

POLITECHNIKA POZNAŃSKA

WYDZIAŁ INŻYNIERII ŚRODOWISKA I ENERGETYKI

INSTYTUT ELEKTROENERGETYKI



ROZPRAWA DOKTORSKA

mgr inż. Agata Mielcarek

**Długoterminowa niezawodność niezależnego systemu wytwórczego złożonego
z instalacji fotowoltaicznej i elektrochemicznego magazynu energii**

Promotor:

dr hab. inż. Bartosz Ceran

Poznań, 2022

Podziękowania

Pragnę złożyć serdeczne podziękowania mojemu Promotorowi – Panu dr. hab. inż. Bartoszowi Ceranowi – za wytyczenie kierunku i wsparcie w rozwoju naukowym, zaangażowanie oraz życzliwość.

Serdecznie dziękuję zawsze skorym do pomocy i służącym radą – Pani prof. dr hab. inż. Aleksandrze Rakowskiej oraz Panu dr. inż. Krzysztofowi Sroce.

Z całego serca dziękuję mojej rodzinie, w szczególności Rodzicom i mężowi Damianowi, za wiarę we mnie, motywację i dodawanie otuchy w trudnych chwilach.

Pracę tę dedykuję mojej córce Magdalenie.

Spis treści

Wykaz najczęściej stosowanych oznaczeń	7
Streszczenie	9
Abstract.....	10
1. Wprowadzenie	11
2. Teza, cel i zakres pracy	13
3. Wybrane trendy w energetyce	16
4. niezawodność w energetyce.....	23
5. Wymiarowanie systemów z odnawialnymi źródłami energii.....	27
5.1. Wprowadzenie.....	27
5.2. Przykłady stosowanych metod wymiarowania	27
5.3. Przykłady założeń procesu wymiarowania	30
5.4. Wymiarowanie systemów PV/BAT	31
5.5. Podsumowanie	34
6. Procesy degradacyjne	36
7. Modelowanie niezależnego systemu PV/BAT	42
7.1. Dane wejściowe	42
7.2. Moc generowana przez instalację fotowoltaiczną.....	49
7.3. Stan naładowania akumulatorów elektrochemicznych	51
7.4. Bilans energii w systemie.....	56
7.5. Degradacja elementów systemu	63
7.6. Parametry oceny rozwiązań	69
7.7. Proces symulacyjny.....	71
8. Wyniki analiz i dyskusja.....	75
8.1. Wprowadzenie.....	75
8.2. Ładowanie akumulatora w zakresie 25% - 100% pojemności.....	75
8.3. Ładowanie akumulatora w zakresie 65% - 75% pojemności.....	95
8.4. Analiza porównawcza	113
8.5. Analiza wrażliwości	120
9. Podsumowanie	143
Literatura.....	146

Wykaz najczęściej stosowanych oznaczeń

Skróty

HSW – hybrydowy system wytwórczy,

PV/BAT – system wytwórczy złożony z instalacji fotowoltaicznej i magazynu energii w postaci akumulatorów elektrochemicznych (ang. PV – *Photovoltaics*, BAT – *battery*),

STC – standardowe warunki testowe (ang. *Standard Test Conditions*),

NOCT – temperatura ogniwa w normalnych warunkach pracy (ang. *Normal Operating Cell Temperature*),

LOLP – prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania (ang. *Loss of Load Probability*) [%],

LCOE – uśredniony koszt energii elektrycznej (ang. *Levelized Cost of Electricity*) [€/kWh].

Symbole

L_i – zapotrzebowanie na moc odbioru w i-tym kroku symulacyjnym [W],

$\frac{w_i}{1000}$ – względne zużycie energii elektrycznej w i-tej godzinie roku [-],

A_r – roczne zużycie energii elektrycznej przez odbiorcę [Wh],

P_i^{PV} – moc generowana przez instalację fotowoltaiczną w i-tym kroku symulacyjnym [W],

T_c – temperatura modułu fotowoltaicznego [°C],

T_a – temperatura otoczenia [°C],

T_{NOCT} – temperatura modułu fotowoltaicznego w warunkach NOCT [°C],

T_{STC} – temperatura modułu fotowoltaicznego w warunkach STC [°C],

$T_{a,NOCT}$ – temperatura otoczenia w warunkach NOCT [°C],

G – natężenie promieniowania słonecznego [W/m²],

G_{NOCT} – natężenie promieniowania słonecznego w warunkach NOCT [W/m²],

v – prędkość wiatru [m/s],

S – powierzchnia aktywna modułu fotowoltaicznego [m²],

$\eta_{PV,STC}$ – sprawność modułu fotowoltaicznego w warunkach STC [%],

μ – współczynnik temperaturowy mocy [%/°C],

C_{i+1}^{BAT} – energia zgromadzona w akumulatorze w kroku $i+1$ [Wh],

C_i^{BAT} – energia zgromadzona w akumulatorze w kroku i [Wh],

C_{min}^{BAT} – minimalna przyjęta wartość energii zgromadzonej w akumulatorze [Wh],

C_{max}^{BAT} – maksymalna przyjęta wartość energii zgromadzonej w akumulatorze [Wh],
 l_c – liczba cykli pracy akumulatora [-],
 η_{char} – sprawność ładowania akumulatora [-],
 η_{dis} – sprawność rozładowania akumulatora [-],
 P_i^E – nadwyżka mocy w systemie w i-tym kroku symulacyjnym [W],
 P_i^D – deficyt mocy w systemie w i-tym kroku symulacyjnym [W],
 Δt – czas odpowiadający krokowi symulacyjnemu [h],
 E_i^{char} – nadwyżka energii dostępna w systemie w kroku i [Wh],
 E_i^{dis} – energia wymagana do pokrycia zapotrzebowania w kroku i [Wh],
 Z_i^{PV} – zapotrzebowanie na energię pokryte przez instalację fotowoltaiczną [Wh],
 Z_i^{BAT} – zapotrzebowanie na energię pokryte przez akumulator [Wh],
 Z_i^{DEF} – deficyt energii [Wh],
 Z_i^{DEM} – zapotrzebowanie na energię [Wh],
 G_i^L – energia z instalacji fotowoltaicznej przeznaczona na pokrywanie obciążenia [Wh],
 G_i^{BAT} – energia z instalacji fotowoltaicznej przeznaczona na ładowanie akumulatora [Wh],
 G_i^E – niewykorzystany potencjał energetyczny instalacji fotowoltaicznej [Wh],
 G_i^{PV} – całkowita energia wygenerowana przez instalację fotowoltaiczną [Wh],
 E_i^{DNC} – deficyt energii elektrycznej w systemie w i-tym kroku symulacyjnym [kWh],
 E_i^D – zapotrzebowanie na energię elektryczną w systemie w i-tym kroku symulacyjnym [kWh],
 I_0 – nakłady inwestycyjne,
 K_t – całkowite roczne koszty,
 r – stopa dyskontowa,
 t – rok eksploatacji,
 m – lata eksploatacji w analizowanym okresie,
 $CAPEX^{PV}$ – nakłady inwestycyjne dla instalacji fotowoltaicznej [€/kWh],
 $CAPEX^{BAT}$ – nakłady inwestycyjne dla magazynu energii [€/kWh],
 $OPEX^{PV}$ – koszty eksploatacyjne instalacji PV [€/kW_p/rok],
 $OPEX^{BAT}$ – koszty eksploatacyjne magazynu energii [€/kWh/rok],
 P_{nom}^{PV} – moc zainstalowana instalacji fotowoltaicznej [kW_p],
 C_{nom}^{BAT} – pojemność znamionowa akumulatorów elektrochemicznych [kWh].

Streszczenie

Instalacje fotowoltaiczne w połączeniu z magazynem energii w postaci akumulatorów elektrochemicznych stanowią jedno z popularniejszych rozwiązań niezależnego systemu zasilającego odbiorców na świecie. Badania dotyczące wymiarowania systemu wytwórczego polegają na określeniu jego konfiguracji – mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej oraz pojemności znamionowej magazynu energii – w oparciu o dane meteorologiczne i dane obciążenia elektrycznego. Najczęściej wybór najlepszej konfiguracji dokonywany jest na podstawie kryterium ekonomicznego spośród rozwiązań spełniających żądane kryterium niezawodnościowe.

W rozprawie doktorskiej rozpatrywano alternatywne podejście do procesu wymiarowania niezależnego systemu złożonego z instalacji fotowoltaicznej i elektrochemicznego magazynu energii. Metoda tradycyjna nie uwzględnia degradacji, stąd proponowana modyfikacja procesu wymiarowania tego systemu polega na przeprowadzeniu analiz w długim horyzoncie czasowym z uwzględnieniem degradacji komponentów. Dzięki temu możliwe jest odpowiednie przewymiarowanie systemu, aby zapewnić żądany poziom niezawodności po latach eksploatacji. Dodatkowo proces wymiarowania uzależniono od zakresu wykorzystywanej pojemności akumulatora. Wpływa on na tempo degradacji oraz skalę przewymiarowania analizowanego systemu.

W części teoretycznej rozprawy omówiono wybrane trendy w energetyce uzasadniające istotność i aktualność podejmowanego zagadnienia. Objąsniiono sposób oceniania niezawodności w energetyce. Przeprowadzono analizę źródeł literaturowych dotyczących wymiarowania systemów wytwórczych, zwracając uwagę na brak uwzględniania degradacji elementów systemu. Opisano także procesy degradacyjne, dotyczące modułów fotowoltaicznych oraz akumulatorów elektrochemicznych.

W zasadniczej części pracy szczegółowo omówiono opracowany model matematyczny niezależnego systemu wytwórczego uwzględniający degradację jego elementów. Przedstawiono także graficzne wizualizacje symulacji dla wybranych wariantów pracy akumulatora. W analizie porównawczej zestawiono wyniki wymiarowania układu z uwzględnieniem i bez uwzględnienia degradacji w perspektywie długoterminowej. Za pomocą analizy wrażliwości zbadano wpływ zmiany obciążenia, natężenia promieniowania słonecznego, parametrów ekonomicznych i założonej wartości wskaźnika niezawodnościowego po latach eksploatacji systemu na wyniki wymiarowania rozważanej instalacji.

Abstract

Photovoltaic installations in conjunction with energy storage in the form of electrochemical batteries are one of the most popular solutions for independent power supply system in the world. The research on the power system sizing depends on determining its configuration - the installed power of the photovoltaic installation and the rated capacity of energy storage - based on meteorological data and electrical load data. Most often, the choice of the best configuration is made on the basis of an economic criterion from among the solutions meeting the required reliability criterion.

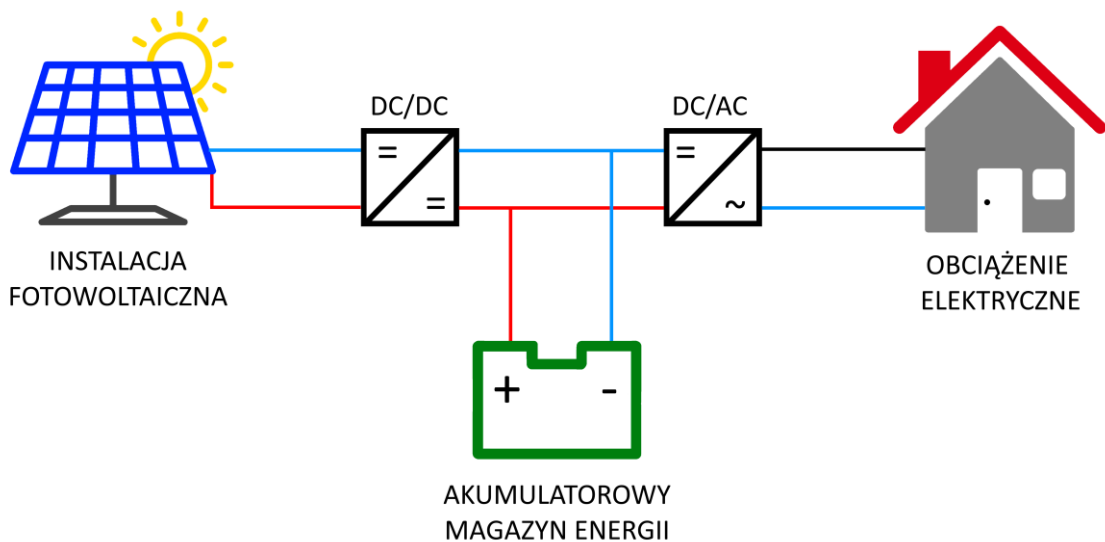
In the doctoral dissertation, an alternative approach to the sizing process of an independent system consisting of a photovoltaic installation and electrochemical energy storage is considered. The traditional method does not take into account the degradation, therefore the proposed modification of sizing process of this system consists in conducting analyzes in a long time horizon, taking into account the degradation of components. Thanks to this, it is possible to properly oversize the system to ensure the required level of reliability after years of operation. Additionally, the sizing process depends on the range of the used battery capacity. It affects the rate of degradation and the scale of the analyzed system oversizing.

The theoretical part of the dissertation discusses selected trends in the energy sector that justify the importance and topicality of the discussed issue. The method of evaluating reliability in the power industry is explained. The analysis of literature sources concerning the sizing of power supply systems' is carried out, paying attention to the lack of consideration of system components' degradation. The degradation processes related to photovoltaic modules and electrochemical batteries are also described.

In the main part of the thesis, the developed mathematical model of an independent power system, taking into account degradation of its components, is discussed in detail. Graphical simulation visualizations for selected variants of the battery operation are also presented. The comparative analysis summarizes the system sizing results with and without degradation in the long-term perspective. The sensitivity analysis is used to investigate the influence of load changes, solar irradiation, economic parameters and the assumed value of the reliability indicator after years of system operation on the sizing results of the considered installation.

1. Wprowadzenie

Do najbardziej popularnych niezależnych systemów zasilających bez połączenia z zewnętrzną siecią elektroenergetyczną należą instalacje fotowoltaiczne współpracujące z akumulatorowym elektrochemicznym magazynem energii. Tego rodzaju system jest coraz częściej wykorzystywany na świecie. Obok różnorodnych struktur hybrydowych systemów wytwórczych (HSW) z odnawialnymi źródłami energii stanowi on aktualny przedmiot badań opisywanych w literaturze naukowej. Poglądowy schemat niezależnego systemu wytwórczego energii elektrycznej, złożonego z instalacji fotowoltaicznej i magazynu energii w postaci akumulatorów elektrochemicznych, przedstawiono na rysunku 1.1.



Rys. 1.1. Schemat poglądowy rozpatrywanego niezależnego systemu zasilającego złożonego z instalacji fotowoltaicznej i akumulatorowego elektrochemicznego magazynu energii

Działanie wspomnianych systemów wytwórczych rozważa się zwyczajowo w okresie jednego roku eksploatacji. Autorzy w proponowanych przez siebie algorytmach optymalizacyjnych, dotyczących wymiarowania komponentów wybranego systemu wytwórczego energii elektrycznej, przyjmują jako ograniczenie z góry określony poziom niezawodności wyznaczany w oparciu o parametry początkowe (znamionowe). Tymczasem spadek wydajności urządzeń, takich jak moduły fotowoltaiczne czy elektrochemiczne przetworniki energii (akumulatory), w wieloletniej perspektywie może mieć istotny wpływ na wskaźniki eksploatacyjne i ekonomiczne oraz na uzyskiwane rezultaty badań. W konsekwencji w trakcie eksploatacji trwającej ok. 10 – 20 lat niezależny system wytwórczy może nie być w stanie pokryć zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, wywierając

niekorzystny wpływ na niezawodność. Alternatywą proponowaną w niniejszej pracy jest uwzględnienie degradacji w czasie eksploatacji oraz przeprowadzenie procesu wymiarowania w perspektywie długoterminowej.

W celu uzupełnienia aktualnego stanu wiedzy w tym zakresie podjęto się opracowania modelu matematycznego wymiarowania niezależnego systemu wytwarzania energii elektrycznej złożonego z instalacji fotowoltaicznej i akumulatorowego magazynu energii, w którym uwzględniono długoterminową niezawodność.

Wymiarowanie systemu w perspektywie długoterminowej polega na wyborze konfiguracji o możliwie najkorzystniejszej wartości wskaźnika kryterium ekonomicznego przy jednoczesnym spełnianiu wymogu niezawodnościowego, jednak zamiast wyznaczania go standardowo dla parametrów początkowych, stawiany jest wymóg wartości wskaźnika niezawodnościowego po latach eksploatacji z uwzględnieniem spadku wydajności komponentów. Skutkiem takiego podejścia do procesu wymiarowania jest przewymiarowanie systemu, tzn. wybór konfiguracji o większej mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej i pojemności znamionowej akumulatora w celu zapewnienia żądanego poziomu niezawodności po latach eksploatacji. Przewymiarowanie instalacji pod kątem technicznym przekłada się na wzrost kosztów systemu, innymi słowy na przewymiarowanie również pod kątem ekonomicznym. Przeprowadzenie procesu wymiarowania zarówno w ujęciu tradycyjnym, jak i zaproponowanym w niniejszej pracy, pozwala na porównanie skali przewymiarowania.

Poza przeprowadzeniem procesu wymiarowania systemu z uwzględnieniem jego degradacji można uzależnić proces modelowania od dopuszczalnego zakresu wykorzystywanej pojemności akumulatora. Badania modelowe wpływu pracy akumulatora na tempo degradacji oraz skalę przewymiarowania technicznego i ekonomicznego to kolejny aspekt, który wyróżnia prezentowane w rozprawie badania na tle dotychczasowych dokonań w tej dziedzinie.

2. Teza, cel i zakres pracy

W ramach niniejszej rozprawy doktorskiej przyjęto następującą **tezę**:

Niezależny system wytwórczy energii elektrycznej, złożony z instalacji fotowoltaicznej i magazynu energii w postaci akumulatorów elektrochemicznych, może być wymiarowany za pomocą kryterium niezawodnościowego i ekonomicznego w perspektywie długoterminowej, z uwzględnieniem degradacji komponentów oraz tempa jej postępowania w zależności od zakresu pracy akumulatora.

Uzupełnieniem tak sformułowanej **tezy** jest twierdzenie, że:

Możliwe jest wyznaczenie koniecznego przewymiarowania układu pod kątem technicznym i ekonomicznym w celu spełnienia kryterium niezawodnościowego po latach eksploatacji systemu z uwzględnieniem degradacji dla różnych wariantów zakresu pracy akumulatora w porównaniu do wyników wymiarowania bez uwzględnienia degradacji.

W celu udowodnienia postawionej tezy, określono **cel pracy**.

Głównym, oryginalnym celem niniejszej rozprawy jest opracowanie modelu matematycznego niezależnego systemu wytwórczego złożonego z instalacji fotowoltaicznej i elektrochemicznego magazynu energii pozwalającego na wyznaczenie konfiguracji układu i jego wielkości w oparciu o kryterium ekonomiczne i niezawodnościowe w perspektywie długoterminowej z uwzględnieniem degradacji komponentów oraz wpływu dopuszczalnego zakresu wykorzystywanej pojemności akumulatora na tempo postępowania degradacji i wyniki wymiarowania komponentów systemu.

Proponowana metoda wymiarowania układu polegająca na wyznaczeniu mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej oraz pojemności znamionowej magazynu energii w postaci akumulatorów elektrochemicznych, stanowi nowość w stosunku do tradycyjnych metod wymiarowania opartych na wartościach początkowych, bez uwzględniania degradacji w długim horyzoncie czasowym i zróżnicowania tempa postępowania degradacji w zależności od zakresu pracy akumulatora. Dodatkowo metoda pozwala na określenie koniecznego przewymiarowania układu pod kątem technicznym i ekonomicznym w celu zapewnienia wymaganego poziomu niezawodności po latach eksploatacji w porównaniu do dotychczas stosowanych metod.

Aby zweryfikować postawioną tezę oraz zrealizować cel rozprawy sformułowano jej **zakres**.

W **rozdziale trzecim** przedstawiono wybrane trendy w energetyce bezpośrednio powiązane z tematyką niniejszej pracy. We wspomnianym rozdziale przytoczono aktualne statystyki ze źródeł uznawanych za rzetelne przez środowiska naukowe na całym świecie. Popierając zasadność podjęcia tematu i aktualność badań wspomniano m. in. o transformacji systemów energetycznych, wzroście liczby niezależnych systemów zasilających na bazie instalacji fotowoltaicznych i akumulatorów elektrochemicznych, spadku kosztów technologii fotowoltaicznej i litowo-jonowej oraz wzroście kosztów energii elektrycznej z sieci scentralizowanej.

Rozdział czwarty dotyczy zagadnienia niezawodności w energetyce, ponieważ niezawodność jako pojęcie złożone i wieloaspektowe wymaga odpowiedniej definicji oraz klasyfikacji. Wyróżniono niezawodność energetyczną dotyczącą wystarczalności generacji, zwłaszcza w kontekście odnawialnych źródeł energii, oraz przytoczono przykładowe wskaźniki niezawodnościowe.

Rozdział piąty zawiera szeroki przegląd literatury w zakresie metod wymiarowania systemów z odnawialnymi źródłami energii. W pierwszej kolejności dokonano ogólnego rozeznania w zakresie hybrydowych systemów wytwórczych o dowolnej strukturze, natomiast znaczną część rozdziału poświęcono na omówienie wyłącznie metod wymiarowania niezależnych systemów złożonych z instalacji fotowoltaicznej i akumulatorów elektrochemicznych. Wykazano, że ogólnie przyjęty proces wymiarowania polega na wyborze konfiguracji układu, czyli mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej i znamionowej pojemności magazynu energii, która osiąga najniższą wartość wskaźnika ekonomicznego, przy jednoczesnym spełnieniu kryterium niezawodnościowego. Udowodniono, że w tradycyjnym ujęciu proces wymiarowania przebiega w oparciu o analizę jednoroczną dla początkowych wartości parametrów. Oznacza to, że w literaturowym podejściu do procesu wymiarowania pomijany jest spadek wydajności komponentów na skutek ich degradacji. Zdefiniowano aspekty wyróżniające niniejszą rozprawę doktorską na tle dotychczasowych osiągnięć, w tym wymiarowanie z uwzględnieniem degradacji w długim horyzoncie czasowym oraz zróżnicowanie tempa degradacji w zależności od zakresu wykorzystywanej pojemności akumulatora.

Na zakończenie części teoretycznej pracy, w **rozdziale szóstym**, przedstawiono procesy degradacyjne. W sposób szczegółowy omówiono zjawiska związane ze

starzeniem i spadkiem wydajności krzemowych modułów fotowoltaicznych oraz litowo-jonowych akumulatorów elektrochemicznych.

Część badawczą rozprawy doktorskiej rozpoczyna **rozdział siódmy**, w którym w sposób szczegółowy opisano modelowanie niezależnego systemu złożonego z instalacji fotowoltaicznej i elektrochemicznego magazynu energii. W pierwszej kolejności omówiono dane wejściowe do opracowywanego modelu, w szczególności dane meteorologiczne oraz dane obciążenia. Następnie wyjaśniono sposób wyznaczania mocy generowanej przez instalację fotowoltaiczną. Zaprezentowano także algorytm służący do bieżącej aktualizacji wartości energii zgromadzonej w akumulatorze. Dalej, w ramach modelu wyznaczono bilanse energetyczne. Obliczono i zwizualizowano bilans pokrywania zapotrzebowania na moc i energię w układzie oraz bilans mocy i energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną. Krok ten pozwala na obserwację rozpiętości mocy i energii w systemie. W kolejnym etapie przedstawiono sposób modelowania degradacji komponentów. Oprócz zdefiniowania spadku wydajności modułów fotowoltaicznych, opisano sposób zliczania cykli pracy akumulatora, wzrostu rezystancji ładowania i rozładowania oraz spadku pojemności. Zdefiniowano kilka modeli starzenia uzależnionych od zakresu wykorzystywanej pojemności. W ramach definicji parametrów oceny zaproponowanych rozwiązań przedstawiono sposób wyznaczania wskaźnika niezawodnościowego oraz ekonomicznego. Zwieńczeniem wspomnianej części dotyczącej modelowania jest opis procesu symulacyjnego prowadzącego do wyboru najlepszej konfiguracji systemu – mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej i pojemności znamionowej magazynu energii.

W **rozdziale ósmym** przedstawiono rezultaty analiz i przeprowadzono dyskusję wyników. Dla przykładu przedstawiono wyniki i wizualizacje symulacji pracy systemu dla dwóch spośród sześciu analizowanych zakresów pracy akumulatora. Z kolei wyniki symulacji wykonanych dla wszystkich wariantów przedziału ładowania i rozładowania akumulatora pozwoliły na przeprowadzenie analizy porównawczej wymiarowania układu z uwzględnieniem i bez uwzględnienia degradacji elementów rozpatrywanego systemu w perspektywie długoterminowej. Omówiono konieczny zakres przewymiarowania. W ramach analizy wrażliwości zbadano wpływ zmiany obciążenia, natężenia promieniowania słonecznego, parametrów ekonomicznych i dopuszczalnej wartości wskaźnika niezawodności na wyniki wymiarowania rozważanego systemu.

Rozprawę zakończono podsumowaniem oraz spisem literatury.

3. Wybrane trendy w energetyce

Bezpieczeństwo energetyczne to stan gospodarki umożliwiający pokrycie perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. Troska o zapewnienie takiego stanu w obliczu wyczerpywania się zasobów kopalnych oraz coraz bardziej restrykcyjnych wymagań związanych z ochroną środowiska, jest jak najbardziej uzasadniona. Znalezienie równowagi pomiędzy zagwarantowaniem dostaw paliw i energii oraz ekonomią i ekologią to coraz trudniejsza kwestia wyboru priorytetów, wymagająca obrania racjonalnej strategii realizowanej na poziomie krajowym, europejskim i światowym.

Współczesne wyzwania środowiskowe zapoczątkowały transformację systemów energetycznych w Europie i na świecie. Radykalnie postępujące zmiany klimatyczne mobilizują decydentów do podejmowania coraz skuteczniejszych działań mających na celu kształtowanie energetyki niskoemisyjnej, neutralnej klimatycznie. Można wyróżnić trzy wiodące procesy prowadzące do transformacji systemów energetycznych: dekarbonizację, dywersyfikację i decentralizację. Dekarbonizacja oznacza stopniową rezygnację z paliw kopalnych. Dywersyfikacja oznacza produkcję energii elektrycznej za pomocą wielu różnych technologii, które powinny być wobec siebie komplementarne. Decentralizacja oznacza zastępowanie kilku systemowych dużych źródeł energetycznego spalania bardzo dużą liczbą jednostek wytwórczych małej mocy, zwanych generacją rozproszoną. Rozwiązanie to zakłada wytwarzanie energii elektrycznej w większym stopniu lokalnie i ograniczanie jej przesyłu na znaczne odległości.

Dywersyfikacja związana jest z popularyzacją odnawialnych źródeł energii (OZE). Ich rozwój utrudnia dużą zależność mocy wyjściowej od dostępności energii pierwotnej, przez co źródła te trudno uznać za stabilne, przewidywalne, dyspozycyjne i sterowalne. Problem ten może zostać ograniczony poprzez zastosowanie hybrydowych systemów wytwórczych współpracujących z zasobnikiem energii, który stabilizuje pracę układu, oraz agregację wielu źródeł za pomocą rozwiązań technicznych i formalnych.

Konieczność rozwoju odnawialnych źródeł energii przy stochastycznym charakterze ich pracy sprawia, że od lat stanowią one bardzo ważny i wciąż zgłębiany obszar badań. Jednym z ważniejszych aspektów integracji OZE z systemami

elektroenergetycznymi jest zagadnienie niezawodności pracy źródeł wytwórczych. Wysoki udział źródeł o zmiennej mocy wyjściowej ma niekorzystny wpływ na regulacyjność i stabilność pracy krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE). Dlatego tak istotne jest wdrażanie rozwiązań, które pozwolą na równoważenie wytwarzania i zapotrzebowania na poziomie lokalnym. Niezawodność wytwarzania energii elektrycznej jest jeszcze bardziej istotna w przypadku systemów niezależnych (off-grid), bez połączenia z zewnętrzną siecią elektroenergetyczną. W tym przypadku istnieje ryzyko niepokrycia zapotrzebowania na energię odbiorcy.

Rozwój niezależnych systemów zasilających opartych na odnawialnych źródłach energii na świecie monitoruje Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (ang. IRENA – *International Renewable Energy Agency*) [1]. Organizacja ta cyklicznie wydaje raporty z przeprowadzonych badań, a także organizuje konferencję IOREC (ang. *International Off-Grid Renewable Energy Conference*). W raporcie z 2015 r. [2] IRENA informuje o rosnącej popularności niezależnych systemów zasilających, wykorzystujących odnawialne źródła energii – zarówno w krajach o niskich, jak i wysokich dochodach (tzw. rozwijających się i rozwiniętych). Do czynników działających na korzyść rozwoju tego rynku zaliczyć można systematyczne obniżanie kosztów i poprawę wydajności odnawialnych źródeł energii oraz systemów magazynowania. W krajach o niskich dochodach, bez scentralizowanej sieci elektroenergetycznej, odnawialne źródła energii mają ogromny udział w elektryfikacji. Ponadto wciąż istnieje potencjał do jego zwiększenia, ponieważ 940 milionów ludzi na świecie (13%) nie ma dostępu do energii elektrycznej [3]. Drugim, równie popularnym zastosowaniem niezależnych systemów opartych na odnawialnych źródłach energii jest zasilanie odbiorców na wyspach i terenach odległych, w lokalizacjach, dla których przyłączenie do sieci elektroenergetycznej jest niemożliwe lub ekonomicznie nieuzasadnione ze względu na warunki geograficzne. Tradycyjnie w takich przypadkach użytkowane są generatory Diesla. Uwzględnienie kosztów paliwa i jego dostaw oraz obciążenia środowiskowego sprawiło jednak, że odnawialne źródła energii z systemami magazynowania zaczęto stosować jako uzupełnienie konwencjonalnych instalacji lub jako całkowitą alternatywę. Z kolei w krajach o wysokich dochodach, niezależne systemy zasilające rozpatruje się jako opcję poprawy bezpieczeństwa energetycznego, jakości i niezawodności zasilania, np. w celu uniknięcia przerw w dostawie energii elektrycznej z powodu klęsk żywiołowych, czy celowych ataków na infrastrukturę elektroenergetyczną. Tematyka całkowitego uniezależnienia się od scentralizowanej

sieci elektroenergetycznej zyskuje zainteresowanie konsumentów a idea energetyki obywatelskiej jest coraz chętniej realizowana. Tego typu trend może być odpowiedzią na rosnące ceny energii elektrycznej lub też elementem zaangażowania w walkę z ociepleniem klimatu i zanieczyszczeniem powietrza.

W raporcie z 2018 r. [4] IRENA szacuje, że liczba konsumentów zasilanych z niezależnych systemów opartych na odnawialnych źródłach energii wzrosła 6-krotnie od 2007 do 2016 roku, osiągając wartość 133 milionów ludzi. Sto milionów użytkuje systemy solarne oświetleniowe, 24 miliony domowe systemy fotowoltaiczne, natomiast 9 milionów ludzi jest podłączonych do niezależnych sieci, w których głównym źródłem energii elektrycznej są instalacje fotowoltaiczne. Najbardziej gwałtowny wzrost nastąpił w ostatnim analizowanym pięcioleciu. Podobną zależność obserwować można w przypadku mocy zainstalowanej odnawialnych źródeł energii w systemach off-grid. Wielkość ta wzrosła 3-krotnie od niespełna 2 GW w 2008 r. do ponad 6,5 GW w 2017 r., z czego ok. 40% to systemy wykorzystujące energię słoneczną. Podkreślić przy tym należy, że większość ww. mocy zainstalowanej dedykowana jest zastosowaniom przemysłowym, np. zasilaniu infrastruktury telekomunikacyjnej, oraz celom publicznym, np. oświetleniu ulicznemu lub pompowaniu wody. Najwięcej niezależnych systemów OZE eksploatowanych jest w Afryce i Azji. Powyższe dane świadczą, że do najczęściej stosowanych systemów wytwórczych pracujących w trybie off-grid należą instalacje fotowoltaiczne. Obecnie są one standardowo wyposażane w akumulatorowe systemy magazynowania [2].

Popularność niezależnych systemów fotowoltaicznych z elektrochemicznymi magazynami energii to przede wszystkim zasługa prostoty budowy i instalacji, znacznego spadku kosztów oraz poprawy parametrów technicznych, takich jak sprawność, dostępna moc zainstalowana czy pojemność.

Organizacja *Our World in Data* przedstawiła opracowanie [5], w którym porównano koszty wytwarzania energii elektrycznej za pomocą różnych technologii, zarówno konwencjonalnych, jak i odnawialnych, na przestrzeni lat. Aby dokonać porównania w sposób spójny autorzy oparli analizę o uśrednione koszty energii, czyli parametr LCOE – z ang. *Levelized Costs of Energy*. Wskaźnik ten odpowiada na pytanie: jaka byłaby minimalna cena energii, aby dana elektrownia osiągnęła rentowność przez cały okres eksploatacji. LCOE uwzględnia koszty inwestycyjne oraz koszty paliwa i eksploatacji. Parametr ten nie uwzględnia jednak obniżki cen ze względu na niskoemisyjność źródeł lub zwiększonych kosztów systemowych, gdy niezbędne jest

magazynowanie lub zasilanie awaryjne ze względu na zmienną moc źródeł odnawialnych. W omawianej analizie nie uwzględniono również subsydiów.

Według badania [5] w ciągu 10 lat od 2009 do 2019 r. energia z elektrowni jądrowych zdrożała, energia z gazu potaniała a cena energii z węgla pozostała na podobnym poziomie. W 2009 r. energia ze źródeł odnawialnych była droższa od energii z paliw kopalnych – energia wiatrowa była o 22% a energia słoneczna o 223% droższa niż węgiel. W ciągu zaledwie dekady relacja ta uległa diametralnej zmianie. Cena energii elektrycznej z fotowoltaiki spadła o 89% z poziomu 359 USD/MWh do 40 USD/MWh, stanowiąc tym samym w 2019 roku najtańsze źródło energii elektrycznej. Zmiany cen energii dla wspomnianych technologii wytwarzania na przestrzeni lat zestawiono w tabeli 3.1.

Tabela 3.1. Zestawienie uśrednionych kosztów energii dla różnych technologii wytwarzania na przestrzeni lat [5]

	LCOE [USD/MWh]	
	2009 r.	2019 r.
Węgiel	111	109
Gaz (elektrownie szczytowe)	275	175
Gaz (układy kombinowane)	83	56
Energia jądrowa	123	155
Energia wiatrowa na lądzie	135	41
Fotowoltaika	359	40

Ceny energii z paliw kopalnych i energii jądrowej zależą od ceny paliwa i kosztów eksploatacji elektrowni. W przypadku energii ze źródeł odnawialnych koszty paliwa nie występują, a koszty operacyjne są stosunkowo niskie. O cenie energii odnawialnej decyduje zatem koszt samej technologii (koszty inwestycyjne). Na spadek cen technologii fotowoltaicznej według opracowania [5] wpływ miały dwa czynniki. Po pierwsze, mimo wysokich cen produkcji, technologia fotowoltaiczna znalazła zastosowanie w zasilaniu satelit kosmicznych, dzięki czemu nie zaprzestano ich produkcji. Po drugie, usprawnienie procesu produkcyjnego powodowało spadek cen, dzięki czemu technologia stawała się opłacalna w nowych zastosowaniach. Zależność ta zadziałała jak dodatnia pętla sprzężenia zwrotnego, ponieważ każde zwiększenie produkcji powodowało spadek cen, a ten z kolei przekładał się na dalsze zwiększanie popytu napędzające dalszą produkcję. Jest to tzw. efekt uczenia się (prawo Wrighta). Na podstawie danych historycznych stwierdzić można, że wskaźnik uczenia się dla modułów fotowoltaicznych wnosi 20,2%, tzn. z każdym podwojeniem skumulowanej mocy zainstalowanej cena modułów fotowoltaicznych spada o 20,2% [5]. Przykład

równie imponującego efektu skali produktu to spadek cen komputerów osobistych. Okazuje się, że nie tylko cena modułów fotowoltaicznych podąża za krzywą uczenia się, ale także cena produkowanej przez nie energii elektrycznej. Tempo uczenia się jest w tym przypadku jeszcze szybsze – przy każdym podwojeniu mocy zainstalowanej, cena energii elektrycznej z fotowoltaiki spadała o 36% [5].

Jak wspomniano powyżej, koszty technologii źródeł odnawialnych gwałtownie spadły. Są obecnie konkurencyjne cenowo lub tańsze niż technologie generacji opartej na paliwach kopalnych. Jednak koszt samych technologii wytwarzania energii elektrycznej to tylko jeden z aspektów mających znaczenie przy transformacji systemów elektroenergetycznych i zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego. Równie istotna jest niezawodność. Jak już wspomniano, jedną z wad źródeł odnawialnych jest duża zależność generowanej mocy od dostępności energii pierwotnej. W tym przypadku kluczem do zrównoważenia produkcji energii z zapotrzebowaniem są technologie magazynowania energii, np. akumulatory elektrochemiczne, które zwiększają koszty systemu energetycznego.

Obiecujący jest fakt, że technologie magazynowania energii elektrycznej, podobnie jak fotowoltaika czy energia wiatrowa, podążają za krzywymi uczenia się, co oznacza, że wraz ze skumulowaną wdrożoną pojemnością ich cena spada. W artykule [6] zestawiono zmiany cen akumulatorów litowo-jonowych na przestrzeni 30 lat. Cena ta zmniejszyła się o 97% z poziomu 7523 USD/kWh w 1991 r. do 181 USD/kWh w 2018 r. Natomiast w latach 2014 – 2018 koszty zmniejszyły się o połowę. Dodatkowo wykazano, że ich ceny spadają średnio o 19% z każdym podwojeniem pojemności. Dane pochodzą z pracy [7], której autorzy opracowali globalną bazę danych śledzącą ceny energii ogniwo litowo-jonowych oraz ich parametry techniczne. Praca ta ukazuje rozwój technologii litowo-jonowej na przestrzeni lat, wykazując, że oprócz spadku kosztów odnotowano poprawę w zakresie gęstości zmagazynowanej energii.

Akumulatory litowo-jonowe mają obecnie największy udział w rynku elektrochemicznych technologii magazynowania na cele elektroenergetyczne w dużej skali. Jeszcze w 2011 r. stanowiły one ok. 40%, a ich udział był porównywalny z akumulatorami kwasowo-ołowiowymi. W 2016 r. ich udział stanowił już niemal 90%, przy czym całkowita moc zainstalowana elektrochemicznych magazynów energii na cele elektroenergetyczne w dużej skali wzrosła w tym czasie z 0,25 do 1,62 GW [8].

Zgodnie z krzywą uczenia się, spadek cen akumulatorów elektrochemicznych, generuje dalszy wzrost popytu i rozwój nowych rynków zbytu. Oprócz oczywistych zastosowań w postaci magazynów systemowych, czy samochodów elektrycznych, obecnie w Europie można obserwować wzrost zainteresowania zastosowaniem elektrochemicznych technologii magazynowania w indywidualnych gospodarstwach domowych. Trend ten jest szczególnie widoczny w krajach, w których cena energii elektrycznej z sieci jest wysoka. Według raportu europejskiego stowarzyszenia branży fotowoltaicznej *SolarPower Europe* [9], rynek domowych systemów magazynowania funkcjonuje najlepiej w Niemczech, Włoszech, Wielkiej Brytanii oraz Austrii. W 2019 r. zainstalowano w Europie domowe elektrochemiczne magazyny energii o łącznej pojemności 745 MWh, z czego 496 MWh w Niemczech, 89 MWh we Włoszech, 38 MWh w Wielkiej Brytanii, 37 MWh w Austrii, 20 MWh w Szwajcarii i 65 MWh w pozostałych krajach europejskich. Całkowita zainstalowana pojemność w Europie wzrosła o 57% w stosunku do roku poprzedniego, osiągając wartość 2 GWh. Analogiczne tendencje obserwować można na innych kontynentach [10]. W Polsce domowe instalacje fotowoltaiczne z systemami magazynowania to wciąż wyjątki, jednak niewykluczone, że w przyszłości będą one obowiązkowe dla każdego prosumenta ze względu na sygnalizowane przez operatorów sieci dystrybucyjnych trudności w zarządzaniu sieciami z dużym udziałem fotowoltaicznych instalacji prosumenckich [11]. Ponadto wpływ na zainteresowanie magazynami przez prywatnych inwestorów mają rosnące ceny energii elektrycznej [12].

Podsumowując, do trendów obserwowanych obecnie w Europie i na świecie należą:

- transformacja systemów elektroenergetycznych poprzez dekarbonizację, dywersyfikację i decentralizację,
- spadek kosztów odnawialnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, szczególnie fotowoltaiki, wraz ze wzrostem zainstalowanej mocy,
- spadek kosztów elektrochemicznych technologii magazynowania energii elektrycznej, szczególnie akumulatorów litowo-jonowych, wraz ze wzrostem zainstalowanej pojemności,
- rosnąca liczba niezależnych systemów zasilających na świecie, szczególnie instalacji fotowoltaicznych z zasobnikiem energii,
- rosnące ceny energii elektrycznej ze scentralizowanej sieci elektroenergetycznej.

Biorąc pod uwagę ww. kierunki zmian w energetyce, można stwierdzić, że podejmowanie badań nt. niezależnych instalacji fotowoltaicznych wyposażonych w elektrochemiczny magazyn energii, jest uzasadnione.

4. Niezawodność w energetyce

Zgodnie z literaturową definicją, niezawodność jest właściwością obiektu, która charakteryzuje jego zdolność do pełnienia określonych zadań, w określonych warunkach i w określonym przedziale czasu. Miarą niezawodności obiektu są wskaźniki odpowiadające specyfice ich pracy. W elektroenergetyce można wyróżnić niezawodność pojedynczej jednostki wytwórczej lub systemu złożonego z wielu elementów. Odnosząc się do definicji niezawodności, w dwóch ww. przypadkach należy stosować różne wskaźniki niezawodności, ponieważ obiekty te mają inne zadania do wypełnienia [13].

Klasyczne podejście do oceny niezawodności opiera się na wyznaczeniu prawdopodobieństw bezwarunkowych i średnich czasów przebywania elementów, obiektów złożonych lub systemów w poszczególnych stanach oraz określaniu ich wskaźnika technicznego [13].

Jednostka wytwórcza jest uznawana za niezawodną, kiedy jest gotowa i dyspozycyjna do pracy z mocą znamionową. Tradycyjnie (w modelu dwustanowym) przyjmuje się, że jednostka może znajdować się w stanie dyspozycyjności (pracy) lub stanie niedyspozycyjności (awarii). W konsekwencji wyróżnia się wskaźniki dyspozycyjności i awaryjności, które uzyskać można na podstawie danych statystycznych. Za ich pomocą można oceniać niezawodność w stosunku do przeszłości oraz przyszłości (niezawodność prognozowana). Wskaźnik dyspozycyjności, rozumiany jako prawdopodobieństwo przebywania w stanie pracy, wyraża się wzorem (4.1):

$$p = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{MTTF}{T} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (4.1)$$

natomiast wskaźnik awaryjności rozumiany jako prawdopodobieństwo wystąpienia stanu awarii, wyraża się wzorem (4.2.):

$$q = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} = \frac{MTTR}{T} = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (4.2)$$

gdzie:

$MTTR$ – średni czas awarii,

$MTTF$ – średni czas pracy między awariami,

$T = MTTR + MTTF$,

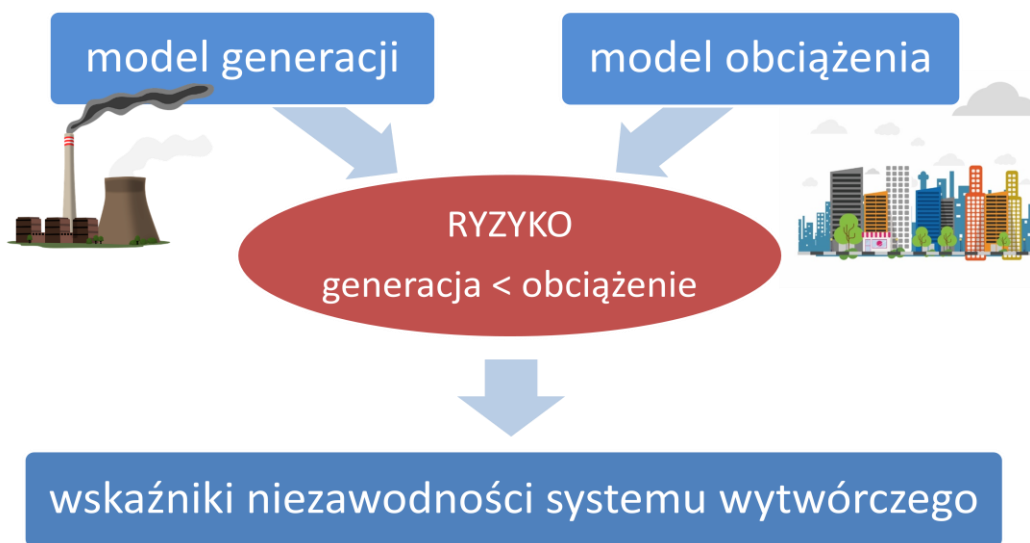
$\mu = 1/MTTR$ – intensywność napraw,

$\lambda = 1/MTTF$ – intensywność uszkodzeń [13].

Niezawodność systemu elektroenergetycznego (składającego się z części wytwórczej, przesyłowej i dystrybucyjnej), to zdolność do zapewnienia zasilania odbiorców energią elektryczną o odpowiedniej jakości. Definiuje się trzy poziomy hierarchiczne, na których można rozpatrywać niezawodność systemu elektroenergetycznego, zwłaszcza w ujęciu krajowym:

- poziom pierwszy (HL I) – obejmuje podsystem wytwórczy (źródła energii elektrycznej), ocenia zdolność generacji do pokrywania obciążeń,
- poziom drugi (HL II) – obejmuje poziom HL I rozbudowany o sieci przesyłowe,
- poziom trzeci (HL III) – obejmuje cały system, łącznie z dystrybucją [14].

Głównym celem działania systemu wytwórczego (poziom HL I) jest zdolność do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną. Niezawodność wytwarzania energii elektrycznej oceniana jest zatem przez wyznaczenie prawdopodobieństwa stanu w którym zapotrzebowanie na moc przewyższa moc dyspozycyjną systemu wytwórczego. Na podstawie tego prawdopodobieństwa, można wyznaczyć wskaźniki niezawodnościowe systemu wytwórczego (rys.4.1).



Rys. 4.1. Wyznaczenie wskaźników niezawodnościowych systemu wytwórczego

Innymi słowy, niezawodność wytwarzania energii elektrycznej może być rozpatrywana jako zagadnienie przewyższania przez proces stochastyczny zapotrzebowania na moc $Z(t)$ procesu stochastycznego zdolności wytwórczej systemu $P(t)$. Model niezawodności wytwarzania stanowi zatem proces stochastyczny deficytu mocy $D(t)$, który wyrazić można za pomocą wzoru (4.3) [13].

$$D(t) = \begin{cases} Z(t) - P(t) & \text{dla } Z(t) > P(t) \\ 0 & \text{dla } Z(t) \leq P(t) \end{cases} \quad (4.3)$$

W praktyce procesy składowe deficytu mocy – proces zdolności wytwórczej $P(t)$ i proces zapotrzebowania na moc $Z(t)$ – oraz niezbędne do ich określania modele zazwyczaj rozpatruje się niezależnie i oblicza wskaźniki niezawodności wytwarzania przez odpowiednie połączenie wynikowych charakterystyk [13].

Wśród najczęściej stosowanych wskaźników niezawodności wytwarzania energii elektrycznej, tzn. wskaźników odnoszących się do systemu wytwórczego, wymienić można:

- LOLP (ang. *Loss of Load Probability*) – prawdopodobieństwo, że zapotrzebowanie (obciążenie) przekroczy zdolność wytwórczą (moc dyspozycyjną) systemu,
- LOLE (ang. *Loss of Load Expectation*) – oczekiwana liczba dni lub godzin niepokrycia zapotrzebowania w rozpatrywanym okresie [dni/rok], [h/rok], [h/tydzień], [h/dobę],
- LOEE (ang. *Loss of Energy Expectation*) – oczekiwana wartość energii, która nie zostanie dostarczona (udostępniona) odbiorcom w rozpatrywanym okresie (np. w [MWh/rok]), w sytuacjach gdy zapotrzebowanie przewyższy zdolność wytwórczą systemu; EENS (ang. *Expected Energy Not Supplied*) i EUE (ang. *Expected Unserved Energy*) są innymi nazwami tego samego parametru [13,14].

Systemy wytwórcze oparte na odnawialnych źródłach energii wymagają specyficznego podejścia do oceny niezawodności. Modelowanie procesu zdolności wytwórczej systemu odbywa się na podstawie przyjętych modeli niezawodności jednostek wytwórczych. W tradycyjnym ujęciu, wskaźniki niezawodności odnoszą się do konkretnej mocy znamionowej jednostki wytwórczej. Jak już wspomniano, przyjmuje się, że jednostka wytwórcza znajdować się może w dwóch stanach: dyspozycyjności do pracy z mocą znamionową lub w stanie niedyspozycyjności. Duże systemowe elektrownie ciepłe pracują stabilnie z mocą zbliżoną do znamionowej przez większą część roku. Niestety dwustanowy model niezawodnościowy nie sprawdza się w przypadku odnawialnych źródeł energii. W odróżnieniu od bloków konwencjonalnych zdolność wytwórcza OZE jest ograniczana przez dostępność energii pierwotnej i zmienia się w czasie. Dla przykładu: wyjściowa moc dyspozycyjna instalacji fotowoltaicznej silnie zależy od wartości nasłonecznienia i temperatury pracy.

