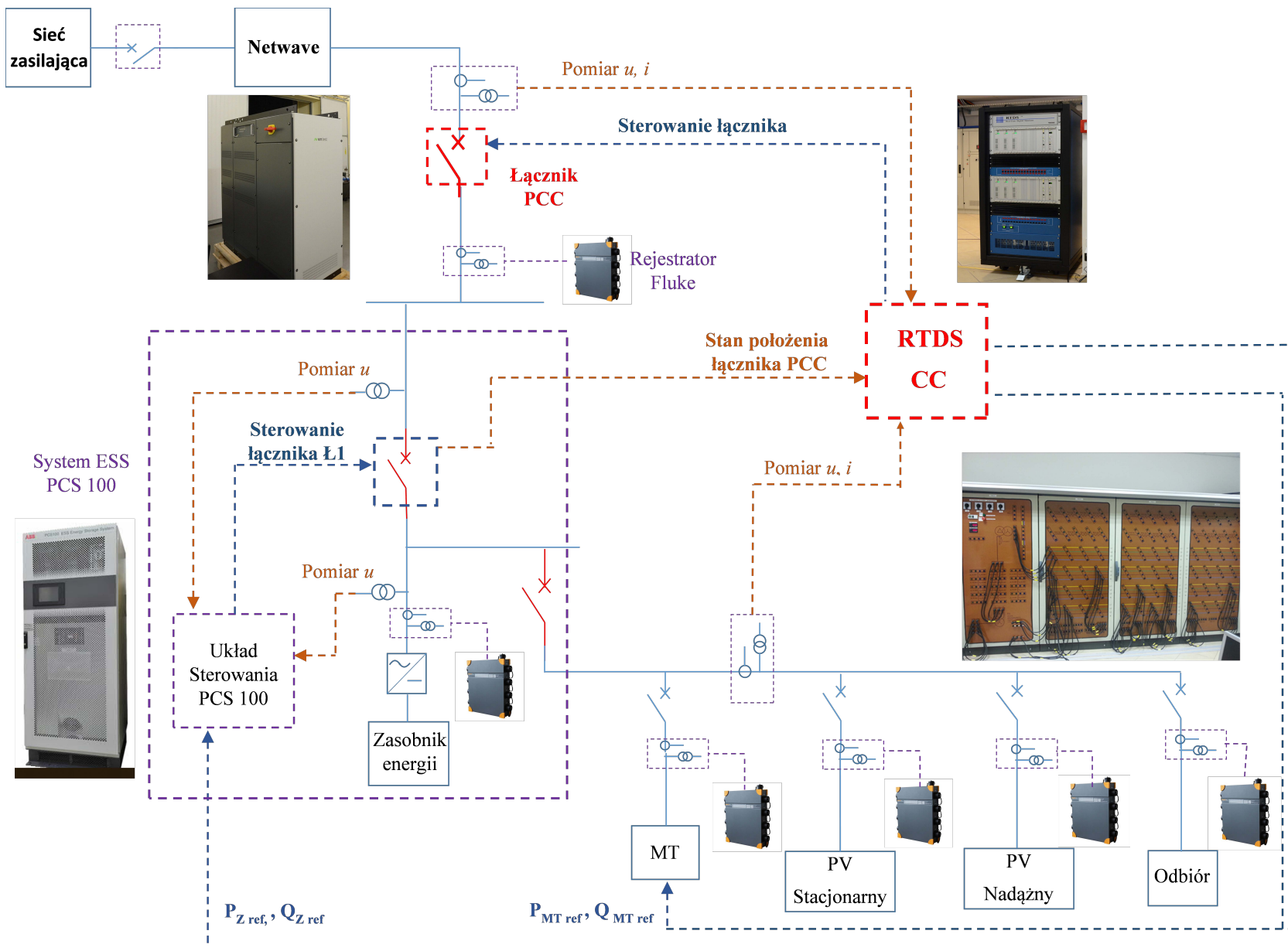
W związku z powyższym, w celu dopełnienia i uzyskania kompletności badań weryfikacyjnych, w dalszej części monografii przeprowadzono badania eksperymentalne w rzeczywistym mikrosystemie elektroenergetycznym, utworzonym w Laboratorium Generacji Rozproszonej (LGR) Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej. Należy podkreślić, że w badaniach wykorzystano cyfrowy symulator czasu rzeczywistego (ang. *Real Time Digital Simulator* – RTDS).

Mikrosystem utworzono z wykorzystaniem dostępnych urządzeń znajdujących się w Laboratorium Generacji Rozproszonej. W jego skład wchodzi:

- mikroturbina gazowa pracująca w skojarzeniu o znamionowej mocy elektrycznej 30 kW;
- dwa systemy paneli fotowoltaicznych, tj. system stacjonarny i nadążny o sumarycznej mocy szczytowej 15 kWp;
- odbiornik energii o mocy maksymalnej 30 kW;
- elektrochemiczny zasobnik energii o mocy znamionowej 50 kW i pojemności 50 kWh, wraz z przekształtnikiem przyłączeniowym o mocy 45 kVA;
- cyfrowy symulator czasu rzeczywistego RTDS;
- generator Netwave, będący wzmacniaczem sygnałów napięciowych AC o mocy 60 kVA.

Schemat mikrosystemu przedstawiono na rysunku 7.1. Utworzony mikrosystem pod względem parametrów technicznych wykorzystanych urządzeń w pewnym stopniu różni się od zamodelowanego w środowisku PSCAD/EMTDC (rysunek 5.3). Należy jednak podkreślić,

że mieści się on w klasie układów, dla których dedykowana jest proponowana strategia sterowania. Zawiera wszystkie urządzenia niezbędne z punktu widzenia realizacji opracowanej strategii, tj. sterowalne źródło energii – mikroturbina gazowa oraz elektrochemiczny zasobnik energii z przekształtnikiem.



Rys. 7.1. MSE utworzony w Laboratorium Generacji Rozproszonej do celu weryfikacji proponowanej strategii sterowania
Źródło: opracowanie własne.

Skonfigurowany mikrosystem przyłączony jest do sieci zewnętrznej przez wzmacniacz napięcia Netwave, który pozwala na bardzo dokładną i niezależną regulację wartości skutecznej napięcia na jego wyjściu w poszczególnych fazach, w zakresie 0–360 V (AC). Taka konfiguracja układu umożliwiła uzyskanie różnych zmian wartości skutecznej napięcia zasilającego, występujących w stanie normalnej pracy sieci zasilającej oraz podczas zakłóceń w sieci.

Odbiory oraz źródła energii zostały przyłączone do wydzielonego obwodu przekształtnika zasobnika energii. Do badań wykorzystano energoelektroniczny przekształtnik przyłączeniowy PCS 100 ESS firmy ABB, który przeznaczony jest do współpracy z zasobnikami energii elektrycznej. Przekształtnik został specjalnie zaprojektowany i zbudowany na potrzeby badań naukowych prowadzonych w Laboratorium Generacji Rozproszonej. Wewnętrzny układ sterowania przekształtnika umożliwia:

- pracę zasobnika w połączeniu z siecią zasilającą,
- pracę wyspą wydzielonego obwodu zasobnika, po otwarciu łącznika Ł1,
- przeprowadzenie procesu resynchronizacji i ponowne przyłączenie zasobnika do sieci zasilającej, po zamknięciu łącznika Ł1.

Zgodnie z dokumentacją techniczną [109] układ PCS 100 ESS w trybie pracy w połączeniu z siecią jest sterowany według strategii $P-Q$ i może zostać wykorzystany do pełnienia różnych funkcji oferowanych przez urządzenie w tym trybie pracy. Zaimplementowany w układzie sterowania przekształtnika mechanizm kontroli SOC zabezpiecza zasobnik przed nadmiernym rozładowaniem/naładowaniem w trakcie pracy w połączeniu z siecią zasilającą. W trakcie pracy wyspowej PCS 100 ESS działa jak standardowy UPS, podtrzymując zasilanie tylko do momentu całkowitego rozładowania zasobnika.

Zgodnie z dokumentacją techniczną wszystkie urządzenia chronione są przez znajdujące się w torach głównych wyłączniki mocy wyposażone w bloki różnicowe, a także oddzielnie działające, wewnętrzne algorytmy zabezpieczeniowe w układach sterowania [110], [111]. W MSE zainstalowano również 6 rejestratorów jakości energii elektrycznej Fluke 1760, których zadaniem jest rejestracja pracy urządzeń w MSE oraz sieci zasilającej. Szczegółowy opis parametrów poszczególnych urządzeń oraz zabezpieczeń przedstawiono w załączniku A.

Implementacja opracowanego systemu sterowania w utworzonym w laboratorium mikrosystemie polegała na odwzorowaniu centralnego regulatora sterującego pracą urządzeń, tj. mikroturbiny, zasobnika oraz łącznika w punkcie PCC w obu trybach pracy. Do tego celu wykorzystano cyfrowy symulator czasu rzeczywistego RTDS.

RTDS firmy RTDS Technologies Inc. umożliwia wykonywanie badań w dziedzinie czasu rzeczywistego. Oznacza to, że pozwala on m.in. określić, jaka będzie reakcja modelowanego obiektu dokładnie w tym samym czasie, co występujące wymuszenie. Jest to możliwe dzięki ogromnej mocy obliczeniowej urządzenia, wynikającej z zastosowania wielu procesorów o odpowiednio dużym taktowaniu [112].

W tym miejscu należy podkreślić, że w celu wykonania badań eksperymentalnych w analizowanym mikrosystemie utworzonym w LGR struktura centralnego regulatora zaprezentowanego w rozdziale 5 została zmodyfikowana. Powodem tego był brak możliwości ingerencji w wewnętrzne algorytmy sterowania poszczególnych urządzeń. Poniżej przedstawiono dokonane modyfikacje:

- zmiana trybu pracy przekształtnika zasobnika energii realizowana jest niezależnie od centralnego regulatora, przez wewnętrzny układ kontroli PCS 100 ESS, w oparciu o pomiar napięcia sprzed łącznika Ł1;
- proces resynchronizacji dokonywany jest automatycznie, niezależnie od CR, przez wewnętrzny układ kontroli PCS 100 ESS, po wykryciu powrotu napięcia zasilającego;
- centralny regulator dokonuje zmiany strategii sterowania MSE w oparciu o sygnał stanu łącznika Ł1.

Pozostałe mechanizmy oraz funkcjonalności CR, tj. kontrola mocy wymiany z siecią zasilającą, kontrola SOC zasobnika, detekcja warunków do pracy wyspowej i algorytm pracy wyspowej MSE realizowane były zgodnie z założeniami opisanymi w poprzednich rozdziałach. Należy zauważyć, że pierwotnie zaimplementowany w układzie sterowania PCS 100 ESS mechanizm kontroli SOC na czas testów został wyłączony.

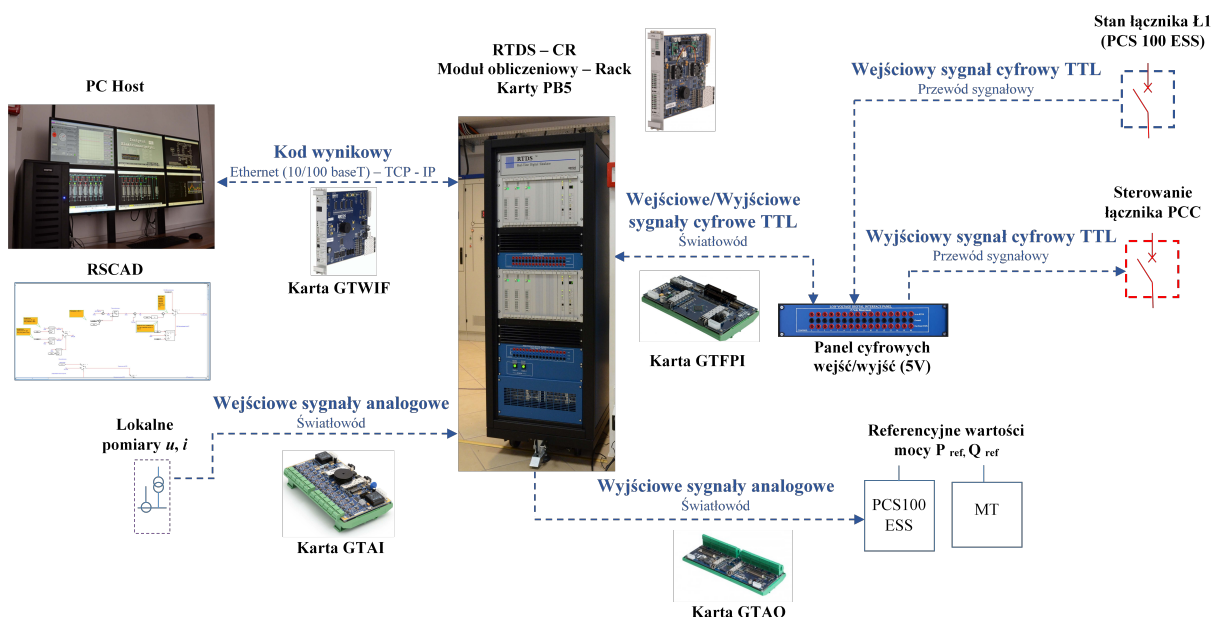
7.2 Odzworowanie centralnego regulatora za pomocą symulatora czasu rzeczywistego RTDS

W symulatorze RTDS odzworowano centralny regulator systemu sterowania, przy użyciu oprogramowania RSCAD. Ponieważ sygnały sterujące wyznaczone przez RTDS powstają w czasie rzeczywistym, odzworowany w RTDS model matematyczny układu sterowania z punktu widzenia całego MSE widziany jest jako rzeczywiste urządzenie.

Badania eksperymentalne, w których testuje się działanie opracowanych algorytmów sterowania na rzeczywistym układzie zawierającym fizyczne urządzenia określone są mianem badań typu SIL (*ang. Software in the Loop*) [113]. Zaletą tego rodzaju testów jest możliwość weryfikacji skuteczności implementowanych algorytmów na fizycznym układzie, zanim zostaną one ostatecznie wdrożone. Ponadto badania eksperymentalne dają bardziej wiarygodne wyniki w porównaniu do tradycyjnych komputerowych badań symulacyjnych off-line (*ang. Non-real time simulation*). Na rysunku 7.2 przedstawiono szczegółowo strukturę układu

wykorzystanego do badań typu SIL z prezentacją sygnałów wejściowych i wyjściowych do/z symulatora RTDS.

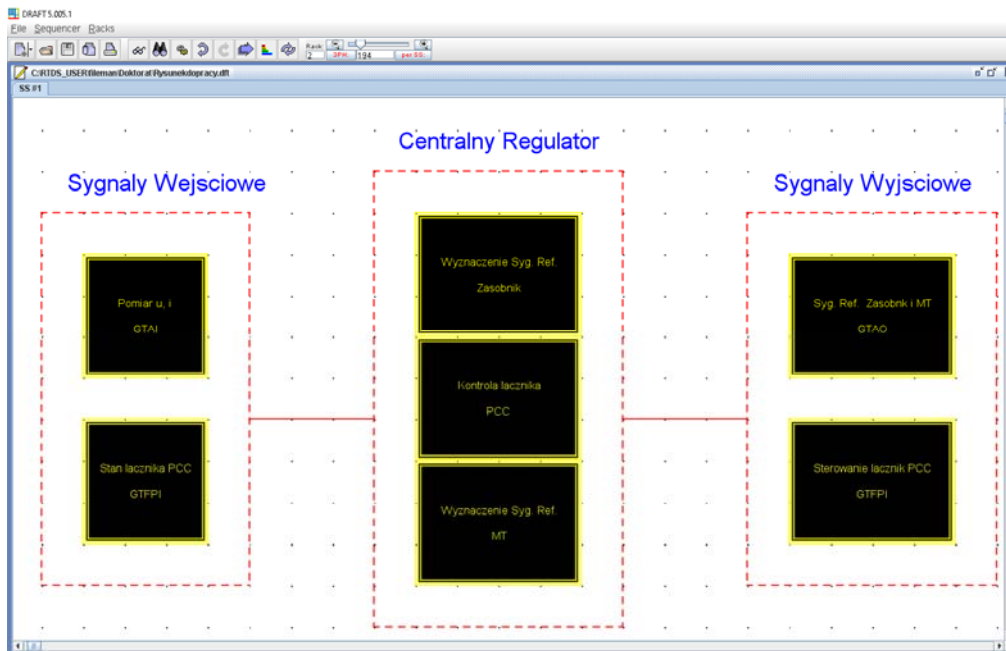
Software in the loop



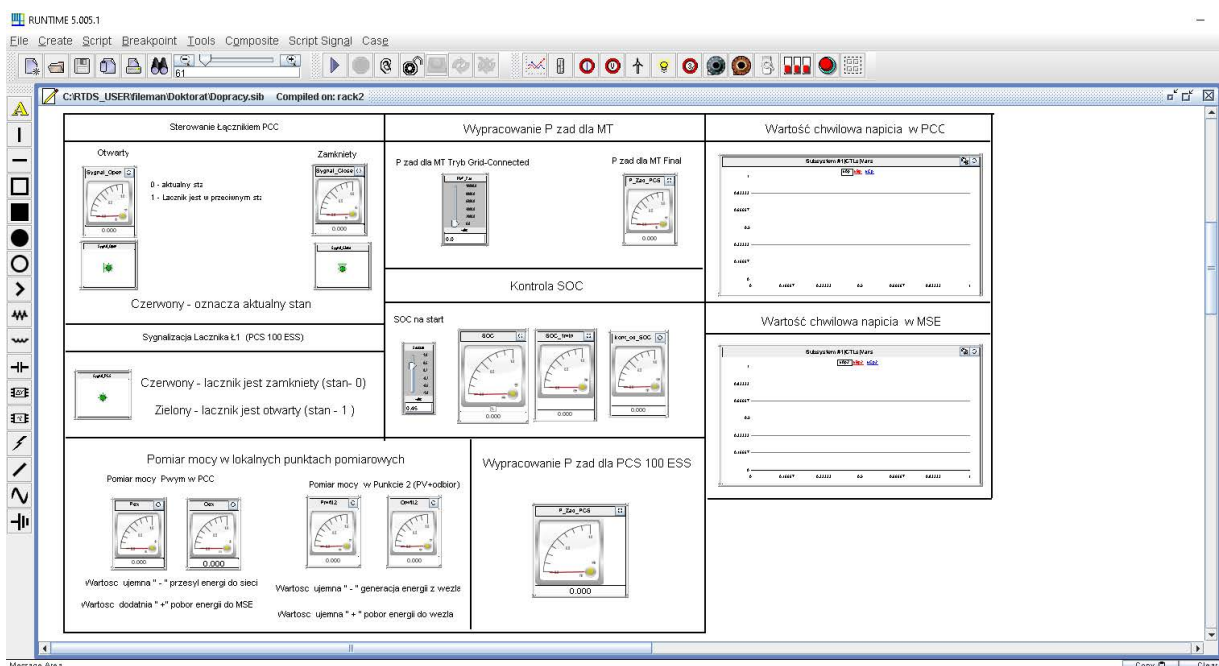
Rys. 7.2. Szczegółowa struktura układu do badań typu SIL z wykorzystaniem RTDS

Źródło: opracowanie własne.

Po utworzeniu modelu centralnego regulatora oraz jego kompilacji w programie RSCAD (rysunek 7.3) zainstalowanym na lokalnej stacji roboczej PC, generowany jest kod wynikowy, który za pośrednictwem karty nadawczo-odbiorczej GTWIF (ang. *Giga Transceiver Workstation InterFace*) przesyłany jest do modułu obliczeniowego RTDS – Rack. Karta GTWIF w trakcie trwania symulacji umożliwia dwukierunkową wymianę danych, dotyczących np. aktualizacji wskazań mierników czy zdarzeń zainicjowanych przez użytkownika w podprogramie RUNTIME pomiędzy stacją roboczą PC a symulatorem RTDS (rys. 7.4). Obliczenia wykonywane są standardowo z krokiem obliczeniowym 50 μ s w module Rack, gdzie zainstalowane są karty procesorowe PB5. W jednym module Rack (RTDS w LGR zawiera 2 moduły Rack) zainstalowane są 3 karty procesorowe, z których każda posiada po dwa procesory Freescale Power PC MPC7448 o częstotliwości taktowania 1,7 GHz każdy. Ponadto karta procesorowa zawiera 8 portów optycznych GT, które umożliwiają przyłączenie do nich pozostałych kart cyfrowych oraz analogowych wejść i wyjść o wysokiej rozdzielczości próbkowania lub też do bezpośredniej komunikacji pomiędzy innymi kartami PB5.



Rys. 7.3. Schemat blokowy CR wraz z układami przetwarzania sygnałów wejścia/wyjścia opracowany w podprogramie DRAFT w środowisku RSCAD
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 7.4. Podgląd stanu pracy MSE w podprogramie RUNTIME w środowisku RSCAD
Źródło: opracowanie własne.

Pomiar prądów oraz napięć w lokalnych punktach pomiarowych dokonywany jest przy użyciu transduktorów firmy LEM. Sygnały odpowiadające prądom i napięciom doprowadzane są do RTDS za pośrednictwem wejściowej analogowej karty GTAI (ang. *Giga Transceiver Analog Input*). Karta GTAI wyposażona jest w 16-bitowe przetworniki A/D próbkujące wejściowe sygnały analogowe w interwałach co 6 μ s. Przetworzone sygnały są następnie przesyłane za pośrednictwem łączy światłowodowych do kart procesorowych.

Referencyjne sygnały mocy dla MT i zasobnika energii są wypracowywane przez wyjściową analogową kartę GTA0 (ang. *Gigabit Transceiver Analou Output*) na podstawie danych przesyłanych łączem światłowodowym z karty procesorowej PB5. Karta GTA0 wyposażona jest w 16-bitowe przetworniki D/A, mogące próbkować sygnał wyjściowy nawet w interwałach co 1 μ s. Wyjściowe sygnały analogowe przesyłane są następnie przewodem sygnałowym do poszczególnych sterowników urządzeń.

Sygnał stanu łącznika Ł1 dostarczany jest przewodem sygnałowym z przekaźnika do umiejscowionego na płycie czołowej RTDS niskonapięciowego (5V) panelu cyfrowych wejść/wyjść (ang. *Low Voltage Digital Input/Output Interface Panel*), który połączony jest kablem taśmowym z kartą cyfrowych wejść/wyjść GTFPI (ang. *Gigabit Transceiver Front Panel Interface*). Karta GTFPI wytwarza sygnały napięciowe w technice TTL na podstawie sygnałów cyfrowych przesyłanych łączem światłowodowym z/do karty procesorowej PB5. W oparciu o dane pozyskane z karty procesorowej, karta GTFPI wypracowuje również sygnał sterujący łącznikiem w punkcie PCC, który to za pośrednictwem panelu niskonapięciowego przesyłany jest przewodem sygnałowym do przekaźnika sterującego pracą łącznika.