W literaturze polskojęzycznej [13, 15-17] wyróżnia się dwie składowe niezawodności odnawialnych źródeł energii:

- niezawodność strukturalną – wynikającą z konstrukcji, budowy urządzeń składających się na elektrownię OZE i jej połączenie z siecią elektroenergetyczną,
- niezawodność produkcyjną – wynikającą z dostępności energii pierwotnej i losowej zmienności zdolności wytwórczej [15].

Niezawodność strukturalna może być określana przez klasyczne wskaźniki dyspozycyjności i awaryjności, natomiast za miarę niezawodności produkcyjnej może służyć prawdopodobieństwo mocy wytwarzanej w funkcji czasu [13, 15-17].

Wskaźniki niezawodności energetycznej, w tym wspomniane LOLP, LOLE, EENS oraz ich odpowiedniki wyrażone alternatywnymi nazwami, są powszechnie stosowane w metodologiach dotyczących optymalnego wymiarowania systemów wytwarzających energię elektryczną, złożonych z odnawialnych źródeł energii. W algorytmach optymalizacyjnych wskaźniki niezawodności energetycznej wykorzystywane są jako funkcja celu lub ograniczenie. Wskaźniki te, obok wskaźników ekonomicznych, od lat stanowią standard w tego typu zagadnieniach rozważanych przez naukowców na całym świecie. Znajdują one zastosowanie w dowolnie przyjętej metodzie wymiarowania – probabilistycznej, analitycznej, iteracyjnej lub hybrydowej [18]. Wymiarowanie systemów zasilających z odnawialnymi źródłami energii, w szczególności instalacji fotowoltaicznych z elektrochemicznym zasobnikiem energii, zostało szczegółowo omówione w rozdziale piątym niniejszej pracy.

5. Wymiarowanie systemów z odnawialnymi źródłami energii

5.1. Wprowadzenie

Literatura bogata jest w prace naukowe nt. wielu różnorodnych konfiguracji hybrydowych systemów wytwórczych [19]. Warianty te różnią się pod względem stosowanych technologii – fotowoltaika (PV – ang. *photovoltaic*), turbiny wiatrowe (WT – ang. *wind turbines*), ogniwa paliwowe (FC – ang. *fuel cells*), itd. – oraz trybu pracy – niezależny (ang. *off-grid*) lub współpracujący z siecią (ang. *on-grid*). HSW proponowane przez autorów można także podzielić na układy z systemami magazynowania energii lub bez nich. Najczęściej w tej roli występują akumulatory elektrochemiczne (BAT – ang. *batteries*).

Można wyodrębnić dwa kierunki badań dotyczących hybrydowych systemów wytwórczych: optymalne wymiarowanie systemów oraz optymalne zarządzanie ich pracą poprzez opracowanie rozdziału obciążeń czy algorytmu sterowania [20]. Zgodnie z podjętą w rozprawie doktorskiej problematyką, niniejszy rozdział dotyczy przeglądu literatury w zakresie wymiarowania systemów wytwórczych energii elektrycznej z odnawialnymi źródłami energii.

W pierwszej kolejności przytoczono przykłady stosowanych metod wymiarowania hybrydowych systemów wytwórczych o dowolnej strukturze (kilka typów źródeł). Następnie rozpatrzono przykłady stosowanych przez autorów założeń w ramach procesu wymiarowania systemów wytwórczych. Odrębną część rozdziału poświęcono na omówienie wyłącznie metod wymiarowania niezależnych systemów złożonych z instalacji fotowoltaicznej i akumulatorów elektrochemicznych, czyli najistotniejszych z punktu widzenia rozprawy. W ramach podsumowania rozdziału zdefiniowano elementy wyróżniające rozprawę na tle dotychczas publikowanych badań.

5.2. Przykłady stosowanych metod wymiarowania

Przedmiotem badań wielu autorów jest optymalizacja struktury hybrydowych systemów wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii z magazynami energii w postaci akumulatorów elektrochemicznych. Stosowany jest szeroki wachlarz metod optymalizacyjnych a proponowane rozwiązania są wciąż udoskonalane. Weryfikacja metod odbywa się poprzez studium przypadku, porównanie ze stosowanymi wcześniej algorytmami lub dedykowanym oprogramowaniem komercyjnym.

Optymalnego wymiarowania HSW można dokonać wykorzystując technikę iteracyjną, jak w artykule [21]. Zaprezentowano przykład zastosowania modelu do projektu zasilania niezależnego gospodarstwa domowego w Algierii. Metodologię opartą na obliczeniach iteracyjnych w środowisku Matlab zastosowano także w [22]. Symulacje przeprowadzono dla gospodarstw domowych zlokalizowanych w trzech różnych regionach Sycylii. W pracy [23] badanie zostało podzielone na dwa etapy z wykorzystaniem osobnych iteracyjnych algorytmów: dobór mocy źródeł odnawialnych oraz wyznaczenie pojemności systemu magazynowania.

Poza technikami iteracyjnymi, zdecydowanie najczęściej wykorzystywanymi metodami optymalizacji systemów złożonych z kilku typów źródeł wytwórczych są metody oparte na sztucznej inteligencji (ang. AI – *Artificial Intelligence*). Wykorzystują one sztuczne sieci neuronowe (ang. ANN – *Artificial Neural Networks*), logikę rozmytą (ang. *Fuzzy Logic*) oraz wszelkiego typu algorytmy heurystyczne (ang. *Heuristic Algorithms*), z których najbardziej popularne to algorytm genetyczny (ang. GA – *Genetic Algorithm*), optymalizacja roju cząstek (ang. PSO – *Particle Swarm Optimization*), czy symulowane wyżarzanie (ang. *Simulated Annealing*). Występujące w literaturze nietypowe i oryginalne nazwy algorytmów sztucznej inteligencji to efekt szybkiego rozwoju tej dziedziny.

Dla przykładu, zaproponowana w [24] metodologia optymalizacji wymiarowania słoneczno-wiatrowego HSW z akumulatorami wykorzystuje adaptacyjny system wnioskowania neuronowo-rozmytego. Rezultaty działania algorytmu zostały porównane z analogicznymi wynikami działania oprogramowania komercyjnego, tj. HOMER (ang. *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*) i HOGA (ang. *Hybrid Optimization by Genetic Algorithms*).

W [25] autorzy wykorzystali wiele wariantów algorytmu optymalizacji roju cząstek (ang. PSO – *Particle Swarm Optimization*), m.in. algorytm bazujący na współczynniku odpychania (ang. PSO-RF – *Particle Swarm Optimization based on Repulsion Factor*) i algorytm uwzględniający adaptacyjny współczynnik bezwładności ruchu cząstki (ang. PSO-W – *Particle Swarm Optimization with adaptive inertia weight*). W pracy [26] do rozwiązania analogicznego zadania optymalizacyjnego zaproponowano algorytm kukułki (ang. *Cuckoo Search Algorithm*). Metoda została przetestowana dla projektu instalacji na farmie agroturystycznej w Algierii. W [27] zastosowano algorytm świetlika (ang. FA – *Firefly Algorithm*), a rezultaty porównano z innymi algorytmami wykorzystującymi techniki heurystyczne, m. in. z algorytmem

przyspieszonej optymalizacji roju cząstek (ang. APSO – *Accelerated Particle Swarm Optimization*), czy algorytmem nietoperza (ang. BA – *Bat Algorithm*). W [28] proces wyznaczenia optymalnej struktury HSW został przeprowadzony w oparciu o algorytm selekcji klonalnej (ang. CLONALG – *Clonal Selection Algorithm*). Weryfikacji działania algorytmu dokonano na przykładzie dworca kolejowego we Francji oraz egipskiego miasta. Rezultaty porównano z wynikami działania algorytmu genetycznego (ang. GA – *Genetic Algorithm*). W [29] oraz [30] wykorzystano natomiast niezdominowany sortujący algorytm genetyczny II (ang. NSGA-II – *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm*). W artykule [31] zaprezentowano algorytm optymalizacyjny oparty na procesach nauczania i uczenia się (ang. *Teaching-Learning-Based Optimization Algorithm*). Walidacji dokonano poprzez porównanie wyników uzyskanych w procesach optymalizacji za pomocą innych popularnych algorytmów – algorytmu optymalizacji roju cząstek (ang. PSO – *Particle Swarm Optimization*) i algorytmu genetycznego (ang. GA – *Genetic Algorithm*). W pracy [32] w celu optymalnego wymiarowania systemu zasilającego telekomunikacyjną stację bazową opracowano dyskretny algorytm optymalizacji wielu szarych wilków (ang. *Discrete Multiobjective Grey Wolf Algorithm*).

W artykule [33] w celu wyznaczenia mocy poszczególnych źródeł PV/WT/FC autorzy zastosowali algorytm optymalizacji sztucznego roju pszczół (ang. *Artificial Bee Swarm Optimization*). W pracy [34] rozważano przypadek oddalonego terenu w Egipcie za pomocą algorytmu wybuchu minowego (ang. *Mine Blast Optimization Algorithm*). W [35] wykorzystano sztuczny układ odpornościowy, oparty na algorytmie selekcji klonalnej (ang. CLONALG – *Clonal Selection Algorithm*) oraz oprogramowanie HOMER (ang. *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*).

Różne techniki sztucznej inteligencji (ang. *Artificial Intelligence*) w celu optymalnego doboru wielkości hybrydowego systemu PV/WT/FC porównano w pracy [36]. Najbardziej efektywny okazał się algorytm optymalizacji roju cząstek (ang. PSO – *Particle Swarm Optimization*). Z kolei kompleksowego przeglądu, obejmującego oprócz metod sztucznej inteligencji (ang. *Artificial Intelligence*), także metody klasyczne oraz narzędzia programowe optymalnego wymiarowania urządzeń w hybrydowych systemach wytwórczych PV/WT, dokonano w pracach [37, 38].

Jako alternatywę dla algorytmów optymalizacyjnych zaproponowano wielokryterialną metodę podejmowania decyzji [39]. Rozważono system oparty na źródłach fotowoltaicznych, wiatrowych i generatorze Diesla z magazynem energii.

5.3. Przykłady założeń procesu wymiarowania

Optymalizowanie struktury HSW odbywa się zazwyczaj poprzez minimalizację pod kątem ekonomicznym przy jednoczesnym zapewnieniu wysokiego poziomu niezawodności.

Funkcja celu definiowana jest za pomocą szeregu różnych wskaźników ekonomicznych. Do najczęściej stosowanych należą: koszty wytwarzania energii elektrycznej (ang. EC – *Electricity Cost*) [21, 27, 29, 32], całkowity koszt roczny (ang. TAC – *Total Annual Cost*) [22, 25, 40], całkowity koszt systemu (ang. *Total Cost of the System*) [30, 41], całkowity koszt cyklu życia (ang. *Life Cycle Cost of System*) [42, 43], całkowity koszt inwestycyjny (ang. TIC – *Total Investment Cost*) [44], okres zwrotu (ang. *Payback Time*) [45].

Zapewnienie z góry określonego poziomu niezawodności odbywa się zazwyczaj poprzez przyjęcie w algorytmie ograniczeń. Podobnie jak w przypadku funkcji celu, ograniczenia można wyrazić za pomocą wielu wskaźników niezawodnościowych, np. LPSP (ang. *Loss of Power Supply Probability*) – prawdopodobieństwo utraty zasilania [24, 28-30, 32, 42], ENS (ang. *Energy not Supplied*) – wskaźnik ilości energii niedostarczonej [46], GPAP (ang. *Grid Power Absorption Probability*) – prawdopodobieństwo wykorzystania energii z zewnętrznej sieci elektrycznej [26], LDR (ang. *Load Dissatisfaction Rate*) – wskaźnik niezaspokojenia zapotrzebowania [27], LOLP (ang. *Loss of Load Probability*) – prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania [22]. W artykule [44], w ograniczeniach algorytmu, autorzy założyli, że roczna produkcja energii elektrycznej przez system powinna pokrywać lub przewyższać roczne zapotrzebowanie na energię odbioru po uwzględnieniu sprawności wytwarzania systemu. W artykule [40] po przekroczeniu zadanego poziomu niezawodności autorzy zastosowali funkcję kary.

Oprócz podstawowego zapewnienia niezawodności systemów wytwórczych, autorzy prac naukowych wzbogacają swoje algorytmy o inne ograniczenia, np. minimalny i maksymalny stopień naładowania akumulatorów [29]. W celu uniknięcia przewymiarowania systemu, w [32] zdefiniowano wskaźnik nadwyżki wytworzonej energii (ang. EEG – *Excess Energy Generation*). Popularne jest także włączanie w optymalizowaną strukturę słoneczno-wiatrowych HSW z akumulatorami generatorów Diesla [39, 40, 41]. W takim przypadku autorzy rozważają także ograniczenia środowiskowe, związane ze zużyciem paliw i emisją dwutlenku węgla (CO₂).

W artykule [47] autorzy zwrócili uwagę na konieczność uwzględnienia czynników socjo-demograficznych w procesach optymalizacyjnych HSW. Wspomniane czynniki znajdują odzwierciedlenie w profilach energetycznych odbiorców przyjmowanych w analizach. W pracy [22] zmienne wpływające na zapotrzebowanie energii wyznaczono za pomocą systemów wnioskowania logiki rozmytej. W badaniach [42] autorzy wzbogacili stosowane wcześniej algorytmy optymalizacji struktury HSW o strategię prognozowania parametrów związanych z obciążeniem.

Często elementem badań optymalizacyjnych jest analiza wrażliwości. W artykułach [31, 48] badano wpływ zmiany danych wejściowych, tj. dostępności energii pierwotnej, ceny energii elektrycznej z sieci zewnętrznej, stopy dyskonta, itp. na wyniki optymalizacji. W pracy [49] przeanalizowano wpływ zmniejszenia popytu w okresie letnim, czy popularyzacji pojazdów elektrycznych.

5.4. Wymiarowanie systemów PV/BAT

Powyżej cytowane prace dotyczą różnej konfiguracji budowy HSW, złożonego z dowolnej liczby źródeł. Metodologie wymiarowania wyłącznie instalacji fotowoltaicznych i akumulatorów w niezależnych systemach zasilania PV/BAT zostały poddane przeglądowi w publikacji [50].

Jak wykazano w pracy [50], powszechnie przyjmuje się, że najważniejszymi i typowo stosowanymi kryteriami oceny doboru samodzielnego systemu są parametry niezawodnościowe i ekonomiczne. Czasami autorzy biorą dodatkowo pod uwagę parametry społeczne i polityczne.

Do wymiarowania niezależnych systemów PV/BAT można zastosować szeroką gamę metod, w tym metody intuicyjne, numeryczne i analityczne. Dodatkowo dostępne są komercyjne narzędzia programowe do optymalnego wymiarowania. Coraz większą popularnością cieszą się również metody sztucznej inteligencji. Zdarza się, że autorzy łączą dwie lub więcej metod opracowując metody hybrydowe.

Ogólnie rzecz biorąc, określenie optymalnego rozmiaru instalacji fotowoltaicznej i akumulatora wymaga dostępności danych meteorologicznych i zapotrzebowania na obciążenie, co sprawia, że wyniki silnie zależą od rozważanej lokalizacji. Autorzy bazują na średnich rocznych wartościach zmiennych pogodowych lub wartościach średnich z najgorszego miesiąca. W ostatnim czasie powszechnie wykorzystywane są roczne szeregi czasowe zmiennych meteorologicznych z 1-godzinnym krokiem.

Metodę intuicyjną zastosowano np. w pracach [51] oraz [52]. Autorzy wykorzystali proste równania zaproponowane w [53]. Parametry wejściowe stanowią dobowe średnie wartości danych meteorologicznych i obciążenia, więc wahania nie są brane pod uwagę. Wyniki oceniono pod kątem ekonomicznym bez analizy niezawodności.

W metodzie analitycznej wykorzystuje się modele matematyczne w funkcji niezawodności. Obliczenia są proste, ale trudność polega na oszacowaniu współczynników równań matematycznych, które są zależne od lokalizacji. W pracy [54] określono krzywą wymiarowania wykorzystując prostą konstrukcję geometryczną jako superpozycję poszczególnych cykli klimatycznych. W badaniach tych pominięto aspekt ekonomiczny. Natomiast w [55] krzywą wymiarowania uzyskano różnicując funkcję kosztu, której celem jest minimalizacja kosztów inwestycyjnych systemu (ang. TIC – *Total Investment Cost*) przy pożądanym poziomie niezawodności. W [54] autorzy wykorzystali średnie dobowe wartości promieniowania słonecznego i obciążenia, natomiast w [55] miesięczne średnie dobowe oparte na najgorszym miesiącu, tak więc w obu przypadkach nie uwzględniono fluktuacji energii pierwotnej.

Jak już wcześniej wspomniano, istnieje kilka komercyjnych narzędzi zapewniających optymalne dobranie źródeł wytwarzania energii elektrycznej. Do obliczenia mocy zainstalowanej niezależnego systemu fotowoltaicznego i jego całkowitego kosztu cyklu życia (ang. *Life Cycle Cost of System*) w południowym Iraku wykorzystano oprogramowanie HOMER (ang. *Hybrid Optimization of Multiple Electric Renewables*) [56]. Oprogramowanie HOGA (ang. *Hybrid Optimization by Genetic Algorithms*) zostało wykorzystane w [57]. Symulację opartą na oprogramowaniu TRYNYSYS (ang. *Transient System Simulation Tool*) przeprowadzono w [58]. Do oceny wykonalności samodzielnego systemu fotowoltaicznego wykorzystującej koszt energii (ang. CoE – *Cost of Energy*) w Omanie [59] zastosowano program RETScreen.

Jeśli chodzi o metody oparte na sztucznej inteligencji (ang. *Artificial Intelligence*), w [60] wykorzystano sztuczną sieć neuronową (ang. ANN – *Artificial Neural Networks*) do przewidywania współczynników równań wymiarujących instalacje w całej Malezji z dużą dokładnością predykcji na podstawie wyników uzyskanych metodą analityczną w pięciu wybranych miastach. Algorytm przeszukiwania tabu (ang. TS – *Tabu Search*) został zastosowany w [61] w celu optymalizacji kombinacji PV/BAT w inteligentnym domu w Japonii. W pracy [62] zastosowano logikę rozmytą (ang. *Fuzzy Logic*) do optymalizacji powierzchni modułów

fotowoltaicznych i pojemności akumulatora w niezależnym systemie fotowoltaicznym w regionie Sfax w Tunezji. W pracy [63] przedstawiono optymalizację wymiarowania samodzielnego systemu fotowoltaicznego z magazynem w postaci akumulatora elektrochemicznego przy użyciu algorytmu genetycznego (ang. GA – *Genetic Algorithm*). Celem było osiągnięcie akceptowalnego prawdopodobieństwa utraty zasilania (ang. LPSP – *Loss of Power Supply Probability*) i minimalnego kosztu cyklu życia (ang. *Life Cycle Cost*).

Zgodnie z przeglądem literatury zaprezentowanym w [50], najczęściej stosowaną metodą wymiarowania niezależnych systemów PV/BAT jest metoda numeryczna. Opiera się ona na symulacjach polegających na obliczaniu bilansu energetycznego w każdym analizowanym przedziale czasowym – na ogół w przedziale godzinowym lub dobowym. W symulacjach można zastosować dwa podejścia: podejście deterministyczne, które nie uwzględnia niepewności danych dotyczących nasłonecznienia, oraz podejście probabilistyczne uwzględniające wpływ zmienności promieniowania słonecznego [50]. Dane historyczne gromadzone przez długie okresy można wykorzystać do probabilistycznego scharakteryzowania warunków meteorologicznych w określonej lokalizacji [64]. Dzięki temu w podejściu probabilistycznym koncepcja niezawodności energetycznej może być stosowana w sposób ilościowy [65].

Dla przykładu, metodę numeryczną zastosowano w pracy [66] do przygotowania modelu optymalizacyjnego w celu zwymiarowania niezależnego systemu fotowoltaicznego zlokalizowanego w Algierii. Najpierw autorzy zamodelowali elementy systemu, następnie opracowali model zarządzania obciążeniem, a na końcu wdrożyli kryteria optymalizacji oparte na prawdopodobieństwie utraty zasilania (ang. LPSP – *Loss of Power Supply Probability*) i kosztach energii (ang. CoE – *Cost of Energy*). Parametry wejściowe, takie jak zmienne meteorologiczne i zapotrzebowanie na moc, zostały przyjęte z godzinowym krokiem czasowym. Wartości wskaźnika niezawodnościowego uzyskano dla każdej konfiguracji mocy zainstalowanej PV i znamionowej pojemności akumulatora. Wskaźniki te wyznaczono zarówno stosując zarządzanie obciążeniem, jak i bez niego. Do dalszej analizy został nominowany zestaw konfiguracji spełniający warunek niezawodnościowy na podstawie pożądanego prawdopodobieństwa utraty zasilania. Następnie spośród konfiguracji spełniających pożądaną poziom niezawodności wybrano konfigurację optymalną w oparciu o minimalny koszt energii. Jak wykazały badania, zastosowanie zarządzania

obciążeniem w doborze niezależnego systemu fotowoltaicznego zmniejsza koszt energetyczny systemu. Podobne podejście zastosowano w [67], gdzie wykorzystano godzinowe dane wejściowe bazujące na profilu metrologicznym Malezji. W ramach zaprezentowanej metodologii utworzono przestrzeń wyszukiwania dla mocy modułów fotowoltaicznych i pojemności akumulatorów. Prawdopodobieństwo utraty zasilania (ang. LPSP – *Loss of Power Supply Probability*) obliczono dla wszystkich kombinacji w przestrzeni poszukiwań. Najlepsza konfiguracja została wybrana na podstawie uśrednionego kosztu energii (ang. CoE – *Cost of Energy*) z kombinacji, które spełniały pożądany wskaźnik niezawodnościowy. Z drugiej strony, w pracy [68], zamiast długoterminowych historycznych danych meteorologicznych wykorzystano analizę stochastyczną. Zastosowano łańcuchy Markowa (ang. *Markov Chains*) i funkcje gęstości prawdopodobieństwa w celu określenia wartości promieniowania słonecznego. Analogicznie do wyżej wymienionych artykułów, niezawodność systemu, wyrażona przez prawdopodobieństwo utraty zasilania (ang. LPSP – *Loss of Power Supply Probability*), została wyznaczona dla każdej konfiguracji, a konfigurację optymalną wybrano w oparciu o minimalny całkowity koszt cyklu życia (ang. *Life Cycle Cost*).

5.5. Podsumowanie

Podsumowując cytowane powyżej publikacje można stwierdzić, że proces wymiarowania systemów wytwórczych złożonych z kilku dowolnych typów źródeł i opcjonalnie magazynu energii zdecydowanie najczęściej odbywa się z wykorzystaniem metod sztucznej inteligencji. Z kolei w przypadku niezależnych systemów złożonych z instalacji fotowoltaicznej i akumulatorów elektrochemicznych najczęściej wykorzystywaną metodą jest metoda numeryczna. Wybór stosowanej metody podyktowany jest przede wszystkim liczbą zmiennych podlegających optymalizacji – mocy znamionowych poszczególnych źródeł oraz ewentualnej pojemności magazynu energii. W systemie PV/BAT – optymalizowane są dwa parametry – moc zainstalowana instalacji fotowoltaicznej oraz pojemność magazynu – co sprawia, że każda z metod posiada porównywalny stopień skomplikowania. Rozbudowywanie struktury o kolejne technologie wytwarzania energii elektrycznej – turbiny wiatrowe, generatory Diesla, ogniwa paliwowe, itp. – wpływa na zwiększenie liczby zmiennych podlegających optymalizacji w postaci ich mocy znamionowych. Większa liczba zmiennych znacznie utrudnia stosowanie metod klasycznych, natomiast przewagę w tej sytuacji zyskują metody oparte na sztucznej inteligencji.

Zgodnie z przeglądem literatury, optymalizowanie struktury HSW odbywa się zazwyczaj poprzez minimalizację pod kątem ekonomicznym przy jednoczesnym zapewnieniu określonego poziomu niezawodności. Funkcja celu definiowana jest za pomocą różnego rodzaju wskaźników ekonomicznych, natomiast zapewnienie przyjętego poziomu niezawodności odbywa się przez przyjęcie w algorytmie ograniczeń, wyrażanych za pomocą dowolnych wskaźników niezawodnościowych.

Przyjmowany jako ograniczenie w procesie wymiarowania poziom niezawodności, wyznaczany jest zwyczajowo w oparciu o parametry początkowe (znamionowe) poszczególnych komponentów analizowanego systemu wytwórczego. Także wyznaczanie optymalnej struktury systemów PV/BAT odbywa się dla początkowych stanów – mocy zainstalowanej modułów PV oraz pojemności znamionowej akumulatorów. Oznacza to, że w dotychczas publikowanych pracach dotyczących wymiarowania systemów wytwórczych nie uwzględnia się degradacji ich komponentów. Tymczasem spadek wydajności urządzeń wytwórczych, takich jak moduły fotowoltaiczne czy elektrochemiczne przetworniki energii (akumulatory), w wieloletniej perspektywie wpływa na wskaźniki eksploatacyjne i ekonomiczne analizowanego systemu.

W celu uzupełnienia aktualnego stanu wiedzy w tym zakresie w rozprawie przedstawiono model matematyczny wymiarowania niezależnego systemu wytwórczego, złożonego z instalacji fotowoltaicznej i akumulatorowego magazynu energii, w którym uwzględniono długoterminową niezawodność. W porównaniu do dotychczasowych metod, wymiarowanie systemu w perspektywie długoterminowej polega na spełnieniu wymogu niezawodnościowego po latach eksploatacji z uwzględnieniem spadku wydajności komponentów.

Skutkiem takiego podejścia do procesu wymiarowania jest przewymiarowanie systemu, pod kątem zarówno technicznym, jak i ekonomicznym. W ramach rozprawy proces wymiarowania analizowanego systemu przeprowadzono dwójako – z uwzględnieniem i bez uwzględnienia spadku wydajności komponentów. Za pomocą analizy porównawczej wyników procesów wymiarowania, określono skalę przewymiarowania.

Kolejnym aspektem, który wyróżnia prezentowane w rozprawie badania na tle dotychczasowych dokonań w tej dziedzinie jest uzależnienie procesu modelowania od dopuszczalnego zakresu wykorzystywanej pojemności akumulatora oraz jego wpływu na tempo degradacji oraz skalę przewymiarowania technicznego i ekonomicznego.

6. Procesy degradacyjne

Degradacja to stopniowe pogarszanie się właściwości komponentu lub systemu, które może mieć wpływ na zdolność do działania w przyjętych granicach kryteriów eksploatacji. Jest ona spowodowana warunkami pracy obiektu lub systemu [69]. Degradacja modułów fotowoltaicznych oraz akumulatorów elektrochemicznych niezaprzeczalnie wpływa na niezawodność wytwarzania energii elektrycznej przez system, złożony z tych komponentów. Poniżej omówiono procesy degradacyjne zachodzące w krzemowych modułach fotowoltaicznych oraz akumulatorach litowo-jonowych. Technologie te wybrano ze względu na ich dominujący udział w rynku.

Moduł fotowoltaiczny, który uległ degradacji nadal może wykonywać swoją podstawową funkcję, czyli konwersję promieniowania słonecznego na energię elektryczną, nawet jeśli nie odbywa się to w sposób optymalny. Najczęściej producenci uznają moduł fotowoltaiczny za zdegradowany, gdy jego dyspozycyjna moc wyjściowa spadnie poniżej 80% mocy znamionowej.

Do czynników powodujących degradację modułów fotowoltaicznych zalicza się:

- temperaturę otoczenia,
- wilgoć,
- nasłonecznienie,
- wstrząsy mechaniczne [70].

Wymienione czynniki wywołują degradację modułu objawiającą się poprzez:

- korozję,
- przebarwienia,
- rozwarstwienie,
- pęknięcia i inne uszkodzenia mechaniczne [70].

Jednym z ważniejszych elementów modułu, pod kątem degradacji, jest warstwa materiału enkapsulacyjnego pokrywająca ogniwa. Jej zadaniem jest ochrona ogniwa przed wysoką wartością temperatury otoczenia, promieniowaniem oraz wpływem wilgoci, czyli czynnikami powodującymi degradację. Zapewnia ona także izolację elektryczną. Najczęściej wykorzystywanym materiałem do enkapsulacji jest przezroczysta folia EVA (z ang. *Ethylene-Vinyl Acetate*) z kopolimeru etylenu i octanu winylu. Powłoka enkapsulacyjna powinna idealnie przylegać do pozostałych warstw

modułu – powierzchni ogniw krzemowych, szkła hartowanego z przedniej strony modułu lub tworzywa pokrywającego spód modułu.

Jeżeli folia EVA nie przylega dokładnie do pozostałych warstw, do modułu może przedostać się wilgoć, powodująca korozję. Często ma to miejsce przy krawędziach folii. Utrzymywanie wilgoci w obudowie modułu zwiększa przewodność elektryczną. Korozja atakuje metalowe połączenia między poszczególnymi ogniwami modułu, co powoduje straty wydajności poprzez zwiększenie prądów upływowych. Pod wpływem wilgoci folia EVA może ulec reakcji chemicznej, której produktem jest kwas octowy, przyspieszający korozję. Zastosowanie odpowiedniego uszczelnienia przy krawędziach skutecznie zapobiega przenikaniu wilgoci [70, 71].

Rozwarstwienie (delaminacja) to odklejenie się folii enkapsulizacyjnej od przedniej warstwy szkła hartowanego lub od ogniw. Delaminacja jest poważnym problemem, ponieważ wpływa na wzrost odbicia światła i przenikania wody do wnętrza konstrukcji modułu, co z kolei powoduje korozję i zwarcia. Najbardziej niekorzystne jest występowanie rozwarstwienia na krawędziach modułu lub jego spodniej stronie, ponieważ oprócz degradacji, generuje zagrożenie elektryczne dla modułu, jak i całej instalacji. Delaminacja może być spowodowana zastosowaniem folii o niskiej jakości, zanieczyszczeniami na powierzchni szkła lub ogniw albo błędnie dobranymi parametrami procesu laminacji (enkapsulacji) [70, 71].

Przebarwienia to objaw degradacji warstwy EVA. Na skutek degradacji folia zmienia kolor na żółty, a czasem brązowy. Przebarwienia te wpływają niekorzystnie na przepuszczalność światła docierającego do ogniw, przez co moc generowana przez moduł jest mniejsza. Za przyczynę degradacji warstwy EVA uznaje się promieniowanie słoneczne w połączeniu z wodą w wysokich temperaturach oraz niską jakością folii [70, 71].

Pęknięcia i inne uszkodzenia mechaniczne mogą wystąpić podczas produkcji, instalacji, konserwacji a zwłaszcza podczas transportu modułów. Pęknięcia zwiększają ryzyko porażenia prądem elektrycznym i przenikania wilgoci. Bardzo często pęknięcia poprzedzają inne rodzaje degradacji: korozję, rozwarstwienia i przebarwienia [70].

Poza wymienionymi czynnikami, tj. temperaturą otoczenia, nasłonecznieniem, wilgocią i uszkodzeniami mechanicznymi, istnieje także szereg niekorzystnych zjawisk przyspieszających degradację. Jednym z nich jest degradacja indukowanym napięciem (ang. PID – *Potential Induced Degradation*). W instalacjach fotowoltaicznych poszczególne moduły często są łączone szeregowo w łańcuchy, tzw. stringi, aby

zwiększyć napięcie systemu. Takie połączenie tworzy różnicę potencjałów, więc w ramach ochrony przeciwporażeniowej wszelkie konstrukcje metalowe modułów są uziemiane. Z powodu różnicy potencjałów między modułami a uziemioną konstrukcją mogą powstawać prądy upływowe, gdy izolacja między częścią uziemioną a warstwą aktywną nie jest idealna. Dodatkowo prąd upływu wzrasta wraz z wilgotnością. Skutkuje to postępującym pogorszeniem wydajności modułu [70, 71].

Kolejnym zjawiskiem przyspieszającym degradację są tzw. gorące punkty (ang. *hot spots*). Są to obszary o bardzo wysokiej temperaturze, która może prowadzić do uszkodzenia ogniwa lub jakiegokolwiek innego elementu modułu. Punktowy wzrost temperatury może wynikać z różnych przyczyn, np. częściowego zacienienia. Prąd elektryczny z ogniw niezacienionych przepływa przez ogniwa zaciemnione, które zamiast wytwarzać energię elektryczną, zużywają ją i oddają do otoczenia w postaci ciepła, podnosząc tym samym temperaturę danego fragmentu modułu fotowoltaicznego. W ekstremalnych przypadkach może dojść do stopienia ogniwa, zniszczenia folii enkapsulacyjnej i tworzywa pokrywającego tylną ścianę. Aby zapobiec wystąpieniu gorących punktów, standardowo stosowane są diody obejściowe (tzw. by-pass). Prąd łańcucha przepływa wtedy przez diodę zamiast przez zaciemnione ogniwo. Miejscowy wzrost rezystancji może wynikać także z wad mechanicznych ścieżek prądowych [70].

Zjawiskiem powszechnym i nieuniknionym jest początkowa utrata mocy modułu na skutek promieniowania słonecznego (ang. LID – *Light Induced Degradation*) występująca od razu po montażu instalacji. Producenci uwzględniają to zjawisko w specyfikacji technicznej podając skorygowaną moc znamionową lub wydajność początkową nieco niższą od 100%.

Obecnie nowoczesne krzemowe moduły fotowoltaiczne cechują się wysoką jakością wykonania, zarówno pod kątem wykorzystanych materiałów, jak i samego procesu produkcji, którego całkowita mechanizacja pozwala zmniejszyć ryzyko wystąpienia wad fabrycznych. Dzięki staranności wykonania produktu można znacznie ograniczyć oddziaływanie czynników powodujących degradację oraz wyeliminować dużą część zjawisk sprzyjających degradacji. Mimo znacznej poprawy w tym zakresie, samo użytkowanie modułu wiąże się ze spadkiem wydajności np. 0,8%/rok [72]. Wydajność oraz żywotność to parametry ogniwa gwarantowane przez producentów w specyfikacjach technicznych. Kluczowy jest wybór odpowiedniej jakości produktu, ponieważ niedotrzymanie standardów przez producentów może być przyczyną trwałego spadku mocy, a nawet powodować problemy związane z bezpieczeństwem.

Ogniwa tworzące akumulator litowo-jonowy działają na zasadzie ruchu jonów między dodatnią i ujemną elektrodą. W akumulatorze litowo-jonowym anoda wykonana jest z porowatego węgla natomiast katoda z tlenków litu i innych metali. W organicznym elektrolicie znajdującym się pomiędzy elektrodami rozpuszczone są jony litu. Dodatkowo elektrolit może mieć postać cieczy, żelu lub stałego przewodzącego polimeru. Elektrody rozdzielone są separatorem, który umożliwia swobodny przepływ jonów i jednoczesną izolację elektronową. Migracja jonów zachodzi w trakcie odwracalnych procesów ładowania i wyładowania. Podczas tych procesów zachodzi zmiana energii elektrycznej na chemiczną i odwrotnie [73].

Degradacja akumulatora litowo-jonowego objawia się:

- zmniejszeniem dostępnej pojemności,
- wzrostem rezystancji wewnętrznej ogniw,
- utratą mocy ogniw [74].

Żywotność akumulatora określana jest przez producentów w latach, znacznie częściej jednak wyrażona jest przez liczbę cykli pracy, po której dostępna pojemność akumulatora spadnie do określonego poziomu pojemności znamionowej (np. 80%) [75].

Starzenie się akumulatorów litowo-jonowych związane jest z szeregiem procesów elektrochemicznych zachodzących w ogniwach. Ich klasyfikacja i analityczny opis są zagadnieniem trudnym ze względu na fakt nakładania się na siebie i wzajemnych oddziaływań między nimi. Reakcje elektrochemiczne prowadzące do zmniejszenia dostępnej pojemności, wzrostu rezystancji wewnętrznej ogniw i utraty mocy ogniw mogą zachodzić zarówno na anodzie, jak i katodzie. Reakcje elektrochemiczne dotyczące elektrolitu zachodzą zazwyczaj w sąsiedztwie elektrod i w interakcji z nimi [74].

Z punktu widzenia procesów elektrochemicznych decydującą rolę w postępowaniu degradacji ma stabilność elektrochemiczna elektrolitu i warstwy międzyfazowej (ang. SEI - *Solid Electrolyte Interface*), powstającej na styku z elektrodami. Oznacza to, że zarówno elektrolit, jak i warstwa międzyfazowa, powinny być stabilne w zakresie różnicy potencjałów elektrod, która wynosi ok. 4-5 V. Zakres ten nazywany jest oknem stabilności, w którym nie powinien zachodzić rozkład elektrolitu. Działanie akumulatorów przy napięciach spoza okna stabilności składników elektrolitu, powoduje jego redukcyjny rozkład, któremu towarzyszy nieodwracalne zużycie jonów litu [74].

Warstwa międzyfazowa na powierzchni elektrod (ang. SEI - *Solid Electrolyte Interface*) powstaje z produktów rozkładu elektrolitu. Ogranicza ona, lecz nie eliminuje, zachodzenie dalszych reakcji na styku elektrolitu i elektrody. Proces ten jest najbardziej intensywny na początku eksploatacji, w pierwszych cyklach ładowania i rozładowania. Podczas kolejnych cykli ładowania i rozładowania warstwa ta ulega ciągłym zmianom. Narastanie warstwy i zachodzące w jej obrębie reakcje prowadzą do zwiększenia rezystancji ogniw, co bezpośrednio wiąże się z zanikiem mocy, a sprzyjają temu wysokie wartości temperatury otoczenia i wysoki stopień naładowania akumulatora. Ponieważ opisywana warstwa złożona jest z produktów rozkładu elektrolitu, jej właściwości różnią się w zależności od składu elektrolitu [74].

W dłuższej perspektywie może nastąpić penetracja produktów rozkładu elektrolitu w pory elektrody, co zmniejsza jej dostępną powierzchnię aktywną. Dodatkowo każda utrata kontaktu (mechaniczna lub elektryczna) między elementami elektrod, np. korozja kolektora prądu, powoduje wzrost rezystancji wewnętrznej ogniw [74].

Jak już wspomniano złożoność i różnorodność procesów elektrochemicznych zachodzących podczas eksploatacji akumulatorów litowo-jonowych utrudniają ich analityczny opis i jednoznaczną klasyfikację, jednak doświadczenia empiryczne pozwoliły na sformułowanie ogólnych zależności. Długoletnia analiza pracy ogniw pozwoliła na wyodrębnienie czynników przyspieszających degradację oraz sformułowanie dobrych praktyk eksploatacyjnych.

Wraz z liczbą cykli pracy zmniejsza się dostępna pojemność akumulatora oraz zwiększa się rezystancja wewnętrzna ogniw. Szybkość zmian tych parametrów świadczących o degradacji zależy jednak od czynników zewnętrznych [74-77].

Do czynników przyspieszających degradację akumulatorów litowo-jonowych wraz z liczbą cykli zalicza się przede wszystkim temperaturę otoczenia. Wartość zarówno temperatury pracy, jak i przechowywania, powinna być zgodna z zaleceniami producenta (od np. 0°C do np. 35°C). Wyższe wartości temperatury trwale skracają żywotność akumulatora, natomiast niższe mają negatywny wpływ na uzyskiwaną pojemność [76].

Wpływ na szybkość degradacji ma też poziom naładowania i rozładowania. Im mniejsze rozładowanie, tym dłuższa żywotność akumulatora. Należy unikać pełnego rozładowania. Również regularne ładowanie do poziomu maksymalnej pojemności skracają żywotność akumulatora. Dodatkowo szerokość pasma ładowania i rozładowania

ma znaczenie w tempie degradacji. W artykule [78] zbadano utratę pojemności dla kilku przedziałów pracy akumulatora. Wśród rozważanych wariantów najszybsza utrata pojemności wystąpiła podczas ładowania i rozładowania w zakresie 25% dostępnej pojemności do pełnego naładowania. Można wnioskować, że strata byłaby jeszcze wyższa w przypadku pracy od całkowitego rozładowania do całkowitego naładowania. Najmniejszą utratę pojemności uzyskuje się ładując akumulator litowo-jonowy w zakresie 65% - 75%. Pojemność akumulatora jest jednak wtedy wykorzystywana jedynie w 10%. Decydując się na taką formę ochrony akumulatora, należy liczyć się z jego przewymiarowaniem.

Niemniej ważne od warunków pracy akumulatora są warunki magazynowania i przechowywania. Najbardziej niekorzystne jest przechowywanie w pełni naładowanego akumulatora w otoczeniu o podwyższonej wartości temperatury. Taki sposób magazynowania może mieć bardziej degradacyjne działanie niż cykliczna praca w normalnych warunkach.

Kolejnym czynnikiem jest napięcie ładowania. Podnoszenie napięcia ładowania skraca żywotność, natomiast zmniejszanie – obniża dostępną pojemność. Zakres napięć powinien zostać podany przez producenta [77].

Podsumowując, do czynników, które wpływają na tempo degradacji akumulatora należą:

- liczba cykli pracy,
- wartość temperatury pracy,
- poziom naładowania i rozładowania,
- przedział ładowania i rozładowania.
- czas i warunki przechowywania,
- napięcie ładowania.

7. Modelowanie niezależnego systemu PV/BAT

7.1. Dane wejściowe

W modelu wykorzystano typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne do obliczeń energetycznych budynków [79]. Dane zostały przygotowane na potrzeby obliczeń energetycznych w budownictwie, tj. charakterystyki energetyczne i świadectwa energetyczne budynków, auditingu energetycznego a także prac projektowych i symulacji energetycznych budynków. Wymienione zastosowania dotyczą przede wszystkim zapotrzebowania budynków na ciepło oraz określania mocy urządzeń grzewczych, chłodniczych, wentylacyjnych, czy klimatyzacyjnych. Właściwości przywołanych danych pozwalają jednak na stosowanie ich także w pracach symulacyjnych i projektowych dotyczących odnawialnych źródeł energii w systemach wytwórczych energii elektrycznej. Dla przykładu, dane dla typowego roku meteorologicznego zostały wykorzystane w [80] przez M. T. Sarniaka w prezentowanej metodzie doboru mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej.

Typowy rok meteorologiczny (TRM, z ang. TMY – *Typical Meteorological Year*) to zbiór parametrów meteorologicznych dla całego roku kalendarzowego, reprezentujących przeciętny klimat w danym obszarze geograficznym. Opracowano wiele metod określania typowego roku meteorologicznego, m. in. rok odniesienia według ASHRAE (ang. *American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers*), meteorologiczny rok odniesienia WYEC2 (ang. *Weather Year for Energy Calculations*), czy typowy rok meteorologiczny dla obliczeń energetycznych TMY2 opracowany przez *National Renewable Energy Laboratory* [81].

W Polsce typowe lata meteorologiczne zostały wyznaczone w 2004 r. przez P. Narowskiego [82] według normy EN ISO 15927-4 [83] (wersja polska PN-EN ISO 15927-4:2007 [84]) Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski opracowane zostały na podstawie zbioru danych źródłowych Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej dla 61 stacji meteorologicznych, w większości z okresu trzydziestoletniego przypadającego na lata 1971 – 2000. Dane z takiego okresu nie odzwierciedlają najnowszych zmian klimatu na obszarze Polski, objawiających się m. in. wzrostem średniej dobowej wartości temperatury i dużą zmiennością wartości ekstremalnych temperatury [85]. Dostęp do nowszych danych klimatycznych można uzyskać za pomocą globalnej bazy danych Meteonorm [86] – wymaga to jednak wykupienia licencji do programu.

Na potrzeby rozprawy wykorzystano typowy rok meteorologiczny wyznaczony przez P. Narowskiego dla lokalizacji Poznań, na podstawie danych z lat 1971 – 2000, publikowany na rządowej stronie internetowej [79]. Do modelu wprowadzono wybrane wartości parametrów określone dla każdej godziny reprezentatywnego roku kalendarzowego: temperaturę termometru suchego [°C], prędkość wiatru [m/s] oraz całkowite natężenie promieniowania słonecznego na powierzchnię o orientacji S oraz pochyleniu do poziomu 30° [W/m²] (rys. 7.1 – 7.5).

Dostępne wartości prędkości wiatru skorygowano stosownie do wysokości zainstalowania modułów fotowoltaicznych, zgodnie ze wzorem (7.1).

$$v(h_2) = v(h_1) \cdot \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha \quad (7.1)$$

gdzie:

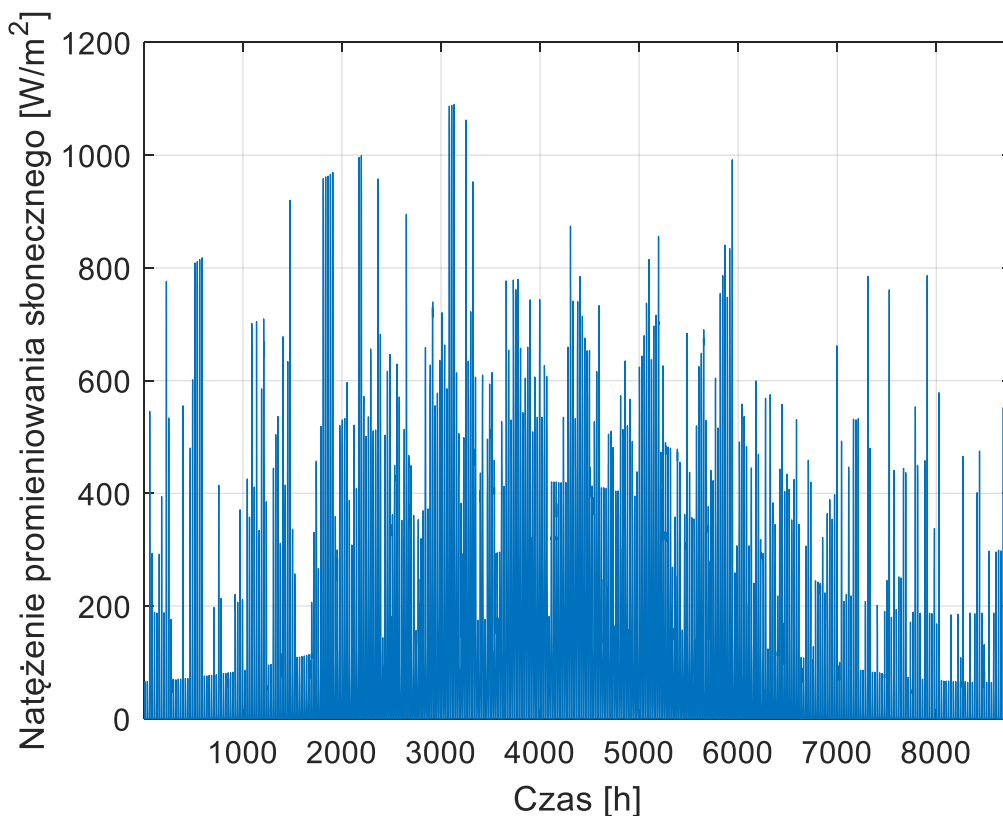
h_1 – wysokość na jakiej dokonano pomiaru [m],

h_2 – wysokość zainstalowania modułów fotowoltaicznych [m],

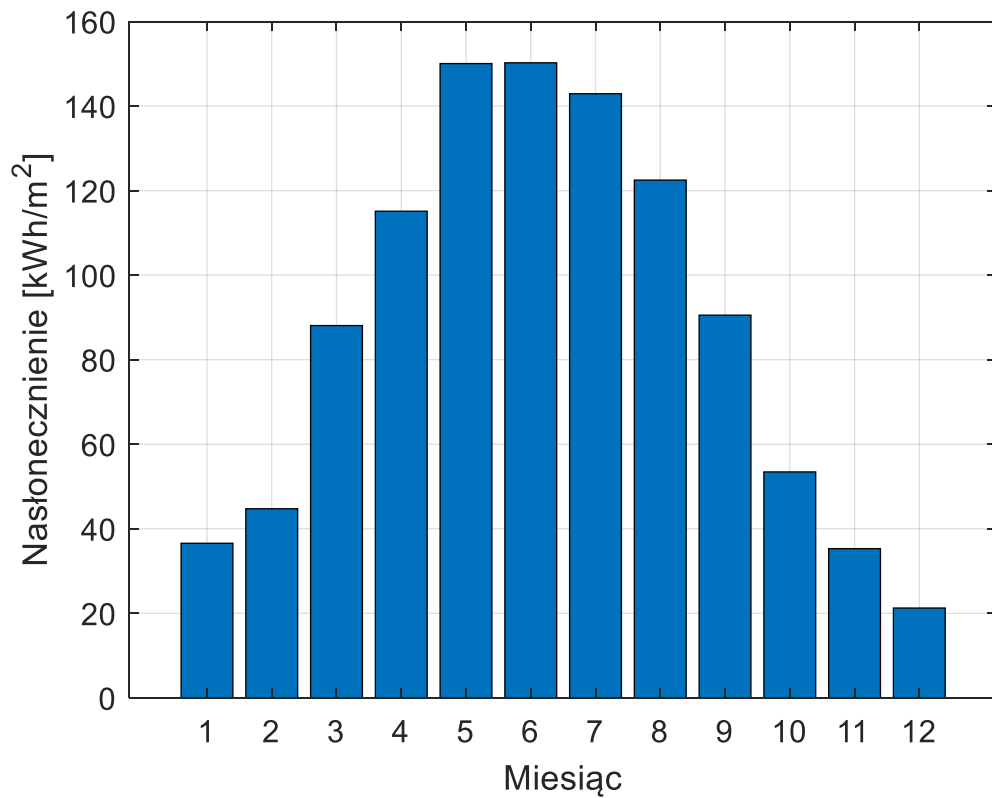
$v(h_1)$ – prędkość wiatru na wysokości h_1 (zmierzona) [m/s],

$v(h_2)$ – prędkość wiatru na wysokości h_2 (skorygowana) [m/s],

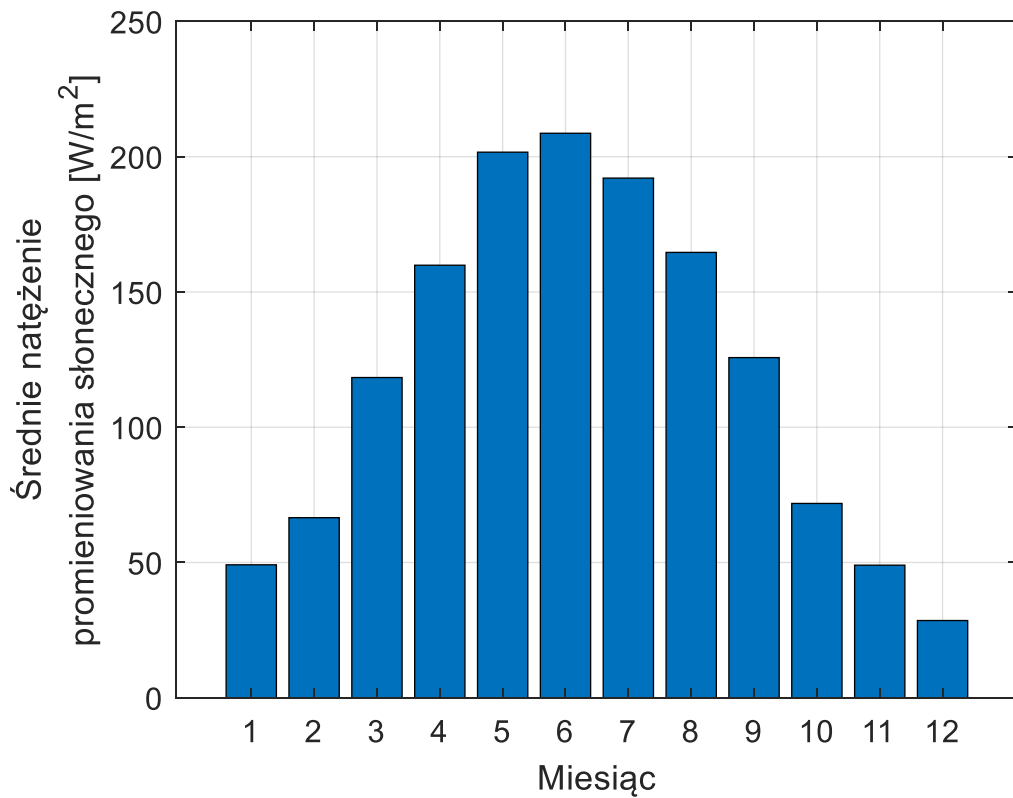
α – parametr zależny od szorstkości terenu [-] [87].