7.3 Program badań

Przeprowadzone badania eksperymentalne posłużyły do oceny działania proponowanej strategii oraz funkcjonowania opracowanych mechanizmów kontroli mocy wymiany z siecią zasilającą i kontroli SOC zasobnika w rzeczywistym układzie zawierającym rozproszone źródła energii oraz elektrochemiczny zasobnik energii.

Testy eksperymentalne w rzeczywistym mikrosystemie elektroenergetycznym niskiego napięcia w Laboratorium Generacji Rozproszonej PŁ zostały wykonane z uwzględnieniem wariantów pracy mikrosystemu zaprezentowanych w rozdziale 6. Dzięki temu możliwe było zestawienie oraz porównanie rezultatów otrzymanych z dwóch etapów badań i na ich podstawie wyciągnięcie wniosków końcowych pracy.

W niniejszym rozdziale zaprezentowane zostaną wyniki badań dla następujących wariantów pracy analizowanego mikrosystemu:

- Praca w połączeniu z siecią zasilającą i działanie mechanizmu kontroli mocy wymiany oraz SOC zasobnika,
- Przejście mikrosystemu z trybu pracy w połączeniu z nadrzędna siecią zasilającą do pracy wyspowej, przeprowadzenie procesu resynchronizacji i powrót do pracy w połączeniu z siecią nadrzędna.

Przed przystąpieniem do wykonania końcowych badań eksperymentalnych konieczne było w pierwszej kolejności wyznaczenie rzeczywistej charakterystyki odporności poszczególnych urządzeń zainstalowanych w układzie, a w efekcie całego MSE, na zmiany

napięcia zasilającego. W oparciu o wyznaczoną charakterystykę odporności realizowana była detekcja warunków do pracy wyspowej analizowanego układu.

Ze względu na parametry techniczne oraz możliwości regulacyjne urządzeń znajdujących się w LGR Politechniki Łódzkiej w trakcie wykonywania badań eksperymentalnych dokonano modyfikacji założeń przyjętych i zaprezentowanych w rozdziale 5 i 6 prezentowanej monografii.

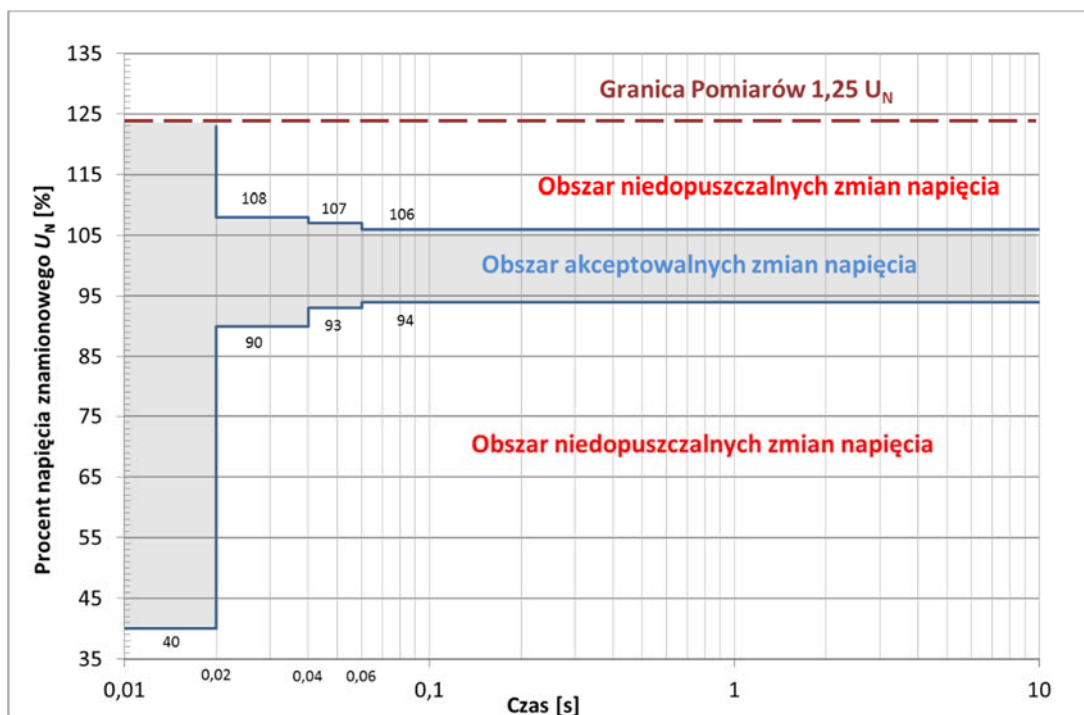
Różnice dotyczą następujących punktów:

- pominięto rozważania dotyczące mocy biernej w układzie, ze względu na pracę urządzeń ze współczynnikiem mocy bliskim jedności,
- założono, że dopuszczalna wartość mocy P_{wym} mieści się w przedziale $<-5, 5>$ kW, przy czym tak jak poprzednio wartość ujemna oznacza import energii z sieci zasilającej, a wartość dodatnia eksport energii z MSE,
- przyjęto, że maksymalna moc zasobnika wynosi 10 kW,
- przyjęto, że maksymalna moc MT równa jest 15 kW.

Zaprezentowane w niniejszym rozdziale wyniki badań zostały opracowane na podstawie danych pomiarowych zgromadzonych przez zainstalowane w układzie rejestratory Fluke 1760 po zsynchronizowaniu osi czasu zarejestrowanych na nich przebiegów.

7.4 Wyznaczenie charakterystyki odporności MSE

Zgodnie z informacjami podanymi w rozdziale 4 charakterystyka odporności mikrosystemu na zmiany napięcia zasilającego powinna być wyznaczona w oparciu o nastawy zainstalowanych zabezpieczeń oraz czułość poszczególnych urządzeń w MSE. W przypadku analizowanego układu zabezpieczenia znajdujące się w torach głównych urządzeń nie reagują na zmiany wartości skutecznej napięcia zasilającego, a odczytanie dokładnych ustawień zaszytych w wewnętrznych układach sterowania urządzeń nie było możliwe. W związku z powyższym charakterystyka odporności MSE została wyznaczona na podstawie eksperymentalnych badań czułości poszczególnych urządzeń, przy wykorzystaniu generatora Netwave. Za jego pomocą możliwe było uzyskanie zmian wartości skutecznej napięcia zasilającego w przedziale 0–360 V (wartość skuteczna napięcia fazowego), o wybranych czasach trwania. Poszczególne pomiary wykonywane były oddzielnie dla każdego urządzenia. Szczegółowy opis testów oraz otrzymanych wyników zaprezentowano w załączniku B. Wypadkową charakterystykę odporności analizowanego MSE zaprezentowano na rysunku 7.5.



Rys. 7.5. Charakterystyka odporności MSE na zmiany napięcia zasilającego
Źródło: opracowanie własne.

7.5 Praca mikrosystemu elektroenergetycznego w połączeniu z siecią zasilającą

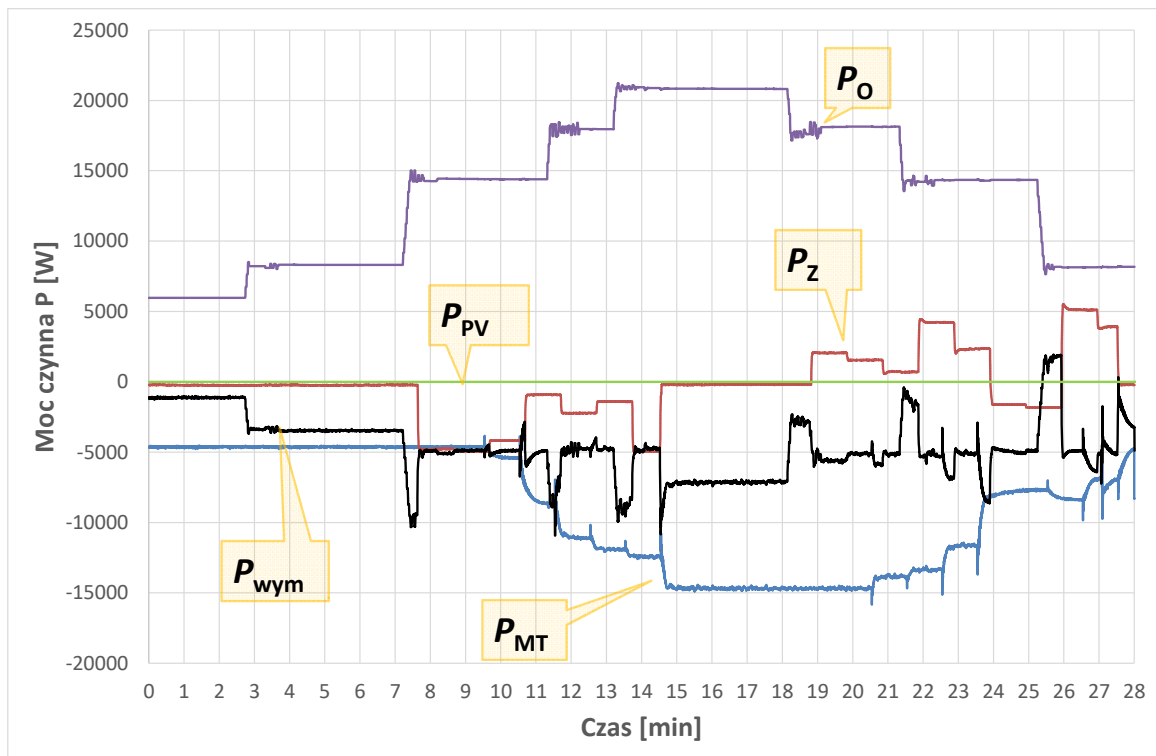
Omówione poniżej badania eksperymentalne dotyczą pracy mikrosystemu w trybie podstawowym, tj. w trybie pracy w połączenia z siecią zasilającą. Rezultaty obrazują działanie mechanizmu kontroli mocy wymiany P_{wym} oraz SOC zasobnika dla przypadku, w którym na skutek przekroczenia dopuszczalnej wartości mocy importowanej z sieci nadrzędnej do mikrosystemu centralny regulator aktywuje mechanizm kontroli mocy P_{wym} i zainstalowany w układzie zasobnik energii zaczyna uwalniać zmagazynowaną energię. W efekcie pracy zasobnika w trybie rozładowywania jego stan naładowania ulega obniżeniu i w celu ochrony zasobnika przed nadmiernym rozładowaniem centralny regulator aktywuje mechanizm kontroli SOC.

Na początku eksperymentu moce poszczególnych urządzeń w MSE wynosiły odpowiednio:

- $P_{MT} = 4,5 \text{ kW}$,
- $P_{PV} = 0 \text{ kW}$,
- $P_O = 5 \text{ kW}$.

Początkowo zasobnik energii pozostawał w trybie oczekiwania, ponieważ moc wymiany z siecią zasilającą P_{wym} mieściła się w dopuszczalnym przedziale zmian. Dopiero skokowa zmiana mocy odbioru w 7 min do 14,5 kW spowodowała przekroczenie dopuszczalnej wartości mocy importowanej z sieci i w konsekwencji uruchomienie mechanizmu kontroli mocy wymiany. Od tego momentu CR wyznaczał w przedziałach 1-minutowych nową referencyjną wartość mocy dla zasobnika energii, w celu ograniczenia mocy P_{wym} do 5 kW. Na skutek pracy w trybie rozładowywania, SOC zasobnika obniżył się poniżej dolnej dopuszczalnej granicy i w efekcie aktywowany został mechanizm kontroli SOC. Zgodnie z przyjętą charakterystyką regulacyjną (rysunek 4.5) moc mikroturbiny gazowej stopniowo zaczęła rosnąć, odciążając tym samym zasobnik. Jednakże po osiągnięciu mocy maksymalnej, tj. 15 kW, a tym samym wyczerpaniu możliwości regulacyjnych źródła CR ustawił jego moc na 0 kW. Działanie to miało na celu ochronę zasobnika przed nadmiernym rozładowaniem. Taki stan pracy zasobnika utrzymywał się aż do 18 minuty testu, kiedy to ograniczenie poboru energii z sieci zasilającej pozwoliło na ładowanie zasobnika mocą wynikającą z dostępnej rezerwy mocy wymiany (rysunek 7.6). Wzrost wartości stanu naładowania zasobnika spowodował stopniowe zmniejszanie generacji MT, a po powrocie jego wartości do wymaganego przedziału, zasobnik i mikroturbina również powróciły do stanu pracy sprzed wystąpienia zakłócenia.

Na rysunku 7.6 w przebiegu mocy czynnej odbioru energii P_O można zaobserwować pewne wahania mocy występujące zaraz po skokowej zmianie jej wartości. Związane jest to bezpośrednio z działaniem układu sterowania mocy odbioru znajdującego się w Laboratorium Generacji Rozproszonej i nie ma związku z opracowaną strategią sterowania oraz algorytmami regulacyjnymi.



Rys. 7.6. Wpływ mechanizmu kontroli P_{wym} i SOC zasobnika na pracę MT i zasobnika energii – przebiegi mocy czynnej

Źródło: opracowanie własne.

7.6 Elastyczna praca mikrosystemu w połączeniu z siecią zasilającą i w trybie wyspowym

Badania zamieszczone w tym punkcie obrazują realizację koncepcji elastycznej pracy rzeczywistego mikrosystemu elektroenergetycznego niskiego napięcia. Zaprezentowano pracę układu w połączeniu z siecią nadrzędną, proces przejścia do trybu wyspowego, kontynuację pracy mikrosystemu w tym trybie i ostatecznie powrót do pracy w połączeniu z siecią nadrzędną. Poniższe badania dotyczą pracy mikrosystemu w sytuacji nadmiernego obniżenia jakości energii elektrycznej w sieci zasilającej. Zaprezentowano dwa przypadki testów, różniące się głębokością zapadu napięcia w sieci zasilającej oraz mocami poszczególnych urządzeń:

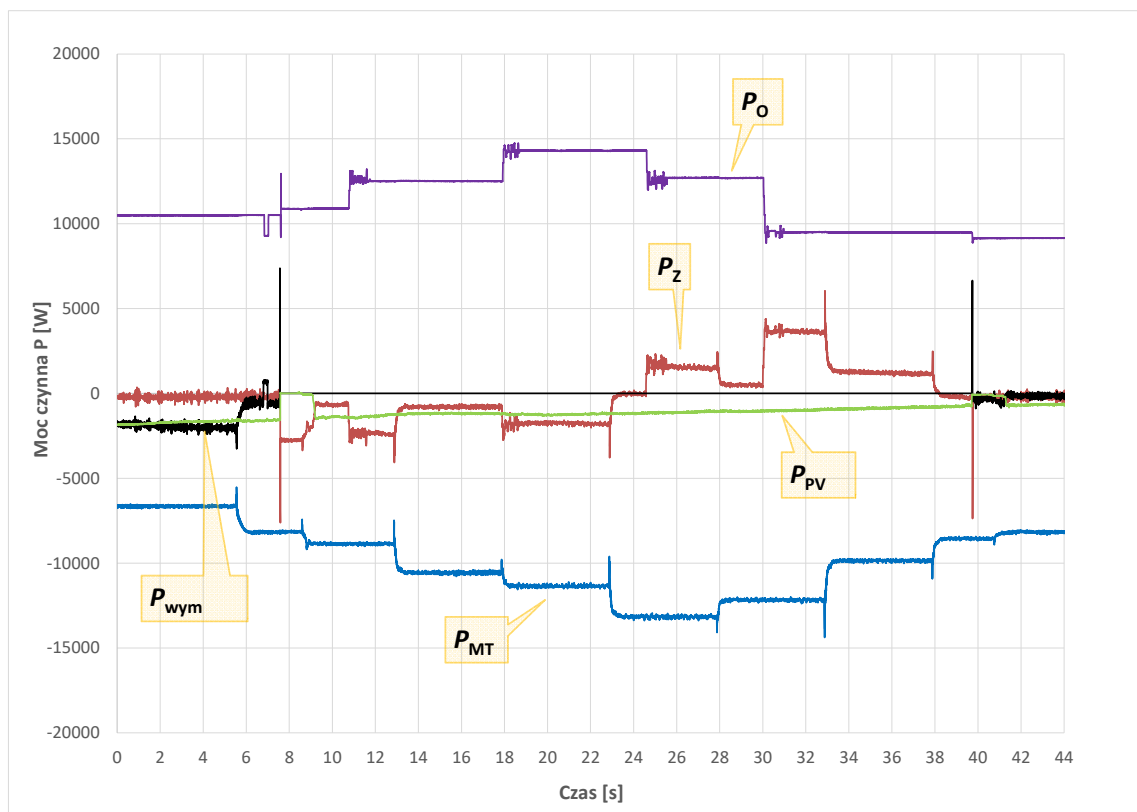
- przypadek 1 – trójfazowy symetryczny zapad napięcia w sieci zasilającej do wartości $0,93 U_N$,
- przypadek 2 – trójfazowy symetryczny zapad napięcia w sieci zasilającej do wartości $0,92 U_N$.

Przypadek 1 – trójfazowy zapad napięcia w punkcie PCC do wartości 0,93 U_N

W rozpatrywanym przypadku początkowe moce urządzeń zainstalowanych w MSE wynosiły odpowiednio:

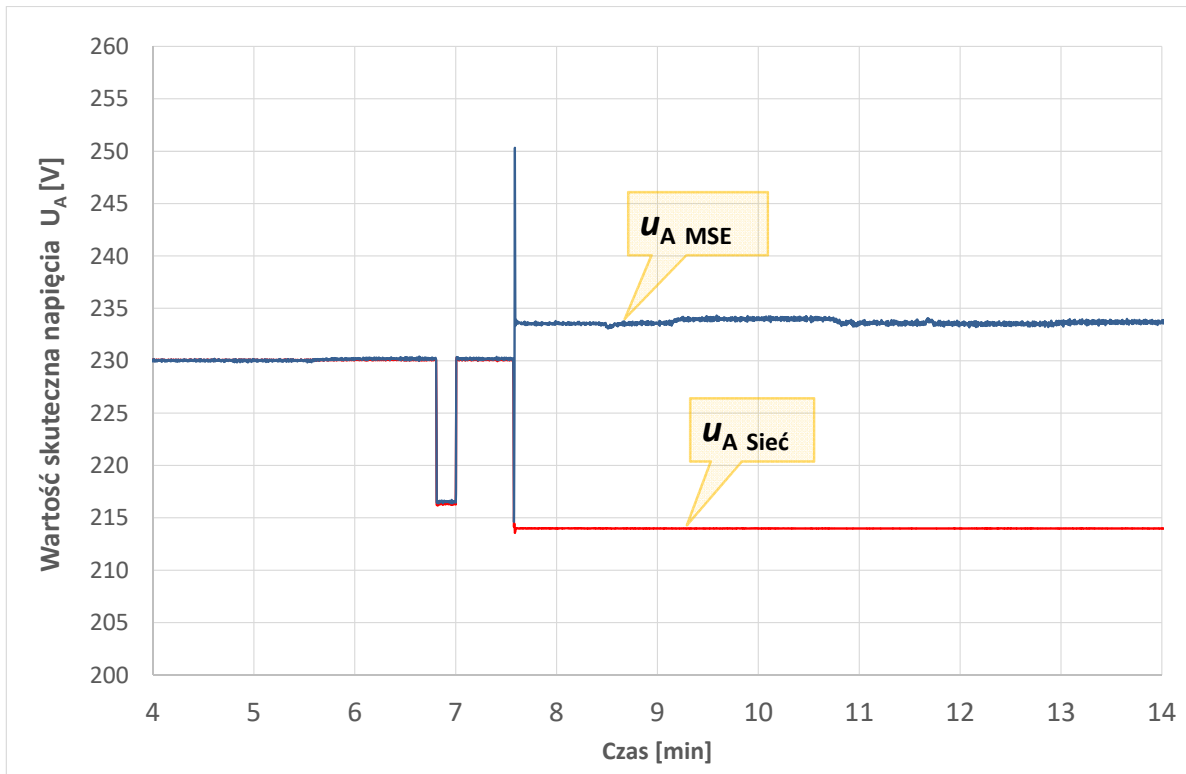
- $P_{MT} = 6,5$ kW,
- $P_{PV} = 1,8$ kW,
- $P_O = 10,5$ kW.

W trakcie pracy w połączeniu z siecią zasilającą moc P_{wym} importowana z sieci zasilającej cały czas mieściła się w dopuszczalnym przedziale zmian, dlatego zasobnik pozostawał w trybie oczekiwania, tzn. $P_Z = 0$ kW. Około 7 min trwania testu można zaobserwować dwa występujące po sobie zapady napięcia (rys. 7.8). Pierwszy z nich, tj. 20-sekundowy zapad do wartości 217 V ($0,943 U_N$), mieścił się w obszarze dopuszczalnych zmian wartości skutecznej napięcia i nie wywołał przejścia MSE do pracy wyspowej. Dopiero drugi, głębszy zapad do wartości 214V ($0,93 U_N$) spowodował otwarcie łącznika PCC przez CR, a także otwarcie łącznika Ł1 i zmianę sterowania przekształtnika zasobnika z trybu $P-Q$ na $U-f$ przez wewnętrzny układ sterowania PCS100 ESS. Od tego momentu zasobnik pełnił funkcje referencyjnego źródła napięcia w MSE i odpowiedzialny był za zapewnienie bilansu mocy i energii w mikrosystemie. Przebiegi wartości skutecznych napięć po obu stronach łącznika PCC w trakcie przejścia MSE do trybu wyspowego zostały przedstawione na rysunku 7.9.



Rys. 7.7. Przebiegi mocy czynnych w MSE – przypadek 1.

Źródło: opracowanie własne.