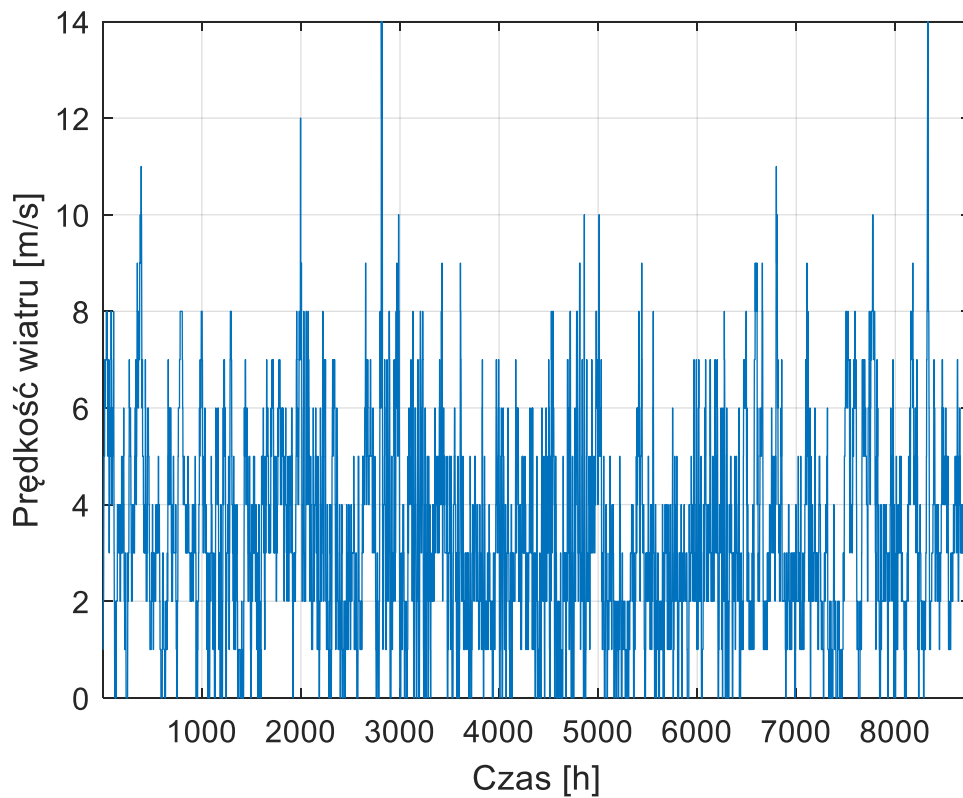
Rys. 7.1. Wartości całkowitego natężenia promieniowania słonecznego (dla 30° S) w poszczególnych godzinach typowego roku meteorologicznego w Poznaniu



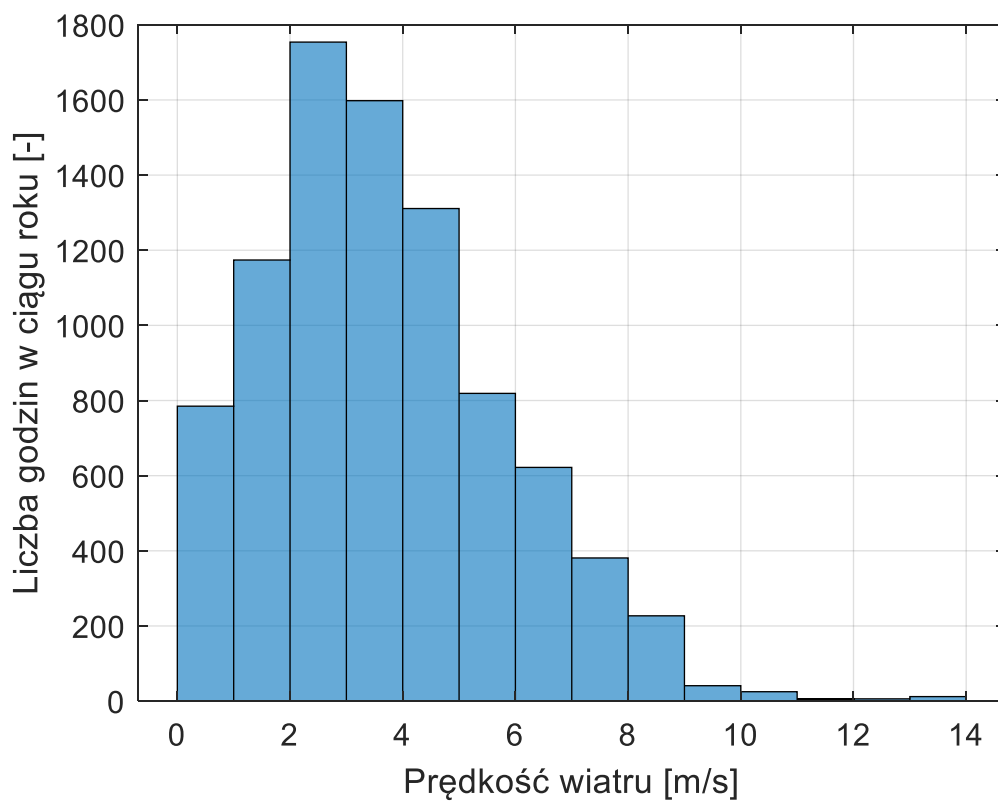
Rys. 7.2. Nasłonecznienie (dla 30° S) w poszczególnych miesiącach typowego roku meteorologicznego w Poznaniu



Rys. 7.3. Średnie wartości natężenia promieniowania słonecznego (dla 30° S) w poszczególnych miesiącach typowego roku meteorologicznego w Poznaniu



Rys. 7.4. Wartości prędkości wiatru w poszczególnych godzinach typowego roku meteorologicznego w Poznaniu



Rys. 7.5. Histogram prędkości wiatru na podstawie typowego roku meteorologicznego w Poznaniu

Profil obciążenia odbiorcy wprowadzony do modelu sporządzono na podstawie standardowego profilu zużycia energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej Enea Operator Sp. z o.o. dla taryfy G11 na rok 2021 [88].

Standardowy profil zużycia energii elektrycznej stanowi zbiór danych zawierających przeciętne zużycie energii elektrycznej w każdej godzinie roku przez grupę odbiorców rozliczanych zgodnie z jednorodnym planem taryfowym. Profil sporządzany jest dla odbiorców końcowych zlokalizowanych na terenie danego operatora systemu dystrybucyjnego, którzy nie posiadają urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację danych i których charakterystyka poboru energii elektrycznej jest zbliżona. Standardowe profile zużycia opracowywane są przez operatorów sieci dystrybucyjnych i publikowane w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. Wykorzystywane są one w celach handlowych do bilansowania miejsc dostarczania energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

Podjęcia do wyznaczania standardowych profili zużycia różnią się w zależności od operatora systemu dystrybucyjnego. Dla przykładu Enea Operator Sp. z o.o. podaje profile standardowe w formie macierzy danych zawierających wartości względnego zużycia energii w i -tych godzinach roku dla reprezentatywnego odbiorcy w stosunku do jego rocznego zużycia. Dla porównania Energa Operator S.A. profile przedstawia jako bezwzględne wartości zużycia energii w poszczególnych godzinach roku.

Bazując na standardowym profilu zużycia energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej Enea Operator Sp. z o.o. dla taryfy G11 na rok 2021 wyznaczono średnie obciążenie odbiorcy w rozpatrywanym układzie w i -tej godzinie roku zgodnie z poniższym wzorem.

$$L_i = \frac{w_i}{1000} \cdot A_r \quad (7.2)$$

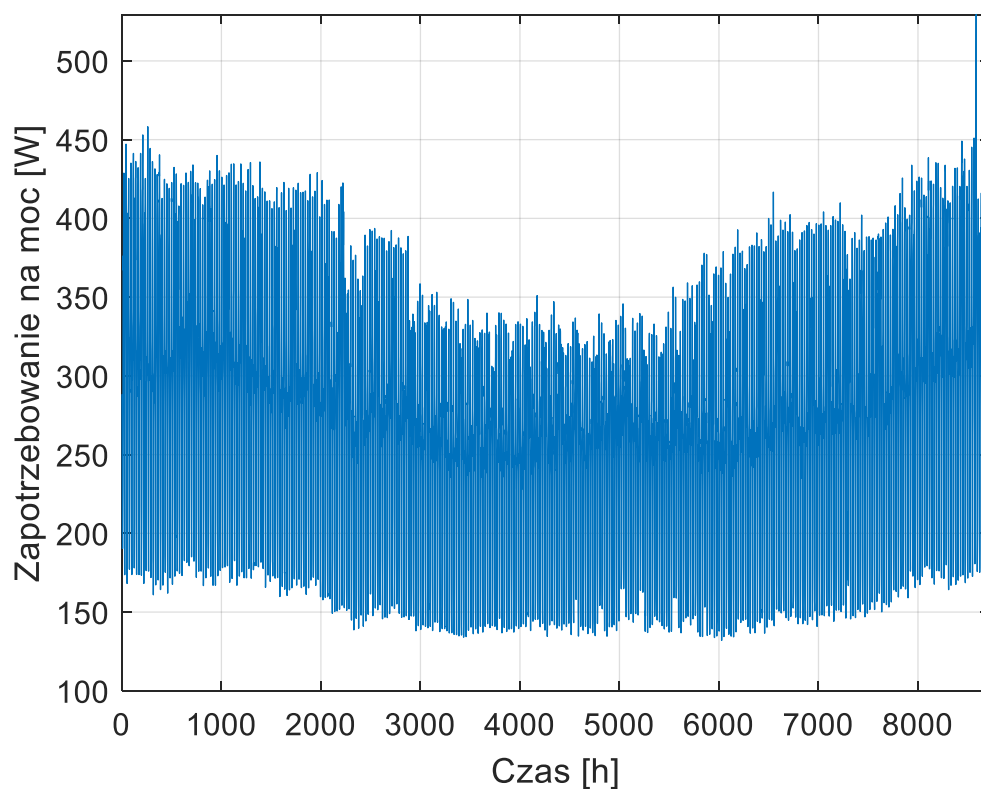
gdzie:

L_i – średnie obciążenie odbiorcy w rozpatrywanym układzie w i -tej godzinie roku [W],

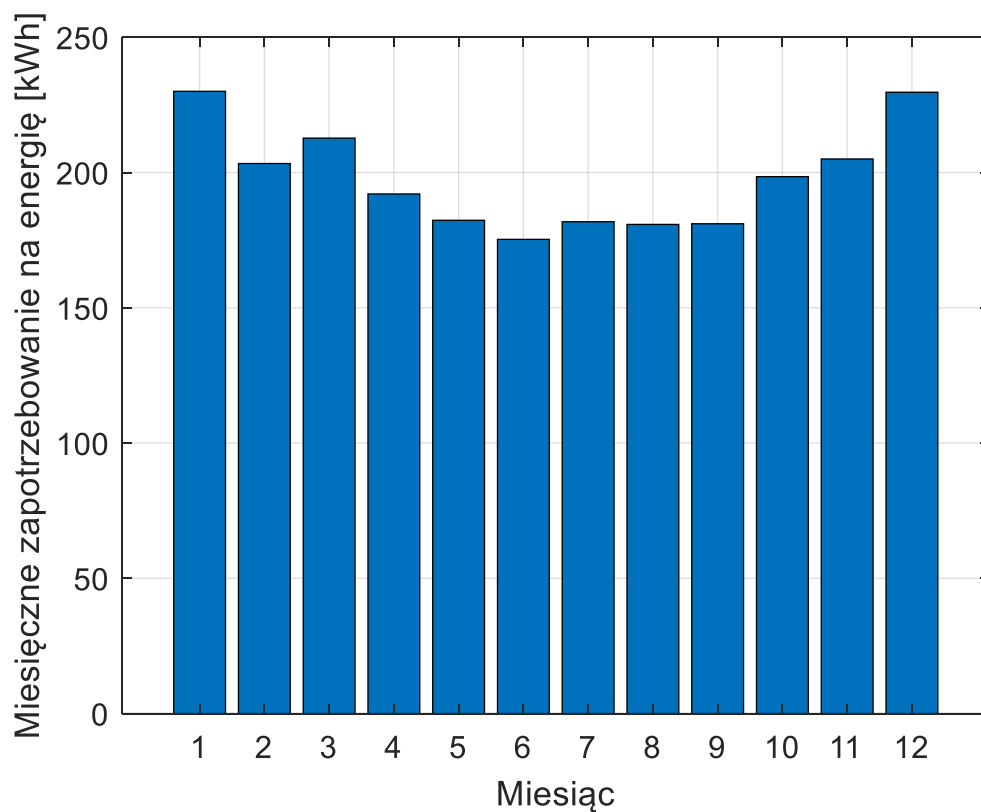
$\frac{w_i}{1000}$ – względne zużycie energii elektrycznej w i -tej godzinie roku [-],

A_r – roczne zużycie energii elektrycznej przez odbiorcę [Wh].

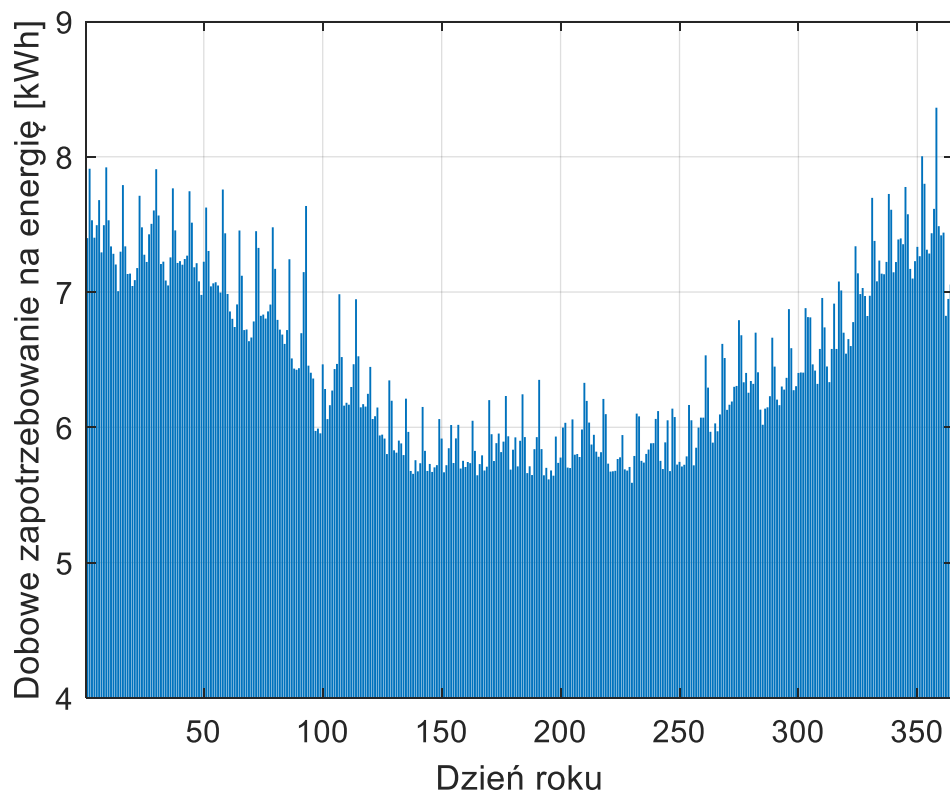
Zgodnie z informacjami podawanymi przez Główny Urząd Statystyczny w raporcie dotyczącym zużycia energii w gospodarstwach domowych w 2018 r. [89] średnie zużycie energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wynosiło 2 375 kWh. W oparciu o tę wartość średniego zużycia energii elektrycznej sporządzono profil obciążenia odbiorcy wykorzystany w prezentowanym modelu (rys. 7.6 – 7.9).



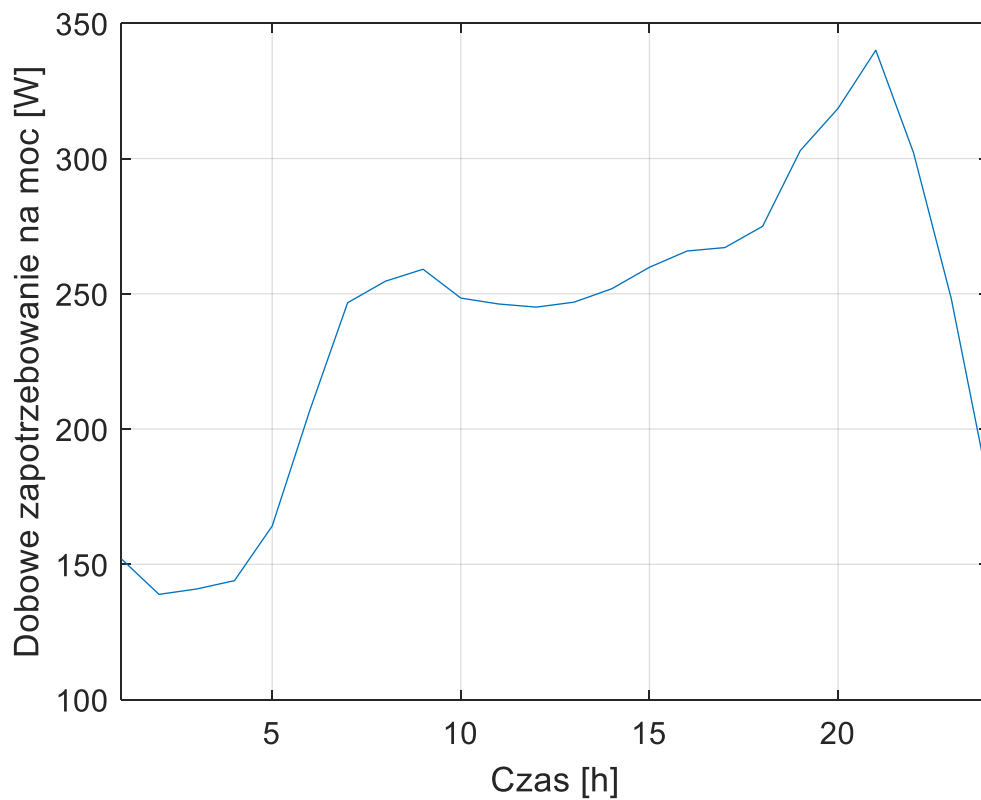
Rys. 7.6. Zapotrzebowanie na moc w poszczególnych godzinach roku na podstawie standardowego profilu odbiorcy o rocznym zużyciu energii 2375 kWh



Rys. 7.7. Miesięczne zapotrzebowanie na energię elektryczną na podstawie standardowego profilu odbiorcy o rocznym zużyciu energii 2375 kWh



Rys. 7.8. Dobowe zapotrzebowanie na energię elektryczną na podstawie standardowego profilu odbiorcy o rocznym zużyciu energii 2375 kWh



Rys. 7.9. Dobowe zapotrzebowanie na moc w dniu 30 czerwca na podstawie standardowego profilu odbiorcy o rocznym zużyciu energii 2375 kWh

7.2. Moc generowana przez instalację fotowoltaiczną

Producenci modułów fotowoltaicznych podają w dokumentacji technicznej kilka parametrów elektrycznych w warunkach STC (ang. *Standard Test Conditions*) oraz warunkach NOCT (ang. *Normal Operating Cell Temperature*). Warunki STC odpowiadają natężeniu promieniowania słonecznego 1000 W/m^2 oraz temperaturze modułu fotowoltaicznego 25°C . Natomiast warunki NOCT odnoszą się do natężenia promieniowania słonecznego 800 W/m^2 , temperatury otoczenia 20°C oraz prędkości wiatru 1 m/s . W obu przypadkach współczynnik masy powietrza wynosi $1,5$. Zazwyczaj instalacje fotowoltaiczne wyposaża się w technologię śledzenia maksymalnego punktu mocy (ang. *MPPT – Maximum Power Point Tracker*).

Modelowanie matematyczne modułów fotowoltaicznych polega na określeniu zależności mocy generowanej przez moduł od natężenia promieniowania słonecznego. Należy wziąć pod uwagę, że moc wyjściowa modułu zależy również od jego temperatury. Niezbędne jest zatem określenie zależności temperatury modułu fotowoltaicznego od warunków zewnętrznych. W tym celu skorzystano z poniższych zależności [90].

$$\frac{T_c - T_a}{T_{NOCT} - T_{a,NOCT}} = \frac{G}{G_{NOCT}} \cdot \frac{9,5}{5,7 \cdot 3,8 \cdot v} \quad (7.3)$$

$$T_c = (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \cdot \frac{G}{G_{NOCT}} \cdot \frac{9,5}{5,7 \cdot 3,8 \cdot v} + T_a \quad (7.4)$$

gdzie:

T_c – temperatura modułu [$^\circ\text{C}$],

T_a – temperatura otoczenia [$^\circ\text{C}$],

T_{NOCT} – temperatura modułu w warunkach NOCT [$^\circ\text{C}$],

$T_{a,NOCT}$ – temperatura otoczenia w warunkach NOCT [$^\circ\text{C}$],

G – natężenie promieniowania słonecznego [W/m^2],

G_{NOCT} – natężenie promieniowania słonecznego w warunkach NOCT [W/m^2],

v – prędkość wiatru [m/s] [90].

Moc generowaną przez moduł fotowoltaiczny można opisać poniższym równaniem [90].

$$P_{PV} = S \cdot G \cdot [\eta_{PV,STC} + \mu \cdot (T_c - T_{STC})] \quad (7.5)$$

gdzie:

P_{PV} – moc generowana przez moduł fotowoltaiczny [W],

S – powierzchnia aktywna modułu [m^2],

$\eta_{PV,STC}$ – sprawność modułu fotowoltaicznego w warunkach STC [%],

μ – współczynnik temperaturowy mocy [%/°C],

T_{STC} – temperatura modułu w warunkach STC [°C] [90].

Wstawiając równanie (7.4) do równania (7.5) otrzymano ostateczną zależność na moc generowaną przez moduł fotowoltaiczny.

$$P_{PV} = S \cdot G \cdot \left[1 + \frac{\mu}{\eta_{PV,STC}} \cdot (T_a - T_{STC}) + \frac{\mu}{\eta_{PV,STC}} \cdot \left((T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \cdot \frac{G}{G_{NOCT}} \cdot \frac{9,5}{5,7 \cdot 3,8 \cdot v} \right) \right] \quad (7.6)$$

Uwzględniając, że moc generowana przez moduł fotowoltaiczny wyznaczana jest na podstawie danych meteorologicznych w danej godzinie roku wzór (7.6) przybiera ostateczną postać zaprezentowaną poniżej.

$$P_i^{PV} = S \cdot G_i \cdot \left[1 + \frac{\mu}{\eta_{PV,STC}} \cdot (T_{a,i} - T_{STC}) + \frac{\mu}{\eta_{PV,STC}} \cdot \left((T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \cdot \frac{G_i}{G_{NOCT}} \cdot \frac{9,5}{5,7 \cdot 3,8 \cdot v_i} \right) \right] \quad (7.7)$$

gdzie:

i – indeks odnoszący się do poszczególnej godziny w roku.

Parametry modułu fotowoltaicznego określono na podstawie karty katalogowej przykładowego modułu fotowoltaicznego o mocy znamionowej 350 W [91]. Wartości wybranych parametrów zestawiono w tabeli 7.1.

Tabela 7.1. Wybrane parametry modułu fotowoltaicznego wprowadzone do modelu [91]

Parametr	Symbol	Jednostka	Wartość
Powierzchnia aktywna modułu fotowoltaicznego	S	m ²	1,5893
Współczynnik temperaturowy mocy	μ	[%/°C]	-0,36
Sprawność modułu fotowoltaicznego w warunkach STC	$\eta_{PV,STC}$	[%]	20,51
Temperatura modułu w warunkach STC	T_{STC}	[°C]	25
Temperatura modułu w warunkach NOCT	T_{NOCT}	[°C]	43
Temperatura otoczenia w warunkach NOCT	$T_{a,NOCT}$	[°C]	20
Natężenie promieniowania słonecznego w warunkach NOCT	G_{NOCT}	[W/m ²]	800

7.3. Stan naładowania akumulatorów elektrochemicznych

Bieżąca aktualizacja energii zgromadzonej w akumulatorze podczas ładowania odbywa się w zaproponowanym w rozprawie modelu według równania (7.8).

$$C_{i+1}^{BAT} = C_i^{BAT} + \eta_{char} \cdot E_i^{char} \quad (7.8)$$

natomiast podczas rozładowywania według równania (7.9)

$$C_{i+1}^{BAT} = C_i^{BAT} - \frac{E_i^{dis}}{\eta_{dis}} \quad (7.9)$$

gdzie:

C_{i+1}^{BAT} – energia zgromadzona w akumulatorze w kroku $i+1$ [Wh],

C_i^{BAT} – energia zgromadzona w akumulatorze w kroku i [Wh],

η_{char} – sprawność ładowania akumulatora [-],

η_{dis} – sprawność rozładowania akumulatora [-],

E_i^{char} – nadwyżka energii dostępna w systemie w kroku i [Wh],

E_i^{dis} – energia wymagana do pokrycia zapotrzebowania w kroku i [Wh].

Ładowanie i rozładowanie odbywa się w zadanych przedziałach dostępnej pojemności akumulatora zgodnie z równaniem (7.10).

$$C_{min}^{BAT} \leq C_i^{BAT} \leq C_{max}^{BAT} \quad \text{dla } i = 1, \dots, n \quad (7.10)$$

gdzie:

C_{min}^{BAT} – minimalna przyjęta wartość energii zgromadzonej w akumulatorze [Wh],

C_{max}^{BAT} – maksymalna przyjęta wartość energii zgromadzonej w akumulatorze [Wh].

Jeżeli dostarczenie lub pobranie energii z akumulatora w danym kroku symulacyjnym spowoduje osiągnięcie odpowiednio wartości maksymalnej lub minimalnej, aktualizacja wartości energii zgromadzonej w akumulatorze w kroku kolejnym odbywa się według zależności (7.11) i (7.12).

$$C_{i+1}^{BAT} = C_{max}^{BAT} \quad (7.11)$$

$$C_{i+1}^{BAT} = C_{min}^{BAT} \quad (7.12)$$

Bieżąca aktualizacja energii zgromadzonej w akumulatorze poprzedzona jest klasyfikacją stanu pracy, w którym znajduje się system. Zdefiniowano następujące cztery stany pracy, w których może znajdować się system w danym kroku symulacyjnym:

- moc generowana przez instalację fotowoltaiczną w całości pokrywa zapotrzebowanie na moc odbioru, następuje ładowanie akumulatora,
- moc generowana przez instalację fotowoltaiczną w całości pokrywa zapotrzebowanie na moc odbioru, nie występuje ładowanie akumulatora,
- moc generowana przez instalację fotowoltaiczną nie pokrywa zapotrzebowania na moc odbioru, następuje rozładowywanie akumulatora,
- moc generowana przez instalację fotowoltaiczną nie pokrywa zapotrzebowania na moc odbioru, nie występuje rozładowywanie akumulatora.

Od stanu pracy w bieżącym kroku symulacyjnym zależy sposób określania energii zgromadzonej w akumulatorze w kroku kolejnym.

W pierwszej kolejności moc generowana przez instalację fotowoltaiczną porównywana jest z zapotrzebowaniem na moc. Obie wartości dotyczą poszczególnej godziny roku, która stanowi krok symulacyjny w modelu. Sformułowano warunek przedstawiony za pomocą zależności (7.13).

$$P_i^{PV} \geq L_i \quad (7.13)$$

gdzie:

P_i^{PV} – moc generowana przez instalację fotowoltaiczną w i-tym kroku symulacyjnym (i-tej godzinie roku) [W],

L_i – zapotrzebowanie na moc odbioru w i-tym kroku symulacyjnym (i-tej godzinie roku) [W].

Jeżeli warunek (7.13) jest spełniony – moc generowana przez instalację fotowoltaiczną jest większa lub równa obciążeniu w układzie – zapotrzebowanie na moc odbioru jest pokryte.

Nadwyżkę mocy w systemie wyznacza się jako różnicę między mocą generowaną przez instalację i zapotrzebowaniem odbioru na moc, korzystając z równania (7.14).

$$P_i^E = P_i^{PV} - L_i \quad (7.14)$$

gdzie:

P_i^E – nadwyżka mocy w systemie w i-tym kroku symulacyjnym (i-tej godzinie roku) [W].

Nadwyżka energii w systemie wyznaczana jest jako iloczyn nadwyżki mocy w systemie i czasu odpowiadającego krokowi symulacyjnemu, zgodnie z zależnością (7.15).

$$E_i^{char} = P_i^E \cdot \Delta t \quad (7.15)$$

gdzie:

E_i^{char} – nadwyżka energii w systemie w i-tym kroku symulacyjnym [Wh],

Δt – czas odpowiadający krokowi symulacyjnemu [h].

Następnie sprawdza się, czy nadwyżka energii dostępna w systemie, uwzględniając sprawność procesu ładowania, może zostać w całości zmagazynowana w akumulatorze, tzn. czy ładowanie akumulatora nie spowoduje przekroczenia maksymalnej założonej wartości energii zgromadzonej w akumulatorze. Sprawdzenie to następuje za pomocą warunku wyrażonego zależnością (7.16).

$$E_i^{char} \cdot \eta_{char} \leq C_{max}^{BAT} - C_i^{BAT} \quad (7.16)$$

Jeżeli warunek (7.16) jest spełniony, to bieżąca aktualizacja energii zgromadzonej w akumulatorze odbywa się za pomocą równania (7.8). Jeżeli natomiast warunek (7.16) nie jest spełniony oznacza to, że tylko część nadwyżki energii mogła zostać zmagazynowana w akumulatorze lub ładowanie nie zaszło w ogóle ze względu na osiągnięcie maksymalnej założonej wartości energii w poprzednich krokach symulacyjnych. W takich przypadkach bieżąca aktualizacja energii zgromadzonej w akumulatorze odbywa się za pomocą zależności (7.11).

Powyższe zależności (7.14) – (7.16) dotyczą sytuacji, w której moc generowana przez instalację fotowoltaiczną przewyższa zapotrzebowanie na moc odbioru. Wracając zatem do warunku (7.13), poniżej rozpatrzono przypadek przeciwny, tzn. gdy obciążenie w układzie jest większe niż moc generowana przez instalację fotowoltaiczną.

Wyznacza się deficyt mocy w systemie jako różnicę między zapotrzebowaniem na moc odbioru a mocą generowaną przez instalację fotowoltaiczną, korzystając z równania (7.17).

$$P_i^D = L_i - P_i^{PV} \quad (7.17)$$

gdzie:

P_i^D – deficyt mocy w systemie w i-tym kroku symulacyjnym (i-tej godzinie roku) [W].

Energia wymagana do pokrycia zapotrzebowania wyznaczana jest jako iloczyn deficytu mocy w systemie i czasu odpowiadającego krokowi symulacyjnemu, zgodnie z zależnością (7.18).

$$E_i^{dis} = P_i^D \cdot \Delta t \quad (7.18)$$

gdzie:

E_i^{dis} – energia wymagana do pokrycia zapotrzebowania w i-tym kroku symulacyjnym [Wh],

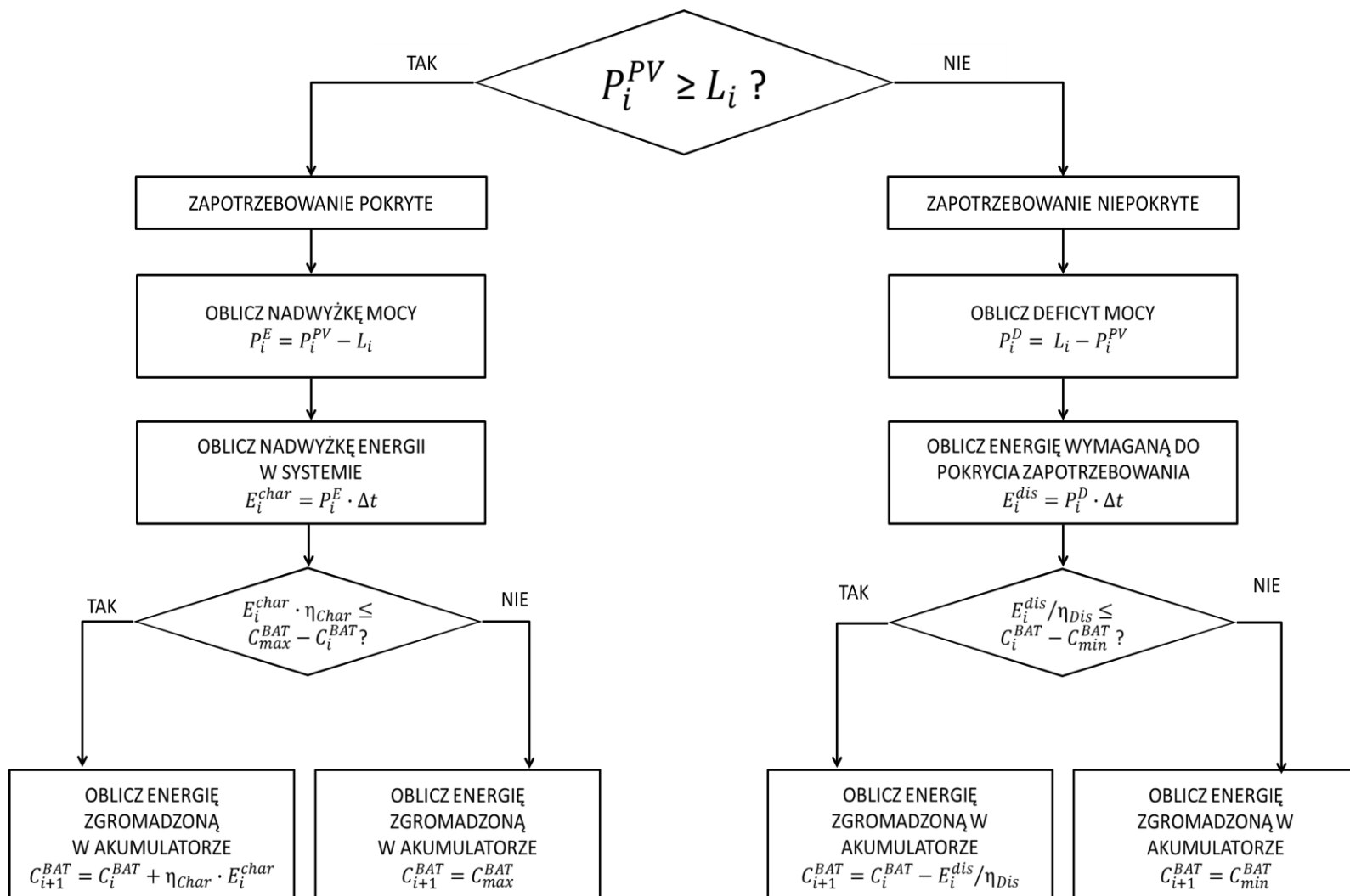
Δt – czas odpowiadający krokowi symulacyjnemu [h].

Następnie sprawdza się, czy wymagana ilość energii, uwzględniając sprawność procesu rozładowania, może zostać w całości pokryta przez akumulator, tzn. czy rozładowanie akumulatora nie spowoduje przekroczenia minimalnej założonej wartości energii zgromadzonej w akumulatorze. Sprawdzenie to następuje za pomocą warunku wyrażonego zależnością (7.19).

$$\frac{E_i^{dis}}{\eta_{dis}} \leq C_i^{BAT} - C_{min}^{BAT} \quad (7.19)$$

Jeżeli warunek (7.19) jest spełniony bieżąca aktualizacja energii zgromadzonej w akumulatorze odbywa się za pomocą równania (7.9). Jeżeli natomiast warunek (7.19) nie jest spełniony oznacza to, że tylko część wymaganej wartości energii mogła zostać dostarczona z akumulatora lub rozładowanie nie zaszło w ogóle ze względu na osiągnięcie minimalnej założonej wartości energii w poprzednich krokach symulacyjnych. W takich przypadkach bieżąca aktualizacja energii zgromadzonej w akumulatorze odbywa się za pomocą zależności (7.12).

Proces wyznaczania aktualnego stanu pracy systemu oraz bieżącej wartości energii zgromadzonej w akumulatorze zobrazowano za pomocą schematu blokowego przedstawionego na rysunku 7.10.



Rys. 7.10. Schemat blokowy procesu aktualizacji wartości energii zgromadzonej w akumulatorze

7.4. Bilans energii w systemie

W proponowanym modelu systemu PV/BAT dokonano bilansu pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie oraz bilansu energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną. Równania bilansowe przybierają różną postać w zależności od stanu pracy, w którym aktualnie znajduje się system. Stany pracy zostały wcześniej zdefiniowane w rozdz. 7.3 i definiowane są w modelu za pomocą warunków (7.13), (7.16) oraz (7.19).

W bilansie pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie (zależność 7.20) wyróżniono dwa źródła energii (instalacja fotowoltaiczna i akumulator) oraz deficyt.

$$Z_i^{PV} + Z_i^{BAT} + Z_i^{DEF} = Z_i^{DEM} \quad (7.20)$$

gdzie:

Z_i^{PV} – zapotrzebowanie na energię pokryte przez instalację fotowoltaiczną [Wh],

Z_i^{BAT} – zapotrzebowanie na energię pokryte przez akumulator [Wh].

Z_i^{DEF} – deficyt energii [Wh],

Z_i^{DEM} – zapotrzebowanie na energię [Wh].

W przypadku gdy moc generowana przez instalację fotowoltaiczną jest wyższa lub równa zapotrzebowaniu na moc odbioru ($P_i^{PV} \geq L_i$, warunek (7.13) jest spełniony), poszczególne składniki bilansu pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie przyjmują wartości zaprezentowane poniżej.

$$Z_i^{PV} = L_i \cdot \Delta t \quad (7.21)$$

$$Z_i^{BAT} = 0 \quad (7.22)$$

$$Z_i^{DEF} = 0 \quad (7.23)$$

W przeciwnym przypadku, gdy moc generowana przez instalację fotowoltaiczną jest mniejsza niż zapotrzebowanie na moc w systemie ($P_i^{PV} < L_i$, warunek (7.13) nie jest spełniony), należy, za pomocą warunku (7.19), sprawdzić, czy możliwe jest rozładowywanie akumulatora. Jeżeli warunek (7.19) jest spełniony ($\frac{E_i^{dis}}{\eta_{dis}} \leq C_i^{BAT} - C_{min}^{BAT}$), oznacza to, że cały deficyt energii może zostać pokryty przez akumulator. Poszczególne składniki bilansu pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie przyjmują wtedy wartości zaprezentowane poniżej.

$$Z_i^{PV} = P_i^{PV} \cdot \Delta t \quad (7.24)$$

$$Z_i^{BAT} = E_i^{dis} \quad (7.25)$$

$$Z_i^{DEF} = 0 \quad (7.26)$$

Jeżeli warunek (7.19) nie jest spełniony ($\frac{E_i^{dis}}{\eta_{dis}} > C_i^{BAT} - C_{min}^{BAT}$), oznacza to, że akumulator nie może być rozładowywany ($C_i^{BAT} = C_{min}^{BAT}$) lub jedynie część energii wymaganej do pokrycia zapotrzebowania może zostać pobrana z akumulatora. W tym przypadku poszczególne składniki bilansu pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie przyjmują wartości zaprezentowane poniżej.

$$Z_i^{PV} = P_i^{PV} \cdot \Delta t \quad (7.27)$$

$$Z_i^{BAT} = (C_i^{BAT} - C_{min}^{BAT}) \cdot \eta_{dis} \quad (7.28)$$

$$Z_i^{DEF} = L_i \cdot \Delta t - (P_i^{PV} \cdot \Delta t + (C_i^{BAT} - C_{min}^{BAT}) \cdot \eta_{dis}) \quad (7.29)$$

W szczególnym przypadku, gdy $C_i^{BAT} = C_{min}^{BAT}$:

$$Z_i^{PV} = P_i^{PV} \cdot \Delta t \quad (7.30)$$

$$Z_i^{BAT} = 0 \quad (7.31)$$

$$Z_i^{DEF} = L_i \cdot \Delta t - P_i^{PV} \cdot \Delta t \quad (7.32)$$

W bilansie energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną można wyróżnić dwa sposoby jej spożytkowania w układzie (pokrywanie zapotrzebowania odbiorcy i ładowanie akumulatora) oraz niewykorzystany potencjał energetyczny instalacji fotowoltaicznej.

$$G_i^L + G_i^{BAT} + G_i^E = G_i^{PV} \quad (7.33)$$

G_i^L – energia z instalacji fotowoltaicznej przeznaczona na pokrywanie obciążenia [Wh],

G_i^{BAT} – energia z instalacji fotowoltaicznej przeznaczona na ładowanie akumulatora [Wh],

G_i^E – niewykorzystany potencjał energetyczny instalacji fotowoltaicznej [Wh],

G_i^{PV} – całkowita energia wygenerowana przez instalację fotowoltaiczną [Wh].

W przypadku, gdy moc generowana przez instalację fotowoltaiczną jest wyższa lub równa zapotrzebowaniu na moc odbioru ($P_i^{PV} \geq L_i$, warunek (7.13) jest spełniony), należy, za pomocą warunku (7.16), sprawdzić, czy możliwe jest ładowanie akumulatora. Jeżeli warunek (7.16) jest spełniony ($E_i^{char} \cdot \eta_{char} \leq C_{max}^{BAT} - C_i^{BAT}$), oznacza to, że cała nadwyżka energii może zostać zmagazynowana w akumulatorze. Zatem poszczególne składniki bilansu energii generowanej przez instalację PV przyjmują wartości zaprezentowane poniżej.

$$G_i^L = L_i \cdot \Delta t \quad (7.34)$$

$$G_i^{BAT} = E_i^{char} \quad (7.35)$$

$$G_i^E = 0 \quad (7.36)$$

Jeżeli warunek (7.16) nie jest spełniony ($E_i^{char} \cdot \eta_{char} > C_{max}^{BAT} - C_i^{BAT}$), oznacza to, że akumulator nie może być ładowany ($C_i^{BAT} = C_{max}^{BAT}$) lub jedynie część nadwyżki energii może zostać w nim zmagazynowana. W tym przypadku poszczególne składniki bilansu energii generowanej przez instalację PV przyjmują wartości zaprezentowane poniżej.

$$G_i^L = L_i \cdot \Delta t \quad (7.37)$$

$$G_i^{BAT} = \frac{(C_{max}^{BAT} - C_i^{BAT})}{\eta_{char}} \quad (7.38)$$

$$G_i^E = E_i^{char} - \frac{(C_{max}^{BAT} - C_i^{BAT})}{\eta_{char}} \quad (7.39)$$

W szczególnym przypadku, gdy $C_i^{BAT} = C_{max}^{BAT}$:

$$G_i^L = L_i \cdot \Delta t \quad (7.40)$$

$$G_i^{BAT} = 0 \quad (7.41)$$

$$G_i^E = E_i^{char} \quad (7.42)$$

Gdy moc generowana przez instalację fotowoltaiczną jest mniejsza niż zapotrzebowanie na moc w systemie ($P_i^{PV} < L_i$, warunek (7.13) nie jest spełniony), poszczególne składniki bilansu energii generowanej przez instalację PV przyjmują wartości zaprezentowane poniżej.

$$G_i^L = P_i^{PV} \cdot \Delta t \quad (7.43)$$

$$G_i^{BAT} = 0 \quad (7.44)$$

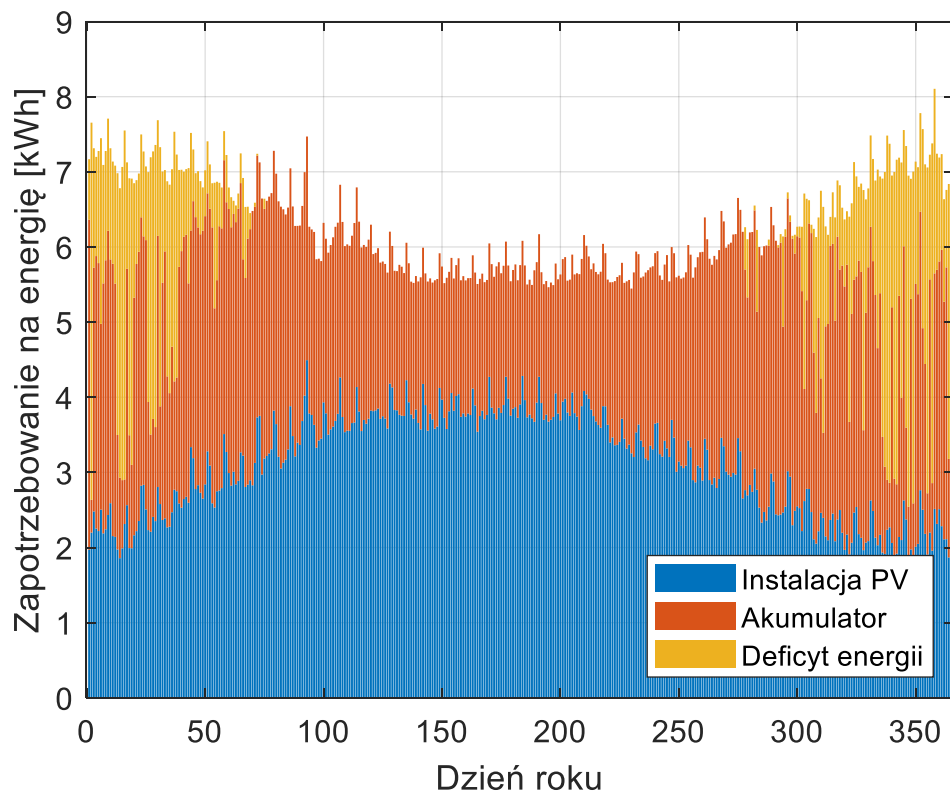
$$G_i^E = 0 \quad (7.45)$$

Podsumowanie powyższych rozważań na temat równań bilansowych zarówno dla bilansu pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie, jak i bilansu energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną, zaprezentowano poniżej w formie tabelarycznej (tabela 7.2).