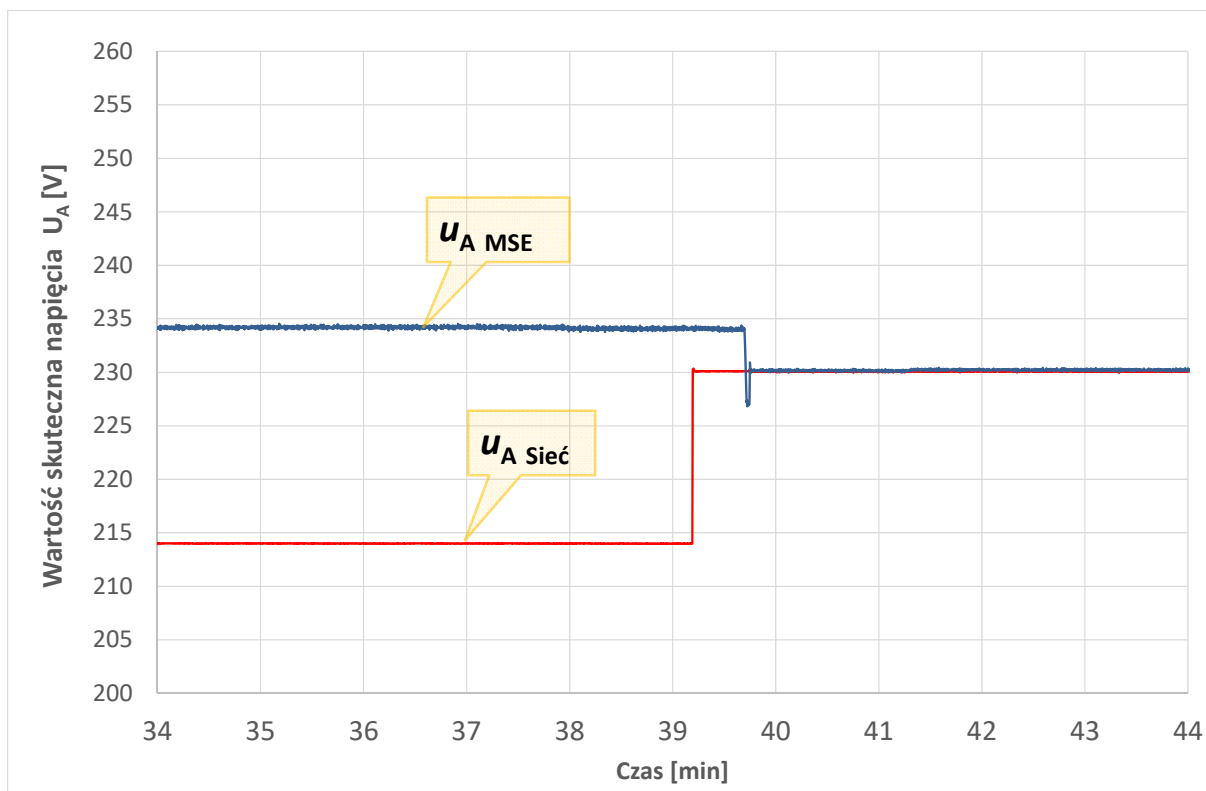


Rys. 7.8. Przebieg zmian wartości skutecznej napięcia w fazie A w punkcie PCC po stronie MSE i sieci zasilającej – przejście MSE do pracy wyspowej – przypadek 1

Źródło: opracowanie własne.

Praca wyspowa, układu utrzymywana była aż do 40 minuty testu. W tym przedziale czasu moc odbioru i PV ulegała zmianom. W trakcie pracy wyspowej zasobnik energii reagował natychmiast i pokrywał krótkotrwałe zmiany mocy w mikrosystemie. Referencyjne wartości mocy dla mikroturbiny wyznaczone były przez centralny regulator w 5 minutowych przedziałach czasu, tak aby mikroturbina przejęła obciążenie zasobnika i możliwe było utrzymywanie jego mocy w okolicy zera w stanach ustalonych. Niewielkie zmiany mocy odbioru widoczne na rysunku 7.7 występujące zaraz po skokowej zmianie jego mocy, jak już wcześniej wspomniano związane są z działaniem układu regulacji mocy odbioru znajdującego się w Laboratorium Generacji Rozproszonej.

Po 39 minucie testu wartość napięcia w sieci zasilającej powróciła do wymaganego przedziału, jednakże jak można zauważyć na rysunku 7.9 proces resynchronizacji został zainicjowany z pewną zwłoką czasową. Wartość napięcia po stronie sieci zasilającej była w dalszym ciągu monitorowana i dopiero po 30 sekundach centralny regulator wysłał sygnał na zamknięcie łącznika PCC. Takie rozwiązanie miało na celu sprawdzenie czy zaburzenie po stronie sieci zasilającej przeminęło definitywnie i wartość napięcia stabilnie utrzymuje się w wymaganym przedziale zmian. W rezultacie układ sterowania PCS 100 ESS zainicjował proces resynchronizacji i w chwili, gdy napięcia po obu stronach łącznika Ł1 zostały zsynchronizowane łącznik został zamknięty i mikrosystemem powrócił do pracy w połączeniu z siecią zasilającą.



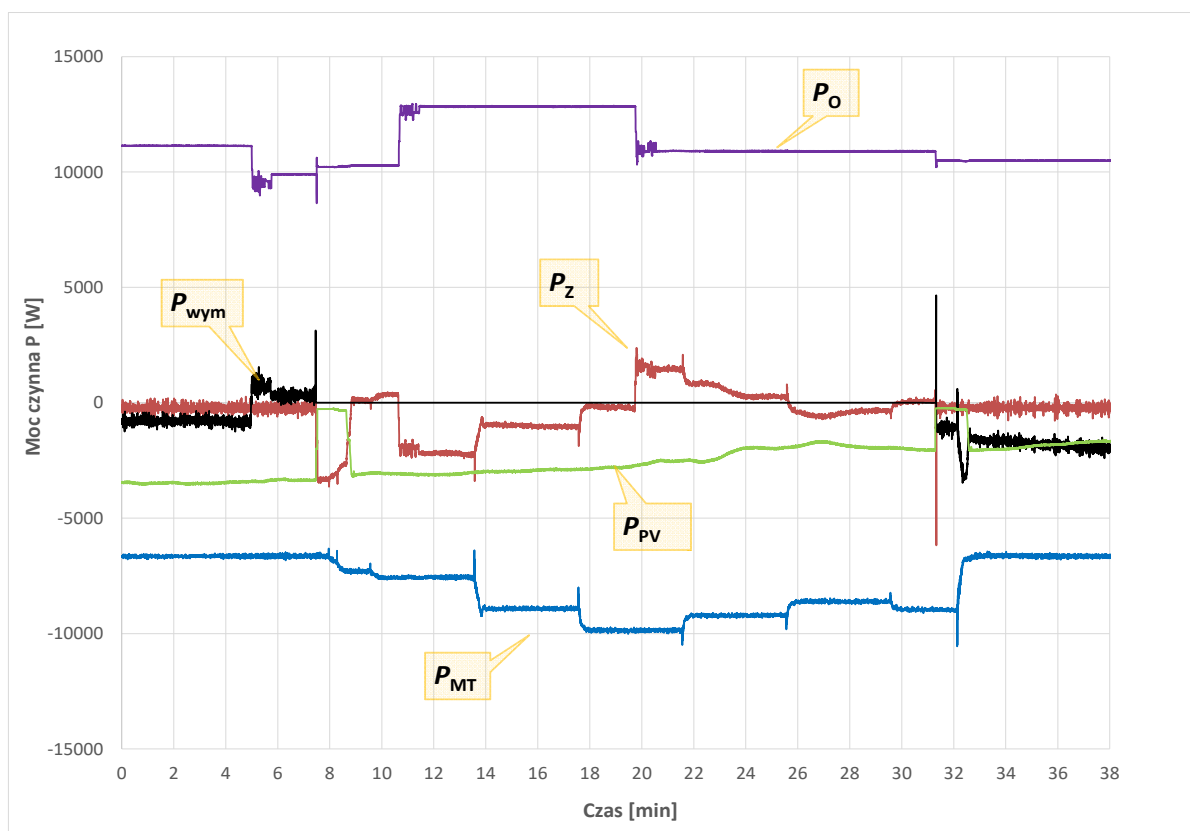
Rys. 7.9. Przebieg zmian wartości skutecznej napięcia w fazie A w punkcie PCC po stronie MSE i sieci zasilającej – powrót MSE do pracy w połączeniu z siecią zasilającą – przypadek 1
Źródło: opracowanie własne.

Przypadek 2 – trójfazowy zapad napięcia w punkcie PCC do wartości $0,92 U_N$

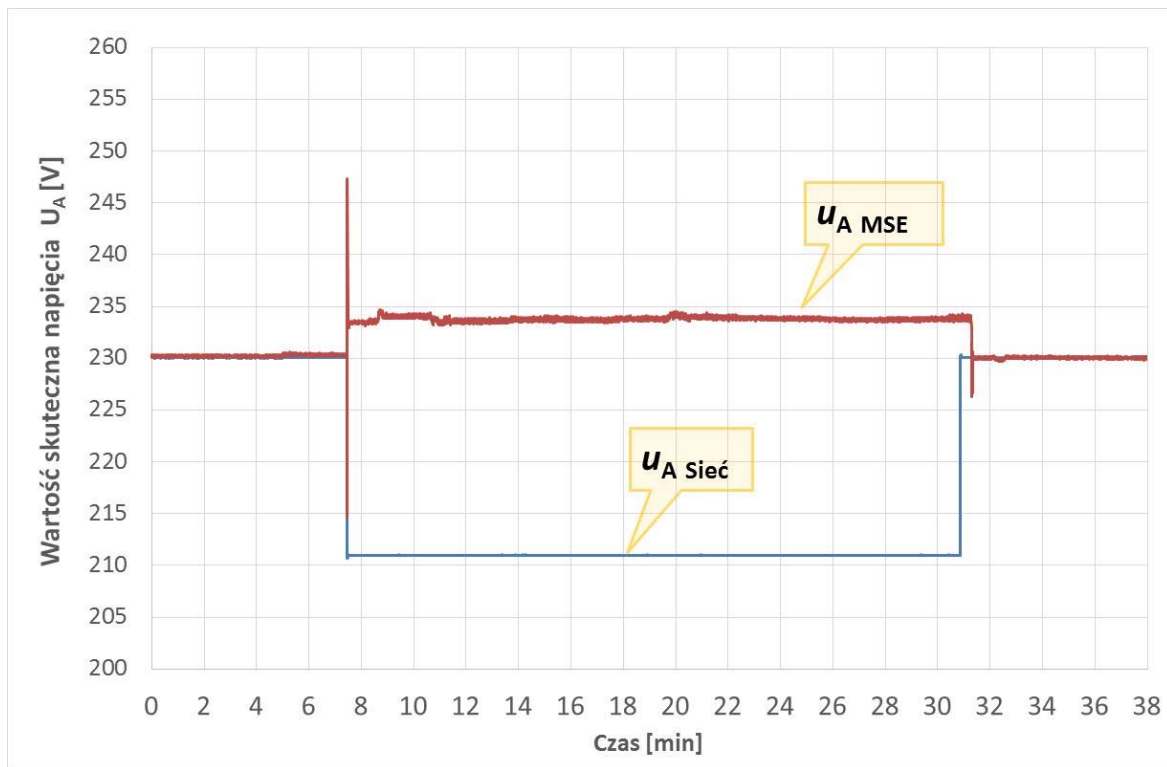
Przypadek drugi prezentuje pracę rozpatrywanego mikrosystemu elektroenergetyczne w sytuacji wystąpienia symetrycznego zapadu napięcia w sieci zasilającej do wartości $0,92 U_N$. Na początku testu układ pracował w połączeniu z siecią zasilającą, a moce poszczególnych urządzeń wynosiły odpowiednio: $P_{MT} = 6,7 \text{ kW}$, $P_{PV} = 3,5 \text{ kW}$ oraz $P_O = 11 \text{ kW}$. Ponieważ wartość mocy P_{wym} mieściła się w dopuszczalnym przedziale zmian moc czynna zasobnika P_Z równa była 0 kW (rysunek 7.10).

Zgodnie z rysunkiem 7.11 zapad napięcia w sieci zasilającej wystąpił po 7 minucie testu. Zaburzenie to zostało zidentyfikowane przez centralny regulator, który rozpoczął procedurę zmiany trybu pracy mikrosystemu i w efekcie układ przeszedł do pracy wyspowej. Tak jak to miało miejsce we wcześniejszym przypadku zasobnik energii przejął funkcje referencyjnego źródła napięcia w układzie i był odpowiedzialny za utrzymanie bilansu mocy i energii w mikrosystemie. Mikrosystem kontynuował pracę w trybie wyspowym aż do 31 min testu.

Po 31 min wartość skuteczna napięcia w sieci zasilającej powróciła do wartości znamionowej (rysunek 7.11). Po zamknięciu łącznika PCC układ sterowania PCS 100 ESS zainicjował proces resynchronizacji i w chwili, gdy napięcia po obu stronach łącznika Ł1 zostały zsynchronizowane został on zamknięty. Ostatecznie mikrosystem powrócił do pracy w połączeniu z siecią zasilającą.



Rys. 7.10. Przebiegi mocy czynnych w MSE – przypadek 2
Źródło: opracowanie własne.



Rys. 7.11. Przebieg zmian wartości skutecznej napięcia w fazie A w punkcie PCC po stronie MSE i sieci zasilającej – przypadek 2

Źródło: opracowanie własne.

Rozdział siódmy monografii został poświęcony szczegółowemu omówieniu struktury rzeczywistego mikrosystemu elektroenergetycznego niskiego napięcia utworzonego w Laboratorium Generacji Rozproszonej Politechniki Łódzkiej oraz prezentacji wyników przeprowadzonych badań eksperymentalnych. Celem badań była weryfikacja proponowanej strategii sterowania oraz opracowanych algorytmów regulacyjnych w układzie rzeczywistym zawierającym komercyjnie dostępne urządzenia.

Istotą przeprowadzonych prac było odwzorowanie centralnego regulatora zaproponowanego układu sterowania w symulatorze czasu rzeczywistego RTDS i wykonanie przy jego użyciu badań typu *Software in the Loop*. Program badań eksperymentalnych obejmował swoim zakresem warianty pracy mikrosystemu zaprezentowane w rozdziale 6, tj. pracę w połączeniu z siecią zasilającą oraz elastyczną pracą mikrosystemu. Wyniki otrzymane dla pracy w połączeniu z siecią zasilającą świadczą o poprawności działania opracowanych algorytmów. Algorytm sterowania zasobnikiem umożliwił ograniczenie mocy wymienianej z siecią zasilającą, natomiast algorytm kontroli stanu naładowania zasobnika zabezpieczał go przed nadmiernym rozładowaniem. W sytuacji wystąpienia zaburzenia w sieci zasilającej mikrosystem został odłączony od sieci zasilającej i kontynuował pracę w trybie wyspowym. Ciągłość zasilania odbiorów została utrzymana, a odizolowanie mikrosystemu od sieci umożliwiło ochronę zainstalowanych w układzie urządzeń przed negatywnymi skutkami zaburzenia. W trakcie pracy wyspowej napięcie w mikrosystemie utrzymywane było stabilnie na zadanej wartości, a mikroturbina, pracując z referencyjnymi wartościami mocy wyznaczanymi przez centralny regulator, zapewniała bilans mocy w stanach ustalonych,

utrzymując moc zasobnika w okolicy zera. Po przeminięciu zaburzenia w sieci zasilającej mikrosystem powrócił do pracy w połączeniu z siecią zasilającą.

Należy stwierdzić, że przeprowadzone w pierwszej kolejności badania symulacyjne na utworzonym modelu mikrosystemu, a następnie w drugiej kolejności badania eksperymentalne w rzeczywistym układzie dały możliwość porównania otrzymanych wyników i na tej podstawie wyciągnięcia rzeczowych wniosków odnośnie poprawności opracowanej strategii sterowania.

8. Podsumowanie

Problem utrzymania wymaganej jakości energii elektrycznej i gwarancji ciągłości zasilania w sieciach aktywnych ma szczególne znaczenie. Z jednej strony, jest to związane z rosnącą liczbą i sumaryczną mocą odbiorników i źródeł, których praca wiąże się z generacją zaburzeń elektromagnetycznych. Z drugiej strony, coraz powszechniejsze jest wykorzystanie urządzeń szczególnie wrażliwych na obniżenie jakości energii elektrycznej. Na przestrzeni lat opracowano i wdrożono różnorodne metody poprawy jakości zasilania, jednakże większość z obecnie wykorzystywanych wymaga zastosowania urządzenia, które przeznaczone jest do kompensacji wybranego zaburzenia. Tego rodzaju urządzenia są efektywne, jednak ze względu na wysoką cenę, ich zastosowanie jest z reguły ograniczone do szczególnych przypadków.

Potencjał sieci aktywnych, polegający na obecności źródeł i zasobników energii blisko odbiorców końcowych, skłania do poszukiwania nowych rozwiązań w zakresie poprawy jakości energii i zwiększenia niezawodności zasilania.

W niniejszej monografii zaproponowano alternatywny sposób poprawy jakości zasilania odbiorców końcowych, polegający na umożliwieniu intencjonalnej pracy wyspowej wydzielonego mikrosystemu, w sytuacji występowania zakłóceń w nadrzędnej sieci zasilającej. Opracowano strategię sterowania, która zapewnia bezprzerwową i elastyczną pracę mikrosystemu, zarówno w trybie pracy w połączeniu z siecią zasilającą, jak i w trybie pracy wyspowej. Założenia, jakie przyjęto przy opracowaniu strategii, uwzględniają ograniczenia występujące w rzeczywistych sieciach aktywnych, tj. brak możliwości zmiany sterowania źródeł energii.

Istotą proponowanej strategii jest zastosowanie dualnego sterowania zasobnikiem w mikrosystemie, z jednoczesnym wprowadzeniem mechanizmów wspomagających utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerwy mocy i energii zasobnika. Wprowadzenie centralnego regulatora umożliwia nadzór i koordynację sterowań poszczególnych urządzeń w zależności od warunków pracy mikrosystemu. Oryginalnym elementem zaproponowanej strategii sterowania jest detekcja warunków do pracy wyspowej. W pracy przyjęto kryterium wartości skutecznej napięcia zasilającego na podstawie charakterystyki odporności, wyznaczonej dla analizowanego mikrosystemu. Należy podkreślić, że idea przejścia na pracę wyspową ma charakter ogólny i może odnosić się do dowolnego rodzaju zaburzenia napięcia zasilającego, które powinno być złagodzone lub całkowicie usunięte.

Poprawność i efektywność proponowanych algorytmów regulacyjnych oraz strategii sterowania została zweryfikowana na podstawie szeregu przeprowadzonych testów symulacyjnych przy wykorzystaniu modelu przykładowego mikrosystemu odwzorowanym w środowisku PSCAD/EMTDC, a w późniejszym etapie również badań eksperymentalnych w mikrosystemie rzeczywistym skonfigurowanym w Laboratorium Generacji Rozproszonej Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej.

Wyniki badań symulacyjnych oraz testów eksperymentalnych świadczą o prawidłowości proponowanej strategii sterowania oraz opracowanych algorytmów

i mechanizmów regulacyjnych. Rezultaty otrzymane z obu etapów badań weryfikacyjnych są do siebie bardzo zbliżone, co świadczy o prawidłowości opracowanego modelu symulacyjnego i jego przydatności pod względem wykorzystania do analizy i oceny funkcjonowania mikrosystemów elektroenergetycznych niskiego napięcia w różnych trybach pracy.

W związku z powyższym można uznać, że zaproponowany układ sterowania mógłby zostać zaimplementowany w mikrosystemach elektroenergetycznych niskiego napięcia, mieszczących się w klasie układów, dla których zdefiniowana została zaproponowana strategia sterowania.

Zaprezentowane w książce działania, których celem była poprawa jakości i niezawodności zasilania odbiorców końcowych, są zgodne z kierunkiem rozwoju współczesnych sieci dystrybucyjnych zmierzającym do realizacji koncepcji inteligentnych mikrosystemów elektroenergetycznych, tj. *Smart Grids*.

W toku prowadzonych badań zwrócono uwagę na fakt, iż obciążenie w mikrosystemach elektroenergetycznych niskiego napięcia z reguły powinno być rozłożone równomiernie na wszystkie fazy, tym niemniej w tego typu układach można spodziewać się pewnego poziomu asymetrii.

Rezultatem prac wykonanych w ramach niniejszej monografii jest:

- opracowanie koncepcji sterowania mikrosystemem elektroenergetycznym umożliwiającego elastyczną pracę w trybie połączenia z siecią i w trybie wyspowym, z uwzględnieniem ograniczeń dotyczących sterowania źródeł energii zainstalowanych w mikrosystemie;
- opracowanie algorytmów sterowania przekształtnikiem zasobnika energii elektrycznej w trakcie pracy w połączeniu z siecią zasilającą oraz przy pracy wyspowej;
- opracowanie algorytmu kontroli stanu naładowania zasobnika oraz algorytmu kontroli mocy wymiany z siecią zasilającą;
- zbudowanie symulatora analizowanego mikrosystemu elektroenergetycznego niskiego napięcia wraz z układami sterowania i przeprowadzenie badań testujących;
- przeprowadzenie badań eksperymentalnych typu *Software in the Loop* w rzeczywistym mikrosystemie elektroenergetycznym, przy wykorzystaniu symulatora czasu rzeczywistego RTDS.

Zagadnienia związane z poprawą jakości energii elektrycznej oraz zwiększeniem niezawodności zasilania odbiorców końcowych w sieciach aktywnych są złożone i wielowątkowe. Przedstawione w książce wyniki są efektem dotychczasowych badań autora i nie wyczerpują w pełni podjętej tematyki badawczej. Zaproponowane rozwiązanie przeznaczone jest dla określonej klasy układów i nie wymaga ingerencji w sposób sterowania źródeł energii oraz instalowania dodatkowych urządzeń, dzięki czemu jego potencjał wdrożeniowy wydaje się być niezwykle wysoki.

Na koniec warto wskazać potencjalne kierunki przyszłych prac badawczych, mogących stanowić rozszerzenie analiz i obserwacji przeprowadzonych w niniejszej monografii:

- sprawdzenie skuteczności opracowanej strategii sterowania w warunkach niesymetrii obciążenia w układzie;
- rozszerzenie funkcjonalności układu sterowania o mechanizm zrzutu obciążenia (ang. *load shedding*) aktywowany w trakcie pracy wyspowej w sytuacji braku możliwości zapewnienia bilansu mocy i energii w układzie;
- rozszerzenie strategii sterowania na mikrosystemy większej skali;
- rozszerzenie algorytmu detekcji pracy wyspowej mikrosystemu o kontrolę pozostałych parametrów napięcia zasilającego.

Literatura

- [1] Wasiak I., *Elektroenergetyka w zarysie. Przesył i rozdział energii elektrycznej*, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź 2010, http://www.i15.p.lodz.pl/pl/pliki_htm/educatio/elektroenergetyka/E1-en_skrypt.pdf (dostęp:16.02.2022).
- [2] Palizban O., Kauhaniemi K., *Hierarchical control structure in microgrids with distributed generation: Island and grid-connected mode*, “Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2015, t. 44, ss. 797–813.
- [3] Bai W., Abedi M.R., Lee K.Y., *Distributed generation system control strategies with PV and fuel cell in microgrid operation*, “Control Engineering Practice” 2016, t. 53, ss. 184–193.
- [4] Rocabert J., Luna A., Blaabjerg F., Rodríguez P., *Control of power converters in AC microgrids*, “IEEE Transactions on Power Electronics” 2012, t. 27, nr 11, 2012, ss. 4734–4749.
- [5] Olivares D.E. i in., *Trends in microgrid control*, “IEEE Transactions on Smart Grid” 2014, t. 5, nr 4, ss. 1905–1919.
- [6] Malik S.M. i in., *Voltage and frequency control strategies of hybrid AC/DC microgrid: A review*, “IET Generation, Transmission and Distribution” 2017, t. 11, nr 2, ss. 303–313.
- [7] Ariyasinghe M.N.S., Hemapala K.T.M.U., *Microgrid Test-Beds and Its Control Strategies*, “Smart Grid and Renewable Energy” 2013, t. 4, nr 1, ss. 11–17.
- [8] Chowdhury S., Crossley P., Chowdhury S.P., *Microgrids and Active Distribution Networks*, The Institution of Engineering and Technology, London, 2009.
- [9] Babqi A.J., Etemadi A.H., *MPC-based microgrid control with supplementary fault current limitation and smooth transition mechanisms*, “IET Generation, Transmission and Distribution” 2017, t. 11, nr 9, ss. 2164–2172.
- [10] Gao H., Chen Y., Xu Y., Liu C.C., *Dynamic load shedding for an islanded microgrid with limited generation resources*, “IET Generation, Transmission and Distribution” 2016, t. 10, nr 12, ss. 2953–2961.