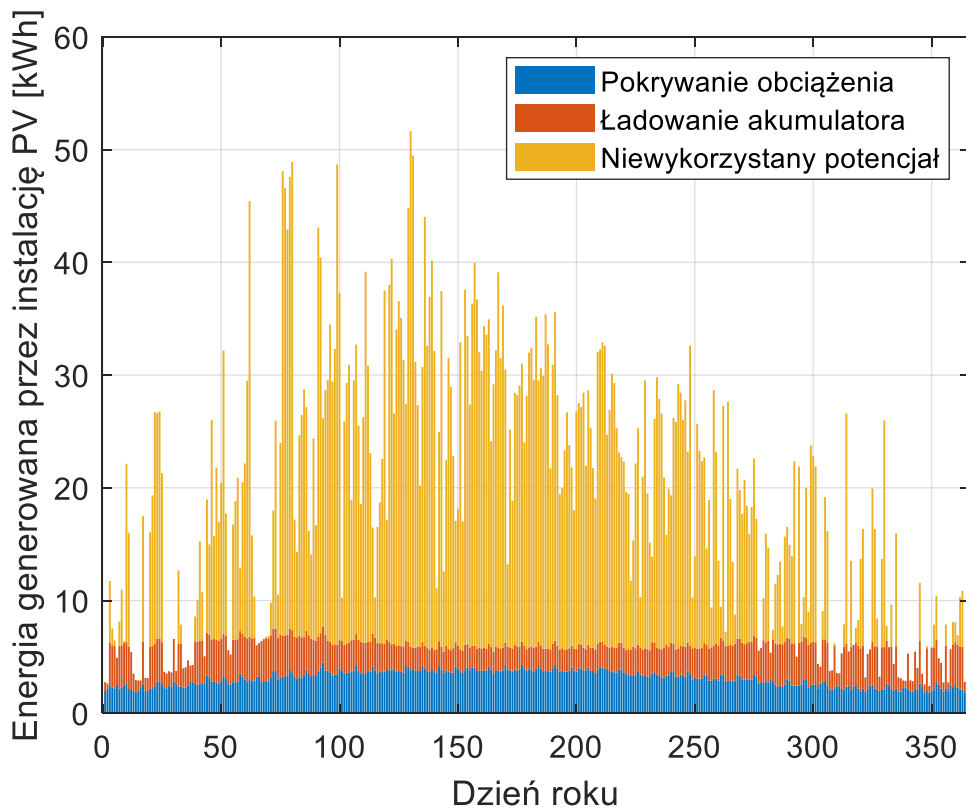
Przykład zastosowania bilansów energetycznych w formie graficznej zaprezentowano na rysunkach 7.11-7.16.

Tabela 7.2. Równania bilansowe energii w rozpatrywanym systemie

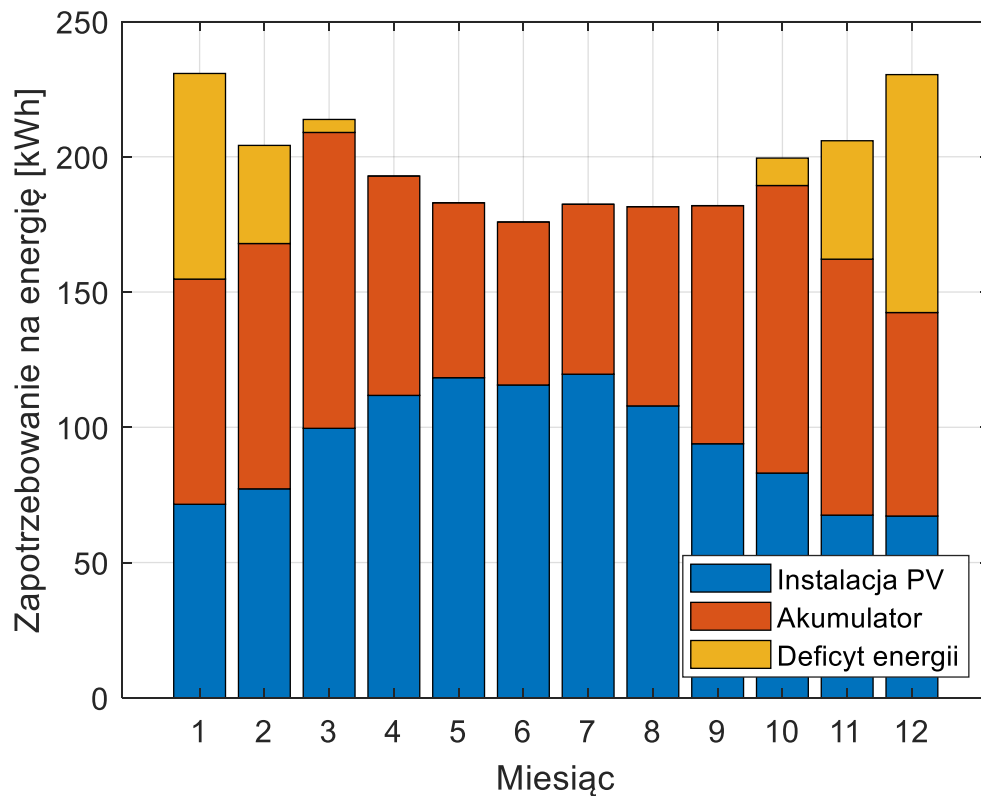
		$P_i^{PV} \geq L_i$		$P_i^{PV} < L_i$	
		$E_i^{char} \cdot \eta_{char} \leq C_{max}^{BAT} - C_i^{BAT}$	$E_i^{char} \cdot \eta_{char} > C_{max}^{BAT} - C_i^{BAT}$	$\frac{E_i^{dis}}{\eta_{dis}} \leq C_i^{BAT} - C_{min}^{BAT}$	$\frac{E_i^{dis}}{\eta_{dis}} > C_i^{BAT} - C_{min}^{BAT}$
bilans pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie	instalacja PV	$L_i \cdot \Delta t$		$P_i^{PV} \cdot \Delta t$	
	akumulator	0		E_i^{dis}	$(C_i^{BAT} - C_{min}^{BAT}) \cdot \eta_{dis}$
	deficyt energii	0		0	$L_i \cdot \Delta t - (P_i^{PV} \cdot \Delta t + (C_i^{BAT} - C_{min}^{BAT}) \cdot \eta_{dis})$
bilans energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną	pokrywanie obciążenia	$L_i \cdot \Delta t$		$P_i^{PV} \cdot \Delta t$	
	ładowanie akumulatora	E_i^{char}	$\frac{(C_{max}^{BAT} - C_i^{BAT})}{\eta_{char}}$	0	
	niewykorzystany potencjał	0	$E_i^{char} - \frac{(C_{max}^{BAT} - C_i^{BAT})}{\eta_{char}}$	0	



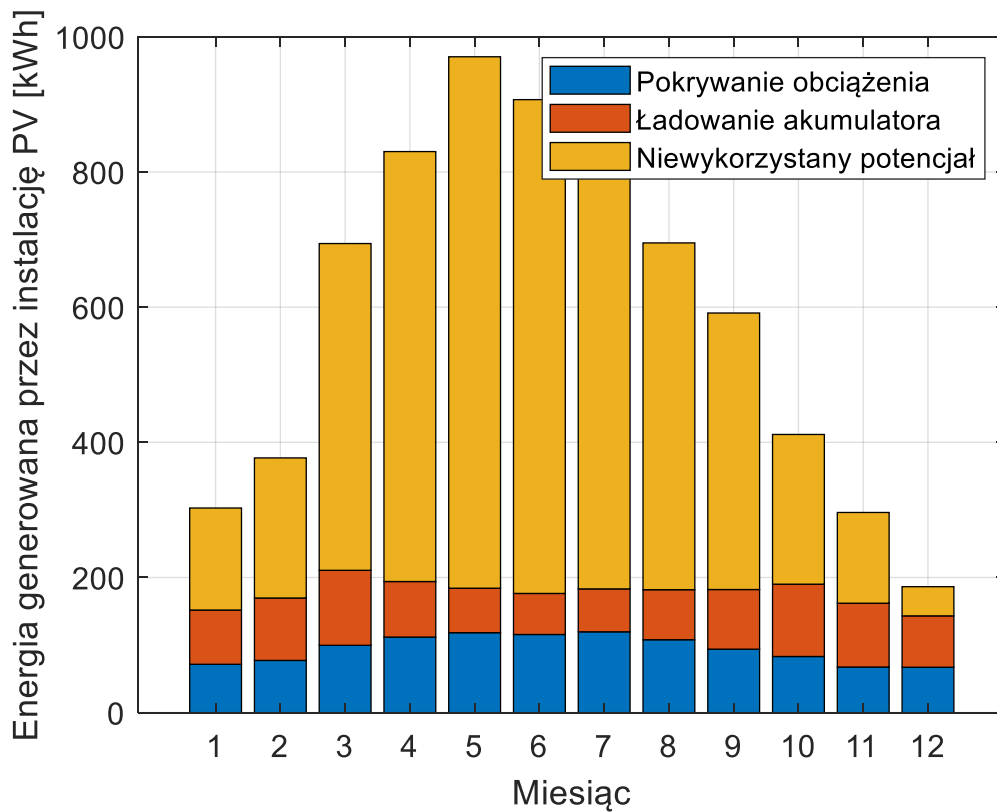
Rys. 7.11. Bilans zapotrzebowania na energię w systemie w poszczególnych dniach roku dla $7kW_p$ mocy zainstalowanej instalacji PV i $5 kWh$ znamionowej pojemności akumulatora



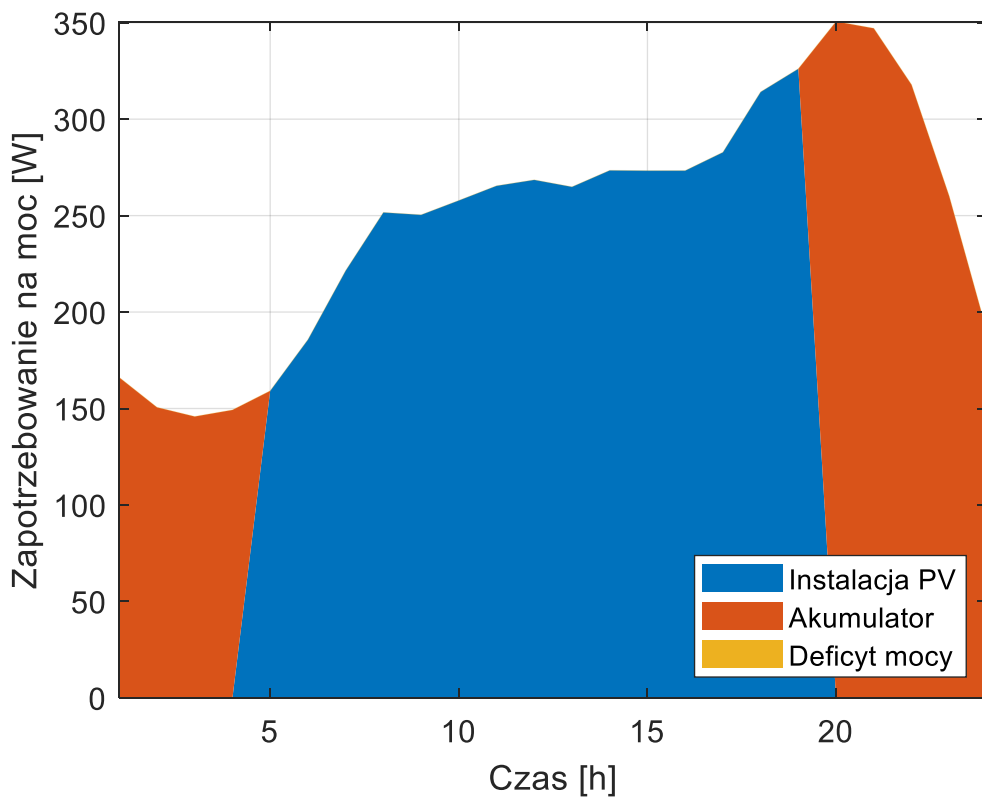
Rys. 7.12. Bilans energii generowanej przez instalację PV w poszczególnych godzinach roku dla $7kW_p$ mocy zainstalowanej instalacji PV i $5 kWh$ znamionowej pojemności akumulatora



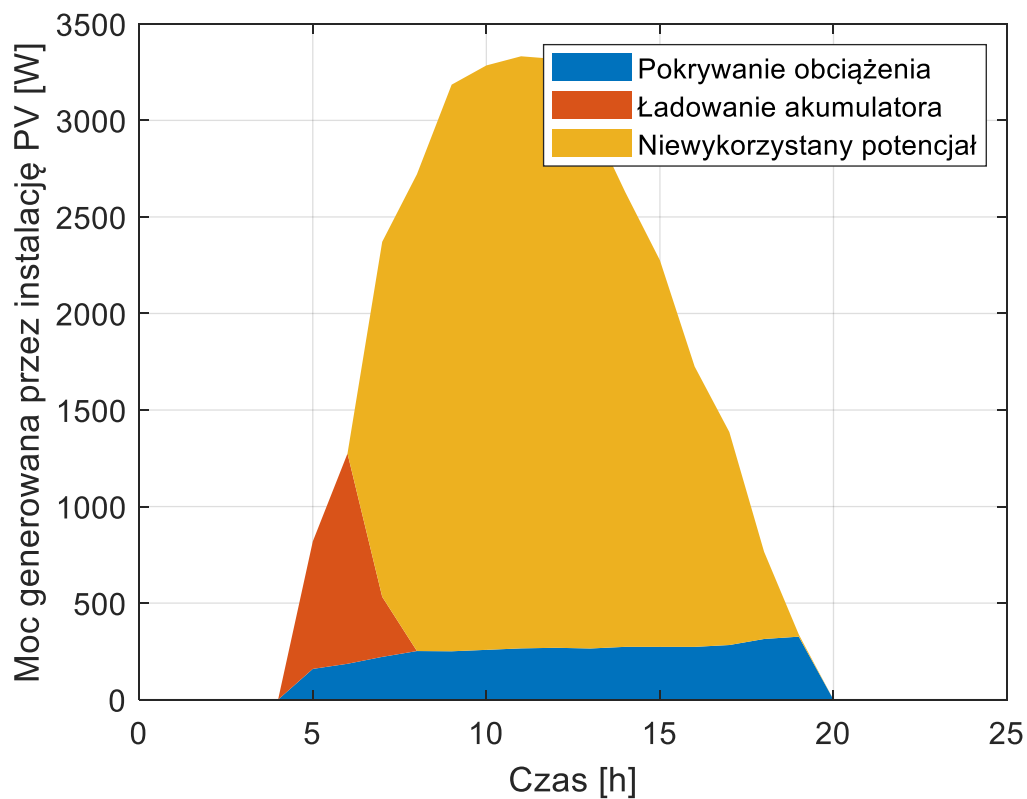
Rys. 7.13. Bilans zapotrzebowania na energię w systemie w poszczególnych miesiącach roku dla 7kW_p mocy zainstalowanej instalacji PV i 5 kWh znamionowej pojemności akumulatora



Rys. 7.14. Bilans energii generowanej przez instalację PV w poszczególnych miesiącach roku dla 7kW_p mocy zainstalowanej instalacji PV i 5 kWh znamionowej pojemności akumulatora



Rys. 7.15. Dobowy bilans zapotrzebowania na moc systemie w dniu 30 czerwca dla 7kW_p mocy zainstalowanej instalacji PV i 5 kWh znamionowej pojemności akumulatora

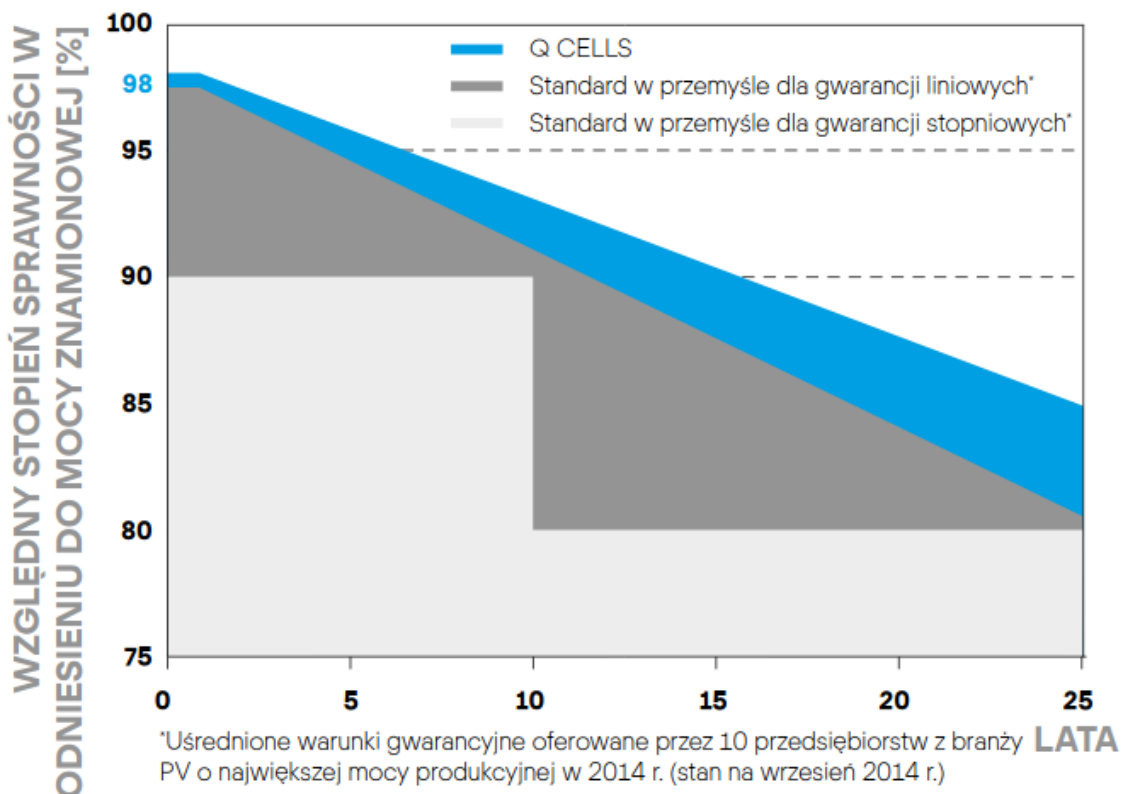


Rys. 7.16. Dobowy bilans energii generowanej przez instalację PV w dniu 30 czerwca dla 7kW_p mocy zainstalowanej instalacji PV i 5 kWh znamionowej pojemności akumulatora

7.5. Degradacja elementów systemu

Modelowanie wpływu degradacji na pracę elementów systemu PV/BAT rozumiane jest jako sposób aktualizacji parametrów decydujących o wydajności urządzeń elektroenergetycznych. Zarówno moduły fotowoltaiczne jak i akumulatory elektrochemiczne podlegają procesom degradacyjnym.

W przypadku modułów fotowoltaicznych parametrem bezpośrednio powiązanim z wydajnością jest dostępna moc wyjściowa. Ze względu na spadek sprawności modułów fotowoltaicznych, przy tej samej wartości nasłonecznienia, wraz z upływem czasu możliwe będzie uzyskanie coraz mniejszej mocy wyjściowej. Tempo utraty mocy wyjściowej jest określane przez 25-letnią gwarancję sprawności. Na podstawie przeglądu specyfikacji technicznych modułów fotowoltaicznych dostępnych na rynku można stwierdzić, że względny stopień sprawności w odniesieniu do mocy znamionowej wynosi od 97% do 98% w ciągu pierwszego roku, natomiast w kolejnych latach eksploatacji utrata wydajności wynosi od 0,3% do 1,0% rocznie [72, 91, 92]. Przykładową gwarancję wydajności zaprezentowano na rysunku 7.17 [92].



Rys. 7.17. Przykładowa gwarancja wydajności modułu fotowoltaicznego [92]

W modelu przyjęto stopień degradacji w ciągu pierwszego roku na poziomie 2,5% oraz dalszy coroczny spadek wydajności równy 1% w odniesieniu do mocy znamionowej.

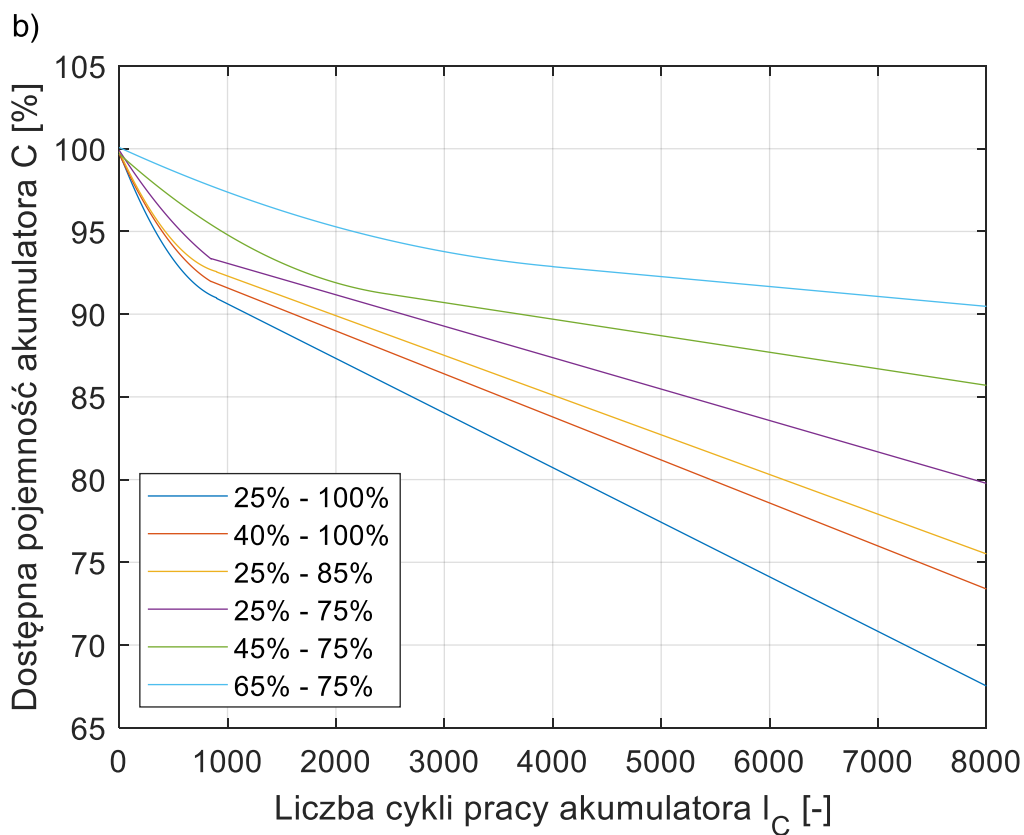
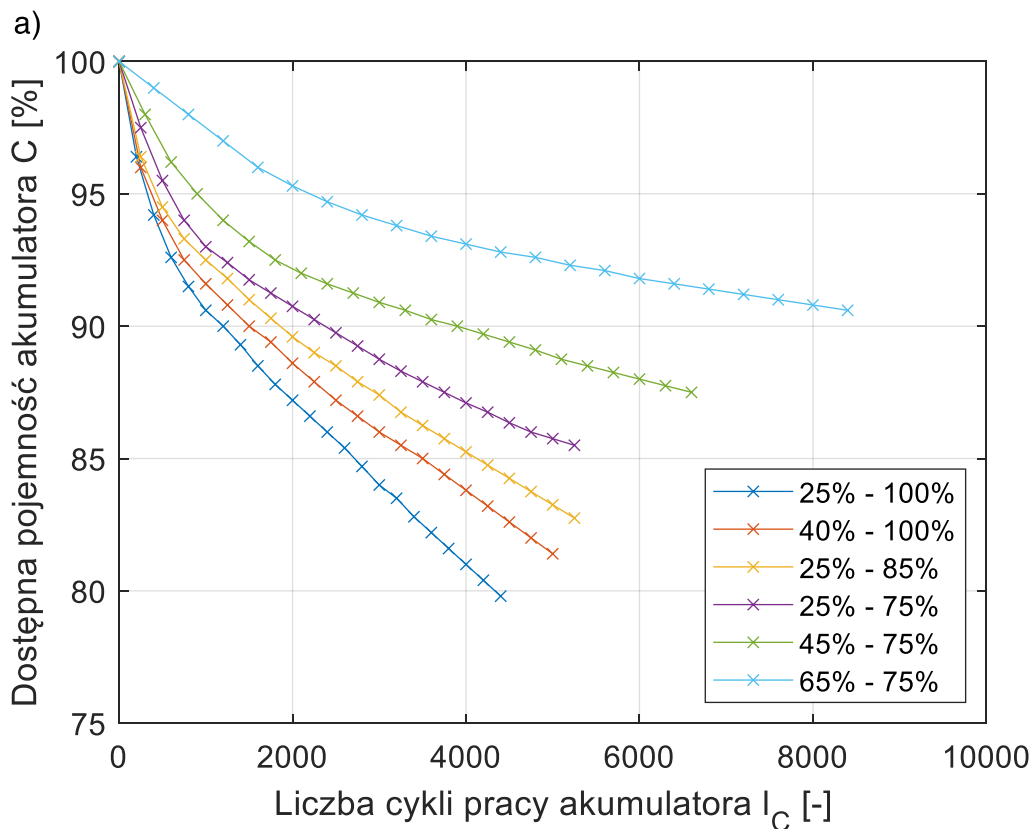
Proces degradacji akumulatorów elektrochemicznych zamodelowano poprzez utratę pojemności oraz spadek sprawności ładowania i rozładowania, wynikający ze wzrostu rezystancji wewnętrznej ogniw. Spadek sprawności ładowania i rozładowania przyjęto na podstawie doświadczeń eksploatacyjnych jako wartość 1% rocznie, przyjmując za wartość początkową 99%, która jest osiągalna dla ogniw litowo-jonowych [93]. Z kolei utratę pojemności uzależniono od liczby przepracowanych cykli ładowania i rozładowania akumulatora.

Tempo utraty pojemności wraz z liczbą cykli jest powiązane z charakterem pracy akumulatora a dokładniej z przedziałem pojemności w jakim zachodzi proces ładowania i rozładowania. Przedział ten określony jest w modelu za pomocą minimalnej i maksymalnej wartości energii zgromadzonej w akumulatorze (pojemności) – C_{min}^{BAT} oraz C_{max}^{BAT} .

W pracy [78] zaprezentowano przebiegi opisujące utratę pojemności akumulatorów w zależności od liczby cykli pracy dla różnych przedziałów wykorzystywanej pojemności. Przebiegi te zaproksymowano i zaimplementowano w modelu do corocznej aktualizacji dostępnej pojemności akumulatora. Rozważono następujące warianty przedziałów pracy akumulatorów, odnoszące się do poziomu wykorzystywania dostępnej pojemności:

- 25% - 100%,
- 40% - 100%,
- 25% - 85%,
- 25% - 75%,
- 45% - 75%,
- 65% - 75%.

Na rysunku 7.18 przedstawiono przebiegi literaturowe oraz ich aproksymowane funkcje. Równania aproksymujące przebiegi literaturowe przedstawiono w tabeli 7.3. W celu jak najlepszego odwzorowania, przebiegi literaturowe zaproksymowano w części funkcją kwadratową, w części funkcją liniową.



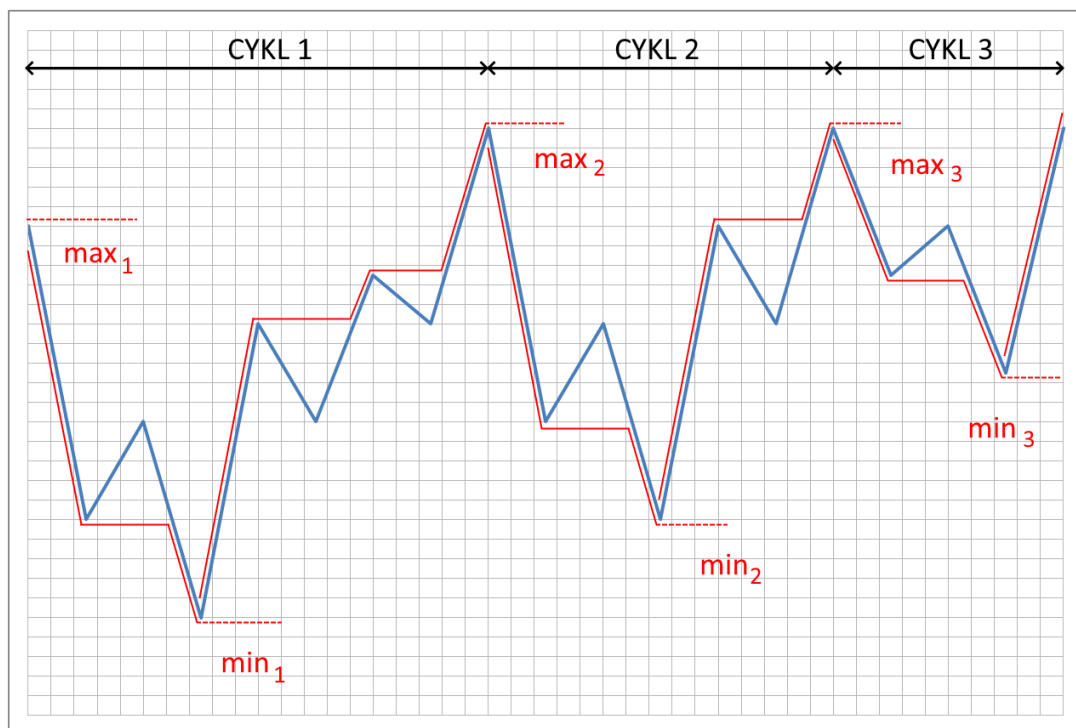
Rys. 7.18. Przebiegi opisujące utratę pojemności akumulatorów w zależności od liczby cykli pracy dla różnych przedziałów wykorzystywanej pojemności: a) przebiegi literaturowe [78], b) funkcje aproksymujące

Tabela 7.3. Równania aproksymujące przebiegi literaturowe opisujące utratę pojemności akumulatorów w zależności od liczby cykli pracy dla różnych przedziałów wykorzystywanej pojemności

Przedział wykorzystywanej pojemności akumulatora	Liczba cykli pracy akumulatora	Równanie aproksymujące zależność dostępnej pojemności akumulatora od liczby cykli pracy
25% - 100%	$l_c < 900$	$C = 8 \cdot 10^{-6} \cdot l_c^2 - 0,017 \cdot l_c + 99,804$
	$l_c \geq 900$	$C = -0,0033 \cdot l_c + 93,923$
40% - 100%	$l_c < 850$	$C = 6 \cdot 10^{-6} \cdot l_c^2 - 0,0142 \cdot l_c + 99,7$
	$l_c \geq 850$	$C = -0,0026 \cdot l_c + 94,187$
25% - 85%	$l_c < 900$	$C = 7 \cdot 10^{-6} \cdot l_c^2 - 0,0144 \cdot l_c + 99,86$
	$l_c \geq 900$	$C = -0,0024 \cdot l_c + 94,708$
25% - 75%	$l_c < 850$	$C = 3 \cdot 10^{-6} \cdot l_c^2 - 0,0103 \cdot l_c + 99,918$
	$l_c \geq 850$	$C = -0,0019 \cdot l_c + 94,972$
45% - 75%	$l_c < 2500$	$C = 1 \cdot 10^{-6} \cdot l_c^2 - 0,0059 \cdot l_c + 99,699$
	$l_c \geq 2500$	$C = -0,001 \cdot l_c + 93,698$
65% - 75%	$l_c < 4000$	$C = 3 \cdot 10^{-7} \cdot l_c^2 - 0,003 \cdot l_c + 100,08$
	$l_c \geq 4000$	$C = -0,0006 \cdot l_c + 95,271$

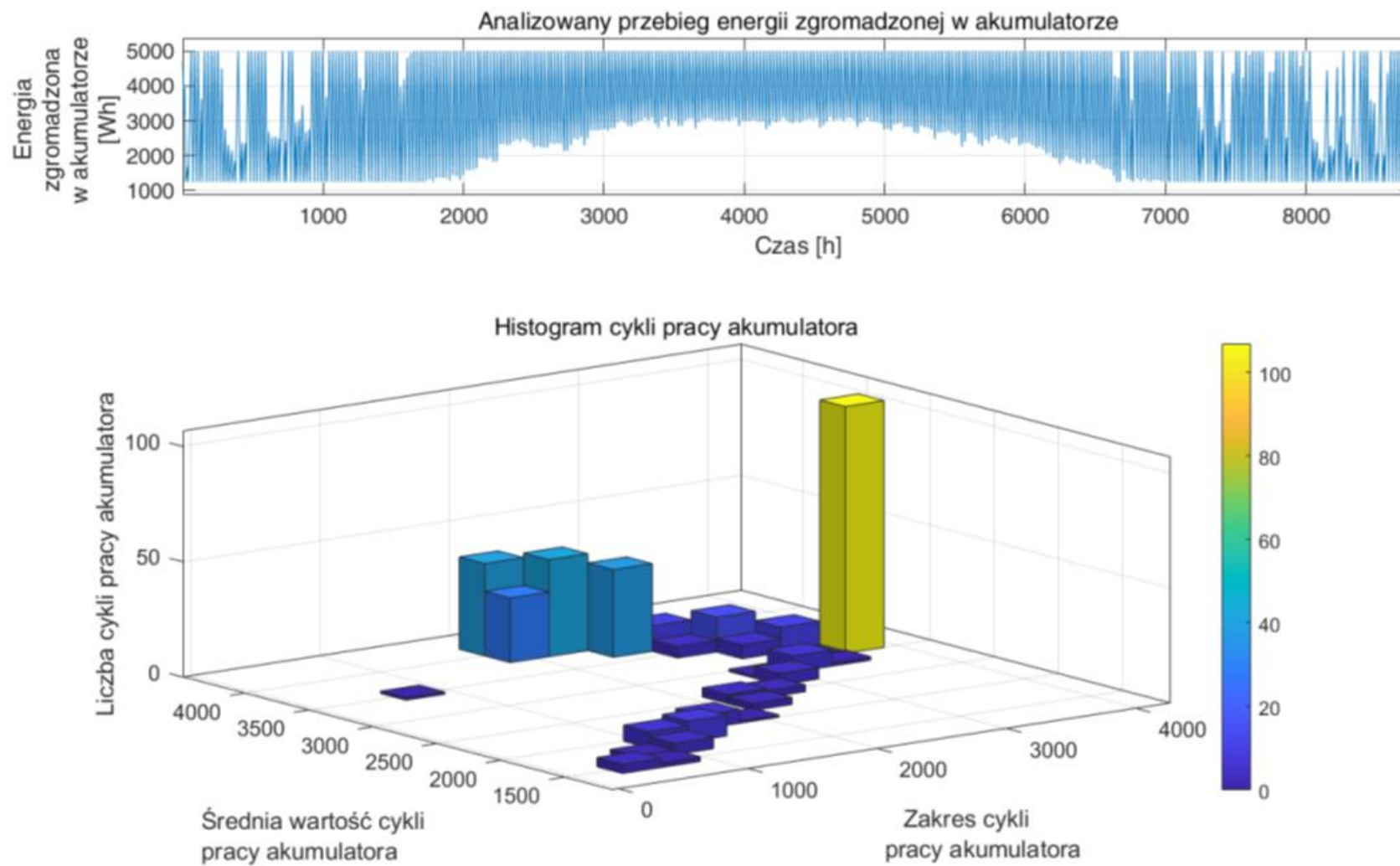
Poza liczbą cykli pracy oraz minimalnym stopniem rozładowania i maksymalnym stopniem naładowania akumulatora, wśród czynników wpływających na tempo degradacji wymienia się wartość temperatury pracy, wartość temperatury i czas przechowywania podczas braku użytkowania, a także natężenie przepływającego prądu. Wymienione czynniki zostały jednak pominięte w prezentowanym modelu. Zakłada się, że akumulator w zastosowaniach przydomowych magazynów energii nie jest narażony na działanie bardzo niskich lub bardzo wysokich wartości temperatury otoczenia ze względu na lokalizację wewnątrz budynku, gdzie z reguły wartość temperatury otoczenia utrzymywana jest w okolicach 20°C. Nie przewiduje się długich przerw w pracy akumulatora (długotrwałego przechowywania) podczas jego eksploatacji, zakładając występowanie regularnych cykli ładowania i rozładowania. Pominięto więc zjawisko samorozładowania. Analiza nie uwzględnia także wpływu natężenia przepływającego prądu podczas ładowania i rozładowania, ponieważ w ogniwach litowo-jonowych nie wpływa ono znacząco na ich pojemność [94].

Do zliczania liczby cykli wykorzystano tzw. metodę płynącego deszczu, z ang. *rainflow-counting algorithm*. Jest to metoda stosowana pierwotnie w dziedzinie mechaniki wytrzymałościowej. Służy do przeprowadzania analiz postępu procesu degradacji w pracy cyklicznej. Od niedawna jest też szeroko stosowana w celu zliczania cykli pracy akumulatorów elektrochemicznych. Nazywana jest czasami także metodą obwiedni, ponieważ pomija lokalne ekstrema przebiegu funkcji w czasie. Oznacza to, że wahania stanu naładowania nieoznaczające rzeczywistego końca procesu ładowania lub rozładowywania (tzw. mikrocykle), są pomijane [95]. Metodę zobrazowano na rysunku 7.19. Kolorem niebieskim oznaczono badany przebieg, natomiast drogę płynących strug deszczu – kolorem czerwonym. Drogę płynących strug deszczu można uzmysłowić sobie obracając rysunek o 90°, zgodnie z ruchem wskazówek zegara.



Rys. 7.19. Zliczanie cykli pracy akumulatora za pomocą metody płynącego deszczu

Algorytm *rainflow* zastosowano w modelu korzystając z wbudowanej funkcji w środowisku Matlab & Simulink [96]. Graficzną prezentację wyników działania algorytmu dla przykładowego wariantu zaprezentowano na rysunku 7.20. Górny wykres przedstawia analizowany przebieg energii zgromadzonej w akumulatorze w poszczególnych godzinach roku. Wyniki działania algorytmu zobrazowano za pomocą histogramu cykli pracy akumulatora. Wykres ten umożliwia odczyt liczby cykli pracy (ładowania i rozładowania) akumulatora, dostarczając jednocześnie informacji na temat częstości występowania cykli o danej średniej wartości cyklu oraz jego zakresie.



Rys. 7.20. Wyniki działania algorytmu rainflow dla 7kWp mocy zainstalowanej instalacji PV i 5 kWh znamionowej pojemności akumulatora

7.6. Parametry oceny rozwiązań

W przedstawionym modelu zastosowano dwa wskaźniki do oceny rozwiązań – wskaźnik niezawodnościowy oraz wskaźnik ekonomiczny.

Do oceny rozwiązań pod kątem niezawodności energetycznej zastosowano wskaźnik LOLP – z ang. *Loss of Load Probability*, czyli prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania. Wskaźnik LOLP jest miarą prawdopodobieństwa, że zapotrzebowanie na moc przekroczy zdolności wytwórcze systemu w danym okresie czasu [13]. Wskaźnik obliczany jest zgodnie ze wzorem (7.46).

$$LOLP = \frac{\sum_{i=1}^n E_i^{DNC}}{\sum_{i=1}^n E_i^D} \cdot 100\% \quad (7.46)$$

gdzie:

E_i^{DNC} – deficyt energii elektrycznej w systemie w i-tym kroku symulacyjnym [kWh],

E_i^D – zapotrzebowanie na energię elektryczną w systemie w i-tym kroku symulacyjnym [kWh].

Do oceny rozwiązań pod kątem ekonomicznym posłużono się wskaźnikiem LCOE – z ang. *Levelized Cost of Electricity*, czyli uśrednionym kosztem energii elektrycznej. Za pomocą wskaźnika LCOE wyznaczany jest jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w systemie. Wskaźnik wyznaczany jest jako stosunek całkowitych kosztów ponoszonych w ciągu całego cyklu życia projektu – od momentu produkcji aż po utylizację – do wartości energii wyprodukowanej przez system w ciągu całego okresu eksploatacji. Opisany jest równaniem (7.47).

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^m \frac{K_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^m \frac{(E_i^D - E_i^{DNC})}{(1+r)^t}} \cdot 100\% \quad (7.47)$$

gdzie:

I_0 – nakłady inwestycyjne,

K_t – całkowite roczne koszty,

r – stopa dyskontowa,

t – rok eksploatacji,

m – lata eksploatacji w analizowanym okresie.

Zgodnie z metodą LCOE, wszystkie koszty przeliczane są na wartość bieżącą netto przy użyciu rachunku wartości pieniądza w czasie. Koszty te są sumowane w postaci zdyskontowanych przepływów pieniężnych.

LCOE jest powszechnie stosowaną miarą umożliwiającą porównanie różnych systemów zasilania pod kątem ekonomicznym.

Wykorzystując wskaźnik kosztowy CAPEX (ang. *Capital Expenditures*), odnoszący się do nakładów inwestycyjnych, oraz OPEX (ang. *Operational Expenditures*), odnoszący się do kosztów utrzymania i eksploatacji, w zakresie odnawialnych źródeł energii, równanie (7.47) można przedstawić w postaci (7.48).

$$\begin{aligned}
 LCOE &= \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^m \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^m \frac{(E_i^D - E_i^{DNC})}{(1+r)^t}} \cdot 100\% = \\
 &= \frac{CAPEX^{PV} + CAPEX^{BAT} + \sum_{t=1}^m \frac{OPEX_t^{PV} + OPEX_t^{BAT}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^m \frac{(E_i^D - E_i^{DNC})}{(1+r)^t}} \cdot 100\%
 \end{aligned} \tag{7.48}$$

gdzie:

$CAPEX^{PV}$ – nakłady inwestycyjne dla instalacji PV, $CAPEX^{PV} = 460 \text{ €/kW}_p$,

$CAPEX^{BAT}$ – nakłady inwestycyjne dla magazynu energii w postaci akumulatorów elektrochemicznych litowo-jonowych, $CAPEX^{BAT} = 275 \text{ €/kWh}$,

$OPEX^{PV}$ – koszty eksploatacyjne instalacji PV, $OPEX^{PV} = 9,2 \text{ €/kW}_p/\text{rok}$,

$OPEX^{BAT}$ – koszty eksploatacyjne magazynu energii w postaci akumulatorów elektrochemicznych litowo-jonowych, $OPEX^{BAT} = 4,1 \text{ €/kWh/rok}$.

Wartości CAPEX i OPEX przyjęto na podstawie opracowania [97]. Wartość stopy dyskontowej przyjętej w obliczeniach wynosi 7%.

7.7. Proces symulacyjny

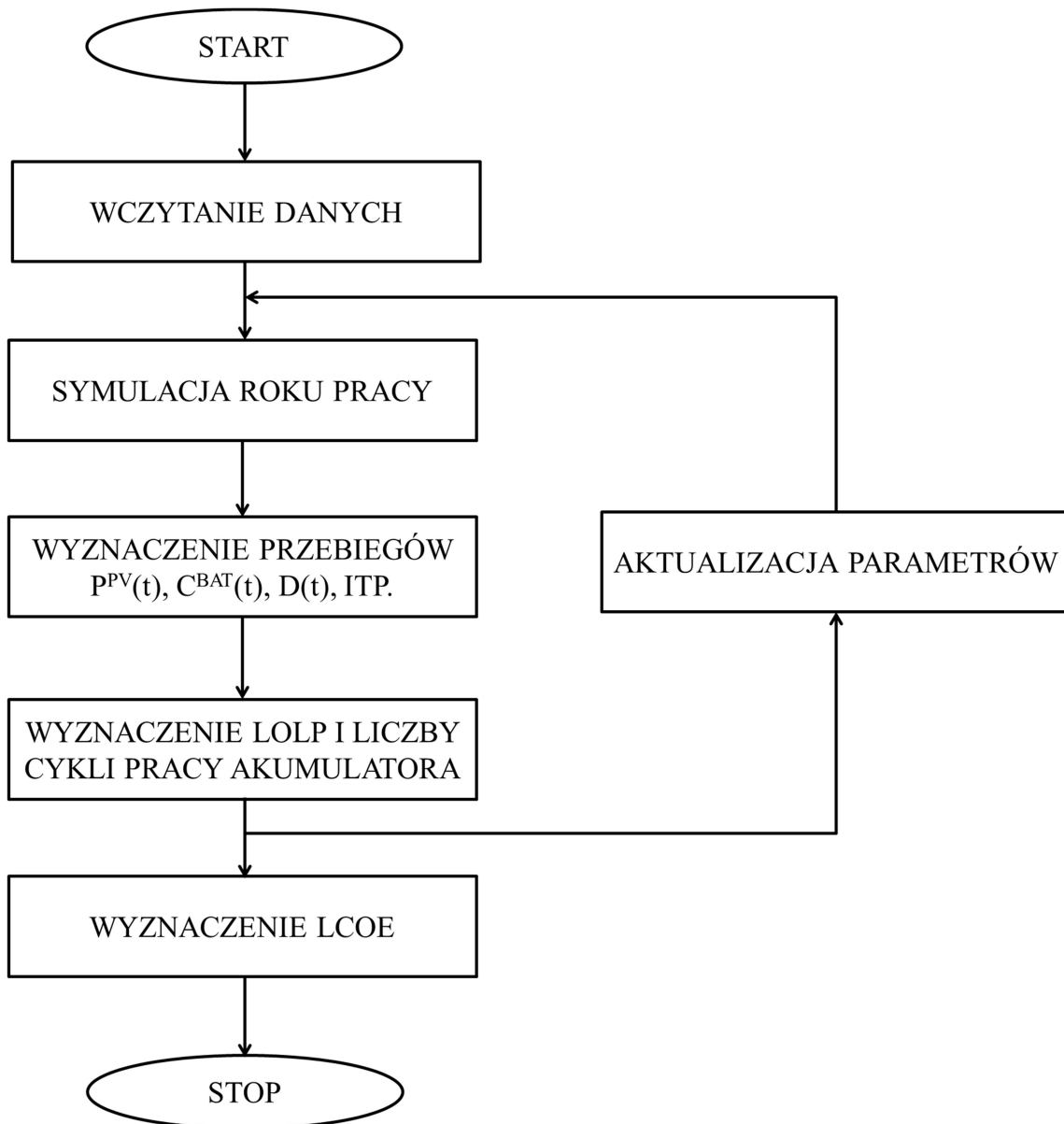
Zaprezentowany w punktach 7.1 – 7.6 model matematyczny służący wymiarowaniu systemu hybrydowego PV/BAT z uwzględnieniem degradacji elementów pozwolił na przeprowadzenie przykładowych symulacji umożliwiających ocenę jego skuteczności.

Proces symulacyjny inicjowany jest poprzez wczytanie danych wejściowych, do których należą przede wszystkim dane meteorologiczne oraz profil energetyczny odbiorcy (rozdz. 7.1). Ponadto na początkowym etapie definiowana jest przestrzeń poszukiwań, związana z wymiarowaniem systemu.

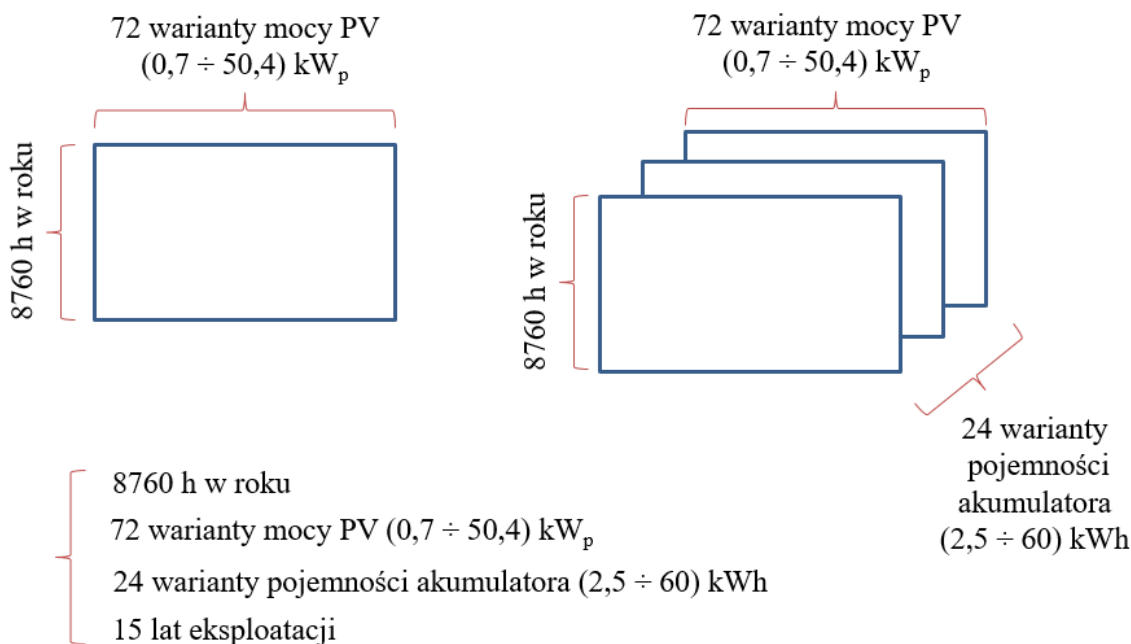
Wymiarowanie rozważanego systemu jest problemem sprowadzającym się do wyboru najlepszego, zgodnie z przyjętymi kryteriami, rozwiązania, które zależy od dwóch zmiennych: mocy instalacji fotowoltaicznej oraz pojemności akumulatora elektrochemicznego. Określany jest zatem zakres i krok dla wyżej wymienionych zmiennych, z jakimi wykonywane są symulacje. W rezultacie w modelu utworzona zostaje dwuwymiarowa przestrzeń poszukiwań. Przyjęty przedział i krok zmiennych dostosowano do zakresu badań zaprezentowanych w niniejszej rozprawie, jednak z uwagi na uniwersalność modelu symulacje mogą zostać przeprowadzone dla dowolnej przestrzeni poszukiwań. Na potrzeby niniejszej pracy moc instalacji fotowoltaicznej zmieniano w przedziale od 0,7 kW_p do 50,5 kW_p co 0,7 kW_p, co odpowiada mocy zainstalowanej dwóch modułów fotowoltaicznych (bazując na danych z karty katalogowej [91]), natomiast pojemność magazynu energii zmieniano w przedziale od 2,5 kWh do 60 kWh co 2,5 kWh.