- [11] Meegahapola L., Lavery D., Jacobsen M.R., *Synchronous islanded operation of an inverter interfaced renewable rich microgrid using synchrophasors*, “IET Renewable Power Generation” 2018, t. 12, nr 4, ss. 407–414.
- [12] Beaty H.W., Santoso S., McGranaghan M.F., Dugan R.C., *Electrical power systems quality*, nr 3, McGraw-Hill, USA, 1996.
- [13] McGranaghan M., Mueller D., Samotyj M., *Voltage sags in industrial systems*, w *Conference Record. Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference 1991*, 1991, ss. 18–24.
- [14] Elphick S., Smith V., *The 230 V CBEMA curve – Preliminary studies*, AUPEC 2010–20th Australasian Universities Power Engineering Conference: “Power Quality for the 21st Century” 2010, ss. 1–6.
- [15] Wasiak I., Pawelek R., *Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2015.
- [16] Hanzelka Z., *Jakość dostawy energii elektrycznej*, Wydawnictwo AGH, Kraków 2013.
- [17] Espie P., Foote C., Burt G.M., McDonald J.R., Wasiak I., Mienski R., *Improving Electrical Power Quality Using Distributed Generation: Part 1 – Assessing DG Impact & Capability, Part 2 – Case studies*, 2003, <https://strathprints.strath.ac.uk/id/eprint/38964> (dostęp: 21.02. 2022).
- [18] Wasiak I., Pawelek R., Mienski R., *Energy storage application in low-voltage microgrids for energy management and power quality improvement*, “IET Generation, Transmission and Distribution” 2014, t. 8, nr 3, ss. 463–472.
- [19] Katiraei F., Iravani M.R., Lehn P.W., *Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process*, “IEEE Transactions on Power Delivery” 2005, t. 20, nr 1, ss. 248–257.
- [20] Dou C. i in., *A novel hierarchical control strategy combined with sliding mode control and consensus control for islanded micro-grid*, “IET Renewable Power Generation” 2018, t. 12, nr 9, ss. 1012–1024.

- [21] Sahoo S.K., Sinha A.K., Kishore N.K., *Control Techniques in AC, DC, and Hybrid AC-DC Microgrid: A Review*, „IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics” 2018, t. 6, nr 2, ss. 738–759.
- [22] Vandoorn T.L., Meersman B., De Kooning J.D.M., Vandeveldel L., *Analogy between conventional grid control and islanded microgrid control based on a global DC-link voltage droop*, „IEEE Transactions on Power Delivery” 2012, t. 27, nr 3, ss. 1405–1414
- [23] Chunfeng G., Rengang Y., Jiao J., Zhenhai D., *Power control strategy design in an islanded microgrid based on virtual frequency*, Institution of Engineering and Technology 2nd IET Renewable Power Generation Conference (RPG 2013) – Beijing, China (9–11 Sept. 2013)], IET Conference Publications t. 2013, nr 623 CP, 2013, ss. 1–4.
- [24] Vandoorn T.L., De Kooning J.D.M., Meersman B., Vandeveldel L., *Review of primary control strategies for islanded microgrids with power-electronic interfaces*, “Renewable and Sustainable Energy Reviews” 2013, t. 19, ss. 613–628.
- [25] Wang C. i in., *Improved V/f control strategy for microgrids based on master-slave control mode*, “IET Renewable Power Generation” 2016, t. 10, nr 9, ss. 1–10.
- [26] Lopes J.A.P., Moreira C.L., Madureira A.G., *Defining control strategies for microgrids islanded operation*, “IEEE Transactions on Power Systems” 2006, t. 21, nr 2, ss. 916–924.
- [27] Sebastián R., *Battery energy storage for increasing stability and reliability of an isolated Wind Diesel power system*, “IET Renewable Power Generation” 2017, t. 11, nr 2, ss. 296–303.
- [28] Meng L. i in., *Microgrid central controller development and hierarchical control implementation in the intelligent microgrid lab of Aalborg University*, Conference Proceedings–IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition–APEC 2015, t. 2015-May, nr May, ss. 2585–2592.
- [29] Venkataramanan G., Marnay C., *A larger role for microgrids*, “IEEE Power and Energy Magazine” 2008, t. 6, nr 3, ss. 78–82.

- [30] Xu Z. i in., *Control devices development of multimicrogrids based on hierarchical structure*, "IET Generation, Transmission and Distribution", t. 10, nr 16, 2016, ss. 4249–4256.
- [31] Gomez J.C., Marcos M.M., *Distributed generation: Exploitation of islanding operation advantages*, 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, T and D-LA, 2008, ss. 1–5.
- [32] Piagi P., Lasseter R.H., *Autonomous control of microgrids*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES 2006, nr June, s. 8.
- [33] Hajilu N. i in., *Power control strategy in islanded microgrids based on VF and PQ theory using droop control of inverters*, International Congress on Electric Industry Automation, ICEIA 2015, ss. 37–42.
- [34] N. Hatziargyriou, H. Asano R. I. and C. M., *Microgrids: An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects*, "IEEE Power & Energy Magazine" 2007, t. 5, nr 4, ss. 78–94.
- [35] IEEE, *1547-2003–IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, 2003, ss. 1–28.
- [36] Balaguer I. J. i in., *Intelligent control for intentional islanding operation of microgrids*, IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies, ICSET 2008, ss. 898–903.
- [37] Parol M., *Mikrosieci niskiego napięcia*, Oficyna Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2013.
- [38] Kim J.Y. i in., *Cooperative control strategy of energy storage system and microsources for stabilizing the microgrid during islanded operation*, "IEEE Transactions on Power Electronics" 2010, t. 25, nr 12, ss. 3037–3048.
- [39] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 04.05.2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*, Dz. U. Nr. 93, nr Dz.U. 2007 nr 93 poz. 623, 2007, ss. 6477–6507.

- [40] Khan H. i in., *Universal active and reactive power control of electronically interfaced distributed generation sources in virtual power plants operating in gridconnected and islanding modes*, "IET Generation, Transmission and Distribution" 2013, t. 7, nr 8, ss. 885–897.
- [41] Zhao X. i in., *Distributed low voltage ride-through operation of power converters in grid-connected microgrids under voltage sags*, w *IECON 2015 – 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2015, ss. 1909–1914.
- [42] Nguyen T. H., Al Hosani K., Al Sayari N., Beig A. R., *Seamless transition scheme between grid-tied and stand-alone modes of distributed generation inverters*, w *2017 IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia, IFEEEC-ECCE Asia 2017*, 2017, ss. 344–349.
- [43] Varela J., i in., *The IGREENGrid Project: Increasing Hosting Capacity in Distribution Grids*, "IEEE Power and Energy Magazine", t. 15, nr 3, 2017, ss. 30–40.
- [44] Marnay C., Asano H., Papathanassiou S., Strbac G., *Policymaking for microgrids*, "IEEE Power and Energy Magazine", t. 6, nr 3, 2008, ss. 66–77.
- [45] Luan W., Li W., *Smart metering and infrastructure*, w *Smart Grids: Clouds, Communications, Open Source, and Automation*, 1st Editio., nr July 2007, 2014, ss. 399–420.
- [46] Lewandowski W. M., *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, WNT, Warszawa, 2007.
- [47] Boicea V. A., *Energy storage technologies: The past and the present*, "Proceedings of the IEEE", t. 102, nr 11, 2014, ss. 1777–1794.
- [48] Faisal M., i in., *Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges*, "IEEE Access", t. 6, 2018, ss. 35143–35164.
- [49] Wang X., Liu Y., *Analysis of Energy Storage Technology and Their Application for Micro Grid*, 2019, ss. 972–975.
- [50] *Prawo energetyczne, Dz.U. 1997 r., Dz. U. 97.54.348 z późniejszymi zmianami: Dz. U. 97.158.1042, 98.94.594, 98.106.668, 98.162.1126, 99.88.980, 99.110.1255, 00.48.555*, Rada Ministrów, 1997.

- [51] PGE Dystrybucja S.A, *IRiESD, Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych*, 2015, <https://pgedystrybucja.pl/strefa-klienta/przydatne-dokumenty/akordeon-przydatne-dokumenty/instrukcja-ruchu-i-eksploatacji-sieci-dystrybucyjnej> (dostęp: 21.02.2022).
- [52] Sadeghkhan I., Golshan M. E. H., Mehrizi-Sani A., Guerrero J. M., *Low-voltage ride-through of a droop-based three-phase four-wire grid-connected microgrid*, IET Generation, “Transmission and Distribution”, t. 12, nr 8, 2018, ss. 1906–1914.
- [53] Wasiak I., *Sterowanie jakością energii elektrycznej w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych z wykorzystaniem półprzewodnikowych kompensatorów równoległych*, Wydawnictwo Politechniki Łódzkiej, Łódź, 2006.
- [54] Benali A., Khiat M., Allaoui T., Denai M., *Power Quality Improvement and Low Voltage Ride Through Capability in Hybrid Wind-PV Farms Grid-Connected Using Dynamic Voltage Restorer*, “IEEE Access”, t. 6, 2018, ss. 68634–68648.
- [55] Tafti H.D. i in., *Low-voltage ride-through capability of photovoltaic grid-connected neutral-pointclamped inverters with active/reactive power injection*, “IET Renewable Power Generation” 2017, t. 11, nr 8, ss. 1182–1190.
- [56] Divshali P.H., Soder L., *Improvement of RES hosting capacity using a central energy storage system*, w *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT-Europe 2017–Proceedings*, 2018, t. 2018-Janua, ss. 1–6.
- [57] Etherden N., Bollen M.H.J., *Dimensioning of energy storage for increased integration of wind power*, “IEEE Transactions on Sustainable Energy” 2013, t. 4, nr 3, ss. 546–553.
- [58] Hashemi S., Østergaard J., *Efficient Control of Energy Storage for Increasing the PV Hosting Capacity of LV Grids*, “IEEE Transactions on Smart Grid” 2018, t. 9, nr 3, ss. 2295–2303.
- [59] MacEdo L. H., i in., *Increasing the hosting capacity for renewable energy in distribution networks*, IEEE 2017. Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2017, t. 5, 2017.
- [60] Dinkelbach J., Mirz M., Schlosser T., Monti A., *Hosting capacity improvement unlocked by control strategies for photovoltaic and battery storage systems*, 2018.

- [61] Waclawek Z., Rezmer J., Janik P., Nanewortor X., *Sizing of photovoltaic power and storage system for optimized hosting capacity*, IEEEIC 2016 – International Conference on Environment and Electrical Engineering, ss. 1–5.
- [62] Mocci S., Natale N., Pilo F., Ruggeri S., *Exploiting distributed energy storage to increase network hosting capacity with a Multi-Agent control system*, AEIT 2016–International Annual Conference: Sustainable Development in the Mediterranean Area, Energy and ICT Networks of the Future, 2016, ss. 1–6.
- [63] Blaabjerg F., Teodorescu R., Liserre M., Timbus A.V., *Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems*, “IEEE Transactions on Industrial Electronics” 2006, t. 53, nr 5, ss. 1398–1409.
- [64] Nowak M., Barlik R., *Poradnik inżyniera energoelektronika. Część I*, Wydawnictwo WNT, Warszawa 2013.
- [65] Skocill T., Gomis-Bellmunt O., Montesinos-Miracle D., Galceran-Arellano S., Rull-Duran J., *Passive and active methods of islanding for PV systems*, 13th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE '09, 2009, ss. 1–10.
- [66] Ozkan Z., Hava A.M., *Current Control of Single-Phase VSC Systems With Inductor Saturation Using Inverse Dynamic Model-Based Compensation*, “IEEE Transactions on Industrial Electronics” 2019, t. 66, nr 12, ss. 9268–9277.
- [67] Kalla U.K., Singh B., Murthy S.S., *Enhanced Power Generation From Two-Winding Single-Phase SEIG Using LMDT-Based Decoupled Voltage and Frequency Control*, “IEEE Transactions on Industrial Electronics” 2015, t. 62, nr 11, ss. 6934–6943.
- [68] Pandey S.K., Kumar S., Singh B., *Linear quadratic estimation control for single stage PV system integrated to single phase utility*, IEEMA Engineer Infinite Conference, eTechNxt 2018, ss. 1–7.
- [69] Legutko P., *Wysokoczęstotliwościowe drajwery tranzystorów MOSFET mocy*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2014, t. 90, nr 5, ss. 229–234.
- [70] Li B. i in., *Improved power decoupling control strategy based on virtual synchronous generator*, “IET Power Electronics” 2017, t. 10, nr 4, ss. 462–470.

- [71] Dou C., Zhang Z., Yue D., Song M., *Improved droop control based on virtual impedance and virtual power source in low-voltage microgrid*, “IET Generation, Transmission and Distribution” 2017, t. 11, nr 4, ss. 1046–1054.
- [72] Ketabi A., Rajamand S.S., Shahidehpour M., *Power sharing in parallel inverters with different types of loads*, “IET Generation, Transmission and Distribution”, t. 11, nr 10, 2017, ss. 2438–2447.
- [73] Chen X., Wang Y.H., Wang Y.C., *A novel seamless transferring control method for microgrid based on master-slave configuration*, IEEE ECCE Asia Downunder – 5th IEEE Annual International Energy Conversion Congress and Exhibition, IEEE ECCE Asia 2013, ss. 351–357.
- [74] Katiraei F., Iravani R., Hatziargyriou N.C., *Microgrid Management – control and operation aspects of microgrid*, “IEEE Power and Energy Magazine” 2008, t. 6, nr 3, ss. 54–65.
- [75] Bidram A., Davoudi A., *Hierarchical structure of microgrids control system*, “IEEE Transactions on Smart Grid” 2013, t. 3, nr 4, ss. 1963–1976.
- [76] Timbus A., Teodorescu R., Blaabjerg F., Liserre M., *Synchronization methods for three phase distributed power generation systems. An overview and evaluation*, PESC Record – IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference 2005, t. 2005, ss. 2474–2481.
- [77] Fu Y., Huang L., Zhao J., *Micro-Grid Smooth Switchover Method Based on Controller State Following*, “Journal of Power and Energy Engineering” 2015, t. 3, nr 4, ss. 128–135.
- [78] Subramanian C., Kanagaraj R., *Rapid Tracking of Grid Variables Using Prefiltered Synchronous Reference Frame PLL*, “IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement” 2015, t. 64, nr 7, ss. 1826–1836.
- [79] Sheikh A., Youssef T., Mohammed O., *AC Microgrid Control Using Adaptive Synchronous Reference Frame PLL*, IEEE Green Technologies Conference 2017, ss. 46–51.

- [80] Shaikh F., Joseph B., *Simulation of synchronous reference frame PLL for grid synchronization using Simulink*, International Conference on Advances in Computing, Communication and Control 2017, ICAC3 2017, 2018, t. 2018-Janua, pp. 1–6.
- [81] Gao S., *Grid Synchronisation of VSC-HVDC System*, The University of Manchester, 2014, https://www.research.manchester.ac.uk/portal/files/54562432/FULL_TEXT.PDF (dostęp: 21.02 2022).
- [82] Gao S., Barnes M., *Phase-locked loop for AC systems: Analyses and comparisons*, 6th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2012), 2012, t. 2012, nr 592 CP, ss. 1–6.
- [83] Limongi L.R. i in., *Analysis and comparison of phase locked loop techniques for grid utility applications*, w *Fourth Power Conversion Conference – NAGOYA, PCC-NAGOYA 2007 – Conference Proceedings*, 2007, ss. 674–681.
- [84] Rizo M., Huerta F., Bueno E., Liserre M., *A synchronization technique for microgrid reclosing after islanding operation*, w *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, 2012, ss. 5596–5601.
- [85] Vatani M., Amraee T., Ranjbar A.M., Mozafari B., *Relay logic for islanding detection in active distribution systems*, “IET Generation, Transmission and Distribution” 2015, t. 9, nr 12, ss. 1254–1263.
- [86] Bower W., Ropp M., *Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility – Interactive Inverters in Photovoltaic Systems*, Report IEA PVPS T5-09: 2002, IEA 2002.
- [87] Teoh W.Y.T., Tan C.W., *An Overview of Islanding Detection Methods in Photovoltaic Systems*, “International Journal of Electrical and Computer Engineering” 2011, t. 5, nr 10, ss. 674–682
<http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:An+Overview+of+Islanding+Detection+Methods+in+Photovoltaic+Systems#0> (dostęp: 21.02.2022).
- [88] Hatata F.A.Y., Abd-Raboh E.H., Sedhom B.E., *A review of anti-islanding protection methods for renewable distributed generation systems*, “Journal of Electrical Engineering” 2016, t. 16, nr 1, ss. 235–246.

- [89] Akagi H., Kanazawa Y., Nabae A., *Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components*, “IEEE Transactions on Industry Applications” 1984, t. IA-20, nr 3, ss. 625–630.
- [90] Afonso J.L., Freitas M.J.S., Martins J.S., *P-q Theory power components calculations*, IEEE International Symposium on Industrial Electronics 2003, t. I, ss. 385–390.
- [91] Willems J.L., *A New Interpretation of the Akagi-Nabae Power Components for Nonsinusoidal Three-Phase Situations*, “IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement” 1992, t. 41, nr 4, ss. 523–527.
- [92] Fang Zheng Peng, Ott G.W., Adams D.J., *Harmonic and reactive power compensation based on the generalized instantaneous reactive power theory for three-phase four-wire systems*, PESC97. Record 28th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference. Formerly Power Conditioning Specialists Conference 1970-71. Power Processing and Electronic Specialists Conference 1972, 2002, ss. 1089–1095.
- [93] Kim H., Akagi H., *Instantaneous power theory on the rotating p-q-r reference frames*, Proceedings of the International Conference on Power Electronics and Drive Systems, 1999, t. 1, nr July, ss. 422–427.
- [94] Teodorescu R., Liserre M., Rodríguez P., *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, John Wiley & Sons, Ltd, West Sussex 2010.
- [95] Gao F., Iravani M.R., *A control strategy for a distributed generation unit in grid-connected and autonomous modes of operation*, “IEEE Transactions on Power Delivery” 2008, t. 23, nr 2, ss. 850–859.
- [96] Huang W., Lu M., Zhang L., *Survey on microgrid control strategies*, “Energy Procedia” 2011, t. 12, ss. 206–212.
- [97] Malaczek M., Wasiak I., Mienski R., *Improving quality of supply in small-scale low-voltage active networks by providing islanded operation capability*, “IET Renewable Power Generation” 2019, t. 13, nr 14, ss. 2665–2672.
- [98] Li W., Liu J., Li N., Huang L., *Study on smooth transition between island and grid-connected mode*, China International Conference on Electricity Distribution, CICED, 2012, nr Ciced, ss. 5–6.

- [99] Meng X. i in., *A seamless transfer strategy based on special master and slave DGs*, IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia, IFEEC–ECCE Asia 2017, ss. 1553–1558.
- [100] Malaczek M., Wasiak I., *A Control Strategy to Enable the Flexible Operation of a Low-Voltage Power Microgrid in Grid-Connected and Islanded Modes*, “Acta Energetica” 2019, t. 3, nr 40, ss. 6–21.
- [101] Lopes J. A. P., Moreira C. L., Madureira A. G., *Defining control strategies for microgrids islanded operation*, “IEEE Transactions on Power Systems” 2006, t. 21, nr 2, ss. 916–924.
- [102] Noroozian R., Abedi M., Gharehpetian G.B., Hosseini S.H., *Modelling and simulation of microturbine generation system for on-grid and off-grid operation modes*, International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’09) 2009, t. 1, nr 7, ss. 1–7.
- [103] Villalva M.G., Gazoli J.R., Ruppert Filho E., *Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays*, Brazilian Power Electronics Conference, COBEP’2009, t. 24, nr 5, ss. 1244–1254.
- [104] *Transformatory olejowe trójfazowe dystrybucyjne*, 2004, s. 20,
<https://www.ftz.pl/pdf/transformatory-olejowe-dystrybucyjne-2014.pdf>
 (dostęp: 21.02.2022).
- [105] NKT, *Kable elektroenergetyczne z izolacją PVC*, 2004,
https://www.tim.pl/fileuploader/download/download/?d=1&file=GLOWNA%2F1126%2F121%2FEG%2FY0%2F02%2F1126_121eg_yy002_3.pdf (dostęp: 21.02. 2022).
- [106] Mohamed A., Nizam M., Salam A.A., *Performance evaluation of fuel cell and microturbine as distributed generators in a microgrid*, “European Journal of Scientific Research” 2009, t. 30, nr 4, ss. 554–570.
https://eprints.uns.ac.id/747/1/Performance_Evaluation_of_Fuel_Cell_and_Microturbine_as_Distributed_Generators_in_a_Microgrid.pdf (dostęp: 21.02.2022).
- [107] John B., Ghosh A., Zare F., Rajakaruna S., *Improved control strategy for accurate load power sharing in an autonomous microgrid*, “IET Generation, Transmission and Distribution” 2017, t. 11, nr 17, ss. 4384–4390.

- [108] Malaczek M., Wasiak I., *Modelling of Energy Sources and Energy Storage devices for the Purpose of Analysis the Low voltage Microgrid Operation*, “Acta Energetic” 2017, t. 3, nr 32, ss. 162–175.
- [109] ABB, *PCS100 ESS Grid Connect Interface for Energy Storage Systems*, 2011.
- [110] Jeznach M., Jarosz P., Gorczyński Ł., *Dokumentacja powykonawcza. Dostawa systemu zasilania i sterowania pracą zasobników energii elektrycznej Trafo Sp. Z.O.O*, Łódź 2012.
- [111] Szynarski J., Szymański W., Kos S., *Projekt techniczny nastawni i rozdzielnic głównej dla laboratorium generacji rozproszonej w Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej – dokumentacja powykonawcza E-max S.C.*, Łódź 2008.
- [112] Rigby B., *Basic real-time digital simulation course*, 2012.
- [113] Nawrot R., Mieński R., Wasiak I., *The method of designing the energy storage control algorithm in a prosumer installation using Real-Time Simulator RTDS*, „Przegląd Elektrotechniczny” 2018, t. 94, nr 11, ss. 166–169.
- [114] Capstone Green Energy, *Capstone MicroTurbine User’ s Manual*, 2005.