Po wczytaniu danych wejściowych przeprowadzane są symulacje pierwszego roku pracy systemu. Dla każdego wariantu budowy systemu (zgodnie z przyjętą przestrzenią poszukiwań), iteracyjnie dla każdej godziny roku, dokonywana jest bieżąca aktualizacja stanu naładowania akumulatora (rozdz. 7.3) oraz przeprowadzane są bilanse energetyczne (rozdz. 7.4). Symulacje pełnego roku pracy pozwalają na wyznaczenie przebiegów kluczowych wielkości, tj. deficyt mocy i wartość energii zgromadzonej w akumulatorze. Na podstawie przebiegu deficytu mocy w systemie wyznaczany jest roczny wskaźnik LOLP (rozdz. 7.6), natomiast przebieg energii zgromadzonej w akumulatorze pozwala na wyznaczenie liczby cykli ładowania i rozładowania (rozdz. 7.5).

Wyniki rocznej analizy zostają zapisane, a procedura powtórzona dla kolejnych lat pracy systemu, jednak parametry, które decydują o wydajności elementów systemu i zmieniają wartość w wyniku degradacji, podlegają aktualizacji (rozd. 7.5). Analizie poddano 15-letni okres eksploatacji systemu. Schemat przebiegu procedury symulacyjnej przedstawiono na rysunku 7.21. Graficzną interpretację formy zapisu przebiegów kluczowych wartości podczas symulacji zaprezentowano na rysunku 7.22.



Rys. 7.21. Schemat blokowy przebiegu procedury symulacyjnej: $P^{PV}(t)$ – przebieg mocy generowanej przez instalację fotowoltaiczną, C^{BAT} – przebieg energii zgromadzonej w akumulatorze, $D(t)$ – przebieg deficytu mocy w systemie



Rys. 7.22. Przedstawienie graficzne zapisu przebiegów kluczowych wielkości podczas symulacji

Wskaźnik LOLP (rozdz. 7.6) może zostać wyznaczony dla wszystkich kombinacji w przestrzeni poszukiwań zarówno dla każdego roku, jak i dla całego rozpatrywanego 15-letniego okresu eksploatacji. Z kolei wskaźnik LCOE (rozdz. 7.6) z definicji obejmuje cały okres eksploatacji, jednak na potrzeby niniejszej pracy także został wyznaczony dwojako. Pierwszy sposób obliczania wskaźnika LCOE nie uwzględnia procesu degradacji, tzn. przyjęto, że przez cały okres eksploatacji system pracuje tak jak w roku pierwszym. Drugi sposób obliczania LCOE uwzględnia proces degradacji, tzn. dane dotyczące produkcji energii w systemie zmieniają się w kolejnych latach.

Wyboru najlepszego wariantu konfiguracji systemu z przestrzeni poszukiwań dokonuje się na podstawie najniższej wartości wskaźnika LCOE spośród kombinacji, które nie przekraczają zadanej wartości wskaźnika LOLP (przyjęto 5%). Innymi słowy, rozwiązanie najlepsze wybierane jest na podstawie kryterium ekonomicznego, przy jednoczesnym spełnieniu warunku niezawodnościowego. LCOE jest minimalizowaną funkcją celu, natomiast LOLP – ograniczeniem.

$$LCOE \rightarrow \min \wedge LOLP \leq 5\% \quad (7.49)$$

Wyboru najlepszej konfiguracji systemu w przyjętej przestrzeni poszukiwań dokonano bez uwzględnienia spadku wydajności elementów oraz z jego uwzględnieniem. Wyniki poddano analizie porównawczej. Jako ograniczenie niezawodnościowe przyjęto warunek, że w ostatnim 15-stym roku eksploatacji,

wskaźnik LOLP nie przekroczy 5%. Analizy przeprowadzono dla różnych przedziałów pojemności, w jakich zachodzi proces ładowania i rozładowania akumulatora (rozd. 7.5).

Długofalowe analizy techniczne i ekonomiczne, przeprowadzone z uwzględnieniem degradacji, mają charakter planowania energetycznego. Analiza wyników symulacji obejmuje zbadanie wpływu degradacji na wskaźniki niezawodnościowe i ekonomiczne w horyzoncie długookresowym oraz różnic między wskaźnikami ekonomicznymi i niezawodnościowymi wyznaczonymi dla standardowej analizy bez uwzględnienia spadku wydajności komponentów. Analiza ta pozwala określić w sposób ilościowy techniczne i ekonomiczne konsekwencje przewymiarowania systemu w celu poprawy jego niezawodności w długim okresie. Ponadto rozważenie różnych wariantów pracy akumulatora pozwala ocenić wpływ tempa degradacji elementów na zależność między ekonomią systemu a niezawodnością.

8. Wyniki analiz i dyskusja

8.1. Wprowadzenie

Niniejszy rozdział zawiera wyniki badań przeprowadzonych w ramach rozprawy doktorskiej. W pierwszej kolejności, w rozdz. 8.2 oraz 8.3, przedstawiono szczegółowe wyniki symulacji dla dwóch spośród sześciu analizowanych zakresów pracy akumulatora (rozdz. 7.5) i odpowiadających im modeli tempa spadku dostępnej pojemności (rys. 7.18, tab. 7.3). W rozprawie przedstawiono dwa skrajne warianty charakteryzujące się najszybszym oraz najwolniejszym tempem degradacji, czyli odpowiednio dopuszczalną pracę w zakresie 25% - 100% oraz 65% - 75% dostępnej pojemności. Dla pozostałych przedziałów ładowania i rozładowania akumulatora otrzymano wyniki w analogicznej formie. Nie są one szczegółowo prezentowane w niniejszej rozprawie ze względu na jej ograniczoną zakładaną objętość, jednak zostały one wykorzystane w dalszej analizie porównawczej.

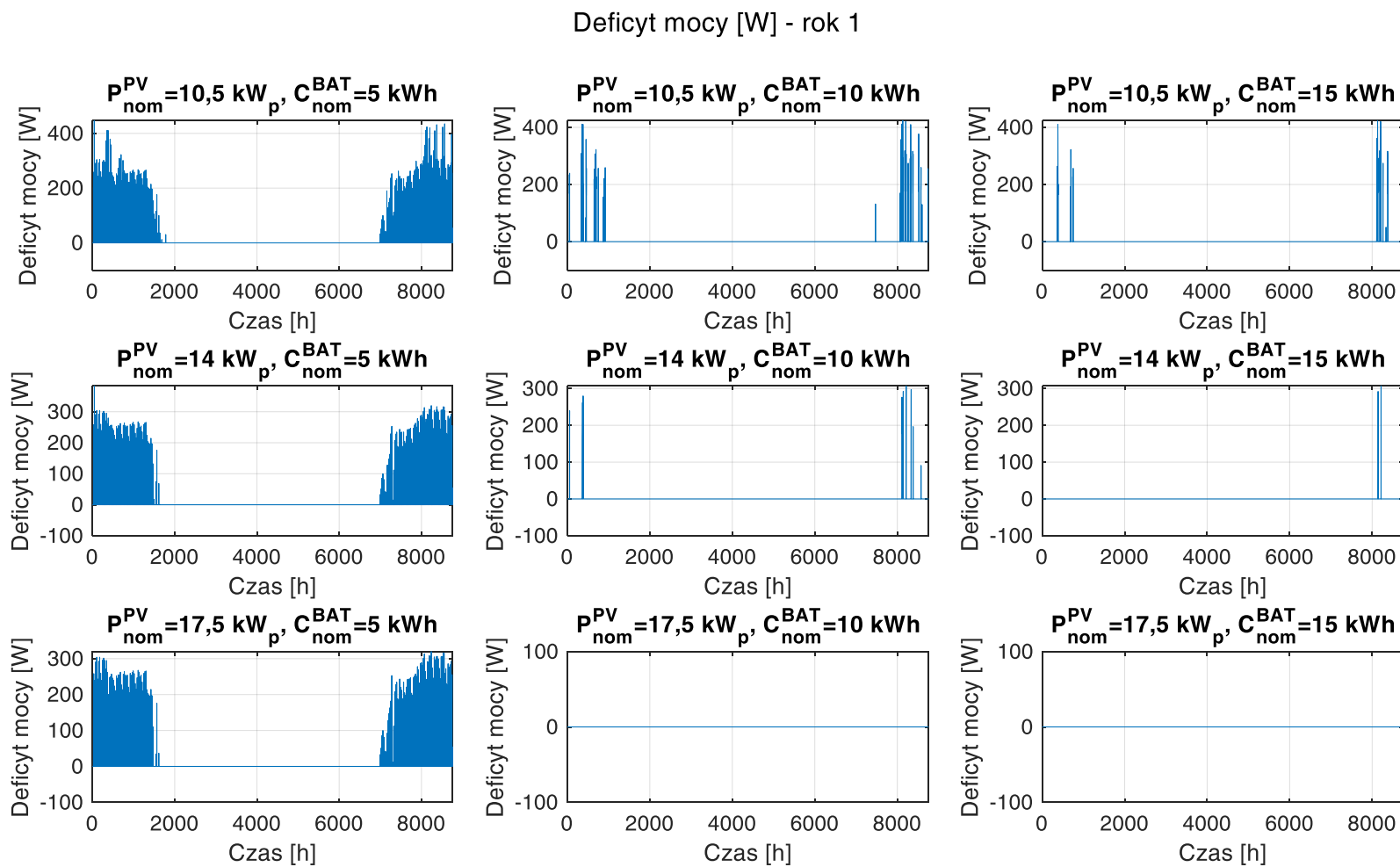
Wyniki symulacji wykonanych dla wszystkich opcji przedziału ładowania i rozładowania akumulatora pozwoliły na przeprowadzenie analizy porównawczej wymiarowania układu z uwzględnieniem i bez uwzględnienia degradacji w perspektywie długoterminowej. Wyniki analizy zamieszczono w rozdz. 8.4.

W rozdz. 8.5. przedstawiono wyniki analizy wrażliwości. Zbadano wpływ zmiany obciążenia, natężenia promieniowania, parametrów ekonomicznych i założonej dopuszczalnej wartości wskaźnika niezawodnościowego na wyniki wymiarowania.

8.2. Ładowanie akumulatora w zakresie 25% - 100% pojemności

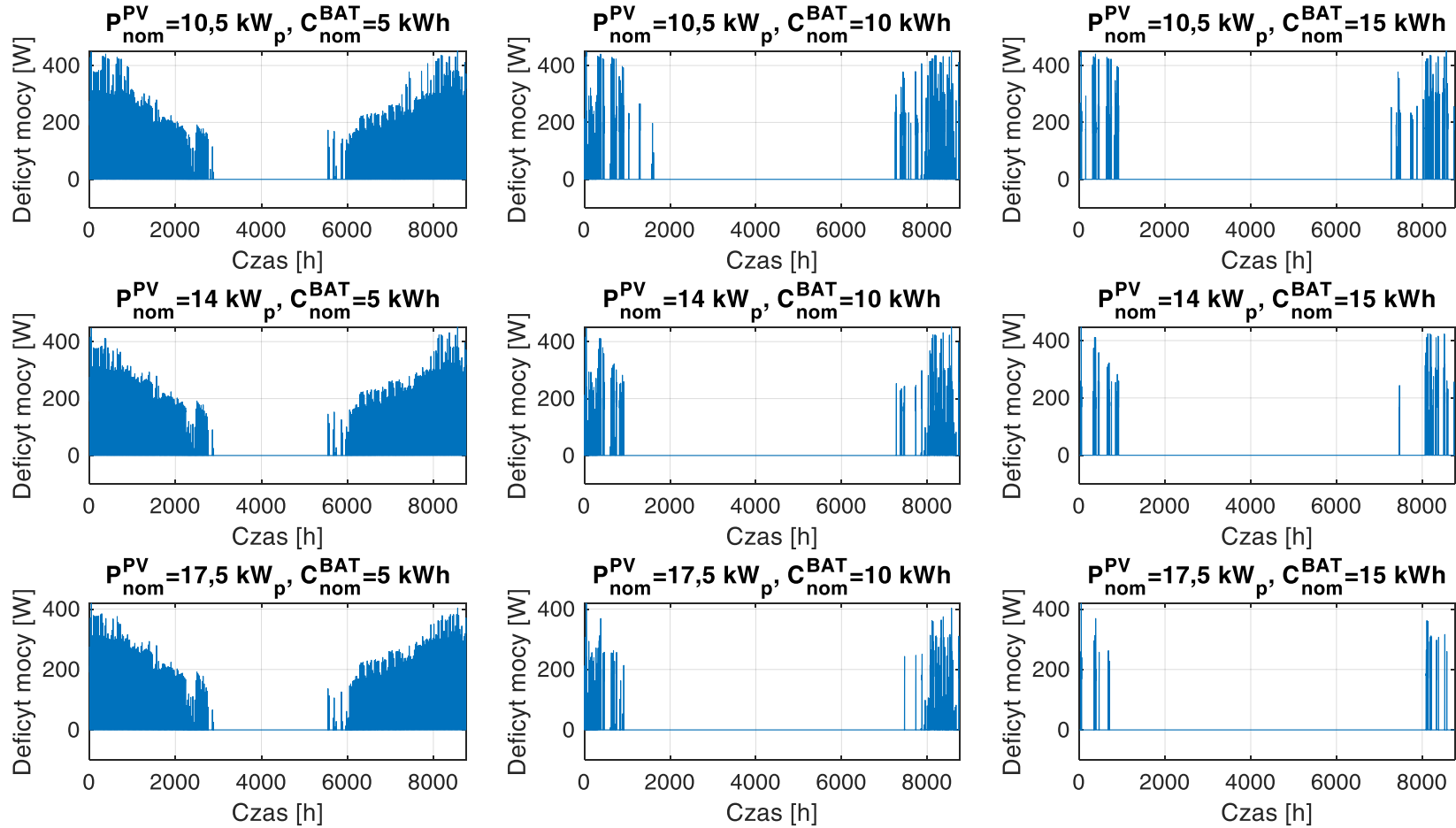
W niniejszym rozdziale zaprezentowano wyniki symulacji długoterminowej eksploatacji niezależnego systemu fotowoltaicznego z elektrochemicznym magazynem energii, którego ładowanie i rozładowanie odbywało się w dopuszczalnym przedziale 25% - 100% dostępnej pojemności. Symulacje przeprowadzono dla wszystkich konfiguracji mocy zainstalowanej modułów fotowoltaicznych P_{nom}^{PV} oraz pojemności znamionowej magazynu C_{nom}^{BAT} z analizowanej przestrzeni poszukiwań (rozdz. 7.7). Zwieńczeniem symulacji jest znalezienie konfiguracji układu, który przy spełnieniu warunku niezawodnościowego charakteryzuje się największą opłacalnością.

Poniżej zaprezentowano przebiegi deficytu mocy w układzie (rys. 8.1 i 8.2) oraz energii zgromadzonej w akumulatorze (rys. 8.3 i 8.4) dla wybranych konfiguracji budowy układu w pierwszym i ostatnim roku eksploatacji.



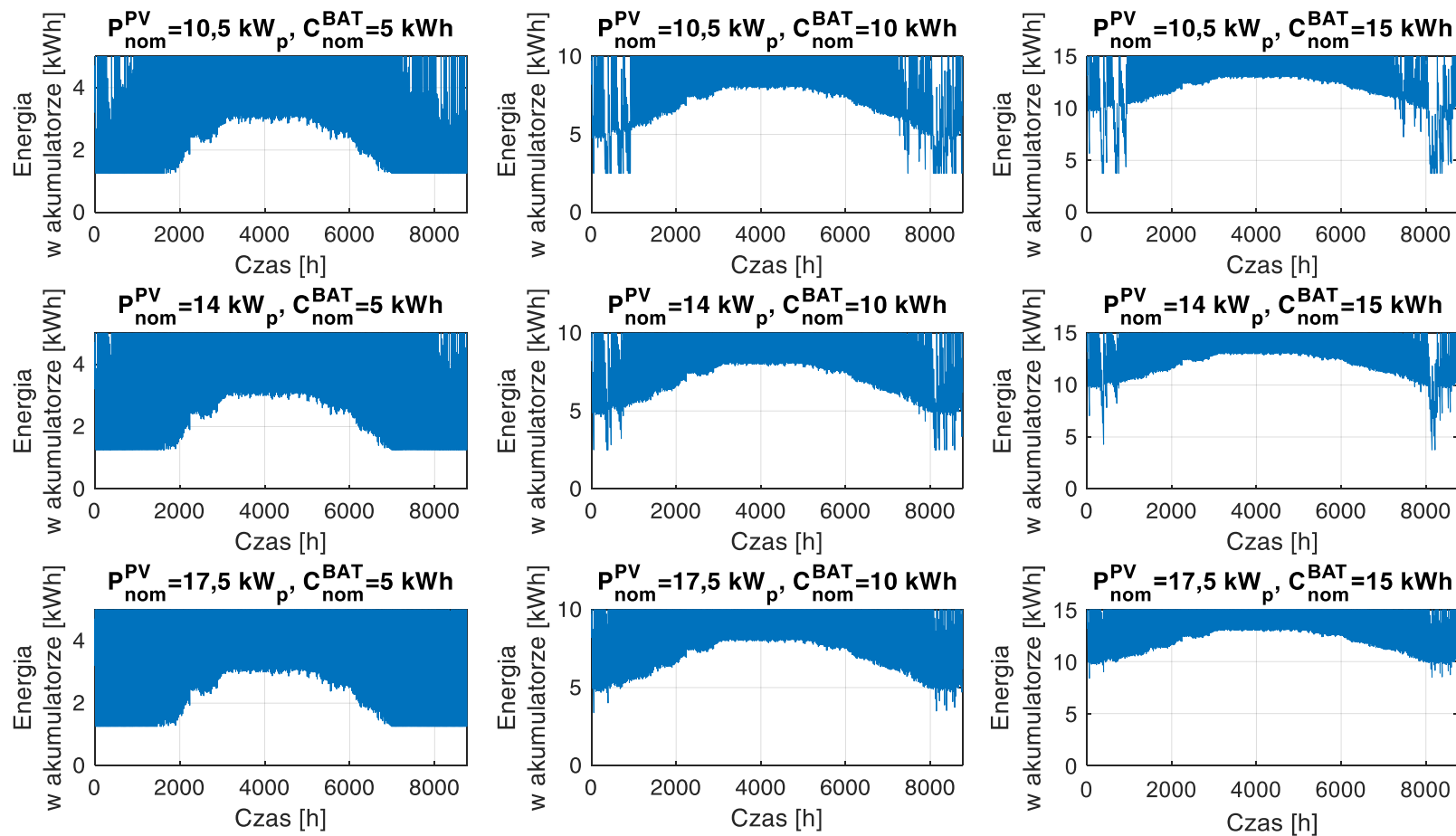
Rys. 8.1. Deficyt mocy w rozpatrywanym układzie w poszczególnych godzinach pierwszego roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji PV

Deficyt mocy [W] - rok 15



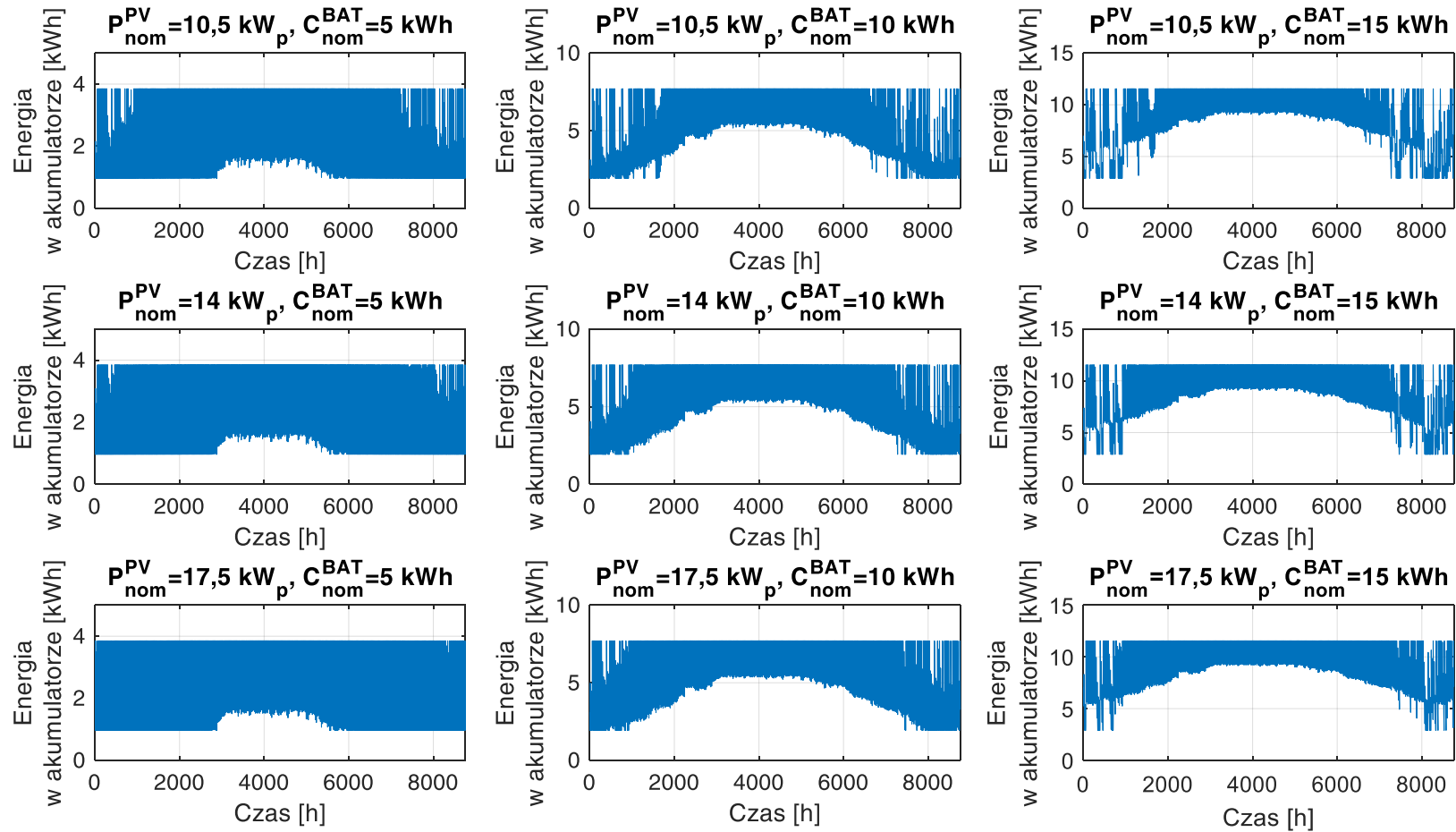
Rys. 8.2. Deficyt mocy w rozpatrywanym układzie w poszczególnych godzinach piętnastego roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji PV

Energia zgromadzona w akumulatorze [kWh] - rok 1



Rys. 8.3. Energia zgromadzona w akumulatorze w poszczególnych godzinach pierwszego roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji PV

Energia zgromadzona w akumulatorze [kWh] - rok 15

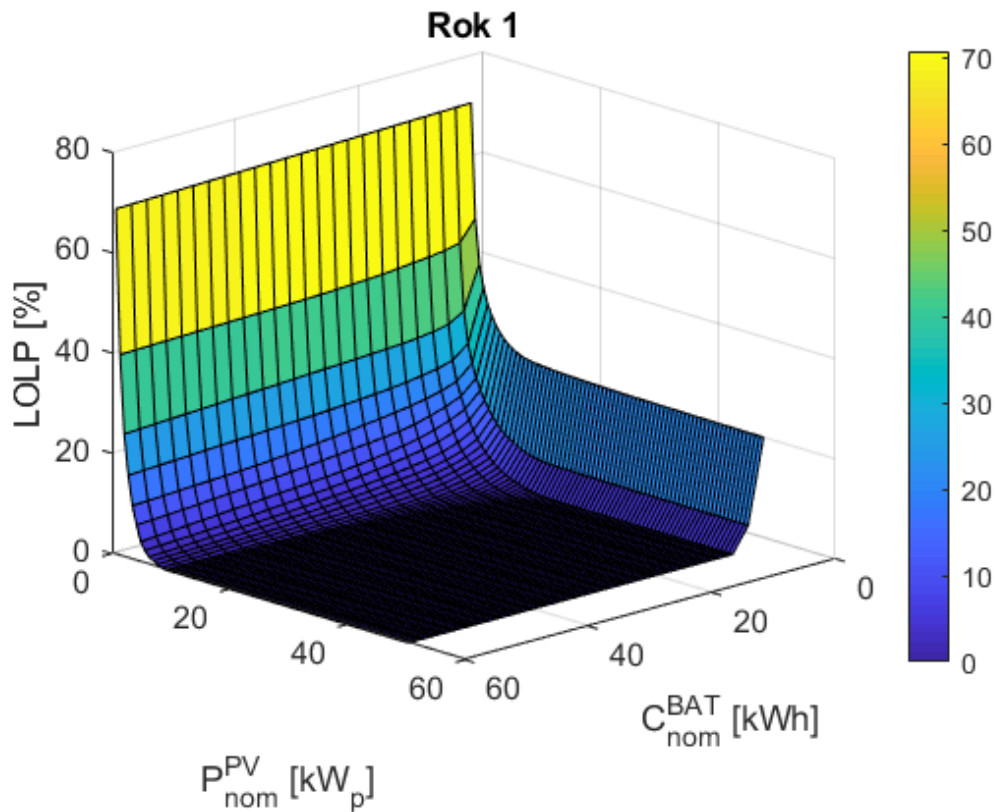


Rys. 8.4. Energia zgromadzona w akumulatorze w poszczególnych godzinach piętnastego roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji PV

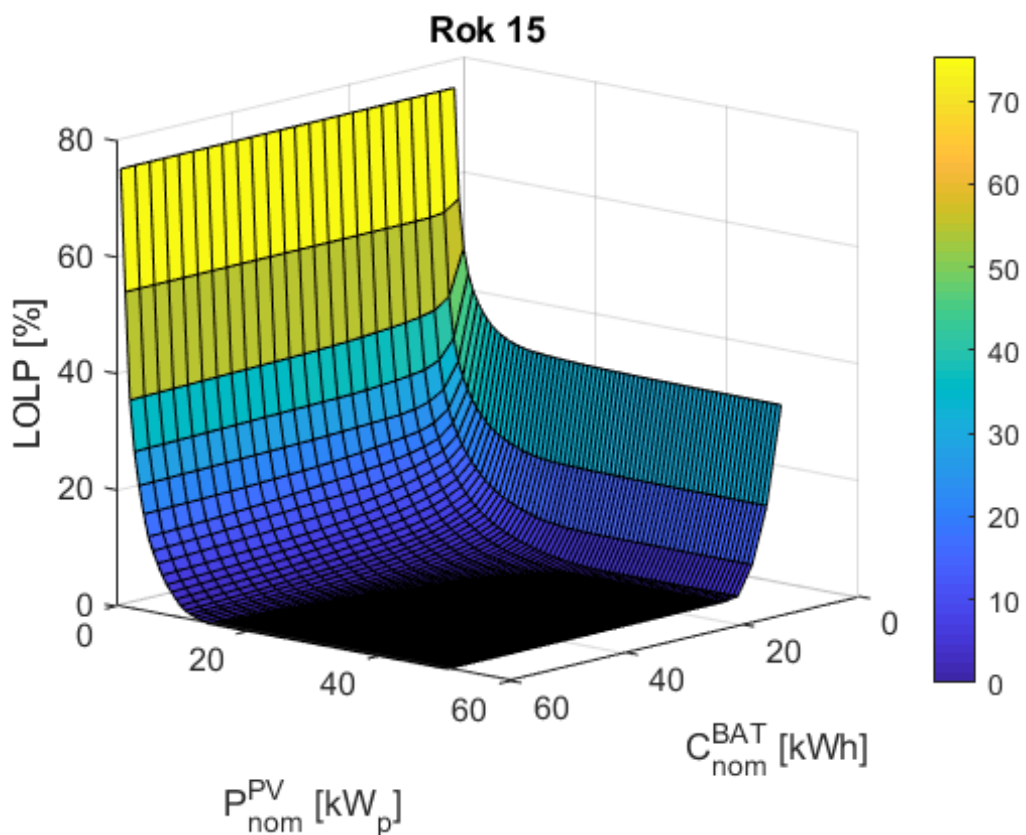
Rysunki 8.1 i 8.2 przedstawiające przebiegi deficytu mocy w układzie w każdej godzinie pierwszego i ostatniego roku eksploatacji obejmują 9 wybranych konfiguracji budowy systemu – dla mocy zainstalowanej PV równej 10,5 kW_p, 14 kW_p i 17,5 kW_p oraz dla znamionowej pojemności magazynu równej 5 kWh, 10 kWh i 15 kWh. Oba wykresy, zarówno dla pierwszego, jak i ostatniego roku eksploatacji, ukazują, że deficyt mocy występuje przede wszystkim w okresie zimowym. Zerowy deficyt mocy w okresie letnim oznacza, że system jest w stanie w całości pokryć zapotrzebowanie na moc odbiorcy. Zestawienie 9 konfiguracji budowy układu pokazuje, że zwiększanie mocy zainstalowanej PV i/lub znamionowej pojemności akumulatora pozwala zmniejszyć bądź wyeliminować przewidywany deficyt mocy, przy czym efekty są lepiej zauważalne w przypadku przewymiarowania magazynu. Porównując odpowiadające sobie przebiegi deficytu mocy na rysunkach 8.1 i 8.2 zauważyć można wpływ degradacji komponentów układu na jego zdolności produkcyjne objawiające się zwiększaniem deficytu mocy w ciągu lat eksploatacji. Deficyt mocy w 15-tym roku eksploatacji obserwowany jest w okresie zimowym również w konfiguracjach, dla których w początkowym okresie eksploatacji nie występował.

Rysunki 8.3 oraz 8.4 przedstawiające przebiegi energii zgromadzonej w akumulatorze w każdej godzinie pierwszego i ostatniego roku eksploatacji obejmują takie same wybrane konfiguracje budowy systemu jak w przypadku przebiegów deficytu mocy. Im mniejsza pojemność akumulatora, tym większy (procentowo) wykorzystywany przedział pojemności, tzn. akumulator częściej jest rozładowywany do minimalnego przyjętego poziomu. Zwiększenie pojemności magazynu powoduje, że akumulator jest rozładowywany w mniejszym (procentowo) przedziale pojemności. Efekt ten jest początkowo obserwowany w sezonie letnim a wraz ze zwiększaniem znamionowej pojemności rozszerza się na okres zimowy. Podobny skutek powoduje zwiększanie mocy zainstalowanej PV, jednak w tym przypadku efekt jest mniej widoczny (jedynie w okresie zimowym) i występuje rzadziej. Porównując odpowiadające sobie przebiegi deficytu mocy na rysunkach 8.3 i 8.4 zauważyć można wpływ degradacji na dostępną pojemność magazynu oraz częstsze wykorzystywanie energii zgromadzonej w akumulatorze na skutek spadku wydajności modułów PV.

Wyznaczone przebiegi deficytu mocy pozwalają na obliczenie całkowitego deficytu energii w danym roku. Na jego podstawie wyznaczono wskaźnik LOLP dla każdej konfiguracji budowy układu z przestrzeni poszukiwań a wyniki zaprezentowano na rysunkach 8.5 oraz 8.6 odpowiednio dla pierwszego i ostatniego roku eksploatacji.



Rys.8.5. Wskaźnik LOLP w pierwszym roku eksploatacji rozpatrywanego układu w zależności od pojemności znamionowej akumulatora oraz mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej

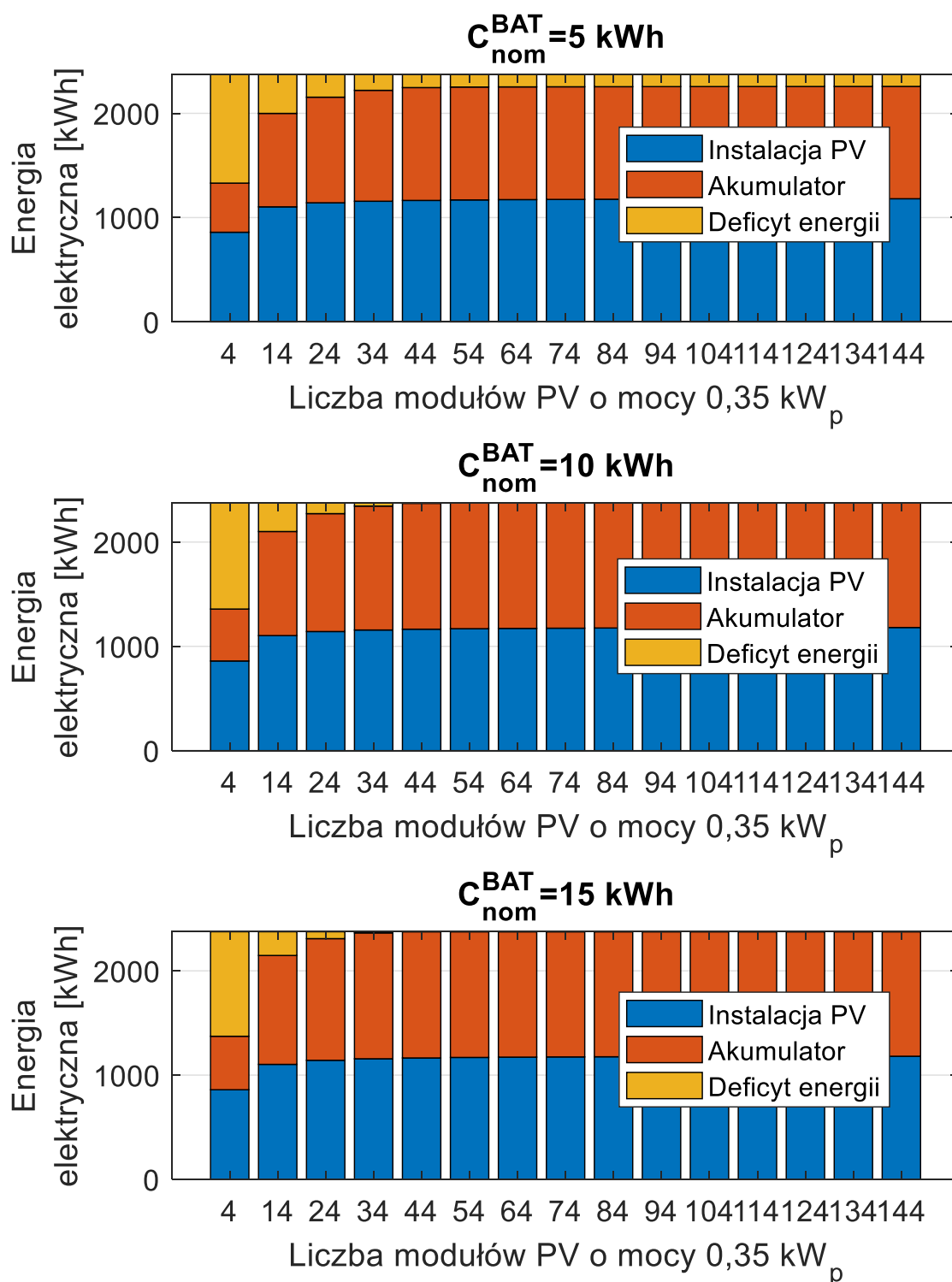


Rys.8.6. Wskaźnik LOLP w piętnastym roku eksploatacji rozpatrywanego układu w zależności od pojemności znamionowej akumulatora oraz mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej

Porównując wykresy funkcji $LOLP = f(P_{nom}^{PV}, C_{nom}^{BAT})$ dla pierwszego i ostatniego roku eksploatacji (rys. 8.5 i 8.6) zauważyć można, że jego wartości są wyższe dla 15-tego roku eksploatacji w przypadku znacznej części rozważanych konfiguracji. Wyższa wartość wskaźnika LOLP oznacza większe prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania na energię w rozpatrywanym układzie. Nawet jeżeli dany wariant systemu PV/BAT spełnia żądany poziom niezawodności w pierwszym roku eksploatacji, może przekroczyć jego dopuszczalną wartość w ciągu kolejnych lat eksploatacji ze względu na postępujące procesy degradacyjne i spadek wydajności komponentów układu. Sytuacja wzrostu wskaźnika LOLP w trakcie lat eksploatacji dotyczy konfiguracji o wartościach z początków rozpatrywanych przedziałów mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej i znamionowej pojemności magazynu. Część wyników konfiguracji układu zapewnia żądany, a nawet zerowy poziom wskaźnika LOLP, co wiąże się z odpowiednim przewymiarowaniem układu.

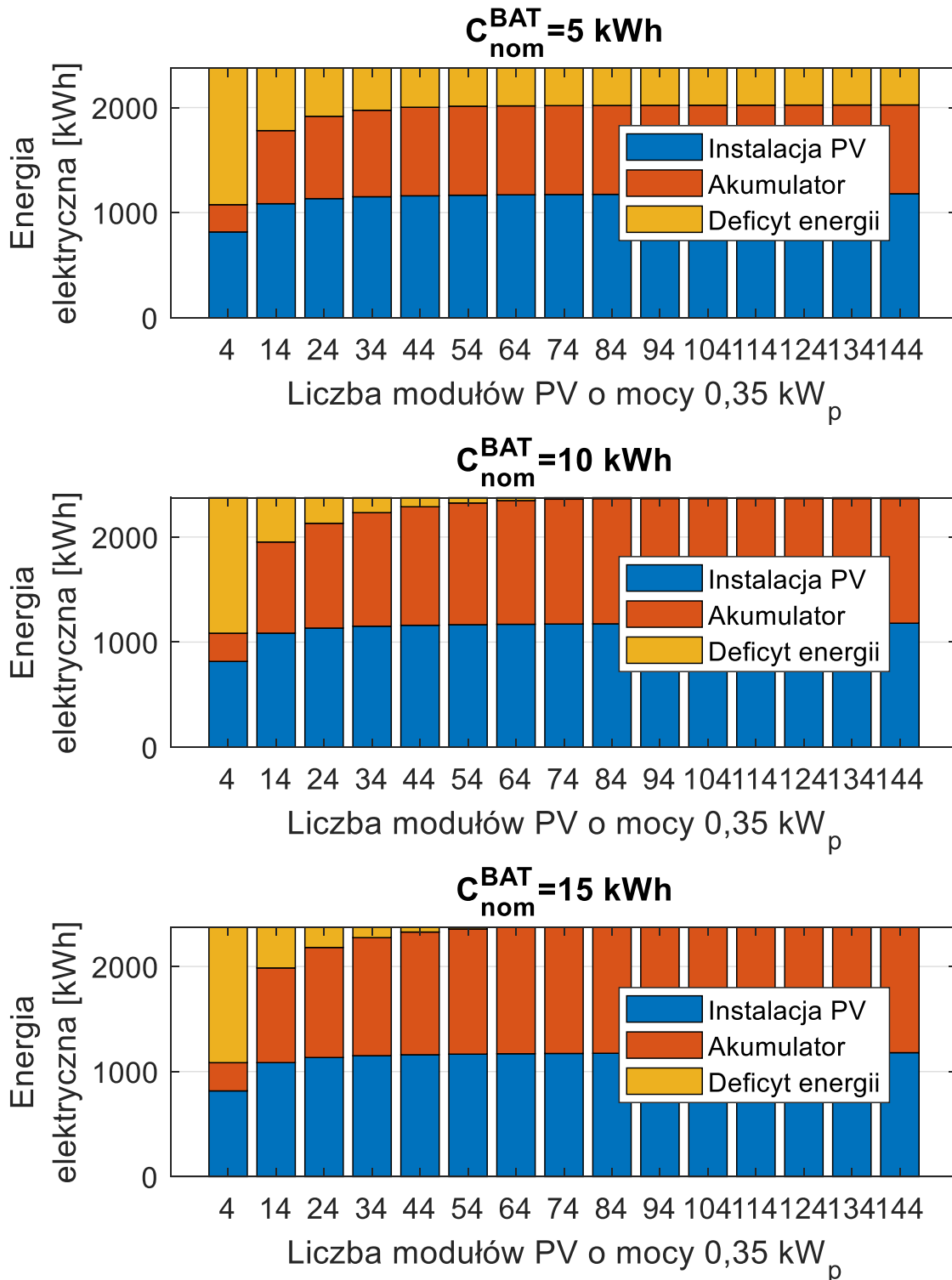
Za pomocą rysunków 8.7 – 8.10 dokonano prezentacji graficznej bilansów energetycznych przeprowadzonych podczas symulacji. Rysunki 8.7 – 8.8 dotyczą bilansu pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie, natomiast rysunki 8.9 – 8.10 – bilansu energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną. Oba bilanse przedstawiono odpowiednio w pierwszym i ostatnim roku eksploatacji. Bilanse dla trzech wybranych wariantów pojemności znamionowej magazynu – 5, 10 i 15 kWh – zaprezentowano w formie wykresów słupkowych w zależności od wzrastającej liczby modułów PV, którą w prosty sposób można przełożyć na moc zainstalowaną instalacji PV. Analizując bilans pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie, zauważyć można, że im większa pojemność magazynu, tym mniejsza liczba modułów PV jest konieczna, by wyeliminować deficyt energii w układzie. Jeżeli jednak pojemność akumulatora jest zbyt mała dla rozpatrywanego układu (5 kWh), nawet dalsze zwiększanie mocy zainstalowanej instalacji PV nie zlikwiduje deficytu energii. Porównując odpowiadające sobie bilanse pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie w pierwszym (rys. 8.7) i ostatnim (rys. 8.8) roku eksploatacji, obserwuje się, że dla wybranej pojemności magazynu całkowite wyeliminowanie deficytu energii w roku piętnastym wymaga około dwukrotnego zwiększenia mocy zainstalowanej PV w zestawieniu z rokiem pierwszym. Bilanse energii generowanej przez instalację PV w pierwszym (rys. 8.9) i ostatnim (rys. 8.10) roku eksploatacji ukazują rosnący udział energii przeznaczonej na pokrywanie obciążenia i ładowania akumulatora oraz skalę ewentualnego przewymiarowania w celu zapewniania długoterminowej niezawodności.