Załącznik A. Opis urządzeń oraz zabezpieczeń zainstalowanych w utworzonym mikrosystemie w Laboratorium Generacji Rozproszonej

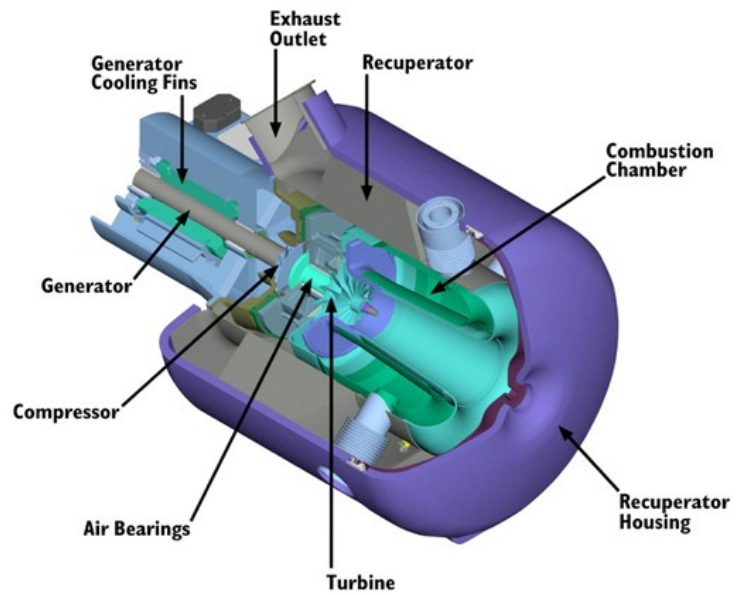
Mikroturbina gazowa Capstone C30

Mikroturbina gazowa Capstone C30 (rysunek A.1) amerykańskiej firmy Capstone Turbine Corporation o mocy elektrycznej 30 kW i cieplnej 60 kW pracuje w kogeneracji (połączone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła). Konstrukcja mikroturbiny C30 została zaprezentowana na rysunku A.2. Mikroturbina dostosowana jest do pracy ciągłej lub na żądanie, zarówno w trybie pracy w połączeniu z siecią zasilającą (ang. *Grid Connected Mode*), jak i w trybie pracy wyspowej (ang. *Stand Alone Mode*). Moc źródła energii może być regulowana w zakresie od 0 do 30 kW. Zmiany mocy mogą być realizowane zdalnie za pomocą fabrycznej aplikacji *Capstone Remote Monitoring System* (rys. A.3) lub poprzez panel sterowniczy, znajdujący się bezpośrednio na obudowie mikroturbiny (rysunek A.4). W zależności od potrzeb oprogramowanie urządzenia umożliwia utworzenie dobowego lub tygodniowego harmonogramu pracy, a także sterowanie mocą na bieżąco według harmonogramu wyznaczonego przez zewnętrzny układ sterowania. Podstawowe parametry elektryczne mikroturbiny przedstawiono w tabeli A.1. Tabela A.2 prezentuje zabezpieczenia toru głównego, z kolei tabela A.3 przedstawia nastawy zaprogramowane w układzie sterowania urządzenia.

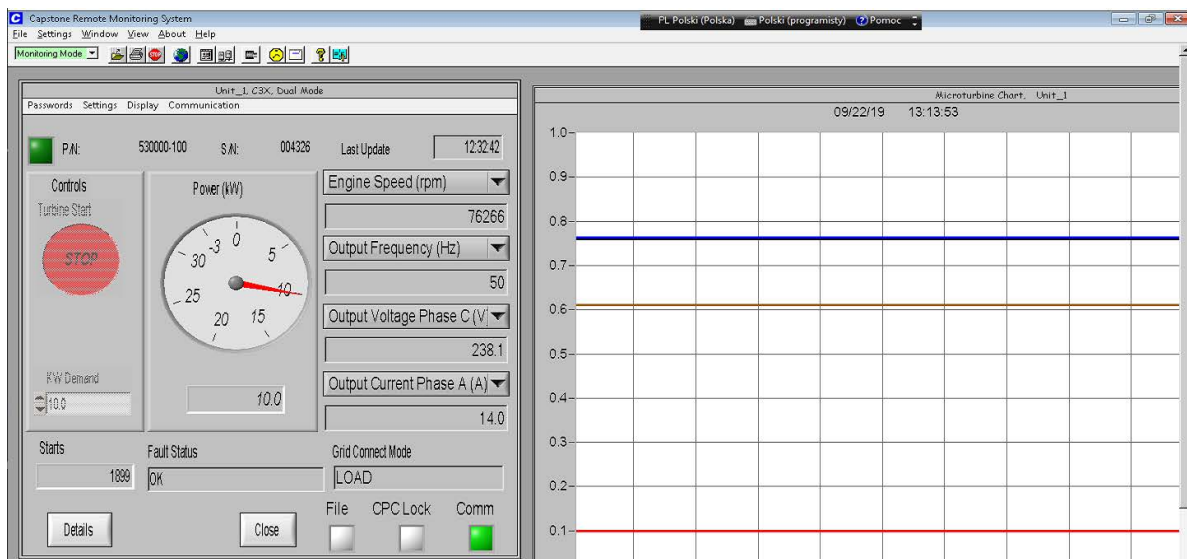


Rys. A. 1. Mikroturbina Capstone C30 zainstalowana w Laboratorium Generacji Rozproszonej Politechniki Łódzkiej

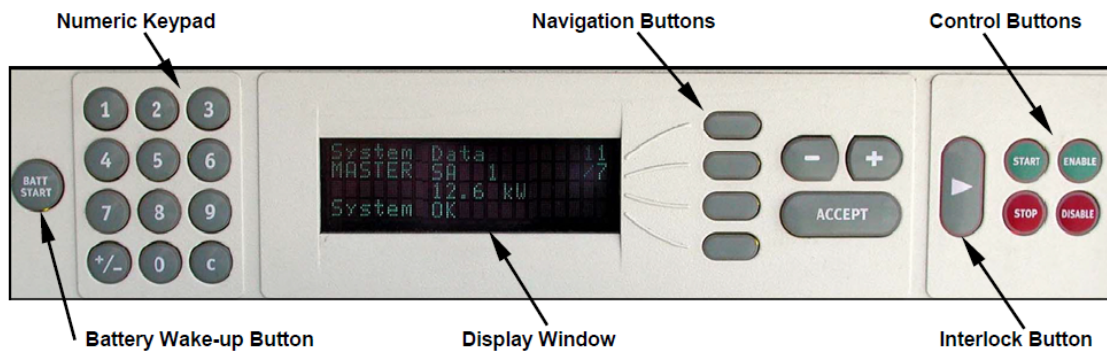
Źródło: opracowanie własne.



Rys. A. 2. Budowa mikroturbiny C30 firmy Capstone
Źródło: opracowanie własne na podstawie [114].



Rys. A. 3. Aplikacja Capstone Remote Monitoring System
Źródło: opracowanie własne.



Rys. A. 4. Panel sterowniczy mikroturebiny Capstone C30
Źródło: opracowanie własne.

Tabela A. 1. Podstawowe parametry turbiny C 30

Parametry elektryczne	
Moc znamionowa P [kW]	30
Napięcie znamionowe [V]	230–278
Połączenie elektryczne [-]	Instalacja 3-fazowa 4-przewodowa
Częstotliwość [Hz]	50/60 – tryb pracy w połączeniu z siecią zasilającą, 10 – 60 – tryb pracy wyspowej
Prąd maksymalny [A]	46
Sprawność elektryczna [%]	26

Źródło: opracowanie własne [114]

Tabela A. 2. Zabezpieczenia w torze głównym MT

Tor główny							
Typ	Prąd znam. I_N	Prąd znam. zwarcioowy Wyl. I_{cu}	Liczba bieg.	Napięcie znam. U_N	Typ charakt.	Prąd znam. różnicowy ΔI	Czas opóźnienia wyl.
	[A]	[kA]	[-]	[V]	[-]	[mA]	[s]
Wyłącznik mocy DPX-E 125 wyposażony w blok różnicowy	63	16	4	400	C 63	300	1

Źródło: opracowanie własne.

Tabela A. 3 Nastawy zabezpieczeń MT w grupie zabezpieczeń Protective – Relay dla trybu pracy w połączeniu z siecią zasilającą

Układ sterowania MT		
Zdarzenie	Wartość progowa napięcia fazowego [V]	Dopuszczalny czas trwania [s]
Szybkie obniżenie wartości skutecznej napięcia	100 (43,4 % U_N)	1
Wolne obniżenie wartości skutecznej napięcia	207,8 (90,3 % U_N)	5
Szybki wzrost wartości skutecznej napięcia	319 (139 % U_N)	1
Wolny wzrost wartości skutecznej napięcia	260 (113 % U_N)	5
Zdarzenie	Wartość progowa częstotliwości [Hz]	Dopuszczalny czas trwania [s]
Obniżenie wartości częstotliwości	49 (98 % f_N)	10
Wzrost wartości częstotliwości	51 (102 % f_N)	10

Źródło: opracowanie własne.

Przekształtnik przyłączeniowy PCS 100 ESS firmy ABB

Energoelektroniczny przekształtnik przyłączeniowy PCS 100 ESS firmy ABB (rysunek A.5) jest to układ dedykowany do współpracy z zasobnikami energii elektrycznej typu:

- bateryjne zasobniki energii,
- kinetyczne zasobniki energii,
- superkondensatory.



Rys. A. 5. Układ PCS 100 ESS firmy ABB zainstalowany w Laboratorium Generacji Rozproszonej Politechniki Łódzkiej

Źródło: opracowanie własne.

Ze względu na zaimplementowane algorytmy w wewnętrznym układzie sterowania, PCS 100 ESS pozwala na:

- pracę zasobnika w połączeniu z siecią zasilającą,
- pracę wyspową zasobnika, zasilając lokalne odbiory,
- przeprowadzenie procesu resynchronizacji i ponowne przyłączenie zasobnika do sieci zasilającej.

Układ PCS 100 ESS oferuje dwa główne tryby pracy, tj. *Current Source Inverter (CSI)* przeznaczony tylko do pracy w połączeniu z siecią zasilającą oraz *Virtual Generator-Voltage Source Inverter (VG-VSI)* przeznaczony zarówno dla trybu w połączeniu z siecią zasilającą, jaki dla trybu wyspowego.

W trybie *CSI* przekształtnik sterowany jest jako źródło prądowe o dużej dynamice pracy odwzorowujące z dużą dokładnością referencyjne wartości mocy. W tym trybie PCS 100

ESS może zostać wykorzystany m.in. do pełnienia funkcji związanych z poprawą jakości energii elektrycznej, wsparciem pracy sieci zasilającej w stanach zakłóceń oraz współpracy z OZE. Jednakże przejście do pracy wyspowej, gdy przekształtnik pracuje w trybie *CSI*, nie jest jednak możliwe. W trybie *VG-VSI* przekształtnik PCS 100 ESS sterowany jest jako źródło napięciowe, odwzorowując inercję konwencjonalnego generatora synchronicznego. Wspomniana inercja została zamodelowana w układzie sterowania przekształtnika i pozwala zmniejszyć szybkość odpowiedzi przekształtnika na występujące zaburzenia. W trakcie pracy w trybie *VG-VSI* możliwe jest przejście układu do trybu wyspowego oraz przeprowadzenie procesu resynchronizacji i ponowne połączenie z siecią zasilającą. Czynności te realizowane są przez wewnętrzny układ kontroli PCS 100 ESS.

W urządzeniu został również zaimplementowany wewnętrzny mechanizm kontroli SOC zasobnika, który zabezpiecza go przed nadmiernym rozładowaniem/naładowaniem w trakcie pracy w połączeniu z siecią zasilającą. Na czas trwania testów został on jednak wyłączony, ponieważ zakłócałby funkcjonowanie opracowanej strategii sterowania.

Informacje dotyczące podstawowych parametrów układu PCS 100 ESS, zabezpieczeń zainstalowanych w torze głównym oraz w układzie sterowania zostały przedstawione w tabelach A.4, A.5 i A.6.

Tabela A. 4. Podstawowe parametry przekształtnika PCS 100ESS

Parametry elektryczne	
Moc znamionowa [kVA]	45
Napięcie znamionowe obwodu U_{NDC} [V]	300 – 600
Napięcie znamionowe wyjściowe U_{NAC} [V]	190 (+/- 10 %)
Transformator pośredniczący – układ uzwojeń – poziomy napięcie [V]	YNd 400 /190
Częstotliwość [Hz]	50 (+/- 5%)
Prąd znamionowy wyjściowy [A]	150
Osiągalna sprawność [%]	98
Zdolność przeciążeniowa	200% – 2 s 150% – 30 s 120% – 600 s
Współczynnik THD _v [%]	< 2,5 dla odbiorów liniowych

Źródło: opracowanie własne.

Tabela A. 5. Zabezpieczenia w torze głównym PCS100 ESS

Źródło: opracowanie własne

Tor główny							
Typ zabezp.	Prąd znam. I_N	Prąd znam. zwarc. wyl. I_{cu} , przy	Liczba bieg.	Napięcie znam.	Typ charakt.	Prąd znam. różnicowy ΔI	Czas opóźnienia wyl.
	[A]	[kA]	[-]	[V]	[-]	[mA]	[s]
Wyłącznik mocy DPX-E 125 wyposażony w blok różnicowy	63	16	4	400	C 63	300	1

Źródło: opracowanie własne

Tabela A. 6. Nastawy zaprogramowane w układzie sterowania PCS 100 ESS

Układ sterowania PCS 100 ESS		
Parametr	Wartość U/U_N [%]	Dopuszczalny czas trwania [s]
Maksymalna wartość skuteczna napięcia fazowego	110	Brak danych ^{A.1}
Minimalna wartość skuteczna napięcia fazowego	88	Brak danych
Parametr	Wartość f/f_N [%]	Dopuszczalny czas trwania [s]
Maksymalna wartość częstotliwości napięcia zasilającego	108,3	Brak danych
Minimalna wartość częstotliwości napięcia zasilającego	95	Brak danych

Źródło: opracowanie własne.

^{A.1} Danych nie udało się odczytać, ze względu na brak możliwości ingerencji w wewnętrzne algorytmy sterowania urządzenia.

Układ stacjonarny i nadążny paneli fotowoltaicznych

W Instytucie Elektroenergetyki PŁ zainstalowane są dwa układy fotowoltaiczne, tj.: stacjonarny i nadążny. Układ stacjonarny zlokalizowany jest na południowej ścianie budynku Instytutu i składa się z 37 paneli o łącznej mocy 6 kWp, po 2 kWp na fazę. Z kolei układ nadążny znajduje się na dachu budynku i składa się z 3 paneli po 15 modułów. Każdy z paneli został zainstalowany na maszcie wyposażonym w system hydrauliczny umożliwiający obrót panelu w płaszczyźnie pionowej i poziomej. Dzięki temu panele pozycjonowane są w stronę słońca, zapewniając optymalny kąt padania promieni słonecznych i efektywniejsze wykorzystanie systemu. Moduły zostały połączone w układ trójfazowy o łącznej mocy 9 kWp, po 3 kWp na fazę. Oba systemy fotowoltaiczne przyłączone są do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem przetworników mocy (inwertorów) Sunny Boy firmy SMA, pracujących jako źródła prądowe. Inwertory są urządzeniami w pełni zautomatyzowanymi. Tabela A.7 zawiera parametry obu systemów fotowoltaicznych. Widok paneli fotowoltaicznych systemu nadążnego (rys. A.6) i stacjonarnego (rys. A.7) przedstawiono poniżej.



Rys. A. 6. Widok paneli fotowoltaicznych nadążnego systemu fotowoltaicznego
Źródło: opracowanie własne.



Rys. A. 7. Widok paneli fotowoltaicznych stacjonarnego systemu fotowoltaicznego
Źródło: opracowanie własne.

Tabela A. 7 Podstawowe parametry systemów fotowoltaicznych

Parametr	Układ stacjonarny	Układ Nadążny
Ilość modułów [szt.]	27	45
Moc systemu [kWp]	6	9
Typ paneli	225TT	SF200A
Łączna powierzchnia [m ²]	47	75
Producent	IBC PolySol	Solar-Fabrik AG
Ogniwa	Polikrystaliczne	Polikrystaliczne
Moc maksymalna modułu P_p [W]	225	200
Prąd maksymalny modułu I_p [A]	7,44	7,27
Napięcie maksymalne modułu U_p [V]	30,3	27,6
Prąd zwarcia modułu I_{sc} [A]	8,13	7,77
Napięcie obwodu otwartego modułu U_{oc} [V]	36,7	35

Źródło: opracowanie własne.

Odbiory energii

W Laboratorium Generacji Rozproszonej Instytutu Elektroenergetyki PŁ zainstalowane są odbiory energii elektrycznej umożliwiające odwzorowanie pracy przyłączonych do sieci nN typowych urządzeń elektrycznych. Odbiory (rysunek A.8) mogą zostać podzielone na trzy grupy:

- grupa 1 – 4 silniki indukcyjne o łącznej mocy 3.5 kW obciążone prądnicami prądu stałego o mocy elektrycznej regulowanej za pomocą wzbudzenia,
- grupa 2 – pasywny odbiór energii o charakterze RL i nastawialnym współczynniku mocy. Regulacja mocy odbioru może być dokonywana równocześnie i symetrycznie we wszystkich trzech fazach, bądź niezależnie w każdej z faz osobno, za pomocą trzech autotransformatorów płynnie regulujących wartość napięcia podawanego na zaciski odbioru przy użyciu siłowników. Szczytowa moc fazowa odbioru wynosi 10 kVA. Sterowanie siłownikami może być realizowane z pulpitu sterowniczego, zainstalowanego na obudowie urządzenia, lub zdalnie z systemu SCADA.
- prostownik trójfazowy dwupołówkowy o mocy sterowanej w zakresie 0–30 kW za pomocą wyżej wymienionych. autotransformatorów.



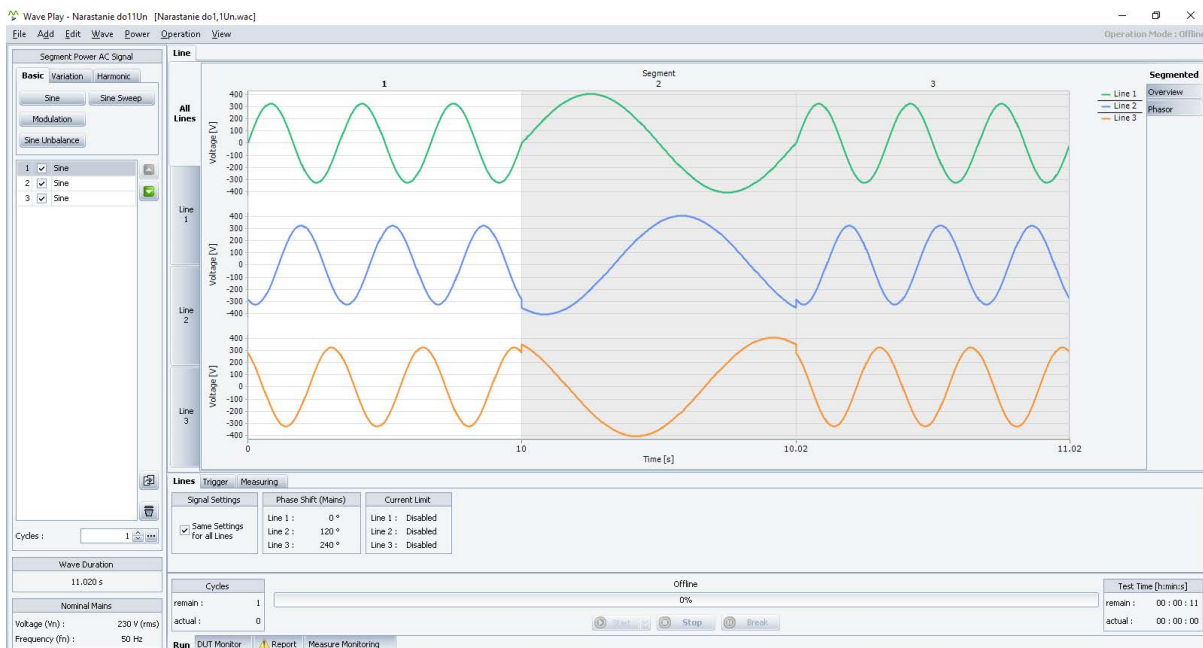
Rys. A. 8. Odbiory energii znajdujące w Laboratorium Generacji Rozproszonej PŁ
Źródło: opracowanie własne.

Wzmacniacz sygnałów napięciowych AC/DC typu NetWave

Generator NetWave (rysunek A.9) produkcji firmy Emtest jest to wielofunkcyjny programowalny 3-fazowy wzmacniacz sygnałów AC/DC, uzyskanych na drodze symulacyjnej, umożliwiającą ich wykorzystanie w obiektach rzeczywistych. Urządzenie wyposażone jest w system odzyskiwania energii oraz system pomiarowo-badawczy i oprogramowanie sterujące. Modelowanie przebiegów wyjściowych może być realizowane przy użyciu dedykowanego oprogramowania *NetWave control* (rysunek A.10) lub z zewnętrznego urządzenia wypracowującego sygnały sterujące. Podstawowe dane techniczne generatora NetWave podano w tabeli A.8.



Rys. A. 9. Wzmacniacz NetWave znajdującego się w Laboratorium Generacji Rozproszonej PŁ
Źródło: opracowanie własne.



Rys. A. 10. Okno testu w oprogramowaniu *NetWave control*
Źródło: opracowanie własne.

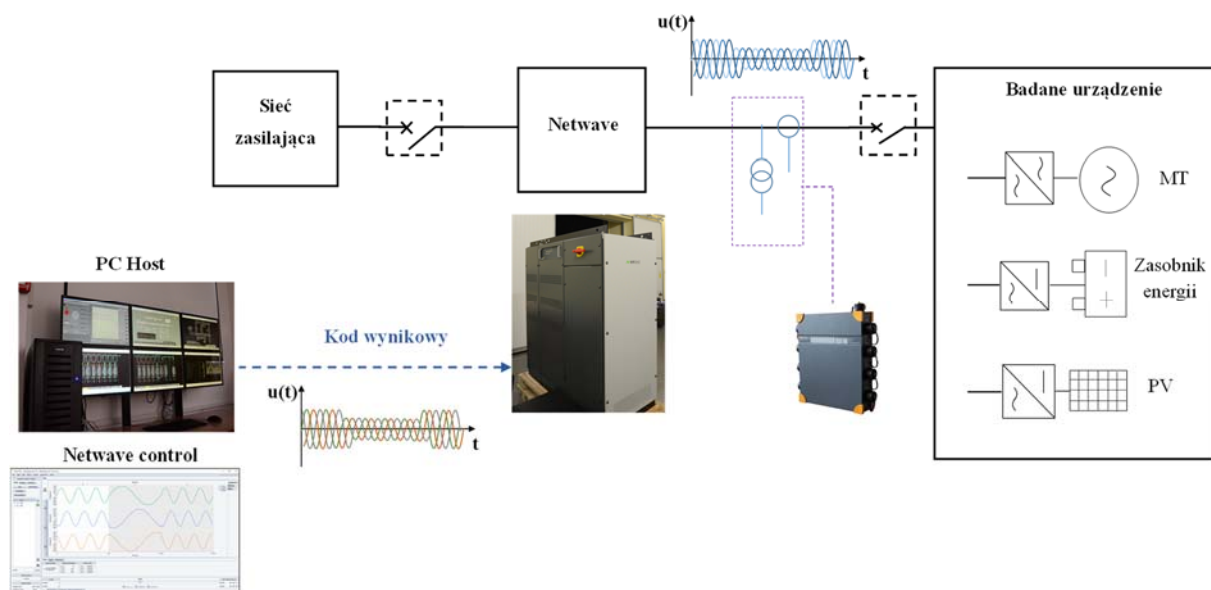
Tabela A. 8. Podstawowe parametry generatora NetWave

Parametr	Układ stacjonarny
Maksymalna moc AC [kVA]	60
Maksymalna moc DC [kW]	70
Zakres regulacji napięcia wyjściowego AC (L-N) [V]	0–3 x 360
Zakres regulacji napięcia wyjściowego DC [V]	500
THD [%]	< 0,5
Prąd wyjściowy ciągły [A]	66
Prąd wyjściowy 3 s [A]	100
Prąd wyjściowy szczytowy powtarzalny [A]	400
Pasma częstotliwości napięcia wyjściowego [kHz]	0–5

Źródło: opracowanie własne.