Pokrywanie zapotrzebowania na energię w układzie - rok 1



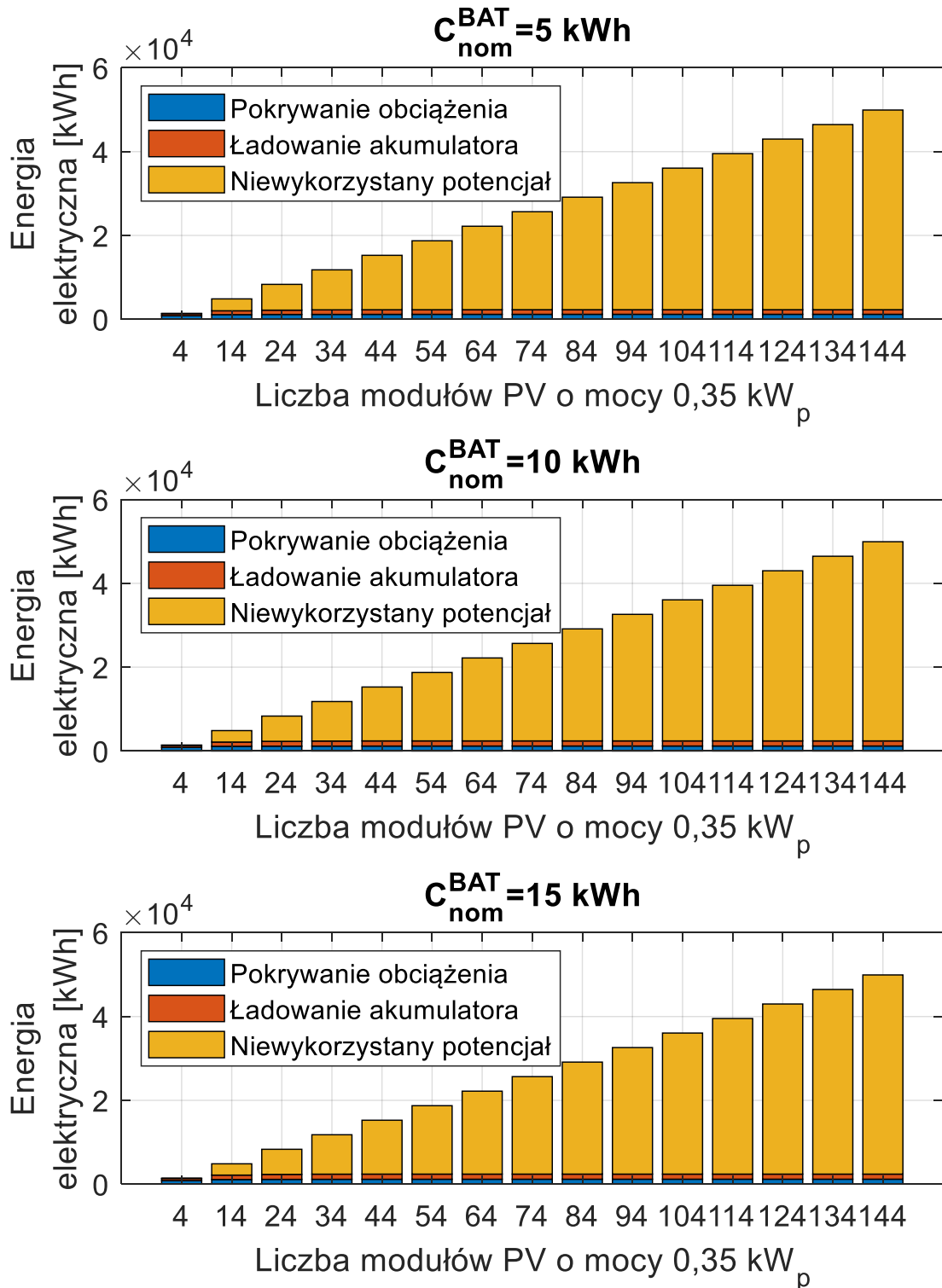
Rys.8.7. Bilans zapotrzebowania na energię w rozrywanym układzie w pierwszym roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej

Pokrywanie zapotrzebowania na energię w układzie - rok 15



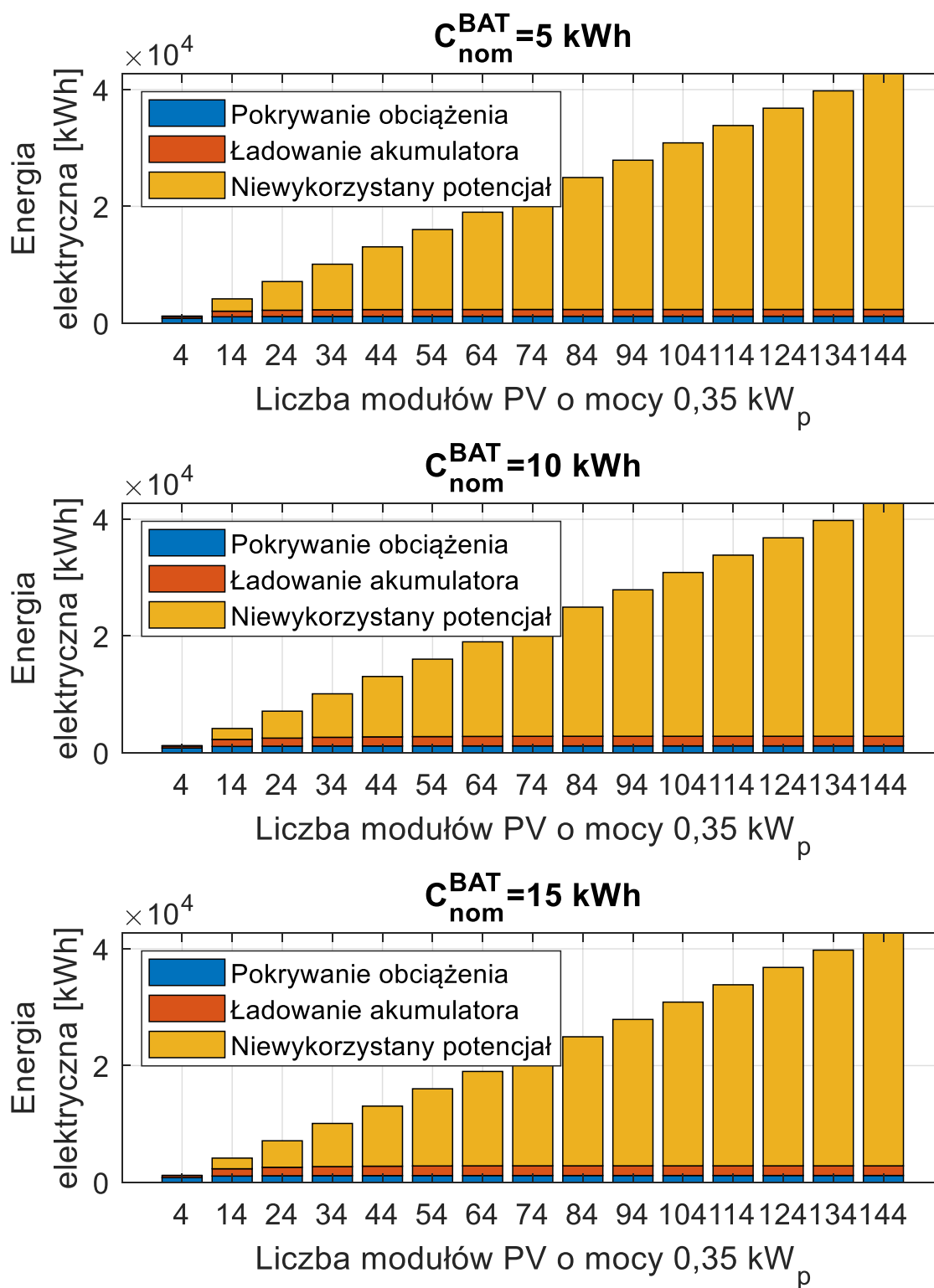
Rys.8.8. Bilans zapotrzebowania na energię w rozrywanym układzie w piętnastym roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej

Energia elektryczna generowana przez instalację PV - rok 1



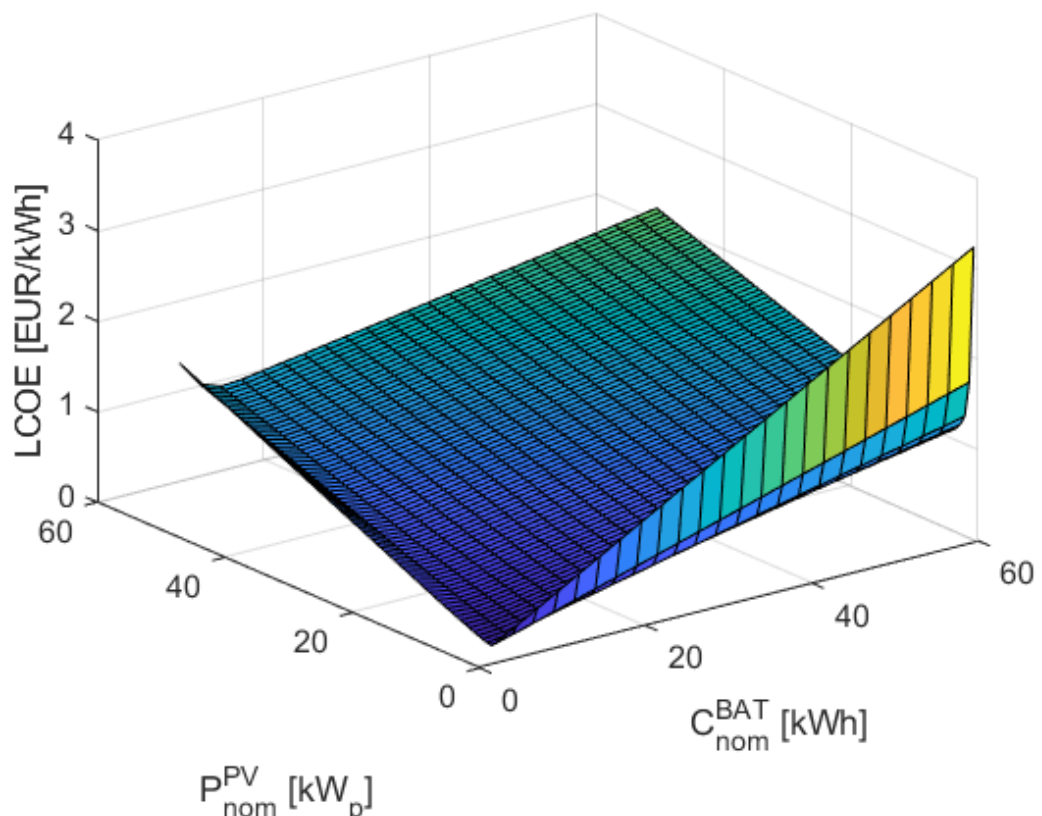
Rys.8.9. Bilans energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną w pierwszym roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej

Energia elektryczna generowana przez instalację PV - rok 15



Rys.8.10. Bilans energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną w piętnastym roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej

Końcowym etapem procesu wymiarowania systemu PV/BAT następującym po przeprowadzeniu symulacji dla wszystkich lat eksploatacji jest obliczenie opłacalności inwestycji za pomocą wskaźnika LCOE wyrażającego koszt wytwarzania energii elektrycznej w systemie. Obliczony dla wszystkich konfiguracji budowy układu z przestrzeni poszukiwań wskaźnik LCOE zakłada 15-letnią eksploatację systemu. Całkowita energia wyprodukowana i zużyta przez system w tym okresie różni się w zależności od tego, czy brana jest pod uwagę degradacja komponentów. Stąd wskaźnik LCOE może zostać wyznaczony dwojako – z uwzględnieniem oraz bez uwzględnienia spadku wydajności systemu. Wartości wskaźnika LCOE wyznaczonego na podstawie 15 lat eksploatacji z uwzględnieniem degradacji w zależności od pojemności znamionowej akumulatora oraz mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej przedstawiono za pomocą wykresu na rysunku 8.11. Wykres funkcji $LCOE = f(P_{nom}^{PV}, C_{nom}^{BAT})$ wyznaczony przy pominięciu spadku wydajności komponentów systemu jest analogiczny, jednak wartości wskaźnika są niższe dla odpowiadających sobie konfiguracji. Wynika to bezpośrednio z równania (7.48).



Rys.8.11. Wskaźnik LCOE wyznaczony na podstawie 15 lat eksploatacji z uwzględnieniem degradacji w zależności od pojemności znamionowej akumulatora oraz mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej

Zakończenie symulacji pracy instalacji PV/BAT, wyznaczenie wskaźnika niezawodności LOLP oraz wskaźnika ekonomicznego LCOE pozwoliło na określenie najlepszej konfiguracji budowy układu z punktu widzenia przyjętych kryteriów. Najlepsze rozwiązanie z przestrzeni poszukiwań to konfiguracja o najniższym LCOE spośród konfiguracji, które w 15-tym roku eksploatacji gwarantowały wartość wskaźnika LOLP poniżej przyjętego poziomu 5%. Wyniki procesu wymiarowania są odmienne w przypadku uwzględnienia i nieuwzględnienia degradacji. Jeżeli pomija się degradację, założyć można, że wskaźnik LOLP jest taki sam zarówno w pierwszym jak i ostatnim roku eksploatacji. Jeżeli degradacja komponentów jest brana pod uwagę, wskaźnik LOLP, zgodnie z przeprowadzonymi symulacjami, w ostatnim roku eksploatacji ma wartość wyższą niż w roku pierwszym. Eliminuje to część konfiguracji, ze względu na niespełnienie warunku niezawodnościowego. W tabeli 8.1 zamieszczono wyniki procesu wymiarowania uwzględniającego i nieuwzględniającego degradację elementów rozpatrywanego układu, dla ładowania i rozładowania akumulatora w zakresie 25% - 100% dostępnej pojemności.

Tabela 8.1. Wyniki procesu wymiarowania, uwzględniającego i nieuwzględniającego degradację elementów rozpatrywanego układu, dla ładowania i rozładowania akumulatora w zakresie 25% - 100% dostępnej pojemności

	Nieuwzględnienie degradacji podczas eksploatacji	Uwzględnienie degradacji podczas eksploatacji
Znamionowa pojemność akumulatora C_{nom}^{BAT} [kWh]	7,5	10
Moc zainstalowana instalacji PV P_{nom}^{PV} [kW _p]	11,2	13,3
Wskaźnik niezawodności LOLP w 15. roku eksploatacji $LOLP_{t=15}$ [%]	4,9097	4,8853
Wskaźnik ekonomiczny LCOE [EUR/kWh]	0,4100	0,4899

Przy pominięciu degradacji komponentów najniższą wartość LCOE, przy jednoczesnym spełnieniu kryterium niezawodnościowego, uzyskano dla znamionowej pojemności akumulatora równej 7,5 kWh oraz mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej równej 11,2 kW_p. Konfiguracja ta zapewnia LCOE na poziomie 0,41 EUR/kWh.

Uwzględniając degradację komponentów, poprzednio wybrana konfiguracja budowy układu (7,5 kWh, 11,2 kW_p) nie jest w stanie zapewnić wymaganego poziomu niezawodności w 15-tym roku eksploatacji (LOLP ≤ 5%). Aby osiągnąć żądany poziom niezawodności w ostatnim roku eksploatacji konieczne jest przewymiarowanie układu. W tym przypadku najniższa wartość LCOE, przy jednoczesnym zapewnieniu wymaganej wartości LOLP, została osiągnięta dla znamionowej pojemności akumulatora równej 10 kWh oraz mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej równej 13,3 kW_p. Konfiguracja ta zapewni LCOE na poziomie 0,4899 EUR/kWh.

Uwzględnienie degradacji w procesie wymiarowania spowodowało zwiększenie znamionowej pojemności akumulatora o 33,33%, wzrost mocy zainstalowanej instalacji PV o 18,75% oraz wzrost kosztu energii elektrycznej w systemie (LCOE) o 19,5%.

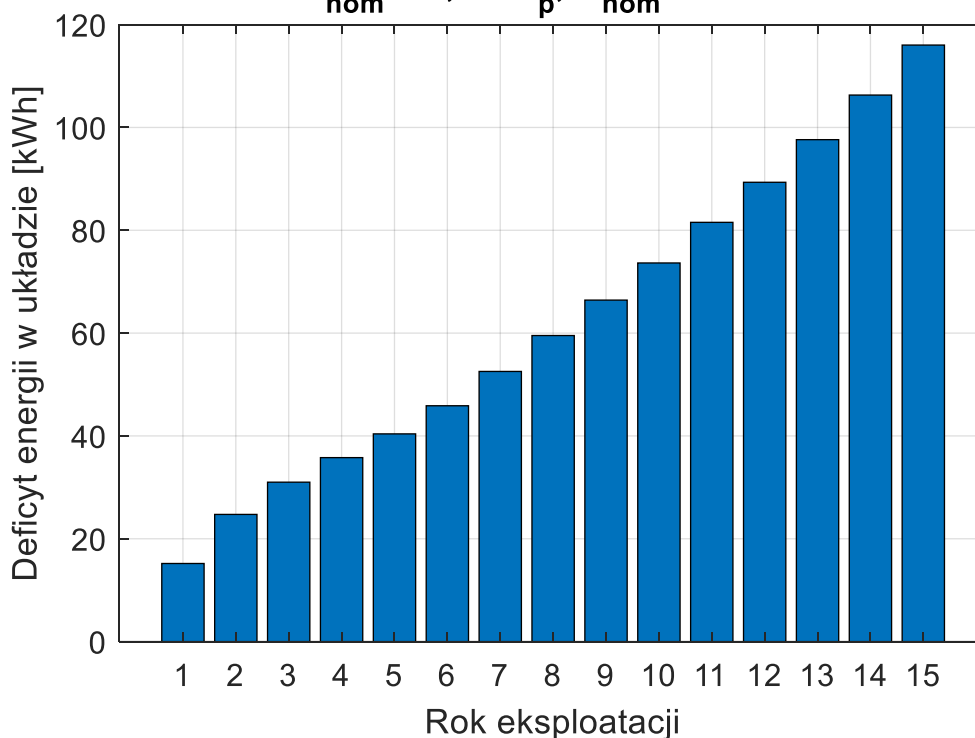
Dla najlepszego wariantu budowy układu z uwzględnieniem degradacji (10 kWh, 13,3 kW_p) na rysunkach 8.12 – 8.15 zaprezentowano wartości kluczowych wielkości w kolejnych latach eksploatacji.

Na rysunku 8.12 zaprezentowano pogłębienie się deficytu energii wraz z upływem czasu, spowodowane spadkiem wydajności komponentów systemu. Deficyt energii wzrósł z niecałych 20 kWh w pierwszym roku eksploatacji do niemal 120 kWh w ostatnim roku eksploatacji. Odnosząc roczny deficyt energii do całkowitego rocznego zapotrzebowania na energię (2375 kWh), można stwierdzić, że wskaźnik LOLP wzrósł z wartości poniżej 1% w pierwszym roku eksploatacji do niemal 5% w ostatnim roku eksploatacji (rys. 8.13). Wartość końcowa wynika bezpośrednio z założonego LOLP, natomiast wymagana wartość początkowa zależy od symulowanego tempa degradacji.

Rosnący deficyt energii ma wpływ na bilans pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie (rys. 8.14). Zapotrzebowanie na energię elektryczną w coraz mniejszym stopniu pokrywane jest przez instalację fotowoltaiczną oraz akumulator. Na rysunku 8.15 przedstawiono z kolei prezentację graficzną bilansu energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną. Wraz z postępującą degradacją w ciągu lat eksploatacji maleje udział niewykorzystanego potencjału. W dalszym ciągu jednak jest on znaczny i kilkukrotnie większy od energii zużywanej na pokrywanie zapotrzebowania i ładowanie akumulatora. Przewymiarowanie systemu jest jednak konieczne ze względu na zapewnienie żadanego poziomu niezawodności. Można ograniczyć przewymiarowanie układu poprzez zastosowanie bardziej liberalnego kryterium niezawodnościowego np. $LOLP \leq 10\%$. Wiąże się to jednak z większymi niedogodnościami dla użytkownika.

Deficyt energii w układzie w kolejnych latach eksploatacji

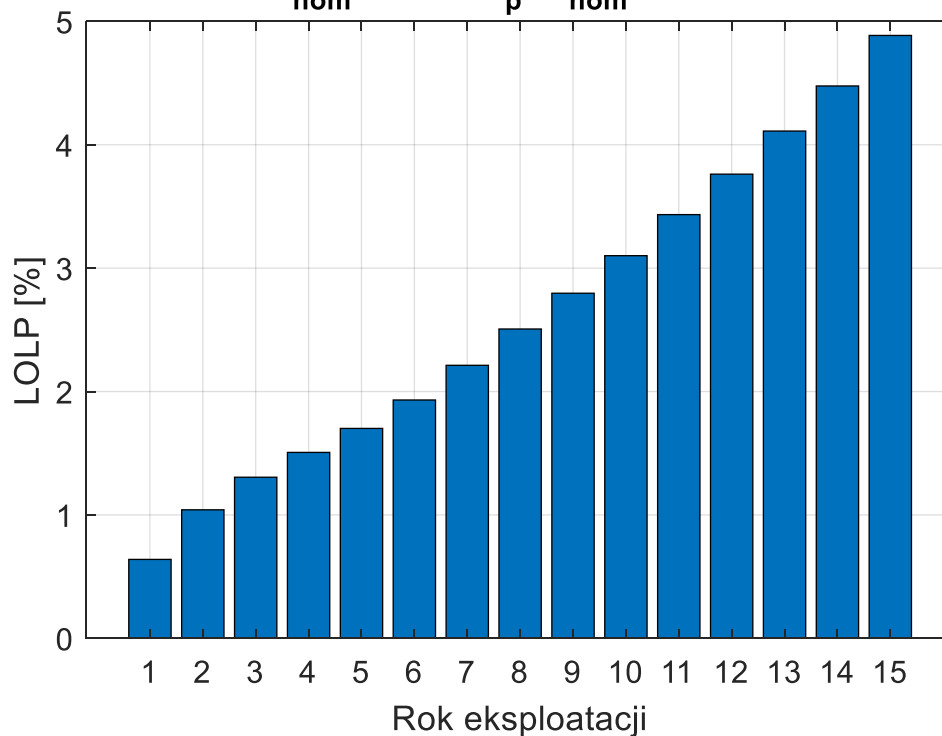
$$P_{nom}^{PV} = 13,3 \text{ kW}_p, C_{nom}^{BAT} = 10 \text{ kWh}$$



Rys.8.12. Deficyt energii w układzie w kolejnych latach eksploatacji dla najlepszego wariantu

LOLP w kolejnych latach eksploatacji

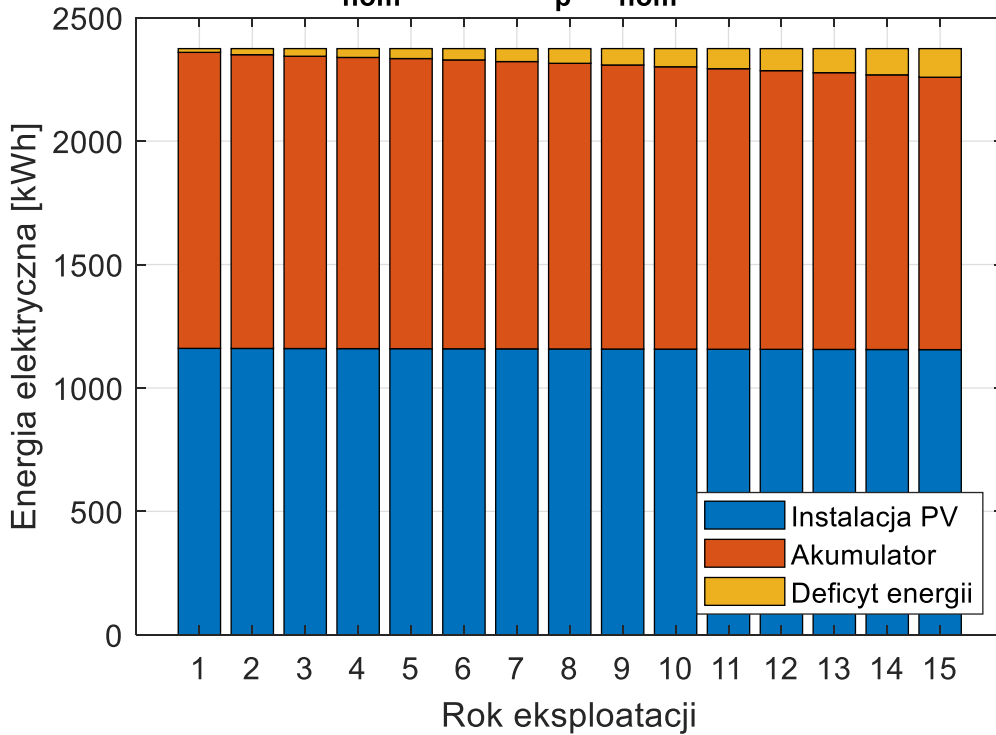
$$P_{nom}^{PV} = 13,3 \text{ kW}_p, C_{nom}^{BAT} = 10 \text{ kWh}$$



Rys.8.13. Wskaźnik LOLP w kolejnych latach eksploatacji układu dla najlepszego wariantu

Pokrywanie zapotrzebowania na energię w układzie

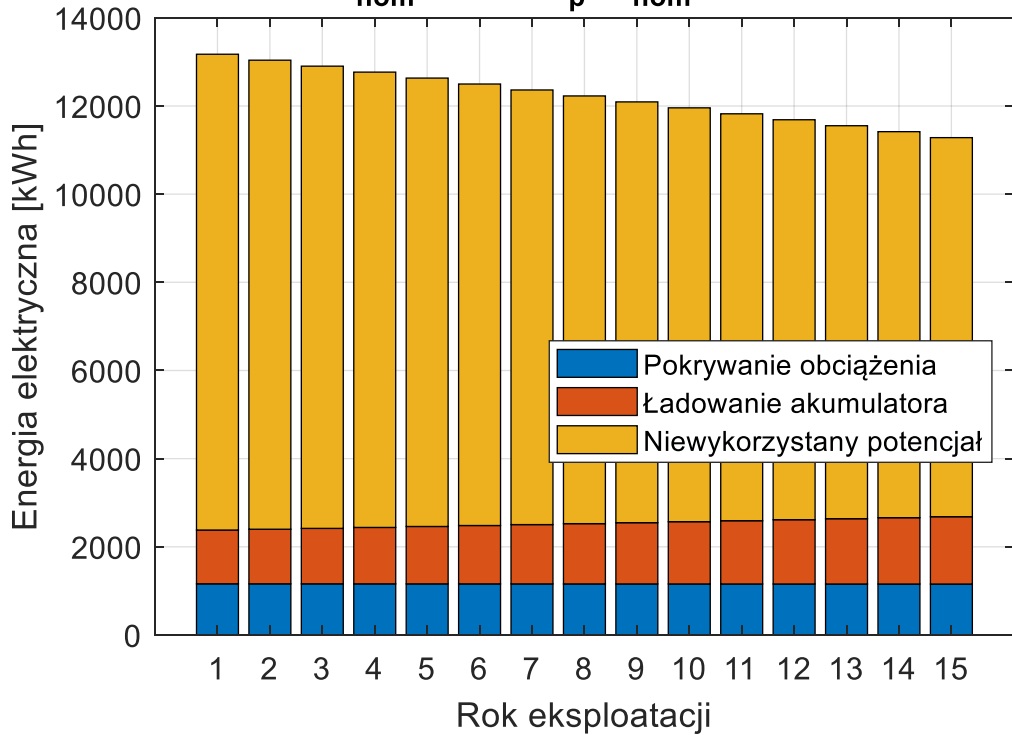
$$P_{\text{nom}}^{\text{PV}} = 13,3 \text{ kW}_p, C_{\text{nom}}^{\text{BAT}} = 10 \text{ kWh}$$



Rys.8.14. Bilans zapotrzebowania na energię w układzie w kolejnych latach eksploatacji dla najlepszego wariantu

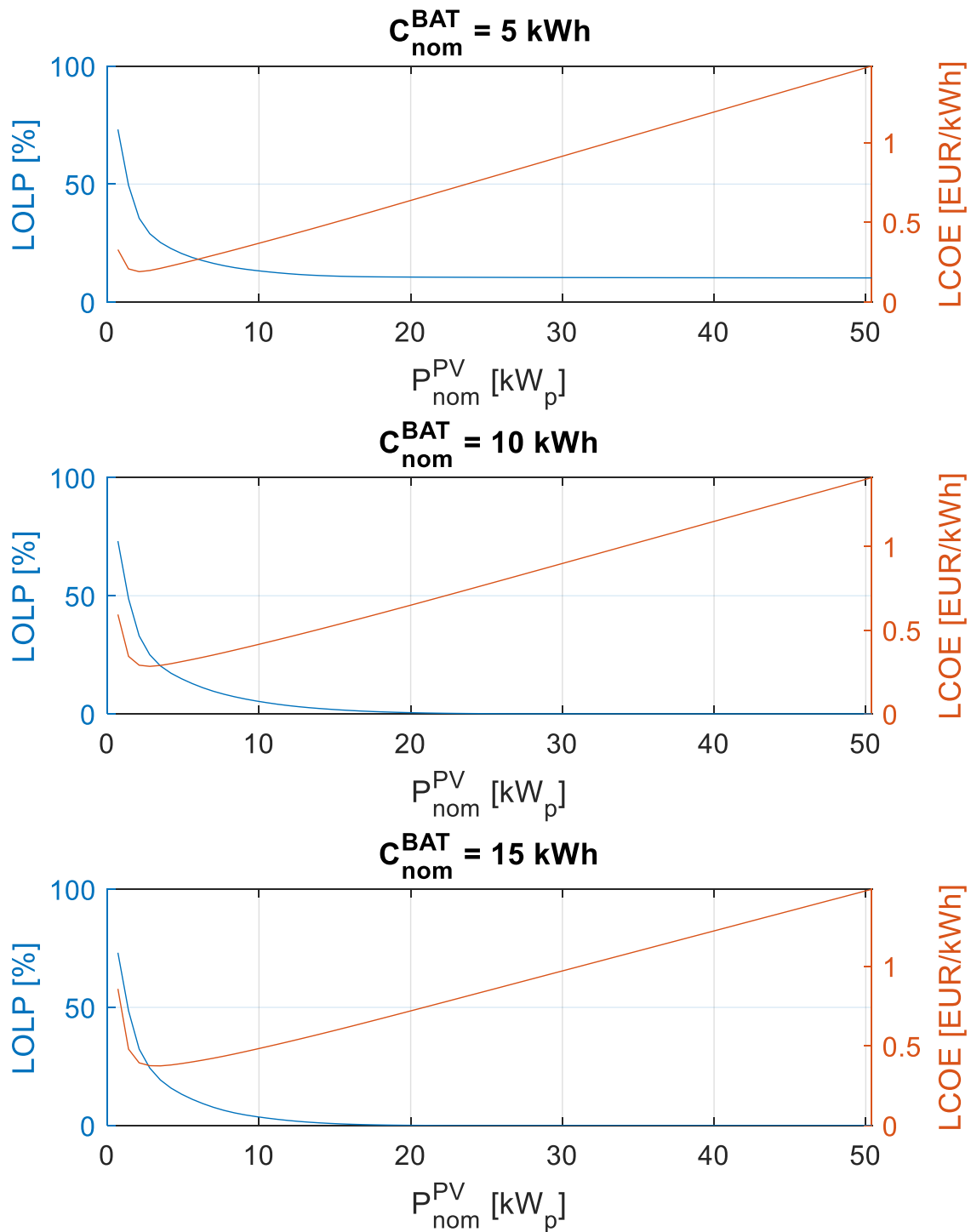
Energia generowana przez instalację PV

$$P_{\text{nom}}^{\text{PV}} = 13,3 \text{ kW}_p, C_{\text{nom}}^{\text{BAT}} = 10 \text{ kWh}$$



Rys.8.15. Bilans energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną w kolejnych latach eksploatacji dla najlepszego wariantu

Na rysunku 8.16 przedstawiono zależność wskaźników LOLP i LCOE od mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej dla wybranych wariantów znamionowej pojemności magazynu.

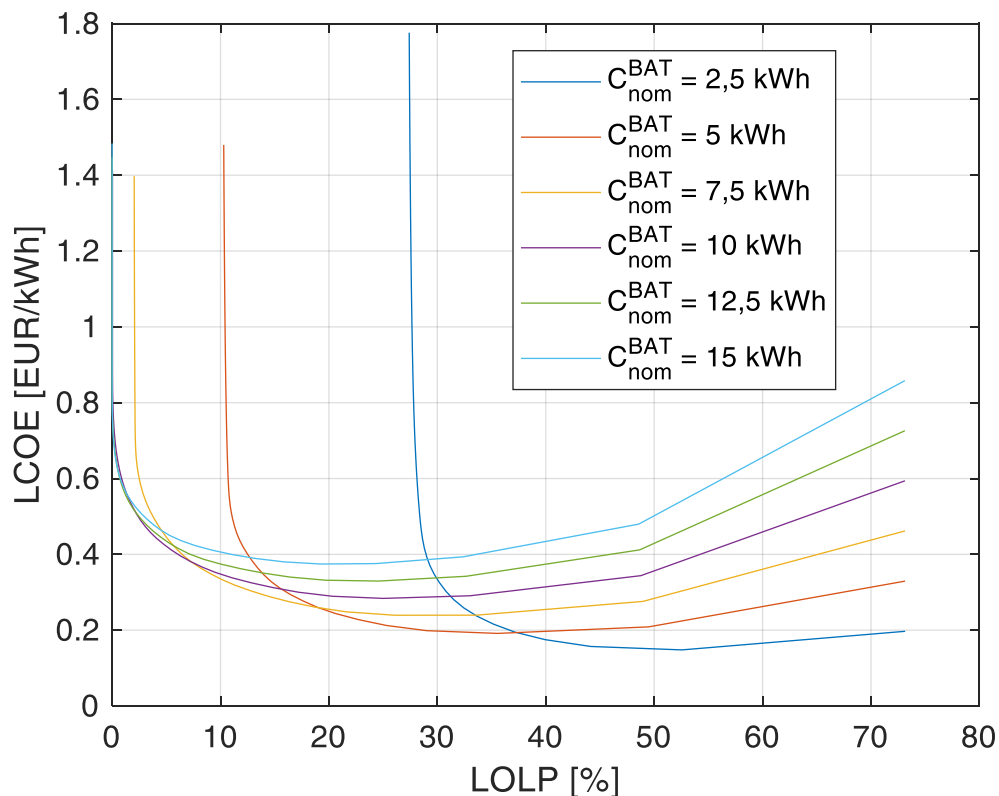


Rys.8.16. LOLP oraz LCOE wyznaczone dla 15-letniego okresu eksploatacji w zależności od mocy zainstalowanej instalacji PV dla wybranych wariantów pojemności akumulatora

Dla wybranej znamionowej pojemności akumulatora LOLP maleje wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej. Oznacza to, że wrasta niezawodność układu. Przy odpowiednio dużej pojemności akumulatora LOLP maleje nawet do zera, jednak gdy pojemność jest zbyt mała (np. 5 kWh) LOLP osiąga pewną wartość graniczną. Oznacza to, że od pewnego momentu dalsze zwiększanie mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej nie ma wpływu na niezawodność układu.

Dla każdej znamionowej pojemności akumulatora istnieje taka wartość mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej, przy której LCOE osiąga wartość minimalną. Dla mniejszych wartości mocy zainstalowanej LCOE wzrasta ze względu na niskie zdolności produkcyjne układu w stosunku do zapotrzebowania. Z kolei dla większych wartości mocy zainstalowanej LCOE rośnie, ponieważ instalacja jest przewymiarowana i konieczne jest ograniczanie generacji mocy przez instalację PV.

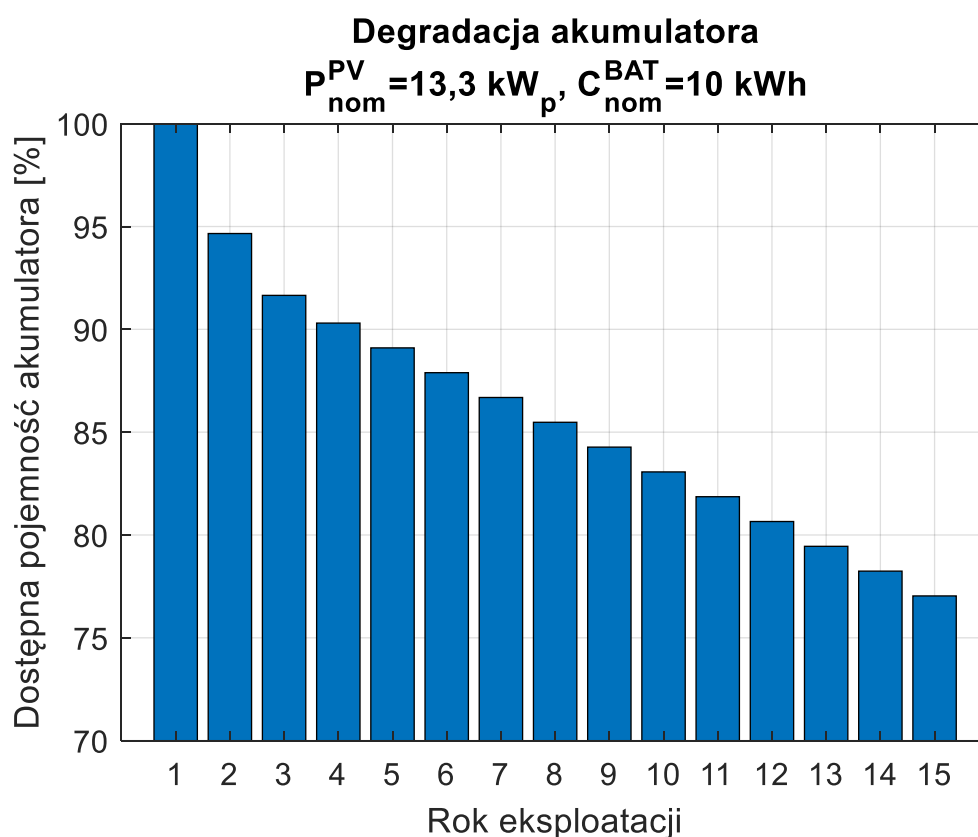
Na rysunku 8.17 zaprezentowano wzajemną zależność wskaźników LOLP i LCOE dla kilku wybranych wariantów znamionowej pojemności magazynu.



Rys. 8.17. LCOE w funkcji LOLP, wyznaczonego dla 15-letniego okresu eksploatacji, dla wybranych wariantów pojemności akumulatora

Dane przedstawione na rysunku 8.17 potwierdzają, że dla każdej znamionowej pojemności akumulatora istnieje graniczna wartość wskaźnika LOLP, przy której wartość wskaźnika LCOE gwałtownie wzrasta na skutek przewymiarowania układu zasilającego. Z drugiej strony LCOE wzrasta też łagodnie, gdy wartość wskaźnika LOLP wzrasta. Sytuacja ta ma miejsce, gdy moc i pojemność komponentów systemu jest niedoszacowana. Jak wynika z rysunku 8.17 minimum LCOE występuje dla LOLP o wartości ok. 20% – 50%, co w wielu przypadkach i zastosowaniach jest niedopuszczalne. Dlatego zawsze należy liczyć się z pewnym przewymiarowaniem instalacji, dobranym odpowiednio do potrzeb użytkownika.

Na rysunku 8.18 przedstawiono postępującą degradację akumulatora w ciągu lat eksploatacji, wyrażoną jako spadek dostępnej pojemności akumulatora.



Rys. 8.18. Spadek dostępnej pojemności akumulatora na skutek degradacji w kolejnych latach eksploatacji układu dla najlepszego wariantu

W rozważanym przypadku praca akumulatora odbywa się w szerokim zakresie pojemności znamionowej 25% - 100%, co wpływa niekorzystnie na szybkość degradacji – po 15-stu latach eksploatacji dostępna pojemność spada do poziomu ok. 78% pojemności początkowej. Taki akumulator kwalifikuje się do wymiany.

8.3. Ładowanie akumulatora w zakresie 65% - 75% pojemności

W niniejszym rozdziale zaprezentowano wyniki symulacji długoterminowej eksploatacji niezależnego systemu fotowoltaicznego z elektrochemicznym magazynem energii, którego ładowanie i rozładowanie odbywało się w dopuszczalnym przedziale 65% - 75% dostępnej pojemności.

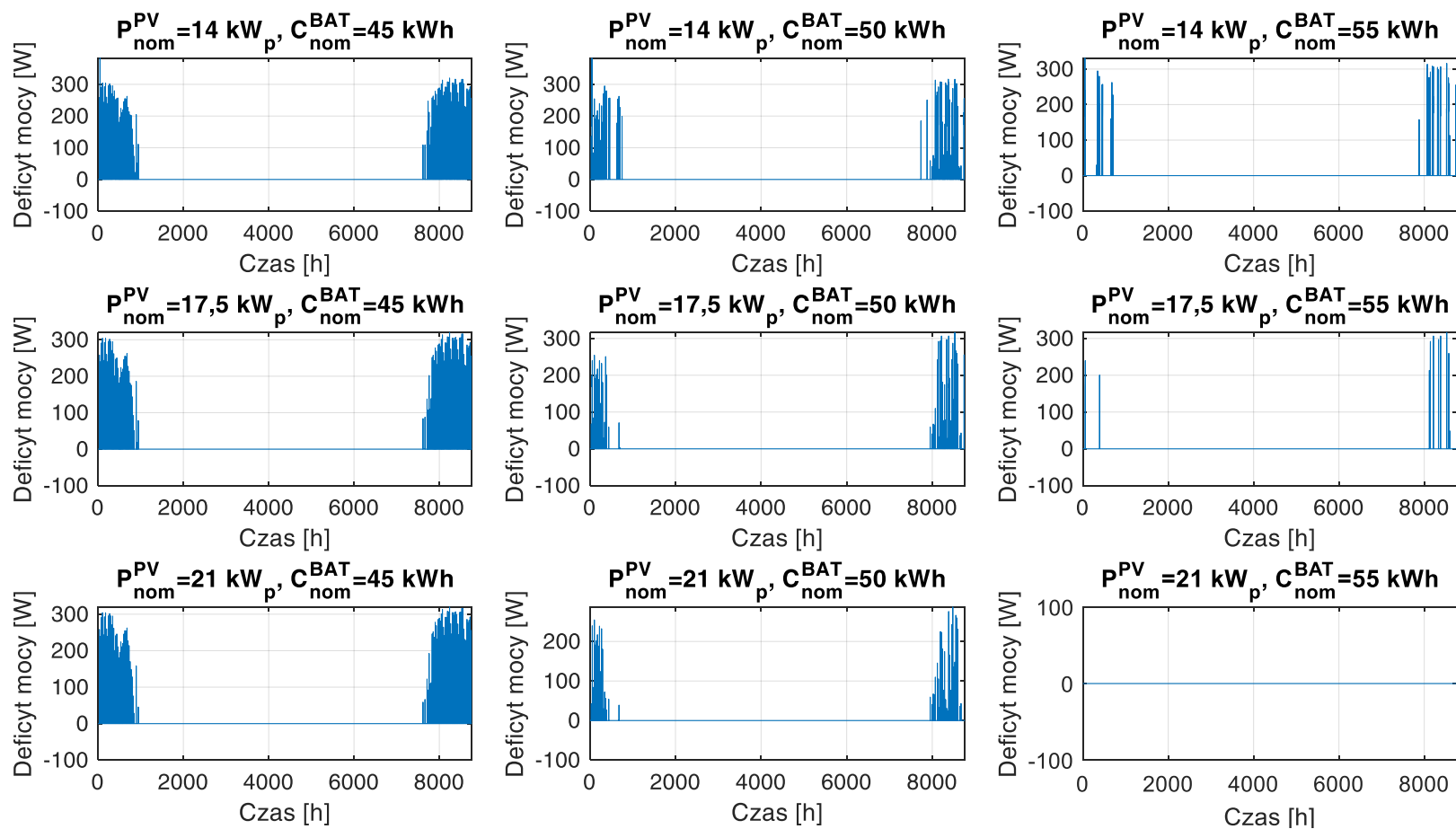
Na rysunkach 8.19 – 8.22 zaprezentowano przebiegi deficytu mocy w układzie (rys. 8.19 i 8.20) oraz energii zgromadzonej w akumulatorze (rys. 8.21 i 8.22) w pierwszym i ostatnim roku eksploatacji dla wybranych względem spodziewanych wyników konfiguracji budowy układu. Przebiegi obejmują 9 wybranych konfiguracji budowy systemu – dla mocy zainstalowanej PV równej 14 kW_p, 17,5 kW_p i 21 kW_p oraz dla znamionowej pojemności magazynu równej 45 kWh, 50 kWh i 55 kWh.

W przypadku przebiegów deficytu mocy w systemie oraz energii zgromadzonej w akumulatorze dla zakresu ładowania 65% - 75% można obserwować analogiczne zależności, jak w przypadku zakresu ładowania 25% - 100% (rys. 8.1 i 8.2). Deficyt mocy występuje przede wszystkim w okresie zimowym. Zwiększanie mocy zainstalowanej PV i/lub znamionowej pojemności akumulatora pozwala zmniejszyć bądź wyeliminować przewidywany deficyt mocy, przy czym efekty są lepiej zauważalne w przypadku przewymiarowania magazynu. Zwiększenie pojemności o taką samą wartość (5 kWh) ma jednak większy wpływ na zmniejszenie deficytu mocy przy pracy w zakresie 25% - 100% niż przy zakresie 65% - 75%, ponieważ rzeczywiście wykorzystywana pojemność jest większa (75% zamiast 10% ze znamionowych 5 kWh). Porównanie odpowiadających sobie przebiegów deficytu mocy na rysunkach 8.19 i 8.20 ukazuje zwiększanie się deficytu mocy w ciągu lat eksploatacji na skutek degradacji.

W przypadku przebiegów energii zgromadzonej w akumulatorze o zakresie pracy 65% - 75%, w przeciwieństwie do zakresu 25% - 100% (rys. 8.3 i 8.4), różnice w rzeczywiście wykorzystywanym procentowym zakresie pojemności są niezauważalne. Przez znaczną część roku akumulator jest ładowany i rozładowany w maksymalnym dopuszczalnym przedziale, czyli w zakresie 65% - 75%.

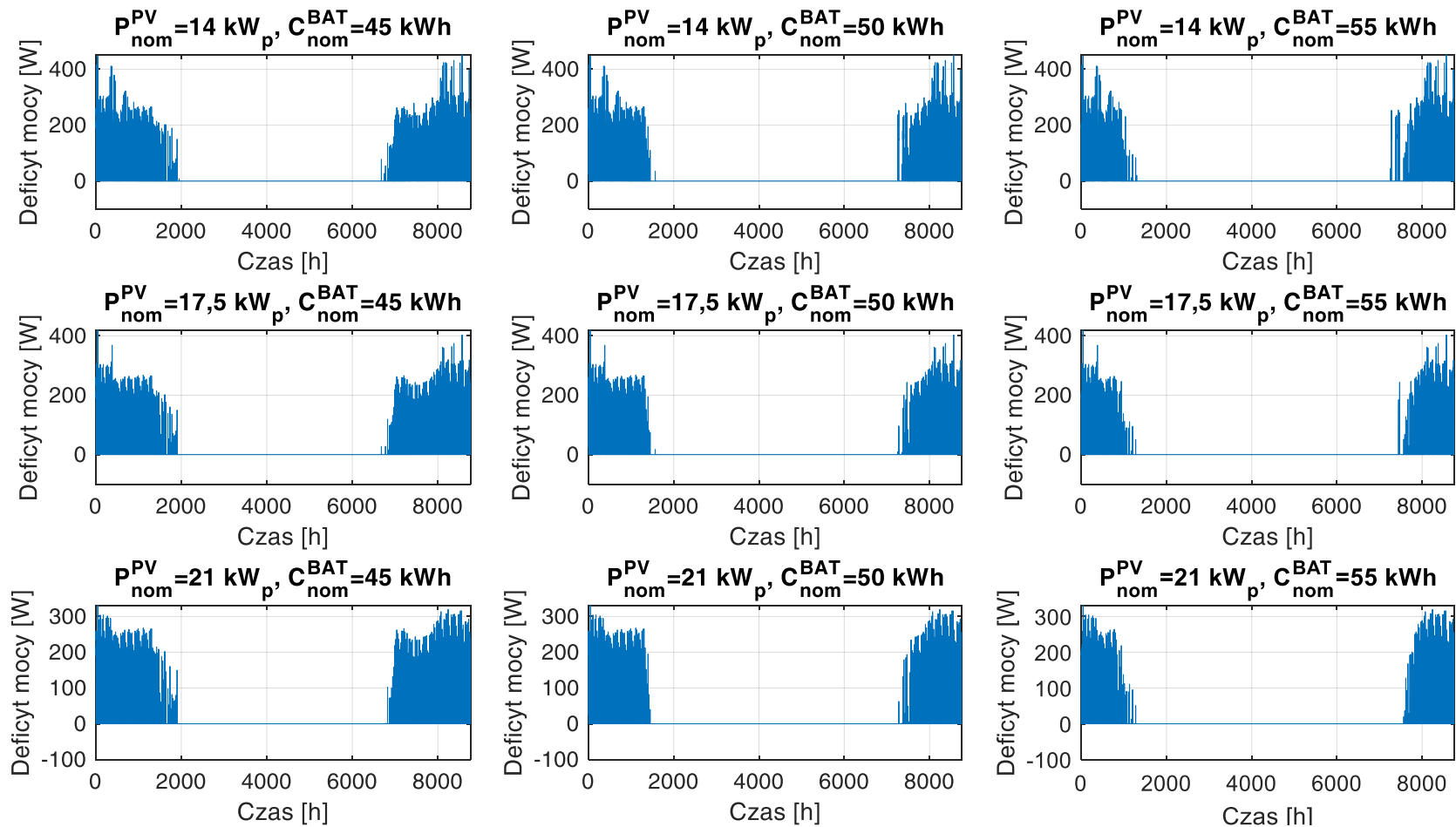
Wyznaczone przebiegi deficytu mocy pozwalają na obliczenie całkowitego deficytu energii w danym roku. Na jego podstawie wyznaczono wskaźnik LOLP dla każdej konfiguracji budowy układu z przestrzeni poszukiwań, a wyniki zaprezentowano na rysunku 8.23 oraz 8.24 odpowiednio dla pierwszego i ostatniego roku eksploatacji.

Deficyt mocy [W] - rok 1



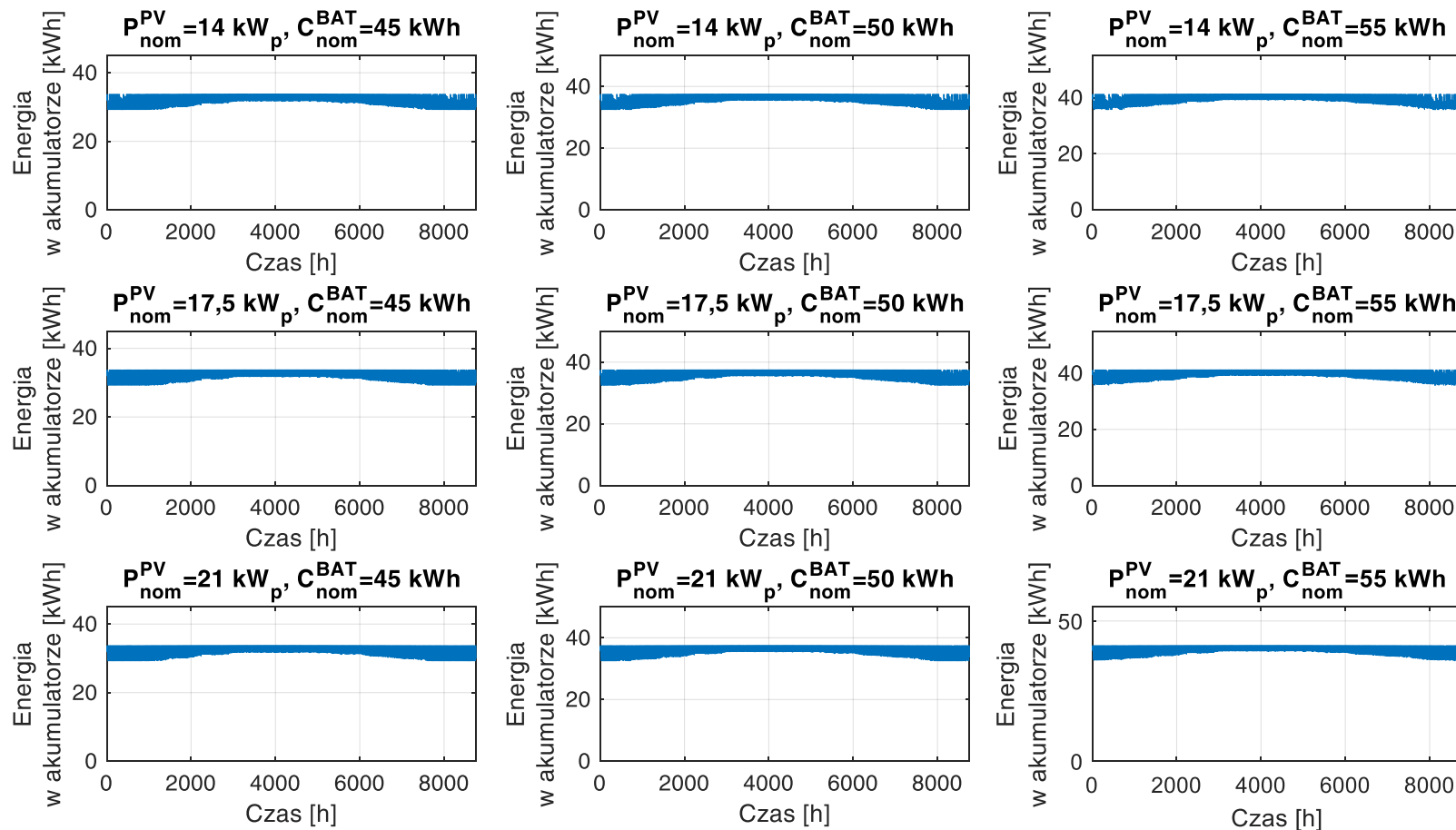
Rys. 8.19. Deficyt mocy w rozpatrywanym układzie w poszczególnych godzinach pierwszego roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji PV

Deficyt mocy [W] - rok 15



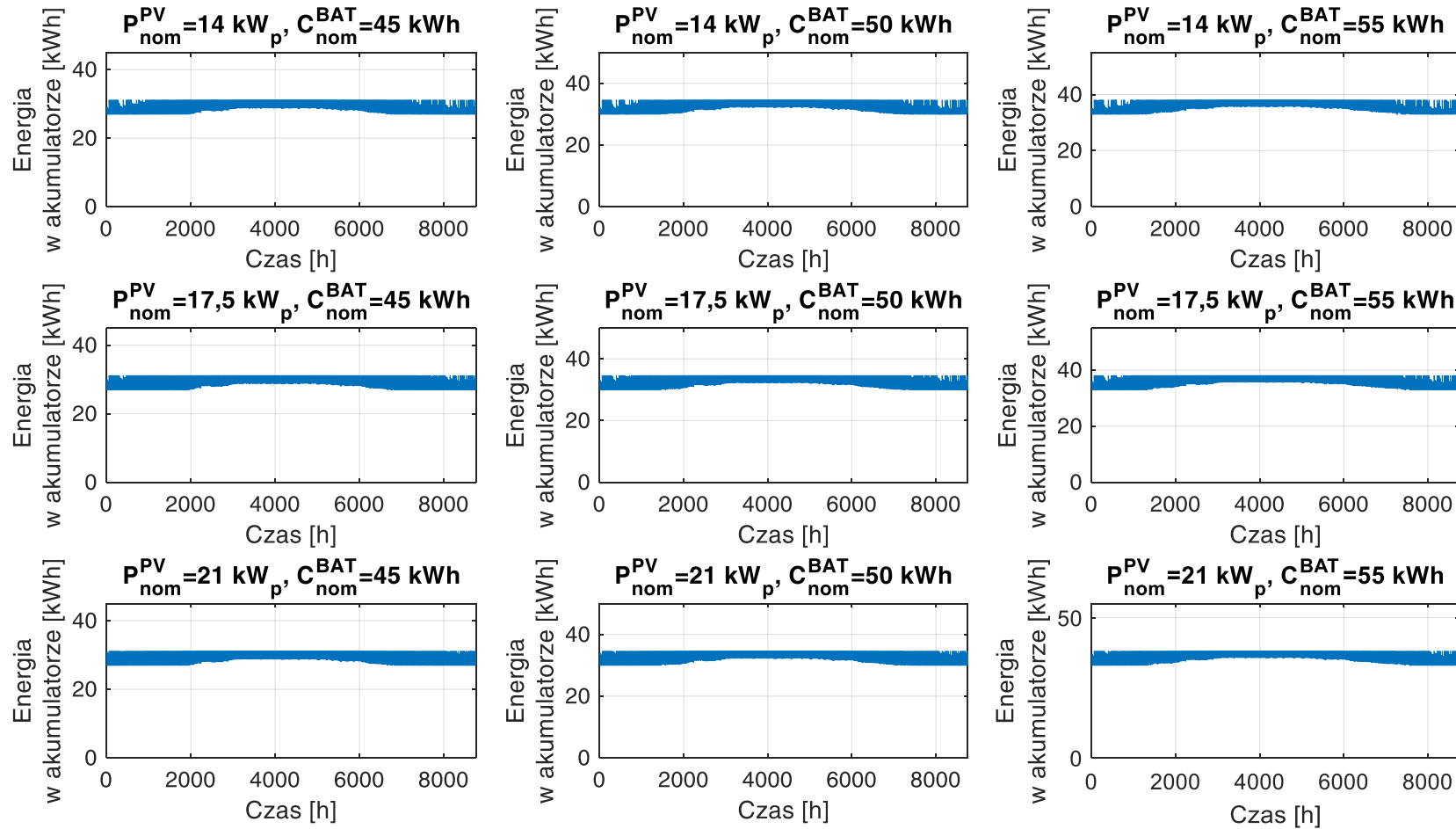
Rys. 8.20. Deficyt mocy w rozpatrywanym układzie w poszczególnych godzinach piętnastego roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji PV

Energia zgromadzona w akumulatorze [kWh] - rok 1

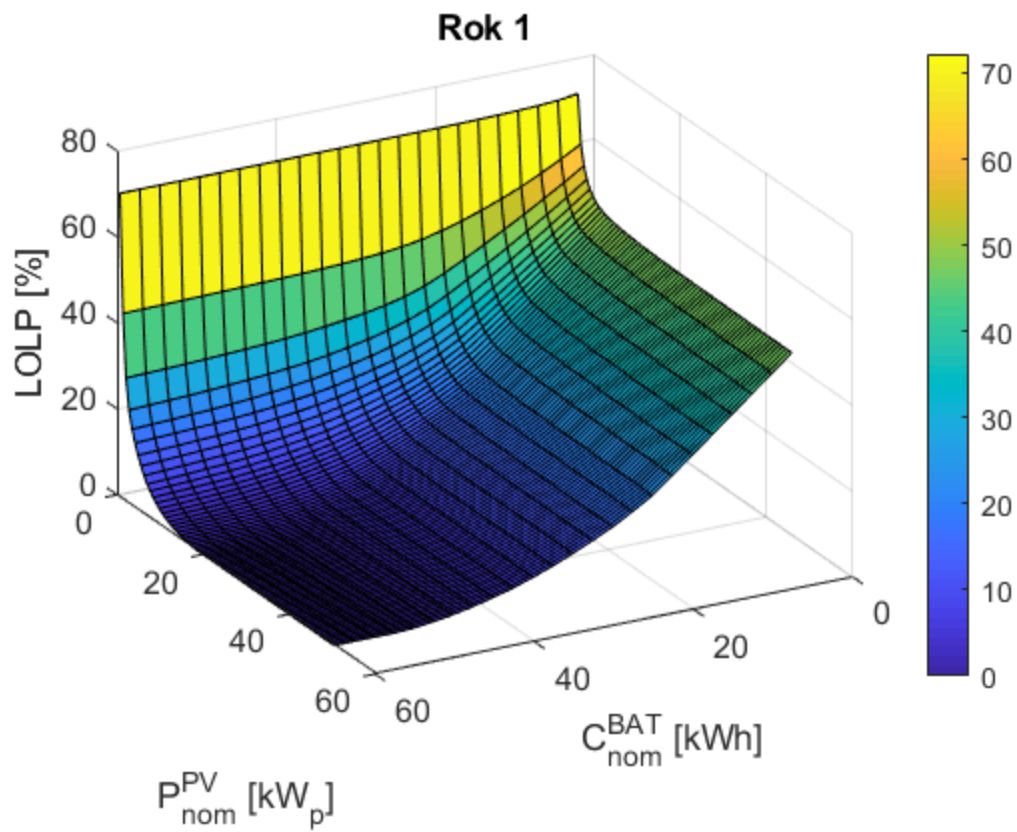


Rys. 8.21. Energia zgromadzona w akumulatorze w poszczególnych godzinach pierwszego roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji PV

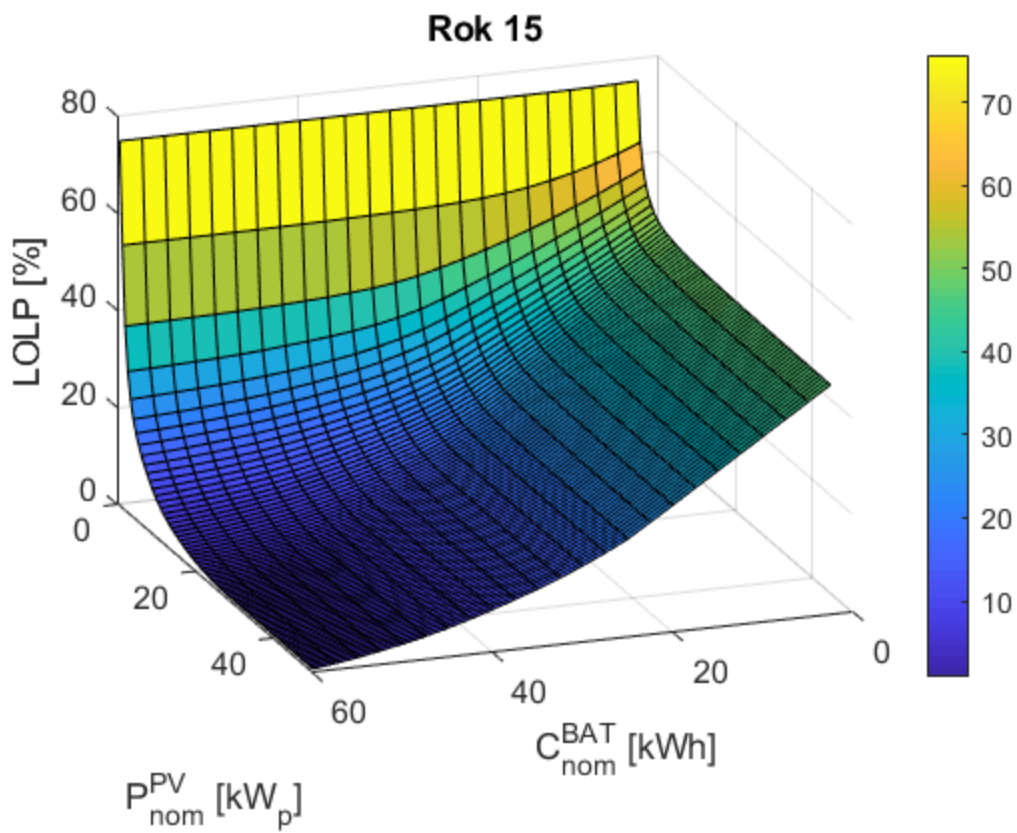
Energia zgromadzona w akumulatorze [kWh] - rok 15



Rys. 8.22. Energia zgromadzona w akumulatorze w poszczególnych godzinach piętnastego roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji PV



Rys.8.23. Wskaźnik LOLP w pierwszym roku eksploatacji rozpatrywanego układu w zależności od pojemności znamionowej akumulatora oraz mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej



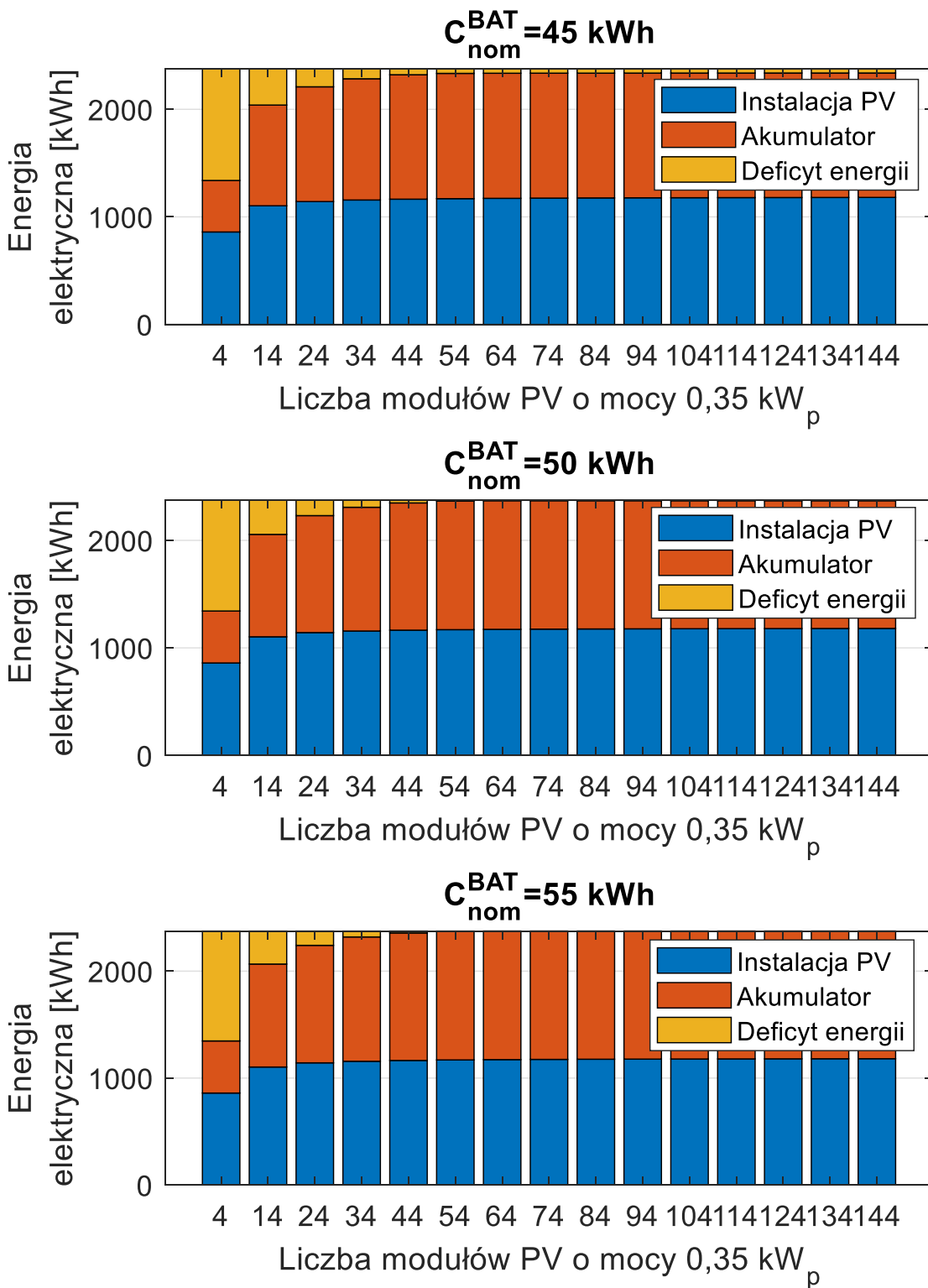
Rys.8.24. Wskaźnik LOLP w piętnastym roku eksploatacji rozpatrywanego układu w zależności od pojemności znamionowej akumulatora oraz mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej

Wykresy funkcji $LOLP = f(P_{nom}^{PV}, C_{nom}^{BAT})$ dla pierwszego i ostatniego roku eksploatacji dla zakresu ładowania 65% - 75% prezentują analogiczne zależności, jak w przypadku zakresu ładowania 25% - 100% (rys. 8.5 i 8.6). Wartości wskaźnika są wyższe dla 15-tego roku eksploatacji w przypadku znacznej części rozważanych konfiguracji, co oznacza większe prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania na energię w rozpatrywanym układzie. Wartości wskaźnika LOLP maleją wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej oraz znamionowej pojemności akumulatora. Wpływ wzrostu pojemności znamionowej akumulatora na poprawę niezawodności (obniżanie wartości LOLP) jest jednak znacznie mniejszy w przypadku zakresu pracy 65% - 75% niż dla zakresu 25% - 100%. Dla takiej samej zmiany znamionowej pojemności, różnica wartości LOLP jest mniejsza. Powodem tego jest oczywiście mniejsza dostępna pojemność (10% z wartości znamionowej). W rezultacie żądany poziom niezawodności jest możliwy do osiągnięcia w znacznie wyższym zakresie znamionowej pojemności (górny przedział zakresu poszukiwań).

Za pomocą rysunków 8.25 – 8.28 dokonano prezentacji graficznej bilansów energetycznych przeprowadzonych podczas symulacji. Rysunki 8.25 – 8.26 dotyczą bilansu pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie, natomiast rysunki 8.27 – 8.28 – bilansu energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną. Oba bilanse przedstawiono odpowiednio w pierwszym i ostatnim roku eksploatacji systemu PV/BAT. Bilanse dla trzech wybranych wariantów pojemności znamionowej magazynu – 45, 50 i 55 kWh – zaprezentowano w formie wykresów słupkowych w zależności od wzrastającej liczby modułów PV, którą w prosty sposób można przełożyć na moc zainstalowaną instalacji PV.

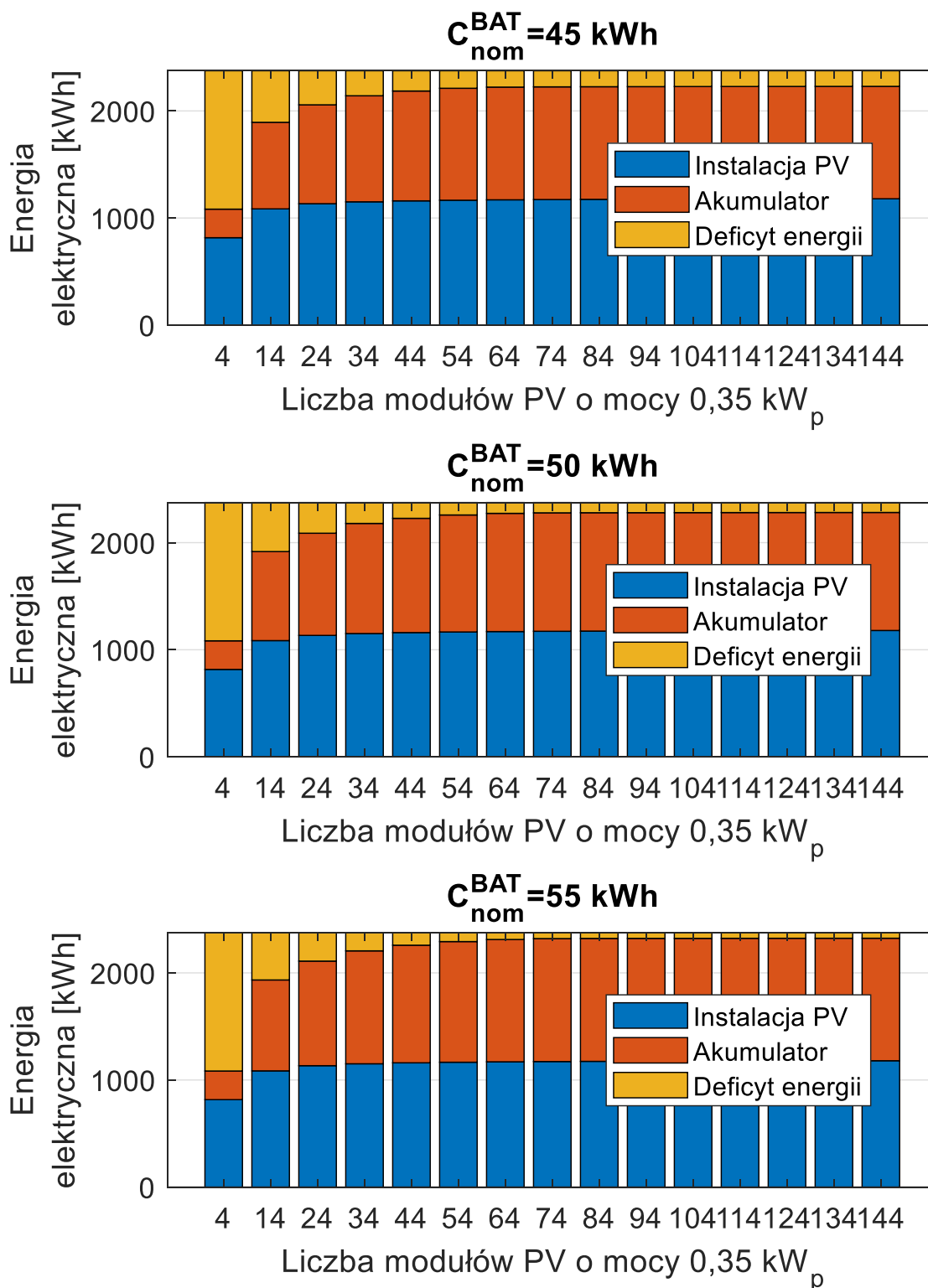
Analizując bilanse pokrywania zapotrzebowania na energię w układzie i energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną dla zakresu pracy akumulatora 65% - 75% można poczynić podobne obserwacje jak w przypadku zakresu pracy 25% - 100% (rys. 8.7 – 8.10). Im większa pojemność magazynu, tym mniejsza liczba modułów PV jest konieczna, by zmniejszyć lub wyeliminować deficyt energii w układzie. Jednak ze względu na fakt, że jedynie 10% znamionowej pojemności jest możliwe do wykorzystania, różnica w wymaganej mocy zainstalowanej PV jest znacznie mniejsza. Bilanse energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną w pierwszym (rys. 8.27) i ostatnim (rys. 8.28) roku eksploatacji ukazują rosnący udział energii przeznaczonej na pokrywanie obciążenia i ładowania akumulatora oraz skalę ewentualnego przewymiarowania w celu zapewnienia długoterminowej niezawodności.

Pokrywanie zapotrzebowania na energię w układzie - rok 1



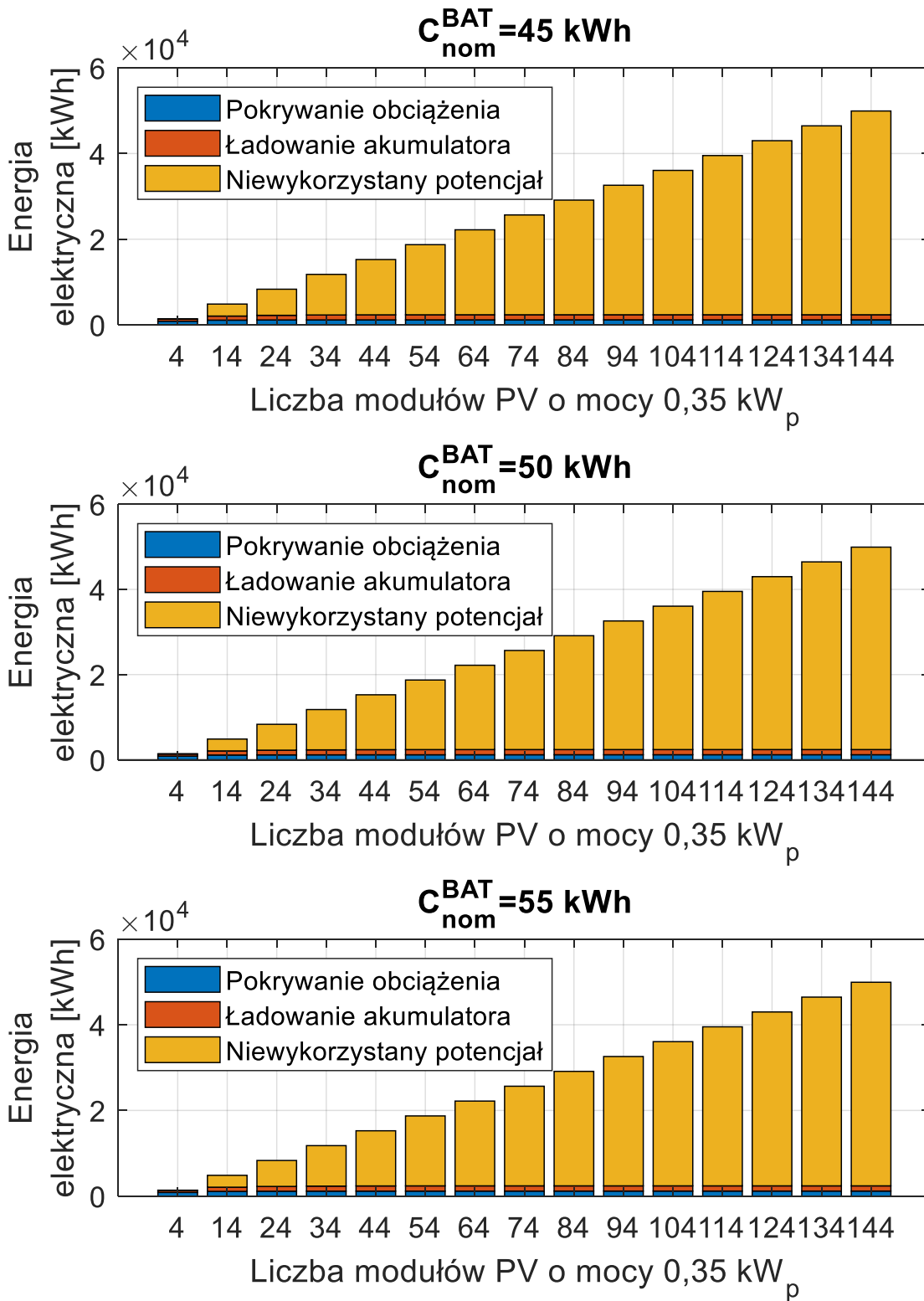
Rys.8.25. Bilans zapotrzebowania na energię w rozrywanym układzie w pierwszym roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej

Pokrywanie zapotrzebowania na energię w układzie - rok 15



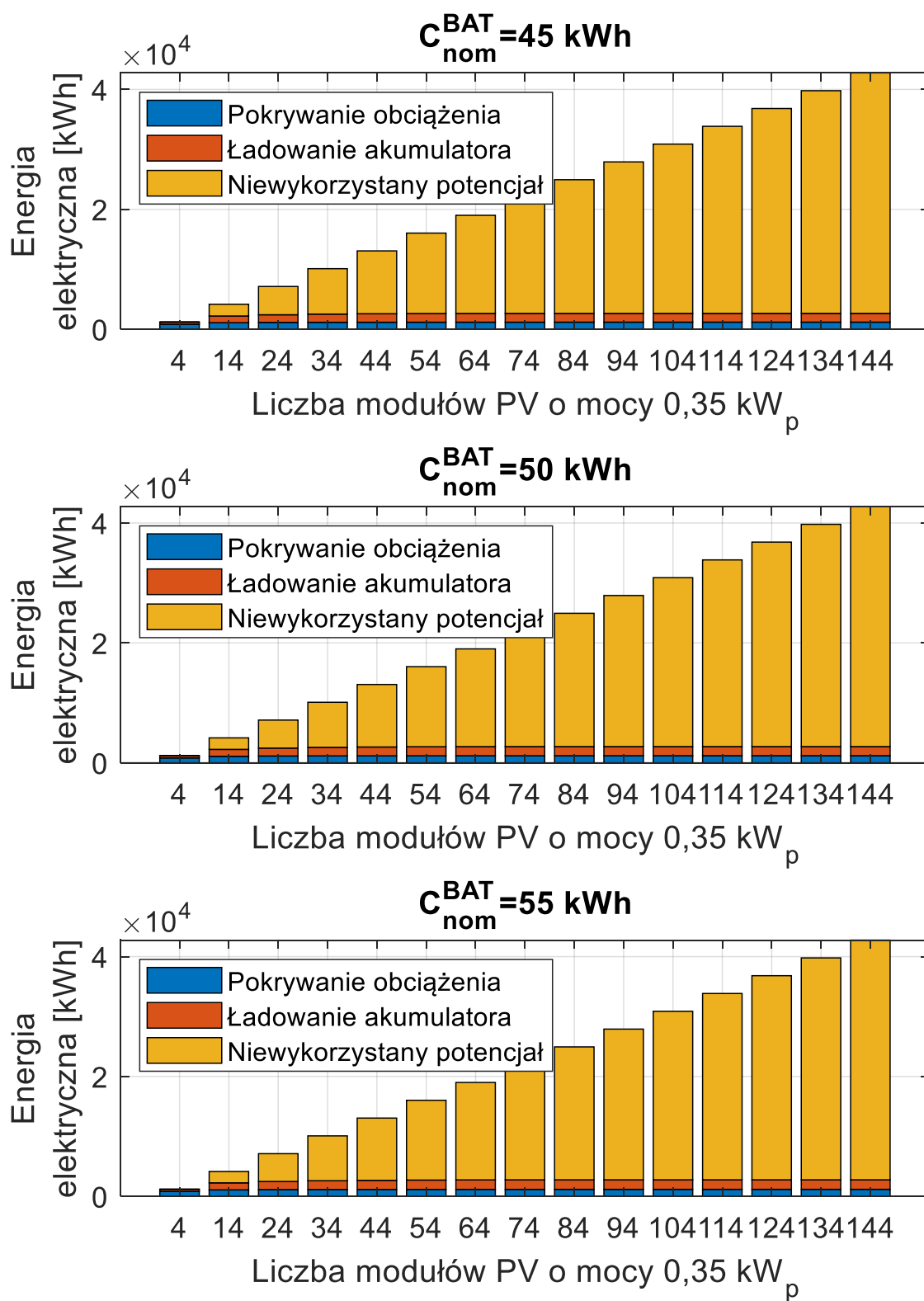
Rys.8.26. Bilans zapotrzebowania na energię w rozrywanym układzie w piętnastym roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej

Energia elektryczna generowana przez instalację PV - rok 1



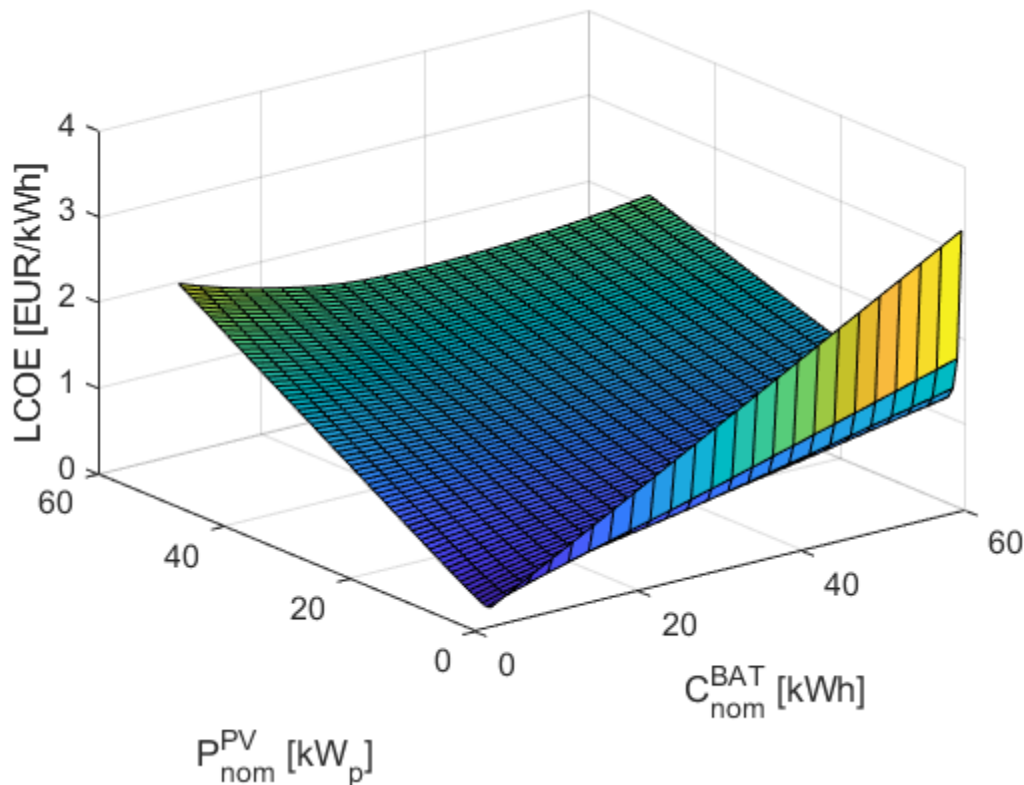
Rys.8.27. Bilans energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną w pierwszym roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej

Energia elektryczna generowana przez instalację PV - rok 15



Rys.8.28. Bilans energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną w piętnastym roku eksploatacji dla wybranych wariantów pojemności akumulatora i mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej

Wartości wskaźnika LCOE wyznaczonego na podstawie 15 lat eksploatacji z uwzględnieniem degradacji w zależności od pojemności znamionowej akumulatora oraz mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej przedstawiono za pomocą wykresu na rysunku 8.29. Wykres funkcji $LCOE = f(P_{nom}^{PV}, C_{nom}^{BAT})$ wyznaczony przy pominięciu spadku wydajności komponentów systemu jest analogiczny, jednak wartości wskaźnika są niższe dla odpowiadających sobie konfiguracji. Wynika to bezpośrednio z równania (7.48).



Rys.8.29. Wskaźnik LCOE wyznaczony na podstawie 15 lat eksploatacji z uwzględnieniem degradacji w zależności od pojemności znamionowej akumulatora oraz mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej

W tabeli 8.2 zamieszczono wyniki procesu wymiarowania uwzględniającego i nieuwzględniającego degradację elementów rozpatrywanego układu, dla ładowania i rozładowania akumulatora w zakresie 65% - 75% dostępnej pojemności.

Przy pominięciu degradacji komponentów systemu PV/BAT najniższą wartość LCOE, przy jednoczesnym spełnieniu kryterium niezawodnościowego, uzyskano dla znamionowej pojemności akumulatora równej 42,5 kWh oraz mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej równej 14,7 kW_p. Konfiguracja ta zapewnia LCOE na poziomie 1,0324 EUR/kWh.

Tabela 8.2. Wyniki procesu wymiarowania, uwzględniającego i nieuwzględniającego degradacji elementów rozpatrywanego układu, dla ładowania i rozładowania akumulatora w zakresie 65% - 75% dostępnej pojemności

	Nieuwzględnienie degradacji podczas eksploatacji	Uwzględnienie degradacji podczas eksploatacji
Znamionowa pojemność akumulatora C_{nom}^{BAT} [kWh]	42,5	52,5
Moc zainstalowana instalacji PV P_{nom}^{PV} [kW _p]	14,7	16,8
Wskaźnik niezawodności LOLP w 15. roku eksploatacji $LOLP_{t=15}$ [%]	4,7484	4,8871
Wskaźnik ekonomiczny LCOE [EUR/kWh]	1,0324	1,2061

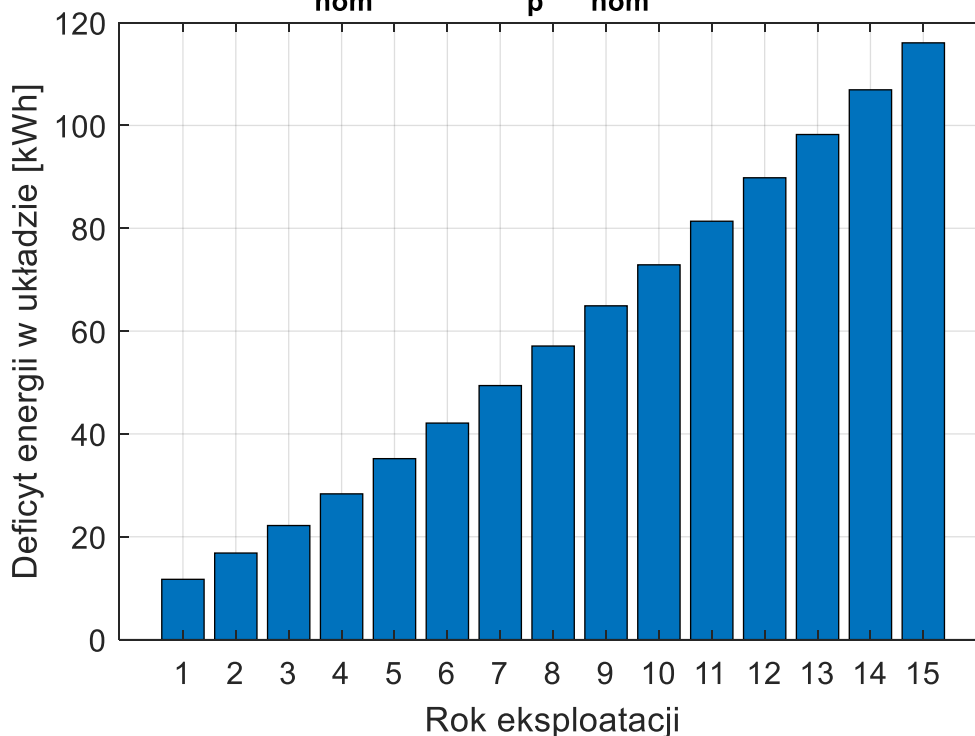
Uwzględniając degradację komponentów, poprzednio wybrana konfiguracja budowy układu (42,5 kWh, 14,7 kW_p) nie jest w stanie zapewnić wymaganego poziomu niezawodności w 15-tym roku eksploatacji ($LOLP \leq 5\%$). Aby osiągnąć żądany poziom niezawodności w ostatnim roku eksploatacji konieczne jest przewymiarowanie układu. W tym przypadku najniższa wartość LCOE, przy jednoczesnym zapewnieniu wymaganej wartości LOLP, została osiągnięta dla znamionowej pojemności akumulatora równej 52,5 kWh oraz mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej równej 16,8 kW_p. Konfiguracja ta zapewnia LCOE na poziomie 1,2061 EUR/kWh.

Uwzględnienie degradacji w procesie wymiarowania spowodowało zwiększenie znamionowej pojemności akumulatora o 23,53%, wzrost mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej o 12,5% oraz wzrost kosztu energii elektrycznej w systemie (LCOE) o 16,82%.

Dla najlepszego wariantu budowy układu z uwzględnieniem degradacji (52,5 kWh, 16,8 kW_p) na rysunkach 8.30 – 8.33 zaprezentowano wartości kluczowych wielkości w kolejnych latach eksploatacji. Podobnie jak w przypadku pracy akumulatora w zakresie 25% - 100% pojemności (rys. 8.12 – 8.15), obserwować można wzrost deficytu energii od ok. 10 kWh do niemal 120 kWh (rys. 8.30), wzrost wskaźnika LOLP z wartości poniżej 0,5% do niemal 5% (rys.8.33), zmniejszenie udziału instalacji PV i magazynu w pokrywaniu obciążenia (rys. 8.32) oraz zmniejszenie niewykorzystanego potencjału PV (rys. 8.33).

Deficyt energii w układzie w kolejnych latach eksploatacji

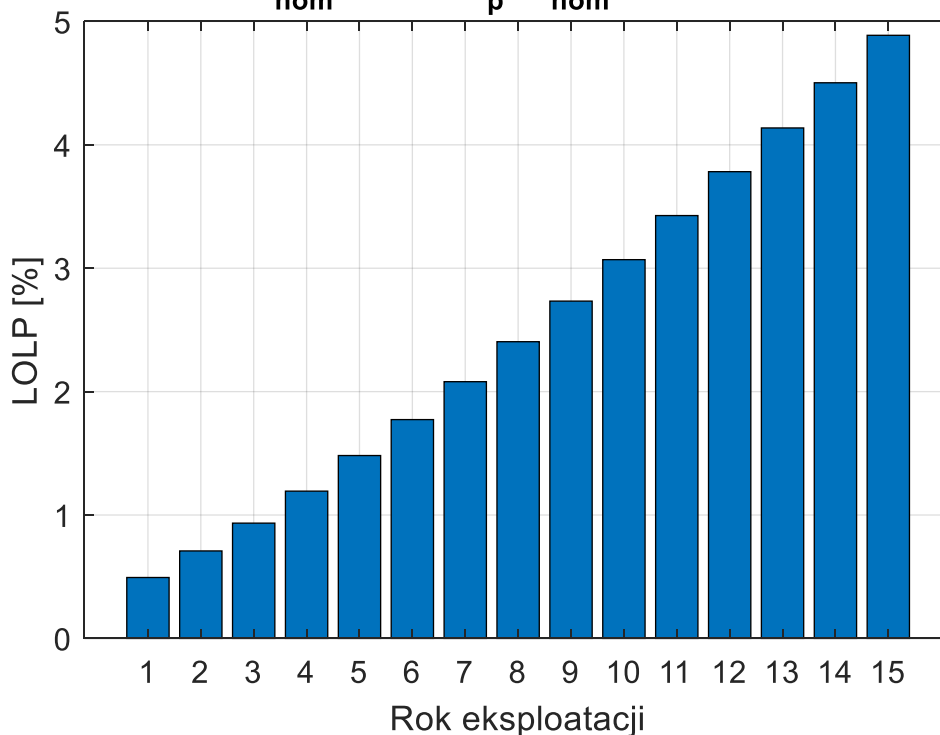
$$P_{\text{nom}}^{\text{PV}} = 16,8 \text{ kW}_p, C_{\text{nom}}^{\text{BAT}} = 52,5 \text{ kWh}$$



Rys.8.30. Deficyt energii w układzie w kolejnych latach eksploatacji dla najlepszego wariantu

LOLP w kolejnych latach eksploatacji

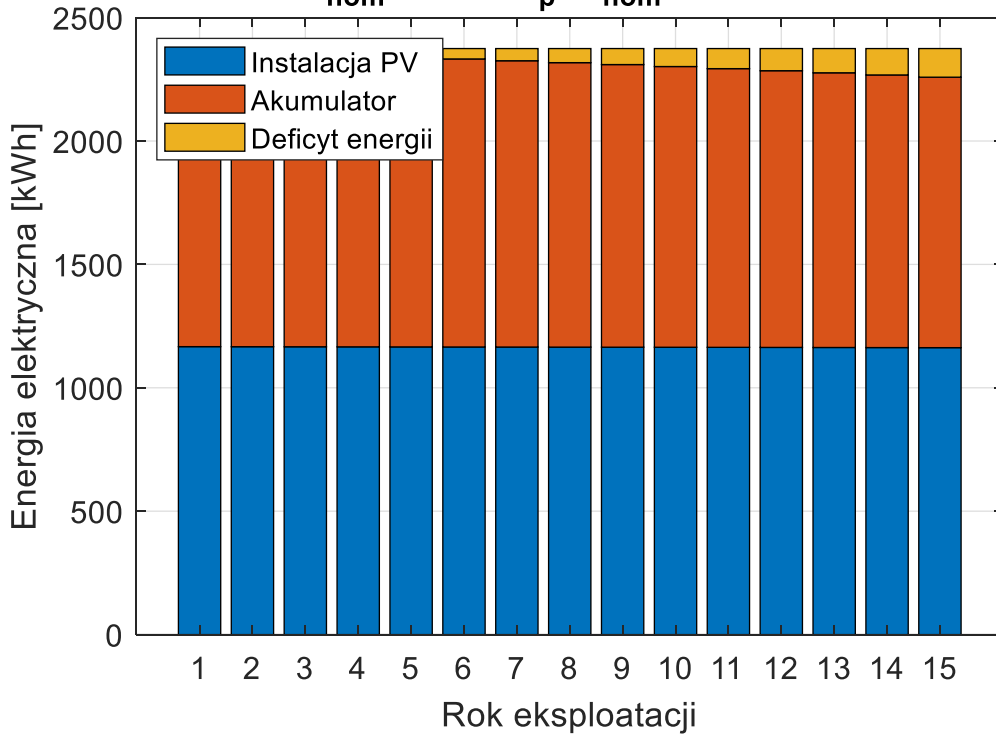
$$P_{\text{nom}}^{\text{PV}} = 16,8 \text{ kW}_p, C_{\text{nom}}^{\text{BAT}} = 52,5 \text{ kWh}$$



Rys.8.31. Wskaźnik LOLP w kolejnych latach eksploatacji układu dla najlepszego wariantu

Pokrywanie zapotrzebowania na energię w układzie

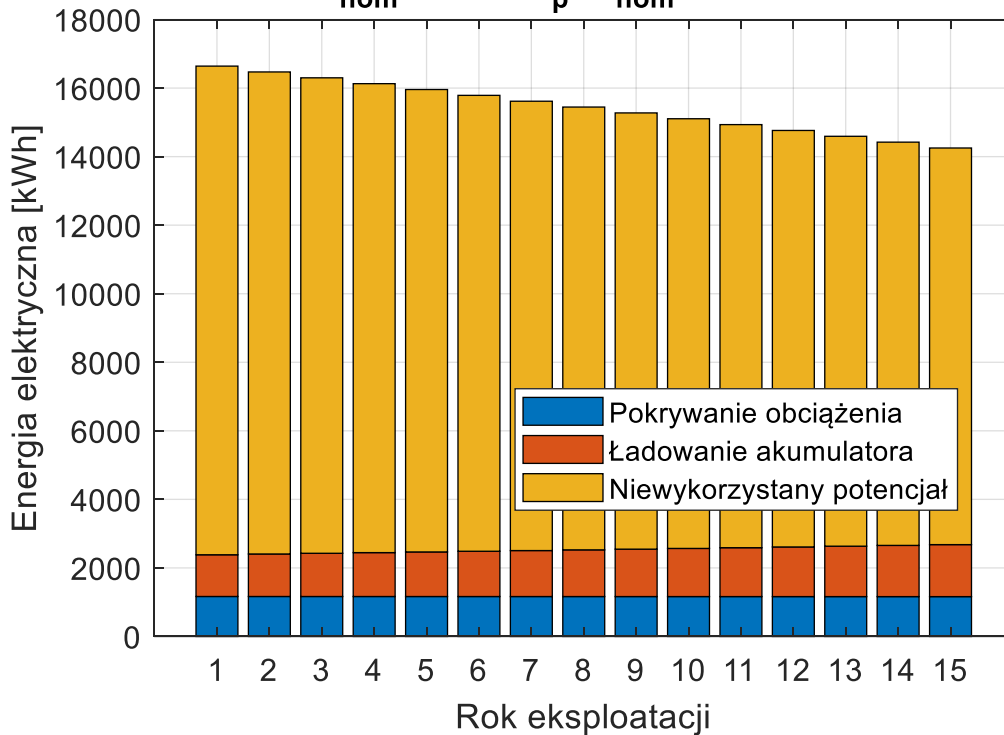
$$P_{\text{nom}}^{\text{PV}} = 16,8 \text{ kW}_p, C_{\text{nom}}^{\text{BAT}} = 52,5 \text{ kWh}$$



Rys.8.32. Bilans zapotrzebowania na energię w układzie w kolejnych latach eksploatacji dla najlepszego wariantu

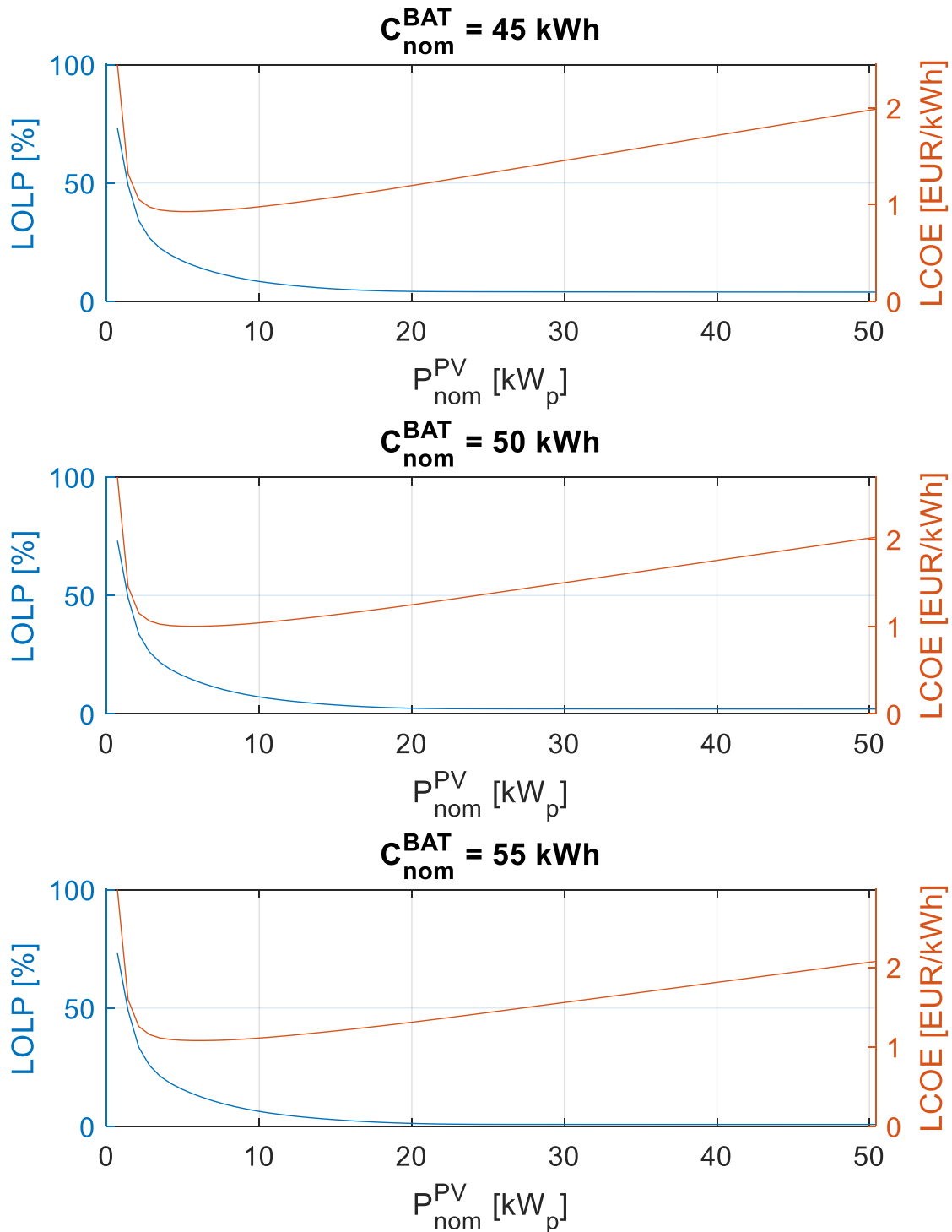
Energia generowana przez instalację PV

$$P_{\text{nom}}^{\text{PV}} = 16,8 \text{ kW}_p, C_{\text{nom}}^{\text{BAT}} = 52,5 \text{ kWh}$$



Rys.8.33. Bilans energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną w kolejnych latach eksploatacji dla najlepszego wariantu

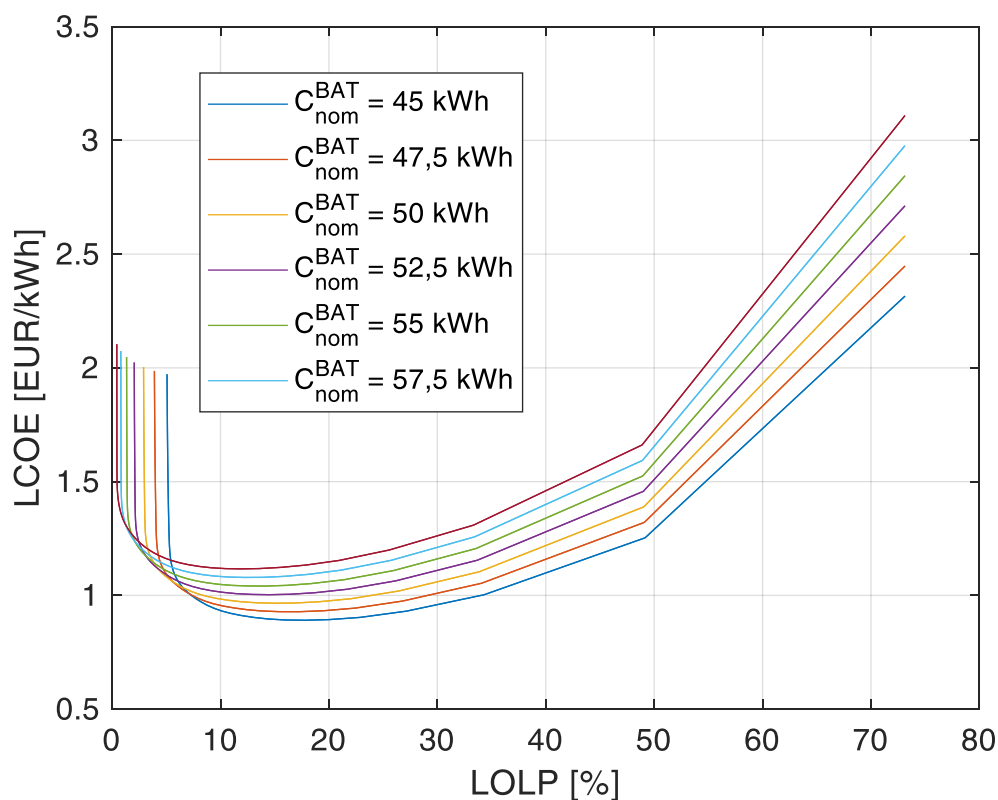
Na rysunki 8.34 przedstawiono zależność wskaźników LOLP i LCOE od mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej dla wybranych wariantów znamionowej pojemności magazynu.