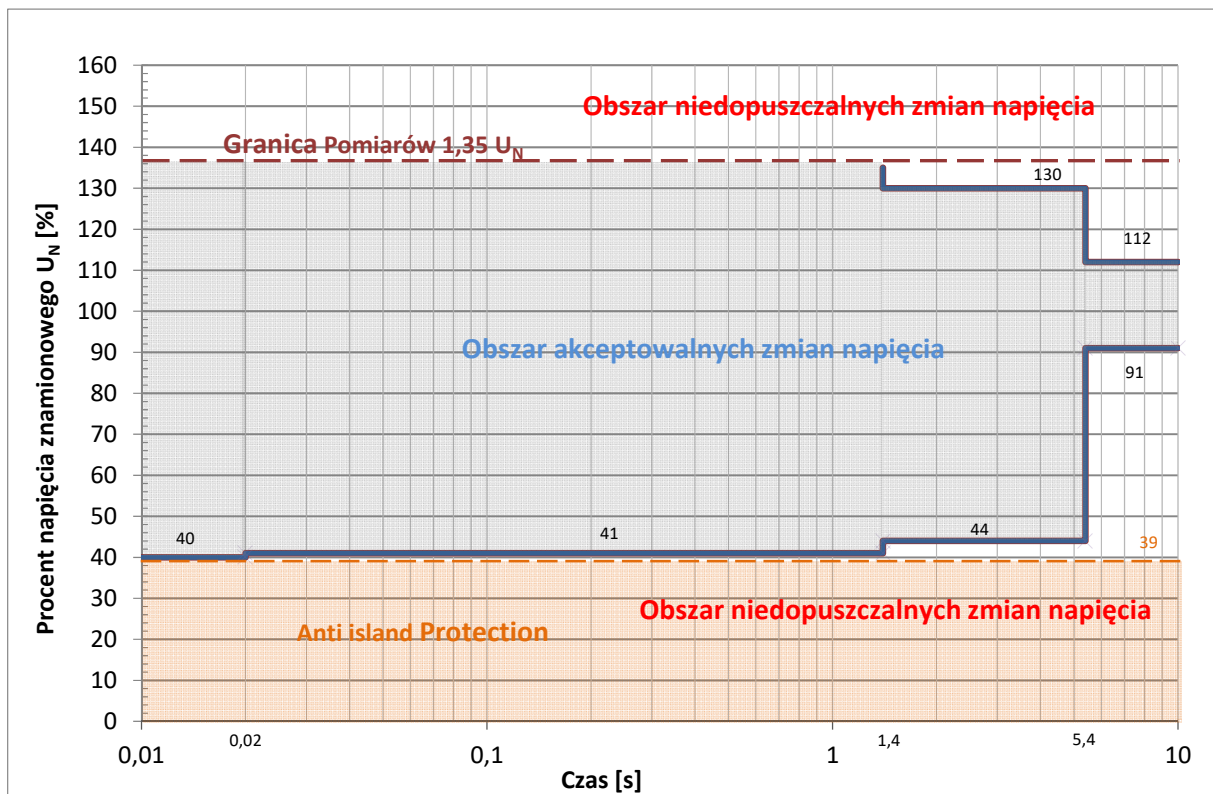
Załącznik B. Wyznaczenie charakterystyki odporności mikro-systemu utworzonego w laboratorium Generacji Rozproszonej

Wypadkowa charakterystyka odporności IC utworzonego MSE została wyznaczona na podstawie eksperymentalnych badań czułości poszczególnych urządzeń zainstalowanych w układzie na zmiany napięcia zasilającego. Badania wykonano przy użyciu generatora Netwave, który umożliwia bardzo dokładną regulację wartości skutecznej napięcia w każdej fazie, w przedziale od 0 do 360 V. Rejestracja pracy poszczególnych urządzeń w trakcie modelowanych zaburzeń dokonywana była za pomocą rejestratora jakości energii elektrycznej Fluke 1760. Układ przygotowany do testów zaprezentowano na rysunku B.1.

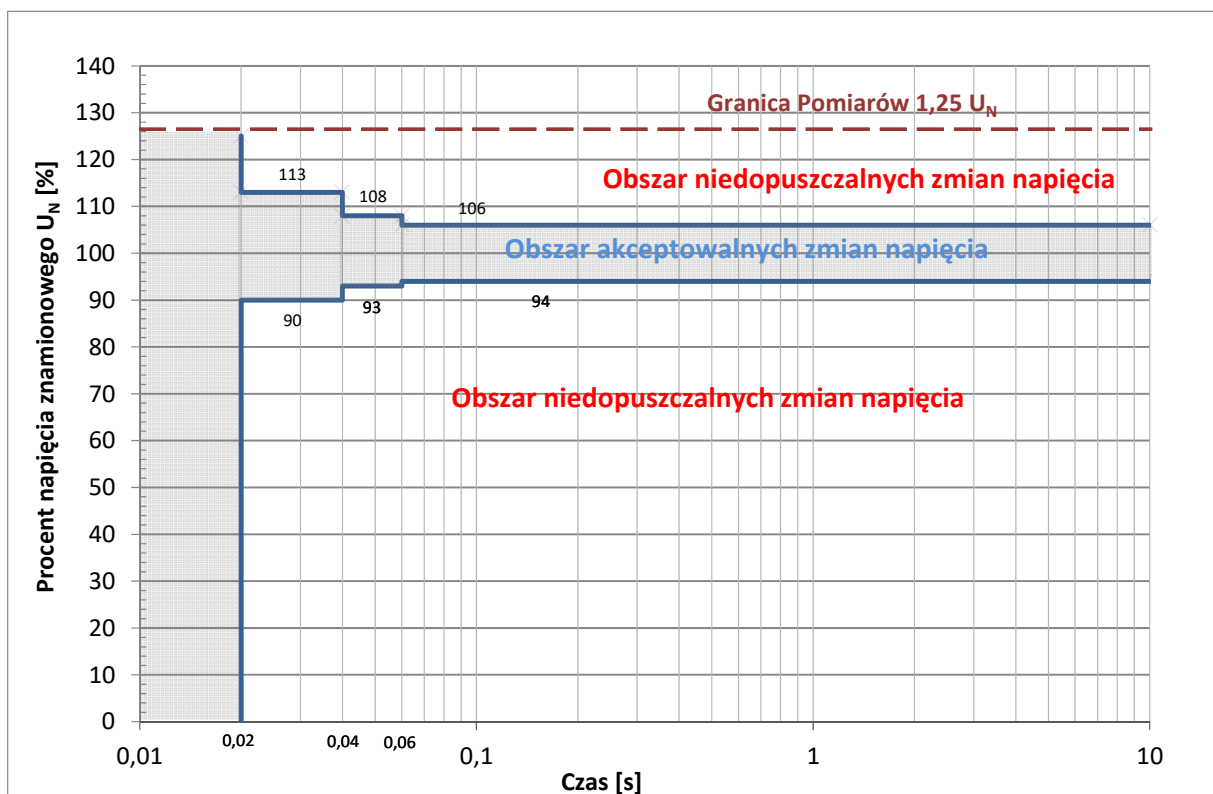


Rys. B. 1. Struktura układu wykorzystanego do wyznaczenia charakterystyki IC utworzonego MSE
Źródło: opracowanie własne.

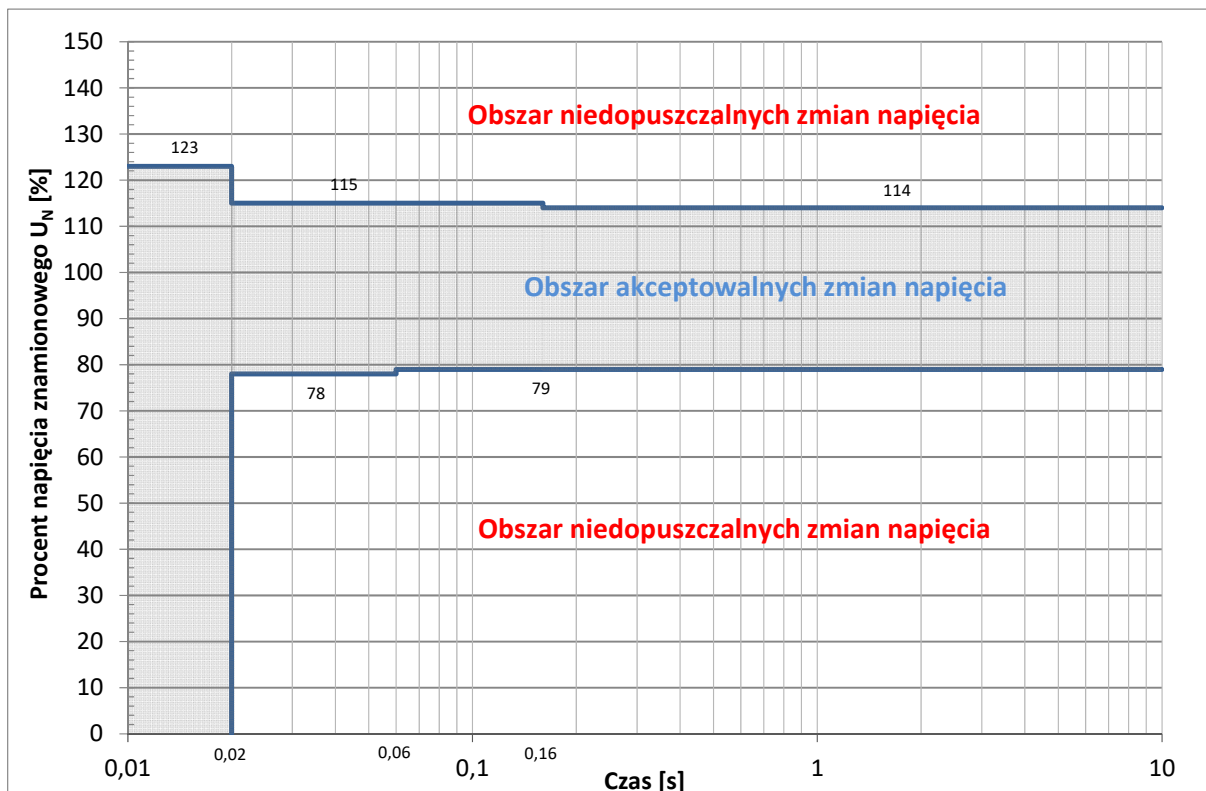
W dedykowanym oprogramowaniu *Netwave control*, zainstalowanym na zewnętrznej stacji roboczej PC, modelowano przebiegi wartości chwilowej napięcia o różnych amplitudach i czasach trwania. Utworzony przebieg wartości chwilowej napięcia w postaci kodu wynikowego przesyłany był następnie do generatora Netwave w celu wypracowania w rzeczywistym układzie. Poszczególne testy wykonywane były oddzielnie dla każdego urządzenia. Otrzymane charakterystyki odporności poszczególnych urządzeń zainstalowanych w rozpatrywanym mikrosystemie elektroenergetycznym zostały przedstawione na rysunkach B.2–B.5 i posłużyły do wyznaczenia wypadkowej charakterystyki całego MSE (rysunek B.6). Charakterystyka ta została utworzona poprzez nałożenie charakterystyk odporności poszczególnych urządzeń i wybranie ich części wspólnej, tj. zakresu zmian napięć w którym wszystkie urządzenia mogą normalnie pracować i nie zostaną awaryjnie wyłączone.



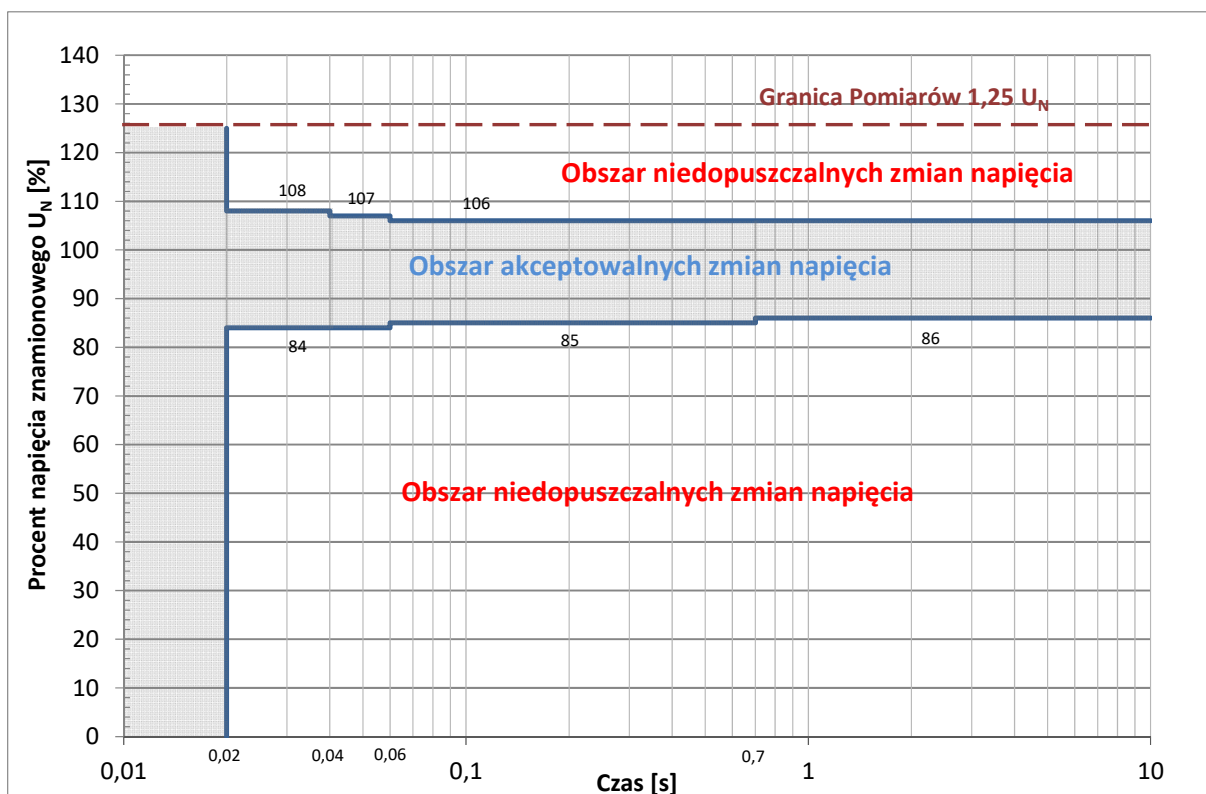
Rys. B. 2. Charakterystyka IC mikrturbiny gazowej Capstone C30
Źródło: opracowanie własne.



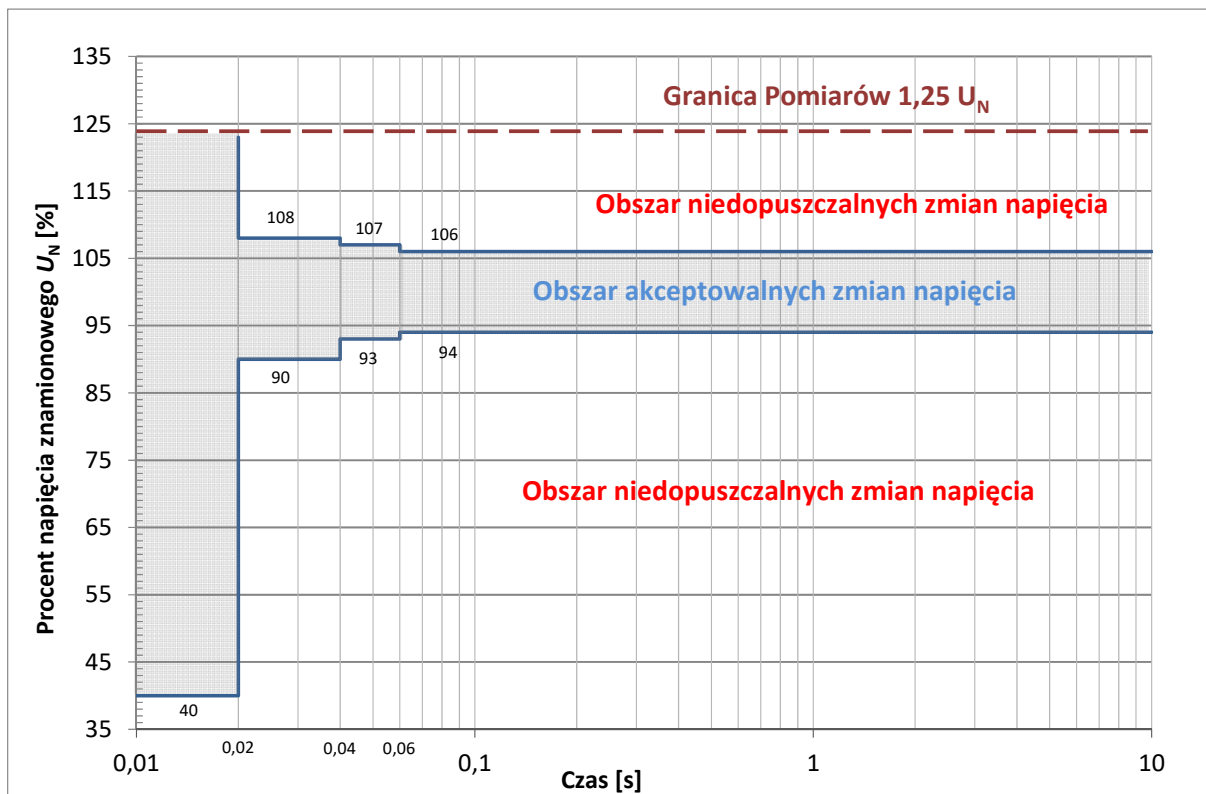
Rys. B. 3. Charakterystyka IC układu PCS 100 ESS
Źródło: opracowanie własne.



Rys. B. 4. Charakterystyka IC stacjonarnego układu PV
Źródło: opracowanie własne.



Rys. B. 5. Charakterystyka IC nadążnego układu PV
Źródło: opracowanie własne.



Rys. B. 6. Charakterystyka odporności MSE na zmiany napięcia zasilającego
Źródło: opracowanie własne.

Wyniki otrzymane z wykonywanych badań zostały zamieszczone w tabelach B.1 do B.22. Zawierają one informacje o dniu i godzinie testu, zamodelowanej zmianie wartości skutecznej napięcia i czasie jej trwania, mocy urządzenia w trakcie testu oraz o jego reakcji na zaburzenie.

Pomiary dla MT

Wyniki otrzymane w trakcie testów, przeprowadzonych dla mikroturbiny gazowej Capstone C 30 w Laboratorium Generacji Rozproszonej PŁ, zamieszczono w tabelach: B.1–B.3.

Tabela B. 1. Pomiary dla MT cz. 1

Testy Netwave z MT 18.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U_N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P MT w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
10:00	0	0,58	5	Wylączenie MT (Grid Fault ^{B.1} , Prot-Rly ^{B.2} , Anti-Island) ^{B.3}
10:05	0	0,58	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot - Rly, Anti-Island)
10:10	0	0,58	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot - Rly, Anti-Island)
10:15	0	0,58	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
10:20	0	0,58	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
11:05	0	0,18	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
11:08	0	0,18	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
11:11	0	0,18	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
11:14	0	0,18	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
11:17	0	0,18	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
11:24	0	0,08	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
11:30	0	0,08	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
11:36	0	0,08	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
11:42	0	0,08	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
11:48	0	0,08	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot - Rly, Anti-Island)
11:40	0	0,02	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
12:40	0	0,02	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
13:40	0	0,02	5	Wylączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)

B.1 Grid Fault – Komunikat o zaniku napięcia zasilającego.

B.2 Prot –Rly – Komunikat o przekroczeniu dopuszczalnej wartości napięcia zasilającego pochodzący od grupy zabezpieczeń Protective – Relay.

B.3 Anti – Island – Komunikat o detekcji warunków niekontrolowanej pracy wyspowej mikroturbiny od grupy zabezpieczeń Anti – Island Protection.

14:40	0	0,02	5	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
15:40	0	0,02	5	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
18:30	0	0,58	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
18:35	0	0,58	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
18:40	0	0,58	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
18:45	0	0,58	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
18:50	0	0,58	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
18:55	0	0,18	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
19:00	0	0,18	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
19:05	0	0,18	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
19:10	0	0,18	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
19:15	0	0,18	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
20:30	0	0,08	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
20:35	0	0,08	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
20:40	0	0,08	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
20:45	0	0,08	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
20:50	0	0,08	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
20:55	0	0,02	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
21:00	0	0,02	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)
21:05	0	0,02	0	Wyłączenie MT (Grid Fault, Prot-Rly, Anti-Island)

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 2. Pomiary dla MT cz. 2

Testy Netwave z MT 19.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U_N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P MT w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
12:13	0,435	0,5	5	MT pracuje dalej
12:18	0,435	0,5	5	MT pracuje dalej
12:23	0,435	0,5	5	MT pracuje dalej
12:28	0,435	0,5	5	MT pracuje dalej
12:33	0,435	0,5	5	MT pracuje dalej
13:09	0,435	0,2	5	MT pracuje dalej
13:30	0,435	0,2	5	MT pracuje dalej

13:40	0,435	0,2	5	MT pracuje dalej
13:50	0,435	0,2	5	MT pracuje dalej
14:00	0,435	0,2	5	MT pracuje dalej
14:41	0,435	0,7	5	MT pracuje dalej
14:45	0,435	0,7	5	MT pracuje dalej
14:49	0,435	0,7	5	MT pracuje dalej
14:53	0,435	0,7	5	MT pracuje dalej
14:57	0,435	0,7	5	MT pracuje dalej
15:00	0,435	1,2	5	MT pracuje dalej
15:10	0,435	1,2	5	MT pracuje dalej
15:20	0,435	1,2	5	MT pracuje dalej
15:30	0,435	1,2	5	MT pracuje dalej
15:40	0,435	1,2	5	MT pracuje dalej
16:35	0,435	1,4	5	MT pracuje dalej
16:40	0,435	1,4	5	MT pracuje dalej
16:45	0,435	1,4	5	MT pracuje dalej
16:50	0,435	1,4	5	MT pracuje dalej
16:55	0,435	1,4	5	MT pracuje dalej
17:15	0,435	1,6	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)
17:25	0,435	1,6	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)
17:35	0,435	1,6	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)
17:45	0,435	1,6	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)
17:55	0,435	1,6	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)
18:30	0,435	2	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)
18:35	0,435	2	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)
18:40	0,435	2	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)
18:45	0,435	2	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)
18:50	0,435	2	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)
20:00	0,5	2	5	MT pracuje dalej
20:05	0,5	2	5	MT pracuje dalej
20:10	0,5	2	5	MT pracuje dalej
20:15	0,5	2	5	MT pracuje dalej

20:20	0,5	2	5	MT pracuje dalej
20:25	0,5	7	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 5,4 s)
20:30	0,5	7	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 5,4 s)
20:35	0,5	7	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 5,4 s)
20:40	0,5	7	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 5,4 s)
20:45	0,5	7	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 5,4 s)
21:00	0,4	0,4	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island)
21:03	0,4	0,4	5	Wyłączenie MT (Prot - Rly; Anti-Island)
21:06	0,4	0,4	5	Wyłączenie MT (Prot - Rly; Anti-Island)
21:09	0,4	0,4	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island)
21:12	0,4	0,4	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island)
21:15	0,4	0,1	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island)
21:18	0,4	0,1	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island)
21:21	0,4	0,1	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island)
21:24	0,4	0,1	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island)
21:27	0,4	0,1	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island)

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 3. Pomiary dla MT cz. 3

Testy Netwave z MT 19.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/Un [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P MT w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
21:33	0,4	0,04	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island, ucięcie prądów po 33 ms)
21:36	0,4	0,04	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island, ucięcie prądów po 33 ms)
21:39	0,4	0,04	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island, ucięcie prądów po 33 ms)
21:42	0,4	0,04	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island, ucięcie prądów po 33 ms)
21:45	0,4	0,02	5	MT pracuje dalej
21:48	0,4	0,02	5	MT pracuje dalej
21:51	0,4	0,02	5	MT pracuje dalej
21:54	0,4	0,02	5	MT pracuje dalej
21:57	0,4	0,02	5	MT pracuje dalej
22:00	0,435	1,5	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)
22:03	0,435	1,5	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)

22:06	0,435	1,5	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)
22:09	0,435	1,5	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)
22:12	0,435	1,5	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly, ucięcie prądów po czasie 1,4 s)
22:15	0,435	1,4	5	MT pracuje dalej
22:18	0,435	1,4	5	MT pracuje dalej
22:21	0,435	1,4	5	MT pracuje dalej
22:24	0,435	1,4	5	MT pracuje dalej
22:27	0,435	1,4	5	MT pracuje dalej
22:30	0,435	1,3	5	MT pracuje dalej
22:33	0,435	1,3	5	MT pracuje dalej
22:36	0,435	1,3	5	MT pracuje dalej
22:39	0,435	1,3	5	MT pracuje dalej
22:42	0,435	1,3	5	MT pracuje dalej
22:45	0,39	0,02	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island)
22:48	0,39	0,02	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island)
22:51	0,39	0,02	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island)
22:54	0,39	0,02	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island)
22:57	0,39	0,02	5	Wyłączenie MT (Prot-Rly; Anti-Island)

Źródło: opracowanie własne.

Pomiary dla układu PCS 100 ESS

Wyniki otrzymane w trakcie testów przeprowadzonych dla układu PCS 100 ESS w Laboratorium Generacji Rozproszonej PŁ zamieszczono w tabelach: B.4–B.11.

Tabela B. 4. Pomiary dla PCS 100 ESS cz. 1

Testy Netwave z PCS 100 21.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U_N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PCS w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
16:23	0,9	25	2	Przejdźcie do pracy wyspowej
16:25	0,9	25	2	Przejdźcie do pracy wyspowej
16:27	0,9	25	2	Przejdźcie do pracy wyspowej
16:29	0,9	25	2	Przejdźcie do pracy wyspowej
16:31	0,9	25	2	Przejdźcie do pracy wyspowej
16:35	0,9	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 900 ms
16:38	0,9	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1100 ms
16:41	0,9	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 900 ms
16:44	0,9	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1100 ms
16:47	0,9	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1100 ms
16:50	0,95	22	2	PCS 100 Pracuje dalej
16:53	0,95	22	2	PCS 100 Pracuje dalej
16:56	0,95	22	2	PCS 100 Pracuje dalej
16:59	0,95	22	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:02	0,95	22	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:30	0,87	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 900 ms
17:33	0,87	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 850 ms
17:35	0,87	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1100 ms
17:37	0,87	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 900 ms
17:39	0,87	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1100 ms
17:45	0,94	22	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:48	0,94	22	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:51	0,94	22	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:54	0,94	22	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:57	0,94	22	2	PCS 100 Pracuje dalej

18:00	0,92	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 350 ms
18:03	0,92	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 350 ms
18:06	0,92	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 650 ms
18:09	0,92	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 400 ms
18:12	0,92	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 550 ms
18:15	0,913	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 600 ms
18:18	0,913	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 850 ms
18:21	0,913	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1100 ms
18:24	0,913	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 900 ms
18:27	0,913	22	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1100 ms
19:10	0	60	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1350 ms
19:23	0	60	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1250 ms
19:26	0	60	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1050 ms
19:29	0	60	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 850 ms
19:32	0	60	2	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1600 ms
19:35	0	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 850 ms
19:38	0	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 650 ms
19:41	0	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 850 ms
19:44	0	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1000 ms
19:47	0	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1350 ms
19:50	0,5	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 850 ms
19:53	0,5	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1100 ms
19:56	0,5	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 850 ms
19:59	0,5	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1000 ms
20:02	0,5	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 450 ms
21:00	0,8	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 650 ms
19:59	0,8	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 850 ms
20:02	0,8	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1000 ms
21:00	0,8	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1100 ms

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 5. Pomiary dla PCS 100 ESS cz. 2

Testy Netwave z PCS 100 21.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/UN [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PCS w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
21:15	0,9	60	5	Przejsie do pracy wyspowej po czasie 1100 ms
21:20	0,9	60	5	Przejsie do pracy wyspowej po czasie 900 ms
21:25	0,9	60	5	Przejsie do pracy wyspowej po czasie 450 ms
21:30	0,9	60	5	Przejsie do pracy wyspowej po czasie 600 ms
21:35	0,93	60	5	Przejsie do pracy wyspowej po czasie 900 ms
21:40	0,93	60	5	Przejsie do pracy wyspowej po czasie 550 ms
21:45	0,93	60	5	Przejsie do pracy wyspowej po czasie 900 ms
21:50	0,93	60	5	Przejsie do pracy wyspowej po czasie 750 ms
21:55	0,93	60	5	Przejsie do pracy wyspowej po czasie 600 ms
22:10	0,94	60	5	PCS 100 Pracuje dalej
22:14	0,94	60	5	PCS 100 Pracuje dalej
22:18	0,94	60	5	PCS 100 Pracuje dalej
22:22	0,94	60	5	PCS 100 Pracuje dalej
22:26	0,94	60	5	PCS 100 Pracuje dalej

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 6. Pomiary dla PCS 100 ESS cz. 3

Testy Netwave z PCS 22.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/UN [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PCS w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
10:00	1,06	60	5	Przejsie do pracy wyspowej po czasie 400 ms
10:03	1,06	60	5	Przejsie do pracy wyspowej po czasie 550 ms
10:06	1,06	60	5	Przejsie do pracy wyspowej po czasie 550 ms
10:09	1,06	60	5	Przejsie do pracy wyspowej po czasie 750 ms
10:12	1,06	60	5	Przejsie do pracy wyspowej po czasie 850 ms
10:15	1,05	60	5	PCS 100 Pracuje dalej
10:18	1,05	60	5	PCS 100 Pracuje dalej
10:21	1,05	60	5	PCS 100 Pracuje dalej
10:24	1,05	60	5	PCS 100 Pracuje dalej

10:27	1,05	60	5	PCS 100 Pracuje dalej
10:30	1,05	60	5	PCS 100 Pracuje dalej
10:33	1,05	60	5	PCS 100 Pracuje dalej
10:36	1,05	60	5	PCS 100 Pracuje dalej
10:39	1,05	60	5	PCS 100 Pracuje dalej
10:42	1,05	60	5	PCS 100 Pracuje dalej
10:45	1,09	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1050 ms
10:48	1,09	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1450 ms
10:51	1,09	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1300 ms
10:54	1,09	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 850 ms
10:57	1,09	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1650 ms
11:00	1,08	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 650 ms
11:03	1,08	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 350 ms
11:06	1,08	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 550 ms
11:09	1,08	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 850 ms
11:12	1,08	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 450 ms
11:15	1,07	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 650 ms
11:18	1,07	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 1350 ms
11:21	1,07	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 650 ms
11:24	1,07	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 450 ms
11:27	1,07	60	5	Przejdźcie do pracy wyspowej po czasie 950 ms

Źródło: opracowanie własne .

Tabela B. 7. Pomiary dla PCS 100 ESS cz. 4

Testy Netwawe z PCS 22.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U _N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PCS w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
14:27	0,93	0,2	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
14:30	0,93	0,2	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
14:33	0,93	0,2	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
14:36	0,93	0,2	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
14:39	0,93	0,2	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
14:42	0,93	0,1	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
14:45	0,93	0,1	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
14:48	0,93	0,1	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
14:51	0,93	0,1	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
14:54	0,93	0,1	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
14:57	0,93	0,08	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
15:00	0,93	0,08	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
15:03	0,93	0,08	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
15:06	0,93	0,08	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
15:09	0,93	0,06	5	PCS 100 Pracuje dalej
15:12	0,93	0,06	5	PCS 100 Pracuje dalej
15:15	0,93	0,06	5	PCS 100 Pracuje dalej
15:18	0,93	0,06	5	PCS 100 Pracuje dalej
15:21	0,93	0,06	5	PCS 100 Pracuje dalej
15:24	0,8	0,04	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
15:27	0,8	0,04	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
15:30	0,8	0,04	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
15:33	0,8	0,04	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
15:36	0,8	0,04	5	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
17:15	0,8	0,02	5	PCS 100 Pracuje dalej
17:20	0,8	0,02	5	PCS 100 Pracuje dalej
17:25	0,8	0,02	5	PCS 100 Pracuje dalej
17:30	0,8	0,02	5	PCS 100 Pracuje dalej
17:35	0,8	0,02	5	PCS 100 Pracuje dalej

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 8. Pomiary dla PCS 100 ESS cz. 5

Testy Netwave z PCS 23.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U _N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PCS w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
08:00	0,91	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
08:04	0,91	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
08:08	0,91	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
08:12	0,91	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
08:16	0,91	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
08:20	0,6	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
08:24	0,6	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
08:28	0,6	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
08:32	0,6	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
08:36	0,6	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
08:40	0,9	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
08:44	0,9	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
08:48	0,9	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
08:52	0,9	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
08:56	0,9	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
09:00	0,8	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
09:04	0,8	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
09:08	0,8	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
09:12	0,8	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
09:16	0,8	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 9. Pomiary dla PCS 100 ESS cz. 6

Testy Netwawe z PCS 23.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/UN [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PCS w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
09:24	0	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
09:28	0	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
09:32	0	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
09:36	0	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
09:40	0	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
09:44	0	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
09:48	0	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
09:52	0	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
09:56	0	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
10:00	0,8	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
10:04	0,8	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
10:08	0,8	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
10:12	0,8	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
10:16	0,8	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
10:20	0,8	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
10:24	0,8	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
10:28	0,8	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
10:32	0,8	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
10:36	0,8	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
10:40	0,8	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
10:44	0,8	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
10:48	0,8	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
10:52	0,8	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
10:56	0,8	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
11:00	0,91	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
11:04	0,91	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
11:08	0,91	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
11:12	0,91	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
11:16	0,91	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej

11:20	0,9	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
11:24	0,9	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
11:28	0,9	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
11:32	0,9	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
11:36	0,9	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
11:40	0,91	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
11:44	0,91	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
11:48	0,91	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
11:52	0,91	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
11:56	0,91	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
12:00	0,94	0,08	2	PCS 100 Pracuje dalej
12:04	0,94	0,08	2	PCS 100 Pracuje dalej
12:08	0,94	0,08	2	PCS 100 Pracuje dalej
12:12	0,94	0,08	2	PCS 100 Pracuje dalej
12:16	0,94	0,08	2	PCS 100 Pracuje dalej
12:20	0,94	1	2	PCS 100 Pracuje dalej
12:24	0,94	1	2	PCS 100 Pracuje dalej
12:28	0,94	1	2	PCS 100 Pracuje dalej
12:32	0,94	1	2	PCS 100 Pracuje dalej
12:36	0,94	1	2	PCS 100 Pracuje dalej
12:40	0,94	10	2	PCS 100 Pracuje dalej
12:44	0,94	10	2	PCS 100 Pracuje dalej
12:48	0,94	10	2	PCS 100 Pracuje dalej
12:52	0,94	10	2	PCS 100 Pracuje dalej
12:56	0,94	10	2	PCS 100 Pracuje dalej
13:00	0,81	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
13:04	0,81	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
13:12	0,81	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
13:16	0,81	0,06	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
13:20	0,89	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
13:24	0,89	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
13:28	0,89	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej

13:32	0,89	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
-------	------	------	---	--

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 10. Pomiary dla PCS 100 ESS cz. 7

Testy Netwave z PCS 24.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U _N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PCS w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
16:17	1,07	0,3	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:19	1,07	0,3	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:21	1,07	0,3	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:23	1,07	0,3	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:25	1,07	0,3	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:27	1,07	0,2	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:29	1,07	0,2	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:31	1,07	0,2	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:33	1,07	0,2	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:35	1,07	0,2	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:37	1,07	0,1	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:39	1,07	0,1	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:41	1,07	0,1	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:43	1,07	0,1	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:45	1,07	0,1	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:47	1,07	0,08	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:49	1,07	0,08	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:51	1,07	0,08	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:53	1,07	0,08	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:55	1,07	0,08	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
16:57	1,07	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej
16:59	1,07	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:01	1,07	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:03	1,07	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:05	1,07	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:30	1,08	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej

17:32	1,08	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:34	1,08	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:36	1,08	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:38	1,08	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:40	1,09	0,06	2	PCS 100 Przeszedl do pracy wyspowej
17:42	1,09	0,06	2	PCS 100 Przeszedl do pracy wyspowej
17:44	1,09	0,06	2	PCS 100 Przeszedl do pracy wyspowej
17:46	1,09	0,06	2	PCS 100 Przeszedl do pracy wyspowej
17:48	1,09	0,06	2	PCS 100 Przeszedl do pracy wyspowej
17:50	1,09	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:52	1,09	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:54	1,09	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:56	1,09	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
17:58	1,09	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:00	1,1	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:02	1,1	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:04	1,1	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:06	1,1	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:08	1,1	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:10	1,15	0,04	2	PCS 100 Przeszedl do pracy wyspowej
18:12	1,15	0,04	2	PCS 100 Przeszedl do pracy wyspowej
18:14	1,15	0,04	2	PCS 100 Przeszedl do pracy wyspowej
18:16	1,15	0,04	2	PCS 100 Przeszedl do pracy wyspowej
18:18	1,15	0,04	2	PCS 100 Przeszedl do pracy wyspowej
18:20	1,12	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:22	1,12	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:24	1,12	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:26	1,12	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:28	1,12	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 11. Pomiary dla PCS 100 ESS cz. 8

Testy Netwave z PCS 24.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U_N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PCS w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
18:30	1,13	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:32	1,13	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:34	1,13	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:36	1,13	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:38	1,13	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:40	1,14	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:42	1,14	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
18:44	1,14	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
18:46	1,14	0,04	2	PCS 100 Przeszedł do pracy wyspowej
18:48	1,14	0,04	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:15	1,14	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:18	1,14	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:21	1,14	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:24	1,14	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:27	1,14	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:30	1,15	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:33	1,15	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:36	1,15	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:39	1,15	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:42	1,15	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:45	1,2	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:48	1,2	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:51	1,2	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:54	1,2	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
19:57	1,2	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
20:00	1,25	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
20:05	1,25	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
20:10	1,25	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
20:15	1,25	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej

20:20	1,25	0,02	2	PCS 100 Pracuje dalej
20:25	1,06	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej
20:30	1,06	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej
20:35	1,06	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej
20:40	1,06	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej
20:45	1,06	0,06	2	PCS 100 Pracuje dalej
20:50	1,06	0,1	2	PCS 100 Pracuje dalej
20:55	1,06	0,1	2	PCS 100 Pracuje dalej
21:00	1,06	0,1	2	PCS 100 Pracuje dalej
21:05	1,06	0,1	2	PCS 100 Pracuje dalej
21:10	1,06	0,1	2	PCS 100 Pracuje dalej
21:15	1,06	10	2	PCS 100 Pracuje dalej
21:20	1,06	10	2	PCS 100 Pracuje dalej
21:25	1,06	10	2	PCS 100 Pracuje dalej
21:30	1,06	10	2	PCS 100 Pracuje dalej
21:35	1,06	10	2	PCS 100 Pracuje dalej

Źródło: opracowanie własne.

Pomiary dla stacjonarnego układu PV

Wyniki otrzymane w trakcie testów przeprowadzonych dla stacjonarnego układu PV w Laboratorium Generacji Rozproszonej PŁ zamieszczono w tabelach: B.12 – B.16.

Tabela B. 12. Pomiary dla stacjonarnego układu PV cz. 1

Testy Netwawe z PV stacjonarny 27.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U_N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PV w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
18:45	0,8	10	2	PV Pracuje dalej
18:47	0,8	10	2	PV Pracuje dalej
18:49	0,8	10	2	PV Pracuje dalej
18:51	0,8	10	2	PV Pracuje dalej
18:53	0,8	10	2	PV Pracuje dalej
18:55	0,7	10	2	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
18:57	0,7	10	2	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 250 ms
18:59	0,7	10	2	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 350 ms
19:01	0,7	10	2	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
19:03	0,7	10	2	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 400 ms
19:05	0,75	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 350 ms
19:07	0,75	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 250 ms
19:09	0,75	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 350 ms
19:11	0,75	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 450 ms
19:13	0,75	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 250 ms
19:15	0,77	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 250 ms
19:17	0,77	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 350 ms
19:19	0,77	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 350 ms
19:21	0,77	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 250 ms
19:23	0,77	10	1	Wyłączenie PV
19:25	0,79	10	1	PV Pracuje dalej
19:27	0,79	10	1	PV Pracuje dalej
19:29	0,79	10	1	PV Pracuje dalej
19:31	0,79	10	1	PV Pracuje dalej
19:33	0,79	10	1	PV Pracuje dalej
19:35	0,79	10	1	PV Pracuje dalej

19:37	0,78	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 200 ms
19:39	0,78	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
19:41	0,78	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 250 ms
19:43	0,78	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 350 ms
19:45	0,78	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
19:47	0,78	10	1	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 13. Pomiary dla stacjonarnego układu PV cz. 2

Testy Netwave z PV stacjonarny 28.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U_N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PV w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
09:17	0,78	0,08	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:19	0,78	0,08	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:21	0,78	0,08	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:23	0,78	0,08	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:25	0,78	0,08	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:27	0,78	0,1	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:29	0,78	0,1	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:31	0,78	0,1	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:33	0,78	0,1	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:35	0,78	0,1	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:37	0,78	0,1	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:39	0,78	0,1	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:41	0,78	0,1	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:43	0,78	0,1	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:45	0,78	0,1	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:47	0,78	0,08	5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:49	0,78	0,08	5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:51	0,78	0,08	5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:53	0,78	0,08	5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:55	0,78	0,08	5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
09:57	0,78	0,06	5	PV Pracuje dalej
09:59	0,78	0,06	5	PV Pracuje dalej

10:01	0,78	0,06	5	PV Pracuje dalej
10:03	0,78	0,06	5	PV Pracuje dalej
10:05	0,78	0,06	5	PV Pracuje dalej
10:07	0,78	0,04	4	PV Pracuje dalej
10:09	0,78	0,04	4	PV Pracuje dalej
10:11	0,78	0,04	4	PV Pracuje dalej
10:13	0,78	0,04	4	PV Pracuje dalej
10:15	0,78	0,04	4	PV Pracuje dalej
10:17	0,78	0,08	4	PV Pracuje dalej
10:19	0,78	0,08	4	PV Pracuje dalej
10:21	0,78	0,08	4	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
10:23	0,78	0,08	4	PV Pracuje dalej
10:25	0,78	0,08	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
10:27	0,78	0,08	2	PV Pracuje dalej
10:29	0,78	0,08	2	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
10:31	0,78	0,08	2	PV Pracuje dalej
10:33	0,78	0,08	2	Ograniczenie prądu w w 1 fazie PV
10:35	0,78	0,08	2	PV Pracuje dalej
10:37	0,77	0,08	2	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
10:39	0,77	0,08	3	Ograniczenie prądu w 3 fazach PV
10:41	0,77	0,08	3	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
10:43	0,77	0,08	3	Ograniczenie prądu w 3 fazach PV
10:45	0,77	0,08	3	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
10:47	0,77	0,06	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
10:49	0,77	0,06	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
10:51	0,77	0,06	4	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
10:53	0,77	0,06	4	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
10:55	0,77	0,06	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
10:57	0,77	0,04	4	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
10:59	0,77	0,04	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
11:01	0,77	0,04	4	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
11:03	0,77	0,04	4	Ograniczenie prądu w 3 fazach PV

11:05	0,77	0,04	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
11:07	0,77	0,02	5	PV Pracuje dalej
11:09	0,77	0,02	5	PV Pracuje dalej
11:11	0,77	0,02	5	PV Pracuje dalej
11:13	0,77	0,02	5	PV Pracuje dalej
11:15	0,77	0,02	5	PV Pracuje dalej

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 14. Pomiary dla stacjonarnego układu PV cz. 3

Testy Netwave z PV stacjonarny 28.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U_N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PV w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
11:17	0,5	0,02	5	PV Pracuje dalej
11:19	0,5	0,02	5	PV Pracuje dalej
11:21	0,5	0,02	5	PV Pracuje dalej
11:23	0,5	0,02	5	PV Pracuje dalej
11:25	0,5	0,02	5	PV Pracuje dalej
11:27	0,2	0,02	3	PV Pracuje dalej
11:29	0,2	0,02	3	PV Pracuje dalej
11:31	0,2	0,02	3	PV Pracuje dalej
11:33	0,2	0,02	3	PV Pracuje dalej
11:35	0,2	0,02	3	PV Pracuje dalej
11:37	0	0,02	3	PV Pracuje dalej
11:39	0	0,02	3	PV Pracuje dalej
11:41	0	0,02	3	PV Pracuje dalej
11:43	0	0,02	3	PV Pracuje dalej
11:45	0	0,02	3	PV Pracuje dalej
11:47	1,1	1	2	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 100 ms
11:49	1,1	1	2	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 90 ms
11:51	1,1	1	2	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 90 ms
11:53	1,1	1	2	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 80 ms
11:55	1,1	1	2	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 100 ms
11:57	1,05	1	3	PV Pracuje dalej
11:59	1,05	1	3	PV Pracuje dalej

12:01	1,05	1	3	PV Pracuje dalej
12:03	1,05	1	3	PV Pracuje dalej
12:05	1,05	1	3	PV Pracuje dalej
12:07	1,2	1	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
12:09	1,2	1	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
12:11	1,2	1	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
12:13	1,2	1	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
12:15	1,2	1	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
12:17	1,15	1	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
12:19	1,15	1	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
12:21	1,15	1	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
12:23	1,15	1	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
12:25	1,15	1	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
12:27	1,11	1	4	PV Pracuje dalej
12:29	1,11	1	4	PV Pracuje dalej
12:31	1,11	1	4	PV Pracuje dalej
12:33	1,11	1	4	PV Pracuje dalej
12:35	1,11	1	4	PV Pracuje dalej
12:37	1,12	1	4	PV Pracuje dalej
12:39	1,12	1	4	PV Pracuje dalej
12:41	1,12	1	4	PV Pracuje dalej
12:43	1,12	1	4	PV Pracuje dalej
12:45	1,12	1	4	PV Pracuje dalej
12:47	1,13	1	5	PV Pracuje dalej
12:49	1,13	1	5	PV Pracuje dalej
12:51	1,13	1	5	PV Pracuje dalej
12:53	1,13	1	5	PV Pracuje dalej
12:55	1,13	1	5	PV Pracuje dalej
12:57	1,14	1	5	PV Pracuje dalej
12:59	1,14	1	5	PV Pracuje dalej
13:01	1,14	1	5	PV Pracuje dalej
13:03	1,14	1	5	PV Pracuje dalej

13:05	1,14	1	5	PV Pracuje dalej
13:07	1,14	10	5	PV Pracuje dalej
13:09	1,14	10	5	PV Pracuje dalej
13:11	1,14	10	5	PV Pracuje dalej
13:13	1,14	10	5	PV Pracuje dalej
13:15	1,14	10	5	PV Pracuje dalej

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 15. Pomiary dla stacjonarnego układu PV cz. 4

Testy Netwave z PV stacjonarny 28.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U_N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PV w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
13:17	1,15	0,08	3	PV Pracuje dalej
13:19	1,15	0,08	3	PV Pracuje dalej
13:21	1,15	0,08	3	PV Pracuje dalej
13:23	1,15	0,08	3	PV Pracuje dalej
13:25	1,15	0,08	3	PV Pracuje dalej
13:27	1,15	0,1	3	PV Pracuje dalej
13:29	1,15	0,1	3	PV Pracuje dalej
13:31	1,15	0,1	3	PV Pracuje dalej
13:33	1,15	0,1	3	PV Pracuje dalej
13:35	1,15	0,1	3	PV Pracuje dalej
13:37	1,15	0,17	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
13:39	1,15	0,17	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
13:41	1,15	0,17	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
13:43	1,15	0,17	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
13:45	1,15	0,17	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
13:49	1,15	0,16	2	PV Pracuje dalej
13:51	1,15	0,16	2	PV Pracuje dalej
13:53	1,15	0,16	2	PV Pracuje dalej
13:55	1,15	0,16	2	PV Pracuje dalej
13:57	1,15	0,16	2	PV Pracuje dalej
13:59	1,15	0,3	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:01	1,15	0,3	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV

14:03	1,15	0,3	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:05	1,15	0,3	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:07	1,15	0,3	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:09	1,15	0,2	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:11	1,15	0,2	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:13	1,15	0,2	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:15	1,15	0,2	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:17	1,15	0,2	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:19	1,15	0,12	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:21	1,15	0,12	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:23	1,15	0,12	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:25	1,15	0,12	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:27	1,15	0,12	1	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:29	1,15	0,08	2	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:31	1,15	0,08	2	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:33	1,15	0,08	2	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:35	1,15	0,08	2	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:37	1,15	0,08	2	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:39	1,15	0,06	2	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:41	1,15	0,06	2	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:43	1,15	0,06	2	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:45	1,15	0,06	2	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:47	1,15	0,06	2	Bezzwłoczne wyłączenie PV
14:49	1,15	0,04	3	PV Pracuje dalej
14:51	1,15	0,04	3	PV Pracuje dalej
14:53	1,15	0,04	3	PV Pracuje dalej
14:55	1,15	0,04	3	PV Pracuje dalej
14:57	1,15	0,04	3	PV Pracuje dalej
14:59	1,2	0,04	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
15:01	1,2	0,04	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
15:03	1,2	0,04	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
15:05	1,2	0,04	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV

15:07	1,2	0,04	3	Bezzwłoczne wyłączenie PV
15:09	1,2	0,02	3	PV Pracuje dalej
15:11	1,2	0,02	3	PV Pracuje dalej
15:13	1,2	0,02	3	PV Pracuje dalej
15:15	1,2	0,02	3	PV Pracuje dalej
15:17	1,2	0,02	3	PV Pracuje dalej

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 16. Pomiary dla stacjonarnego układu PV cz. 5.

Testy Netwave z PV stacjonarny 28.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U_N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PV w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
15:19	1,25	0,02	4	Bezzwłoczne wyłączenie PV
15:21	1,25	0,02	4	Bezzwłoczne wyłączenie PV
15:23	1,25	0,02	4	Bezzwłoczne wyłączenie PV
15:25	1,25	0,02	4	Bezzwłoczne wyłączenie PV
15:27	1,25	0,02	4	Bezzwłoczne wyłączenie PV
15:29	1,24	0,02	4	PV Pracuje dalej
15:31	1,24	0,02	4	PV Pracuje dalej
15:33	1,24	0,02	4	Bezzwłoczne wyłączenie PV
15:35	1,24	0,02	4	Bezzwłoczne wyłączenie PV
15:37	1,24	0,02	4	PV Pracuje dalej
15:39	1,23	0,02	4	PV Pracuje dalej
15:41	1,23	0,02	4	PV Pracuje dalej
15:43	1,23	0,02	4	PV Pracuje dalej
15:45	1,23	0,02	4	PV Pracuje dalej
15:47	1,23	0,02	4	PV Pracuje dalej
15:49	1,16	0,02	1	PV Pracuje dalej
15:51	1,16	0,02	1	PV Pracuje dalej
15:53	1,16	0,02	1	PV Pracuje dalej
15:55	1,16	0,02	1	PV Pracuje dalej
15:57	1,16	0,02	1	PV Pracuje dalej
15:59	1,16	0,04	0,5	Bezzwłoczne wyłączenie PV
16:59	1,16	0,04	0,5	Bezzwłoczne wyłączenie PV

17:59	1,16	0,04	0,5	Bezzwłoczne wyłączenie PV
18:59	1,16	0,04	0,5	Bezzwłoczne wyłączenie PV
19:59	1,16	0,04	0,5	Bezzwłoczne wyłączenie PV

Pomiary dla nadążnego układu PV

Wyniki otrzymane w trakcie testów przeprowadzonych dla nadążnego układu PV w Laboratorium Generacji Rozproszonej PŁ zamieszczono w tabelach: B.17 – B.22.

Tabela B. 17. Pomiary dla nadążnego układu PV cz. 1

Testy Netwave z PV nadążny 28.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U_N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PCS w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
14:00	0,79	1	5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 100 ms
14:03	0,79	1	5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 100 ms
14:06	0,79	1	5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
14:09	0,79	1	5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 200 ms
14:12	0,79	1	5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 250 ms
14:15	0,85	1	5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 100 ms
14:18	0,85	1	5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 100 ms
14:21	0,85	1	5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
14:24	0,85	1	5	PV Pracuje dalej
14:27	0,85	1	5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 250 ms
14:30	0,9	1	5	PV Pracuje dalej
14:33	0,9	1	5	PV Pracuje dalej
14:36	0,9	1	5	PV Pracuje dalej
14:39	0,9	1	5	PV Pracuje dalej
14:42	0,9	1	5	PV Pracuje dalej
14:45	0,88	1	5	PV Pracuje dalej
14:48	0,88	1	5	PV Pracuje dalej
14:51	0,88	1	5	PV Pracuje dalej
14:54	0,88	1	5	PV Pracuje dalej
14:57	0,88	1	5	PV Pracuje dalej
15:00	0,86	1	5,5	PV Pracuje dalej

15:03	0,86	1	5,5	PV Pracuje dalej
15:06	0,86	1	5,5	PV Pracuje dalej
15:09	0,86	1	5,5	PV Pracuje dalej
15:12	0,86	1	5,5	PV Pracuje dalej
15:15	0,85	1	5,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
15:18	0,85	1	5,5	PV Pracuje dalej
15:21	0,85	1	5,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
15:24	0,85	1	5,5	PV Pracuje dalej
15:27	0,85	1	5,5	Ograniczenie prądu w 2 fazie PV
15:30	0,84	1	5,5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
15:33	0,84	1	5,5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 200 ms
15:36	0,84	1	5,5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 250 ms
15:39	0,84	1	5,5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 250 ms
15:42	0,84	1	5,5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
15:45	0,86	10	5,5	PV Pracuje dalej
15:48	0,86	10	5,5	PV Pracuje dalej
15:51	0,86	10	5,5	PV Pracuje dalej
15:54	0,86	10	5,5	PV Pracuje dalej
15:57	0,86	10	5,5	PV Pracuje dalej

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 18. Pomiary dla nadążnego układu PV cz. 2.

Testy Netwave z PV nadążny 29.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U_N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PCS w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
12:00	0,85	0,1	6	PV Pracuje dalej
12:02	0,85	0,1	6	PV Pracuje dalej
12:04	0,85	0,1	6	PV Pracuje dalej
12:06	0,85	0,1	6	PV Pracuje dalej
12:08	0,85	0,1	6	PV Pracuje dalej
12:10	0,85	0,14	7	PV Pracuje dalej
12:12	0,85	0,14	7	PV Pracuje dalej
12:14	0,85	0,14	7	PV Pracuje dalej

12:16	0,85	0,14	7	PV Pracuje dalej
12:18	0,85	0,14	7	PV Pracuje dalej
12:20	0,85	0,15	7	PV Pracuje dalej
12:22	0,85	0,15	7	PV Pracuje dalej
12:24	0,85	0,15	7	PV Pracuje dalej
12:26	0,85	0,15	7	PV Pracuje dalej
12:28	0,85	0,15	7	PV Pracuje dalej
12:30	0,85	0,16	8	PV Pracuje dalej
12:32	0,85	0,16	8	PV Pracuje dalej
12:34	0,85	0,16	8	PV Pracuje dalej
12:36	0,85	0,16	8	PV Pracuje dalej
12:38	0,85	0,16	8	PV Pracuje dalej
12:40	0,85	0,2	8	PV Pracuje dalej
12:42	0,85	0,2	8	PV Pracuje dalej
12:44	0,85	0,2	8	PV Pracuje dalej
12:46	0,85	0,2	8	PV Pracuje dalej
12:48	0,85	0,2	8	PV Pracuje dalej
12:50	0,85	0,5	8	PV Pracuje dalej
12:52	0,85	0,5	8	PV Pracuje dalej
12:54	0,85	0,5	8	PV Pracuje dalej
12:56	0,85	0,5	8	PV Pracuje dalej
12:58	0,85	0,5	8	PV Pracuje dalej
13:00	0,85	0,6	8	PV Pracuje dalej
13:02	0,85	0,6	4	PV Pracuje dalej
13:04	0,85	0,6	4	PV Pracuje dalej
13:06	0,85	0,6	4	PV Pracuje dalej
13:08	0,85	0,6	4	PV Pracuje dalej
13:10	0,85	0,6	4	PV Pracuje dalej
13:12	0,85	0,7	4	PV Pracuje dalej
13:14	0,85	0,7	4	PV Pracuje dalej
13:16	0,85	0,7	4	PV Pracuje dalej
13:18	0,85	0,7	4	PV Pracuje dalej

13:20	0,85	0,7	4	PV Pracuje dalej
13:22	0,85	0,72	4	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
13:24	0,85	0,72	4	PV Pracuje dalej
13:26	0,85	0,72	4	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
13:28	0,85	0,72	4	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
13:30	0,85	0,72	4	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
13:32	0,85	0,68	4	PV Pracuje dalej
13:34	0,85	0,68	4	PV Pracuje dalej
13:36	0,85	0,68	4	PV Pracuje dalej
13:38	0,85	0,68	4	PV Pracuje dalej
13:40	0,85	0,68	4	PV Pracuje dalej
13:42	0,85	0,68	4	PV Pracuje dalej
13:44	0,85	0,68	4	PV Pracuje dalej
13:46	0,85	0,68	4	PV Pracuje dalej
13:48	0,85	0,68	4	PV Pracuje dalej
14:00	0,85	0,68	4	PV Pracuje dalej
14:02	0,84	0,68	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
14:04	0,84	0,68	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
14:06	0,84	0,68	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
14:08	0,84	0,68	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
14:10	0,84	0,68	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 19. Pomiary dla nadążnego układu PV cz. 3

Testy Netwave z PV nadążny 29.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U_N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PCS w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
14:12	0,84	0,06	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
14:14	0,84	0,06	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
14:16	0,84	0,06	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
14:18	0,84	0,06	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
14:20	0,84	0,06	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
14:22	0,84	0,02	3	PV Pracuje dalej
14:24	0,84	0,02	3	PV Pracuje dalej

14:26	0,84	0,02	3	PV Pracuje dalej
14:28	0,84	0,02	3	PV Pracuje dalej
14:30	0,84	0,02	3	PV Pracuje dalej
14:32	0,84	0,04	2	PV Pracuje dalej
14:34	0,84	0,04	2	PV Pracuje dalej
14:36	0,84	0,04	2	PV Pracuje dalej
14:38	0,84	0,04	2	PV Pracuje dalej
14:40	0,84	0,04	2	PV Pracuje dalej
15:22	0,8	0,06	2	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
15:24	0,8	0,06	2	Ograniczenie prądu w 2 fazie PV
15:26	0,8	0,06	2	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
15:28	0,8	0,06	2	Ograniczenie prądu w 2 fazie PV
15:30	0,8	0,06	2	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
15:32	0,78	0,06	3	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
15:34	0,78	0,06	3	Ograniczenie prądu w 2 fazie PV
15:36	0,78	0,06	3	Ograniczenie prądu w 2 fazie PV
15:38	0,78	0,06	3	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
15:40	0,78	0,06	3	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
15:42	0,82	0,06	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
15:44	0,82	0,06	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
15:46	0,82	0,06	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
15:48	0,82	0,06	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
15:50	0,82	0,06	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
15:52	0,82	0,06	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
15:54	0,83	0,06	3,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
15:56	0,83	0,06	3,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
15:58	0,83	0,06	3,5	PV Pracuje dalej
16:00	0,83	0,06	3,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
16:02	0,83	0,06	3,5	PV Pracuje dalej
16:04	0,83	0,04	3,5	PV Pracuje dalej
16:06	0,83	0,04	3,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
16:08	0,83	0,04	3,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV

16:10	0,83	0,04	3,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
16:12	0,83	0,04	3,5	PV Pracuje dalej
16:14	0,82	0,04	4	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
16:16	0,82	0,04	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
16:18	0,82	0,04	4	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
16:20	0,82	0,04	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
16:22	0,82	0,04	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
16:24	0,83	0,02	5	PV Pracuje dalej
16:26	0,83	0,02	5	PV Pracuje dalej
16:28	0,83	0,02	5	PV Pracuje dalej
16:30	0,83	0,02	5	PV Pracuje dalej
16:32	0,83	0,02	5	PV Pracuje dalej
16:34	0,5	0,02	6	PV Pracuje dalej
16:36	0,5	0,02	6	PV Pracuje dalej
16:38	0,5	0,02	6	PV Pracuje dalej
16:40	0,5	0,02	6	PV Pracuje dalej
16:42	0,5	0,02	6	PV Pracuje dalej
16:44	0,5	0,02	6	PV Pracuje dalej
16:46	0,5	0,04	6	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 100 ms
16:48	0,5	0,04	6	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 200 ms
16:50	0,5	0,04	6	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 350 ms
16:52	0,5	0,04	6	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 100 ms
16:54	0,5	0,04	6	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 20. Pomiary dla nadążnego układu PV cz. 4

Testy Netwave z PV nadążny 29.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U_N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PCS w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
16:56	0,3	0,02	6	PV Pracuje dalej
16:58	0,3	0,02	6	PV Pracuje dalej
17:00	0,3	0,02	6	PV Pracuje dalej
17:02	0,3	0,02	6	PV Pracuje dalej
17:04	0,3	0,02	6	PV Pracuje dalej

17:06	0	0,02	5	PV Pracuje dalej
17:08	0	0,02	5	PV Pracuje dalej
17:10	0	0,02	5	PV Pracuje dalej
17:12	0	0,02	5	PV Pracuje dalej
17:14	0	0,02	5	PV Pracuje dalej
17:16	1,15	1	4,5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 100 ms
17:18	1,15	1	4,5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 200 ms
17:20	1,15	1	4,5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 350 ms
17:22	1,15	1	4,5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 100 ms
17:24	1,15	1	4,5	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
17:26	1,15	0,1	4	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
17:28	1,15	0,1	4	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
17:30	1,15	0,1	4	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 350 ms
17:32	1,15	0,1	4	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 100 ms
17:34	1,15	0,1	4	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
17:36	1,15	0,08	4	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
17:38	1,15	0,08	4	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
17:40	1,15	0,08	4	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 150 ms
17:42	1,15	0,08	4	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 350 ms
17:44	1,15	0,08	4	Wyłączenie PV ucięcie prądów po 350 ms
17:46	1,1	1	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
17:48	1,1	1	4	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
17:50	1,1	1	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
17:52	1,1	1	4	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
17:54	1,1	1	4	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
17:56	1,09	1	3,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
17:58	1,09	1	3,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
18:00	1,09	1	3,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
18:02	1,09	1	3,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
18:04	1,09	1	3,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
18:06	1,08	1	3,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
18:08	1,08	1	3,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV

18:10	1,08	1	3,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
18:12	1,08	1	3,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
18:14	1,08	1	3,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
18:16	1,07	1	3	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
18:18	1,07	1	3	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
18:20	1,07	1	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
18:22	1,07	1	3	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
18:24	1,07	1	3	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
18:26	1,06	1	3	PV Pracuje dalej
18:28	1,06	1	3	PV Pracuje dalej
18:30	1,06	1	3	PV Pracuje dalej
18:32	1,06	1	3	PV Pracuje dalej
18:34	1,06	1	3	PV Pracuje dalej
18:36	1,07	0,1	2,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
18:38	1,07	0,1	2,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
18:40	1,07	0,1	2,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
18:42	1,07	0,1	2,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
18:44	1,07	0,1	2,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
18:46	1,07	0,06	2,5	PV Pracuje dalej
18:48	1,07	0,06	2,5	PV Pracuje dalej
18:50	1,07	0,06	2,5	PV Pracuje dalej
18:52	1,07	0,06	2,5	PV Pracuje dalej
18:54	1,07	0,06	2,5	PV Pracuje dalej

Zródło: opracowanie własne.

Tabela B. 21. Pomiary dla nadążnego układu PV cz. 5

Testy Netwave z PV nadążny 29.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U_N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PCS w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
18:56	1,07	0,04	2	PV Pracuje dalej
18:58	1,07	0,04	2	PV Pracuje dalej
19:00	1,07	0,04	2	PV Pracuje dalej
19:02	1,07	0,04	2	PV Pracuje dalej
19:04	1,07	0,04	2	PV Pracuje dalej

19:06	1,07	0,02	2	PV Pracuje dalej
19:08	1,07	0,02	2	PV Pracuje dalej
19:10	1,07	0,02	2	PV Pracuje dalej
19:12	1,07	0,02	2	PV Pracuje dalej
19:14	1,07	0,02	2	PV Pracuje dalej
19:16	1,1	0,02	2	PV Pracuje dalej
19:18	1,1	0,02	2	PV Pracuje dalej
19:20	1,1	0,02	2	PV Pracuje dalej
19:22	1,1	0,02	2	PV Pracuje dalej
19:24	1,1	0,02	2	PV Pracuje dalej
19:26	1,14	0,02	1	PV Pracuje dalej
19:28	1,14	0,02	1	PV Pracuje dalej
19:30	1,14	0,02	1	PV Pracuje dalej
19:32	1,14	0,02	1	PV Pracuje dalej
19:34	1,14	0,02	1	PV Pracuje dalej
19:36	1,15	0,02	1	PV Pracuje dalej
19:38	1,15	0,02	1	PV Pracuje dalej
19:40	1,15	0,02	1	PV Pracuje dalej
19:42	1,15	0,02	1	PV Pracuje dalej
19:44	1,15	0,02	1	PV Pracuje dalej
19:46	1,25	0,02	1	PV Pracuje dalej
19:48	1,25	0,02	1	PV Pracuje dalej
19:50	1,2	0,02	1	PV Pracuje dalej
19:52	1,2	0,02	1	PV Pracuje dalej
19:54	1,2	0,02	1	PV Pracuje dalej

Źródło: opracowanie własne.

Tabela B. 22. Pomiar dla nadążnego układu PV cz. 5

Testy Netwave z PV nadążny 30.05.2019				
Godz.	Modelowana zmiana napięcia U/U _N [p.u]	Czas trwania [s]	Moc P PCS w trakcie testu [kW]	Uwagi i spostrzeżenia
11:20	1,06	10	4	PV Pracuje dalej
11:24	1,06	10	4	PV Pracuje dalej
11:28	1,06	10	4	PV Pracuje dalej
11:32	1,06	10	4	PV Pracuje dalej
11:36	1,06	10	4	PV Pracuje dalej
11:40	1,08	0,04	4,5	PV Pracuje dalej
11:44	1,08	0,04	4,5	PV Pracuje dalej
11:48	1,08	0,04	4,5	PV Pracuje dalej
11:52	1,08	0,04	4,5	PV Pracuje dalej
11:56	1,08	0,04	4,5	PV Pracuje dalej
12:00	1,08	0,06	4,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
12:04	1,08	0,06	4,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
12:08	1,08	0,06	4,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
12:12	1,08	0,06	4,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
12:16	1,08	0,06	4,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
12:20	1,07	0,08	4,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
12:24	1,07	0,08	4,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
12:28	1,07	0,08	4,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
12:32	1,07	0,08	4,5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
12:36	1,07	0,08	4,5	Ograniczenie prądu w 1 fazie PV
12:40	1,1	0,04	5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
12:44	1,1	0,04	5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
12:48	1,1	0,04	5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
12:52	1,1	0,04	5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV
12:56	1,1	0,04	5	Ograniczenie prądu w 2 fazach PV

Źródło: opracowanie własne.