Rys.8.34. LOLP oraz LCOE wyznaczone da 15-letniego okresu eksploatacji w zależności od mocy zainstalowanej instalacji PV dla wybranych wariantów pojemności akumulatora

Podobnie jak w przypadku pracy akumulatora w zakresie 25% - 100% znamionowej pojemności, także dla zakresu 65% - 75%, dla dowolnie wybranej znamionowej pojemności akumulatora LOLP maleje wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej. Dla każdej pojemności można też wyznaczyć wartość graniczną LOLP, kiedy dalsze zwiększanie mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej nie ma wpływu na niezawodność układu. Dla każdej znamionowej pojemności akumulatora istnieje taka wartość mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej, przy której LCOE osiąga wartość minimalną.

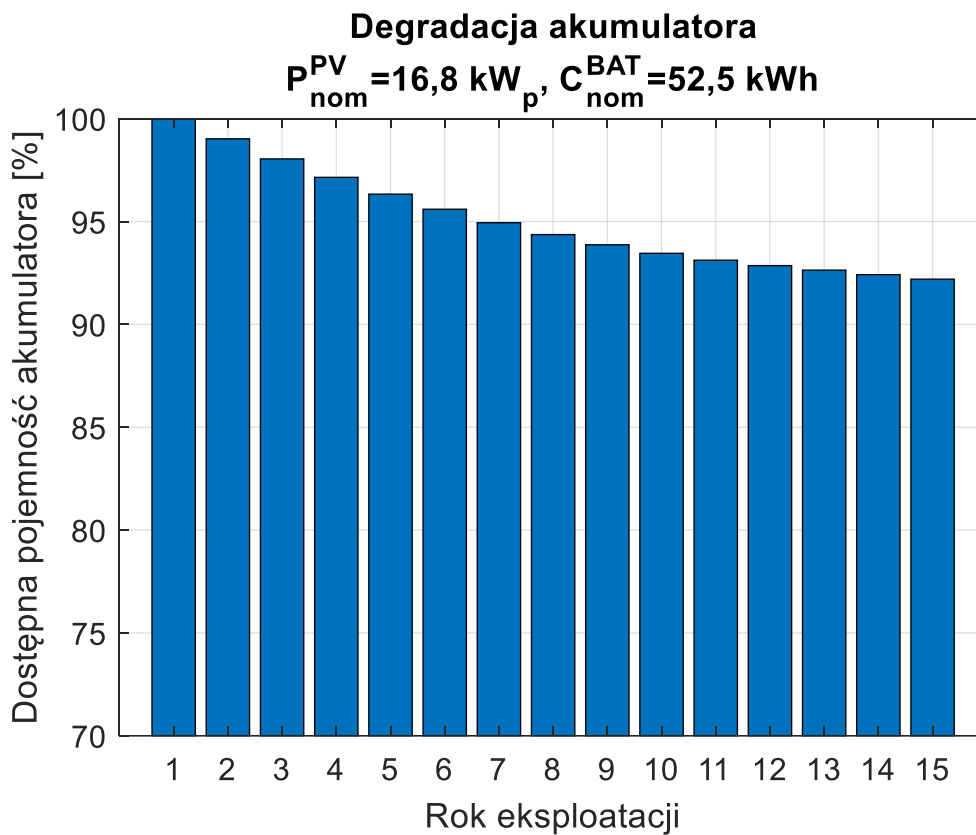
Na rysunku 8.35 zaprezentowano wzajemną zależność wskaźników LOLP i LCOE dla kilku wybranych wariantów znamionowej pojemności magazynu.



Rys. 8.35. LCOE w funkcji LOLP, wyznaczonego dla 15-letniego okresu eksploatacji, dla wybranych wariantów pojemności akumulatora

W porównaniu do analogicznego wykresu sporządzonego dla pracy akumulatora w zakresie 25% - 100% pojemności znamionowej (rys.8.17), odpowiadające sobie wartości LOLP osiągają wyższe wartości wskaźnika LCOE. Oznacza to, że decydując się na pracę akumulatora w mniejszym zakresie pojemności w celu ograniczenia postępu jego degradacji, należy liczyć się z większym przewymiarowaniem układu i co za tym idzie, wyższymi kosztami energii (wskaźnika LCOE).

Na rysunku 8.36 przedstawiono postępującą degradację akumulatora w ciągu lat eksploatacji, wyrażoną jako spadek dostępnej pojemności akumulatora.



Rys. 8.36. Spadek dostępnej pojemności akumulatora na skutek degradacji w kolejnych latach eksploatacji układu dla najlepszego wariantu

W rozważanym przypadku praca akumulatora odbywa się w małym zakresie pojemności znamionowej 65% - 75%. Jak już wspomniano, takie podejście wiąże się z koniecznością znacznego przewymiarowania układu i ponoszenia wyższych kosztów energii. Z drugiej strony, dzięki temu możliwe jest ograniczenie tempa degradacji akumulatora w ciągu lat eksploatacji. Po 15-stu latach eksploatacji dostępna pojemność spada do poziomu ok. 93% pojemności początkowej (znamionowej). Oznacza to, że akumulator może w dalszym ciągu być eksploatowany i służyć jako magazyn energii w rozważanym systemie. Wydłużenie okresu eksploatacji może korzystnie wpłynąć na opłacalność inwestycji.

8.4. Analiza porównawcza

Symulacje, których przykładowe wyniki zaprezentowano w rozdz. 8.2 i 8.3, zostały przeprowadzone dla wszystkich sześciu analizowanych wariantów pracy akumulatora w różnych, poprzednio zdefiniowanych, zakresach ładowania i rozładowania. Symulacje pracy układu w ciągu lat eksploatacji są niezbędną częścią procesu wymiarowania, prowadzącego do wskazania najbardziej ekonomicznej konfiguracji budowy układu, która jednocześnie spełnia kryterium niezawodnościowe. Zatem do kluczowych wyników procesu wymiarowania zalicza się znamionową moc akumulatora, moc zainstalowaną instalacji fotowoltaicznej oraz osiągnięty przez daną konfigurację wskaźnik LCOE.

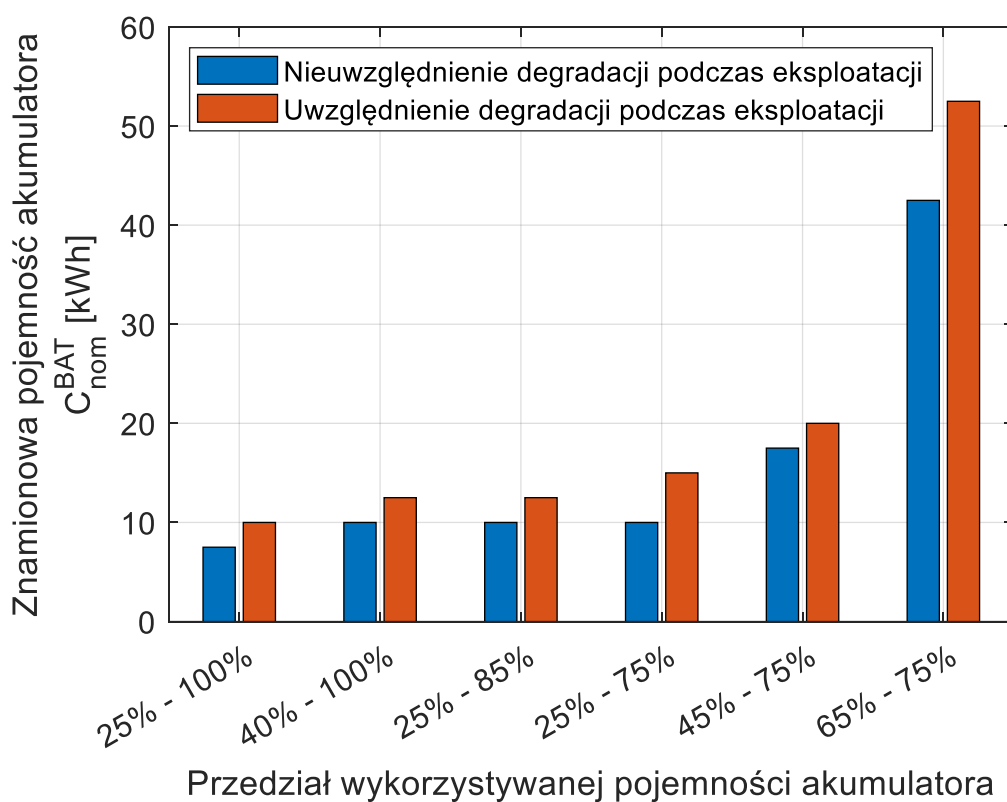
Proces wymiarowania został przeprowadzony dwójako: z pominięciem oraz z uwzględnieniem degradacji komponentów układu. Wymiarowanie, w którym nie uwzględniono degradacji, polega na przyjęciu założenia, że zdolności produkcyjne układu przez cały okres eksploatacji są takie same jak na początku pracy, tzn. w pierwszym roku eksploatacji. Przy przyjęciu stałego profilu obciążenia, takie założenie prowadzi do uzyskania jednakowego deficytu energii we wszystkich latach eksploatacji a w konsekwencji przeszacowania niezawodności układu (zaniżenia wskaźnika LOLP) w stosunku do rzeczywistości. Jak dowiedziono w rozdz. 5., jest to jednak podejście powszechnie wykorzystywane w badaniach naukowych oraz oprogramowaniu komercyjnym. Autorzy najczęściej dokonują optymalnego wymiarowania instalacji opartych na odnawialnych źródłach energii na podstawie jednego roku eksploatacji, tzn. na podstawie danych znamionowych.

Proces wymiarowania uwzględniający degradację komponentów wykorzystuje wyniki symulacji pracy układu w perspektywie długoterminowej, zaprezentowane w rozdziale 8.2 i 8.3. Aktualizacja parametrów związanych z wydajnością instalacji fotowoltaicznej i magazynu energii pozwala określić przewidywany wzrost deficytu energii w kolejnych latach. Takie podejście pomaga zwiększyć świadomość inwestora, co do poziomu niezawodności systemu o dowolnej strukturze w przyszłości. Co jednak istotniejsze z punktu widzenia niniejszej pracy, metoda ta pozwala dostosować decyzję inwestycyjną do żądanego poziomu niezawodności w przyszłości, uwzględniając szacowany wzrost kosztów z tym związany. W tym przypadku wymiarowanie polega na wyborze najbardziej opłacalnej konfiguracji budowy układu, która spełnia zadany poziom LOLP w 15-tym roku eksploatacji przy uwzględnieniu spadku wydajności.

Wymiarowanie systemu w oparciu o niezawodność w perspektywie długoterminowej z uwzględnieniem degradacji wiąże się z koniecznością przewymiarowania układu w stosunku do podejścia pomijającego starzenie się komponentów. Oznacza to dobór konfiguracji o większej pojemności magazynu i/lub mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej, co przekłada się też na wyższe koszty energii w systemie (wyższy wskaźnik LCOE).

Prezentowana w niniejszym rozdziale analiza porównawcza ma na celu zestawienie wyników wymiarowania wspomnianymi dwiema metodami. Składa się na nią określenie skali przewymiarowania komponentów oraz wyznaczenie wzrostu kosztów energii na skutek uwzględnienia degradacji w procesie wymiarowania. Zarówno przewymiarowanie, jak i przewidywany wzrost kosztów podano w ujęciu względnym. Dodatkowo analiza porównawcza obejmuje wszystkie analizowane warianty pracy akumulatora związane z dopuszczalnymi zakresami ładowania i rozładowania.

Wyniki wymiarowania w zakresie doboru znamionowej pojemności akumulatora zaprezentowano na rysunku 8.37 oraz w tabeli 8.3.



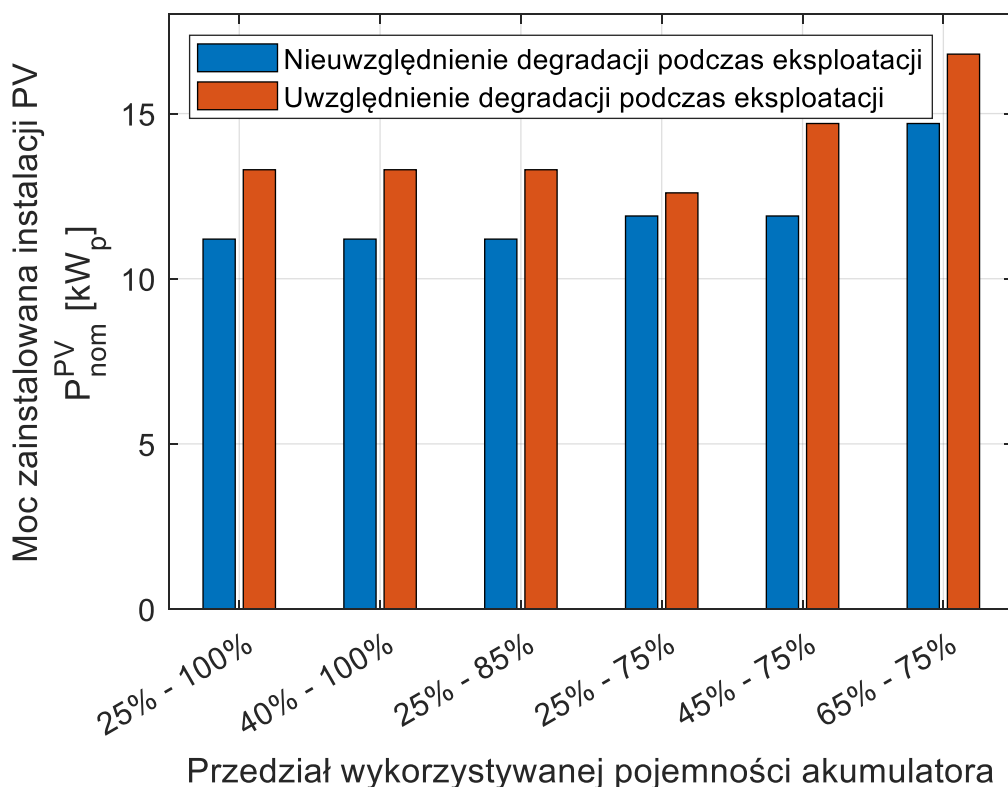
Rys. 8.37. Wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru pojemności znamionowej akumulatora przy uwzględnieniu oraz nieuwzględnieniu degradacji

Tabela 8.3. Wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru pojemności znamionowej akumulatora przy uwzględnieniu oraz nieuwzględnieniu degradacji

Przedział pracy akumulatora	Znamionowa pojemność akumulatora C_{nom}^{BAT} [kWh]		Względne przewymiarowanie na skutek uwzględnienia degradacji p_c [%]
	nieuwzględnienie degradacji podczas eksploatacji	uwzględnienie degradacji podczas eksploatacji	
25% - 100%	7,5	10	33,3
40% - 100%	10	12,5	25
25% - 85%	10	12,5	25
25% - 75%	10	15	50
45% - 75%	17,5	20	14,3
65% - 75%	42,5	52,5	23,5

Na skutek uwzględnienia degradacji komponentów systemu PV/BAT w procesie wymiarowania znamionowa pojemność akumulatora wzrosła dla wszystkich wariantów zakresu ładowania i rozładowania akumulatora. W ujęciu bezwzględnym wzrost wskazywanej pojemności wynosił od 2,5 kWh do 10 kWh, natomiast w ujęciu względnym od 14,3% do nawet 50%. Najmniejszy bezwzględny przyrost pojemności znamionowej wystąpił dla wariantów pracy w zakresie 25% - 100%, 40% - 100%, 25% - 85% i 45% - 75%, z kolei największy – dla wariantu pracy w zakresie 65% - 75%. Najmniejsze względne przewymiarowanie na skutek uwzględnienia degradacji dotyczyło zakresu pracy 45% - 75%, natomiast największe – 25% - 75%.

Wyniki wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej zaprezentowano na rysunku 8.38 oraz w tabeli 8.4. Na skutek uwzględnienia degradacji komponentów w procesie wymiarowania moc zainstalowana instalacji fotowoltaicznej, podobnie jak znamionowa pojemność akumulatora, wzrosła dla wszystkich wariantów zakresu ładowania i rozładowania akumulatora. W ujęciu bezwzględnym wzrost wskazywanej mocy zainstalowanej wynosił od 0,7 kW_p do 2,8 kW_p, natomiast w ujęciu względnym od 5,9% do 23,5%. Najmniejszy bezwzględny przyrost mocy zainstalowanej wystąpił dla wariantu pracy w zakresie 25% - 75%, z kolei największy – dla wariantu pracy w zakresie 45% - 75%. Najmniejsze względne przewymiarowanie na skutek uwzględnienia degradacji dotyczyło zakresu pracy 25% - 75%, natomiast największe – 45% - 75%. W tym przypadku warianty pracy akumulatora charakteryzujące się największym i najmniejszym względnym i bezwzględnym przewymiarowaniem pokrywały się.

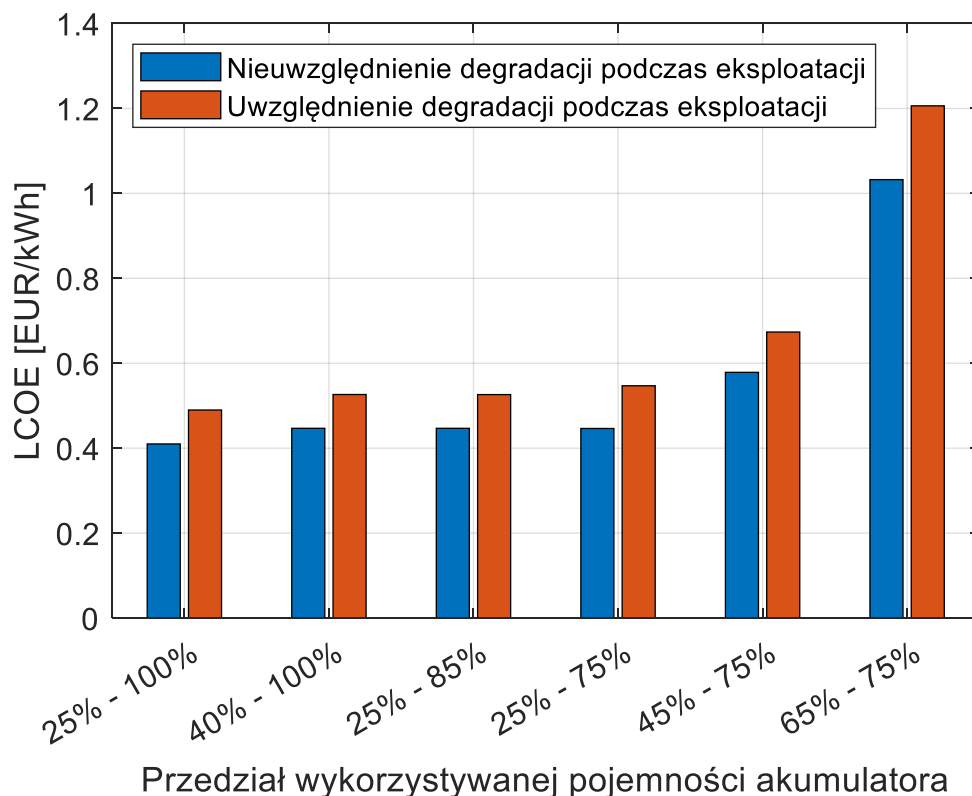


Rys. 8.38. Wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji PV przy uwzględnieniu oraz nieuwzględnieniu degradacji

Tabela 8.4. Wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji PV przy uwzględnieniu oraz nieuwzględnieniu degradacji

Przedział pracy akumulatora	Moc zainstalowana instalacji PV P_{nom}^{PV} [kW _p]		Względne przewymiarowanie na skutek uwzględnienia degradacji p_{PV} [%]
	nieuwzględnienie degradacji podczas eksploatacji	uwzględnienie degradacji podczas eksploatacji	
25% - 100%	11,2	13,3	18,8
40% - 100%	11,2	13,3	18,8
25% - 85%	11,2	13,3	18,8
25% - 75%	11,9	12,6	5,9
45% - 75%	11,9	14,7	23,5
65% - 75%	14,7	16,8	14,3

Wzrost kosztów energii (wskaźnika LCOE) na skutek uwzględnienia degradacji w procesie wymiarowania zaprezentowano na rysunku 8.39 oraz w tabeli 8.5.



Rys. 8.39. Wyniki oceny ekonomicznej rozwiązań procesu wymiarowania za pomocą wskaźnika LCOE przy uwzględnieniu oraz nieuwzględnieniu degradacji

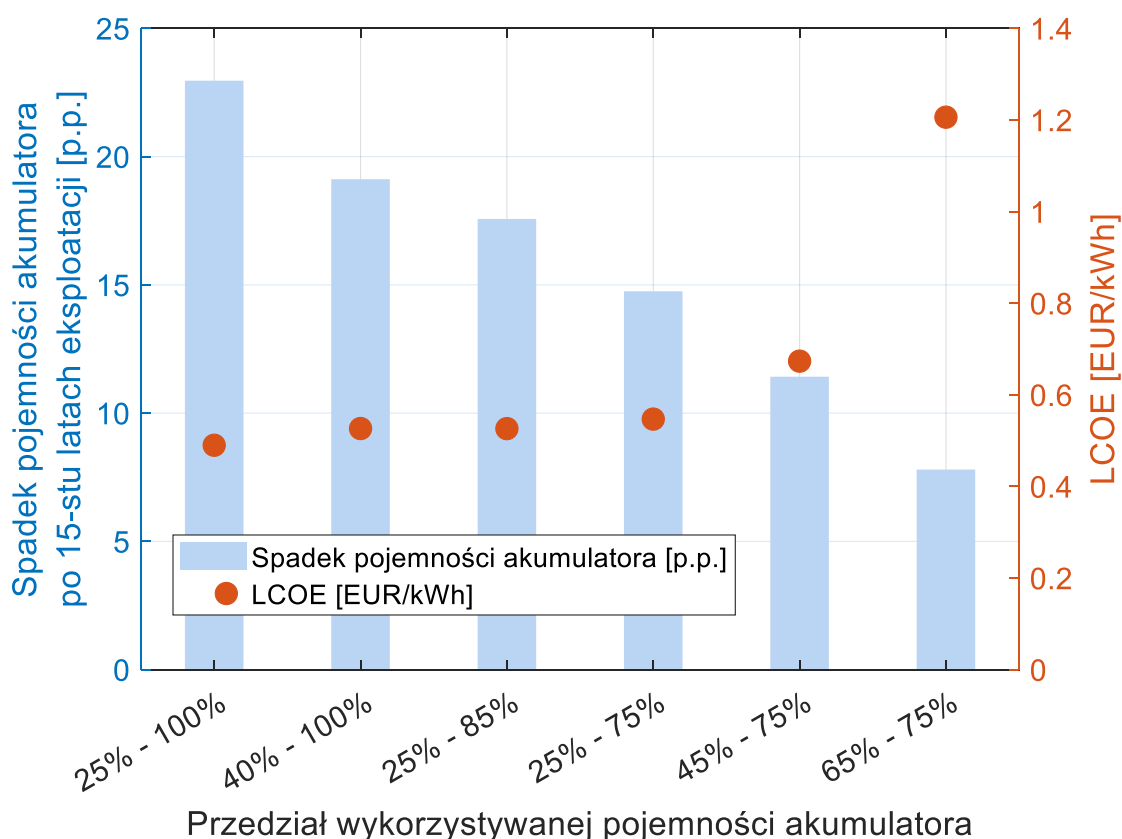
Tabela 8.5. Wyniki oceny ekonomicznej rozwiązań procesu wymiarowania za pomocą wskaźnika LCOE przy uwzględnieniu oraz nieuwzględnieniu degradacji

Przedział pracy akumulatora	LCOE [EUR/kWh]		Względny wzrost kosztów p_{LCOE} [%]
	nieuwzględnienie degradacji podczas eksploatacji	uwzględnienie degradacji podczas eksploatacji	
25% - 100%	0,4100	0,4899	19,5
40% - 100%	0,4468	0,5264	17,8
25% - 85%	0,4468	0,5262	17,8
25% - 75%	0,4464	0,5470	22,5
45% - 75%	0,5786	0,6735	16,4
65% - 75%	1,0324	1,2061	16,8

Najmniejszy bezwzględny wzrost wskaźnika LCOE występuje dla wariantu pracy akumulatora w zakresie 25% - 85% i wynosi 0,0794 EUR/kWh. Z kolei największy bezwzględny wzrost wskaźnika LCOE na poziomie 0,1737 EUR/kWh dotyczy wariantu pracy w zakresie 65% - 75%. Względny wzrost kosztów zawiera się w przedziale od 16,4% dla zakresu 45% - 75% do 22,5% dla zakresu 25% - 75%.

Warto zauważyć, że wariant pracy akumulatora w zakresie 45% - 75% pojemności znamionowej, cechuje najmniejsze względne przewymiarowanie akumulatora (14,3%), największe względne przewymiarowanie instalacji fotowoltaicznej (23,5%) a przy tym najmniejszy względny przyrost wskaźnika LCOE (16,4%). Z kolei wariant pracy akumulatora w zakresie 25% - 75% osiąga wyniki przeciwstawne – największe względne przewymiarowanie akumulatora (50%), najmniejsze względne przewymiarowanie instalacji fotowoltaicznej (5,9%) a przy tym największy względny wzrost kosztów (22,5%). Dodatkowo wariant cechujący się największym bezwzględnym przewymiarowaniem akumulatora na poziomie 10 kWh (65% - 75%) osiąga też największy bezwzględny wzrost kosztów na poziomie 0,1737 EUR/kWh. Na tej podstawie stwierdzić można, że na wzrost kosztów energii w systemie determinujący wpływ ma przewymiarowanie akumulatora.

Na rysunku 8.40 zaprezentowano zestawienie spadku pojemności akumulatora w ujęciu procentowym po 15-stu latach eksploatacji oraz wskaźnika LCOE w zależności od zakresu pracy akumulatora. Informacje uzupełniające umieszczono w tabeli 8.6.



Rys. 8.40. Zestawienie spadku pojemności akumulatora po 15-stu latach eksploatacji oraz LCOE w zależności od zakresu pracy akumulatora

Tabela 8.6. Zestawienie spadku pojemności akumulatora po 15-stu latach eksploatacji oraz LCOE w zależności od zakresu pracy akumulatora

Przedział pracy akumulatora	Najlepsza konfiguracja		Dostępna pojemność akumulatora w 15-tym roku eksploatacji [%]	Spadek pojemności akumulatora po 15-stu latach eksploatacji [p.p.]	LCOE [EUR/kWh]
	P_{nom}^{PV} [kW _p]	C_{nom}^{BAT} [kWh]			
25% - 100%	13,3	10	77,04	22,96	0,4899
40% - 100%	13,3	12,5	80,88	19,12	0,5264
25% - 85%	13,3	12,5	82,43	17,57	0,5262
25% - 75%	12,6	15	85,25	14,75	0,5470
45% - 75%	14,7	20	88,58	11,42	0,6735
65% - 75%	16,8	52,5	92,20	7,8	1,2061

Na podstawie przeprowadzonych symulacji oraz danych zestawionych w tabeli 8.6 należy stwierdzić, że im mniejszy procentowy przedział wykorzystywanej znamionowej pojemności akumulatora, tym większe jest jego przewymiarowanie w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu niezawodności. Jeżeli akumulator wykorzystuje 75% znamionowej pojemności wystarczający jest magazyn 10 kWh, jeżeli jednak wykorzystuje się jedynie 10% znamionowej pojemności, konieczne jest zapewnienie 52,5 kWh. Zwiększenie znamionowej pojemności akumulatora wpływa na wzrost wskaźnika LCOE. Dla zakresu pracy 25% - 100% wynosi on 0,4899 EUR/kWh, natomiast dla zakresu pracy 65% - 75% - 1,2061 EUR/kWh. Oznacza to, że zmiana zakresu pracy akumulatora z wariantu wykorzystującego 75% znamionowej pojemności na wariant wykorzystujący 10% znamionowej pojemności prowadzi do wzrostu kosztów energii w systemie o 146,2%. W tym przypadku przewymiarowanie nie wynika z uwzględnienia degradacji w procesie wymiarowania, ponieważ wszystkie porównywane konfiguracje na rysunku 8.40 oraz w tabeli 8.6 wyznaczono z uwzględnieniem spadku wydajności komponentów w czasie eksploatacji. Omawiane przewymiarowanie wynika ze zmniejszenia zakresu wykorzystywanej pojemności akumulatora. Ma to na celu spowolnienie tempa jego degradacji. Zestawienie na rysunku 8.40 oraz dane w tabeli 8.6 wskazują, że rozwiązanie przynosi zamierzony skutek. Po 15-stu latach pracy akumulatora w zakresie pojemności 25% - 100%, dostępna pojemność akumulatora spada do 77,04% wartości początkowej (spadek o 22,96 p.p.). Taka wartość może wykluczać akumulator z dalszej eksploatacji. Natomiast w zakresie pracy 65% - 75%, dostępna pojemność akumulatora spada jedynie do 92,2% wartości początkowej (spadek o 7,8 p.p.). Jest to podstawa do dalszej eksploatacji akumulatora.

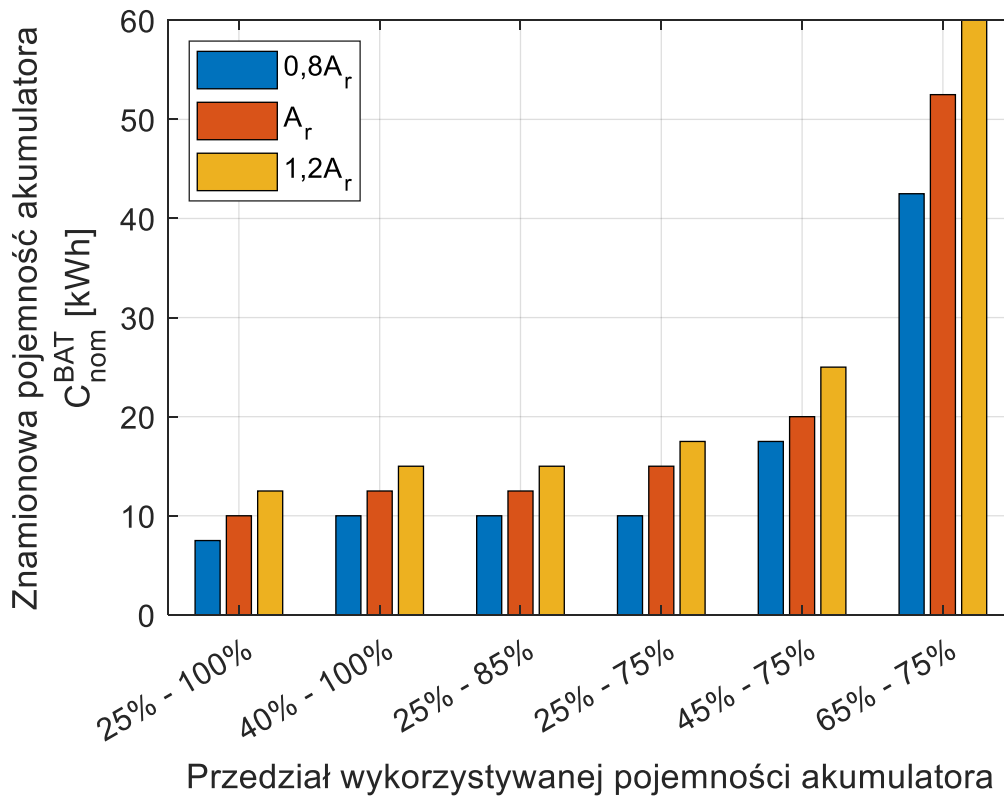
8.5. Analiza wrażliwości

Analiza wrażliwości ma na celu zbadanie, które czynniki mają największy wpływ na zmianę uzyskanych wyników. Jest to również sposób na rozważenie możliwych scenariuszy, takich jak wzrost zapotrzebowania na moc na przestrzeni lat eksploatacji, zmiana warunków meteorologicznych na skutek zmian klimatycznych lub zmiana akceptowalnego poziomu niezawodności systemu.

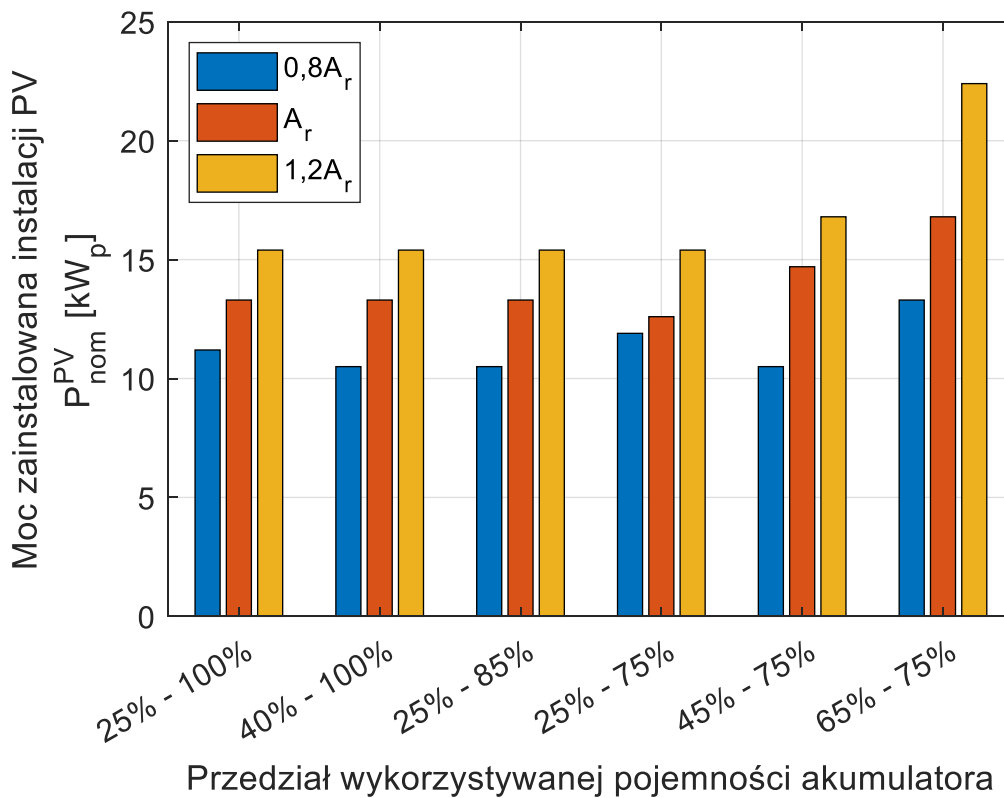
W pierwszej kolejności zbadano wpływ zmiany obciążenia, wyznaczanego w oparciu o wartość rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną A_r (wzór (7.2)), na wyniki procesu wymiarowania. Badanie przeprowadzono zmniejszając i zwiększając wartość początkową rocznego zapotrzebowania na energię o 20% w stosunku do wartości początkowej. Wyniki zaprezentowano w tabeli 8.7 oraz na rysunkach 8.41 – 8.43.

Tabela 8.7. Wpływ zmiany rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną na wyniki procesu wymiarowania

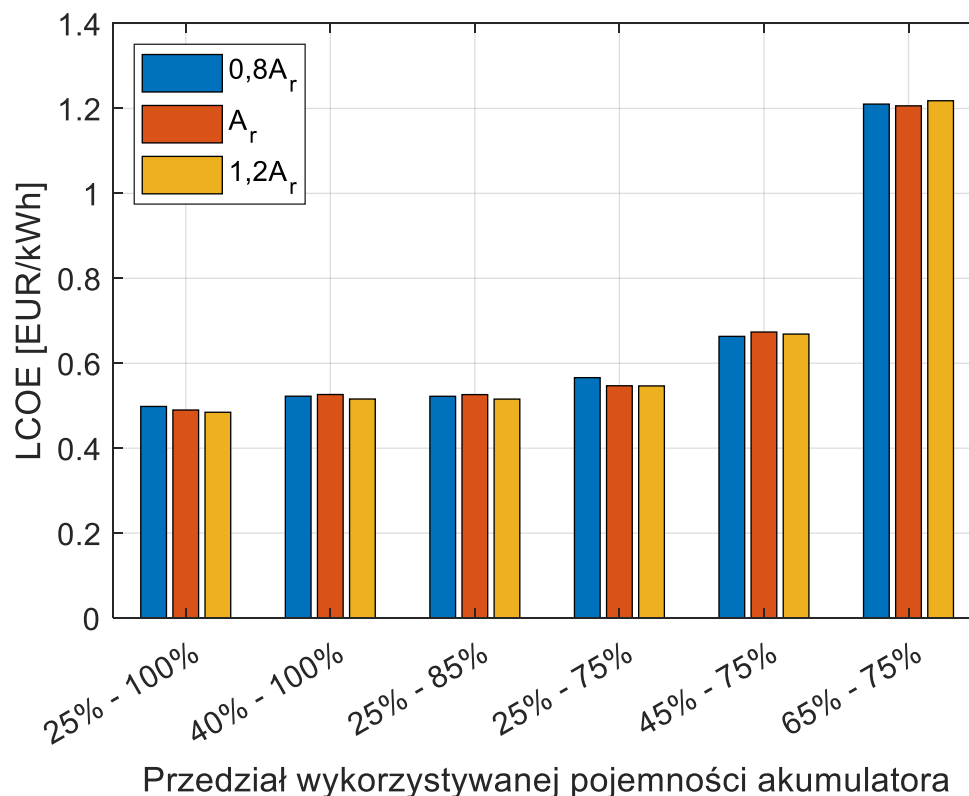
Przedział pracy akumulatora	Zmiana rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną A_r	Znamionowa pojemność akumulatora C_{nom}^{BAT} [kWh]	Moc zainstalowana instalacji PV P_{nom}^{PV} [kW _p]	LOLP w 15. roku eksploatacji $LOLP_{t=15}$ [%]	LCOE [EUR/kWh]
25% - 100%	$0,8A_r$	7,5	11,2	4,9700	0,4983
	A_r	10	13,3	4,8853	0,4899
	$1,2A_r$	12,5	15,4	4,9738	0,4846
40% - 100%	$0,8A_r$	10	10,5	4,7159	0,5224
	A_r	12,5	13,3	4,5949	0,5264
	$1,2A_r$	15	15,4	4,9338	0,5158
25% - 85%	$0,8A_r$	10	10,5	4,6298	0,5222
	A_r	12,5	13,3	4,5063	0,5262
	$1,2A_r$	15	15,4	4,8506	0,5156
25% - 75%	$0,8A_r$	10	11,9	4,6330	0,5661
	A_r	15	12,6	4,9020	0,5470
	$1,2A_r$	17,5	15,4	4,8284	0,5466
45% - 75%	$0,8A_r$	17,5	10,5	4,9730	0,6633
	A_r	20	14,7	4,7566	0,6735
	$1,2A_r$	25	16,8	4,7665	0,6687
65% - 75%	$0,8A_r$	42,5	13,3	4,7989	1,2102
	A_r	52,5	16,8	4,8871	1,2061
	$1,2A_r$	60	22,4	4,9624	1,2181



Rys. 8.41. Wpływ zmiany rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru pojemności znamionowej akumulatora



Rys. 8.42. Wpływ zmiany rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji PV



Rys. 8.43. Wpływ zmiany rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną na wyniki oceny ekonomicznej rozwiązań procesu wymiarowania za pomocą wskaźnika LCOE

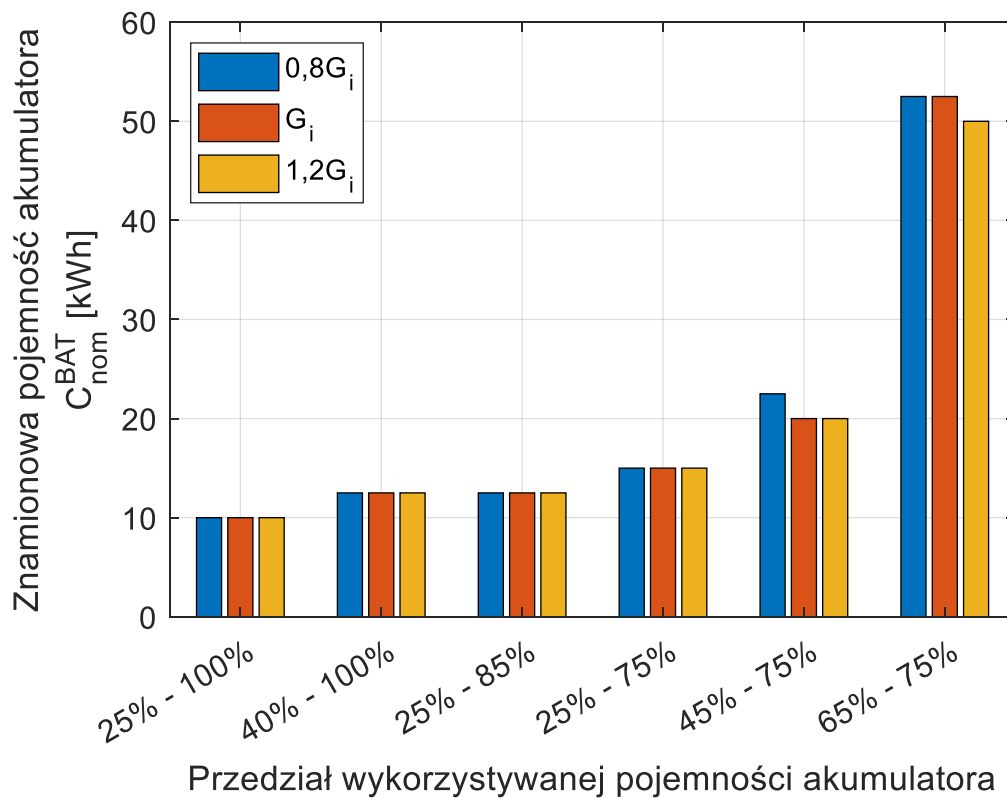
Zmiana obciążenia wpływa na wyniki procesu wymiarowania zarówno w zakresie doboru pojemności znamionowej akumulatora, jak i mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej. Naturalnie większe obciążenie wymaga zastosowania większej – a mniejsze obciążenie mniejszej – pojemności znamionowej oraz mocy zainstalowanej komponentów (rys. 8.41 i 8.42). Można zauważyć, że w większości przypadków zmiany te są równomierne. Równomierny wzrost lub spadek pojemności znamionowej i mocy zainstalowanej wraz z obciążeniem powoduje, że jego zmiana pozostaje bez większego wpływu na opłacalność inwestycji. Wskaźnik LCOE dla danego wariantu pracy akumulatora przyjmuje porównywalne wyniki dla wszystkich badanych poziomów obciążenia (rys. 8.43).

Kolejno zbadano wpływ wartości natężenia promieniowania słonecznego na wyniki procesu wymiarowania. Badanie przeprowadzono zmniejszając i zwiększając wartość natężenia promieniowania słonecznego w każdej godzinie roku o 20% w stosunku do wartości początkowej. Wyniki zaprezentowano w tabeli 8.8 oraz na rysunkach 8.44 – 8.46.

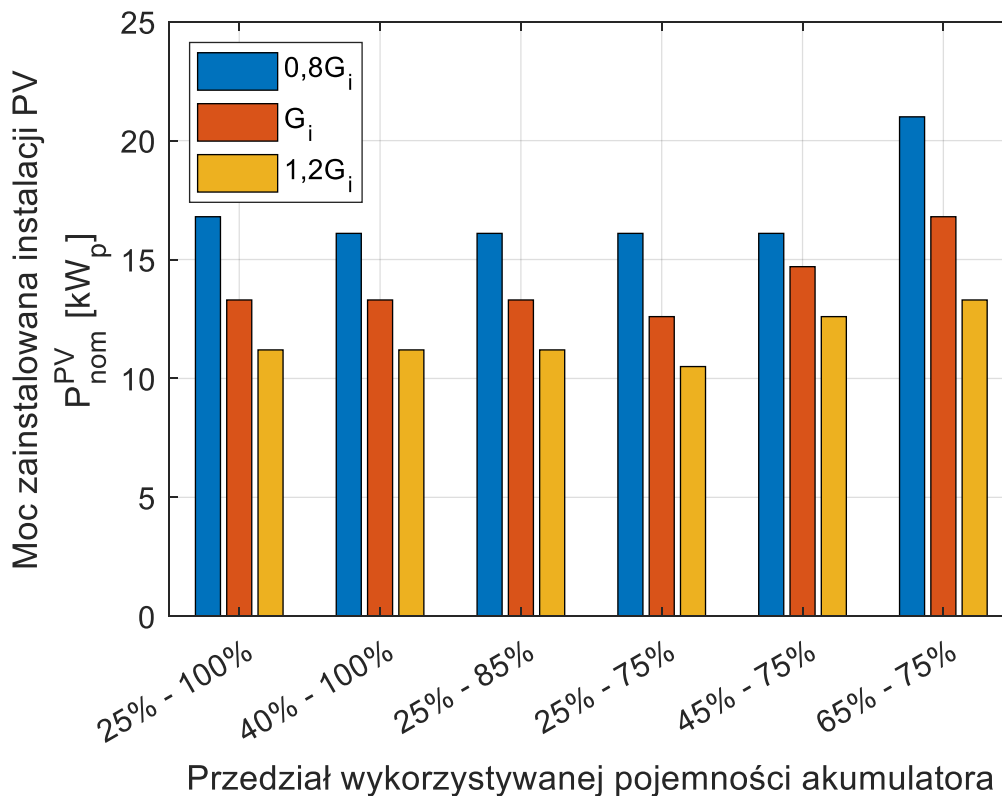
Tabela 8.8. Wpływ zmiany wartości natężenia promieniowania słonecznego na wyniki procesu wymiarowania

Przedział pracy akumulatora	Zmiana wartości natężenia promieniowania słonecznego G_i	Znamionowa pojemność akumulatora C_{nom}^{BAT} [kWh]	Moc zainstalowana instalacji PV P_{nom}^{PV} [kW _p]	LOLP w 15. roku eksploatacji $LOLP_{t=15}$ [%]	LCOE [EUR/kWh]
25% - 100%	$0,8G_i$	10	16,8	4,7516	0,5794
	G_i	10	13,3	4,8853	0,4899
	$1,2G_i$	10	11,2	4,8233	0,4357
40% - 100%	$0,8G_i$	12,5	16,1	4,8587	0,5996
	G_i	12,5	13,3	4,5949	0,5264
	$1,2G_i$	12,5	11,2	4,5363	0,4722
25% - 85%	$0,8G_i$	12,5	16,1	4,7716	0,5994
	G_i	12,5	13,3	4,5063	0,5262
	$1,2G_i$	12,5	11,2	4,4476	0,4720
25% - 75%	$0,8G_i$	15	16,1	4,6397	0,6360
	G_i	15	12,6	4,9020	0,5470
	$1,2G_i$	15	10,5	4,9492	0,4930
45% - 75%	$0,8G_i$	22,5	16,1	4,9374	0,7940
	G_i	20	14,7	4,7566	0,6735
	$1,2G_i$	20	12,6	4,5555	0,6184
65% - 75%	$0,8G_i$	52,5	21	4,8662	1,3138
	G_i	52,5	16,8	4,8871	1,2061
	$1,2G_i$	50	13,3	4,9834	1,0885

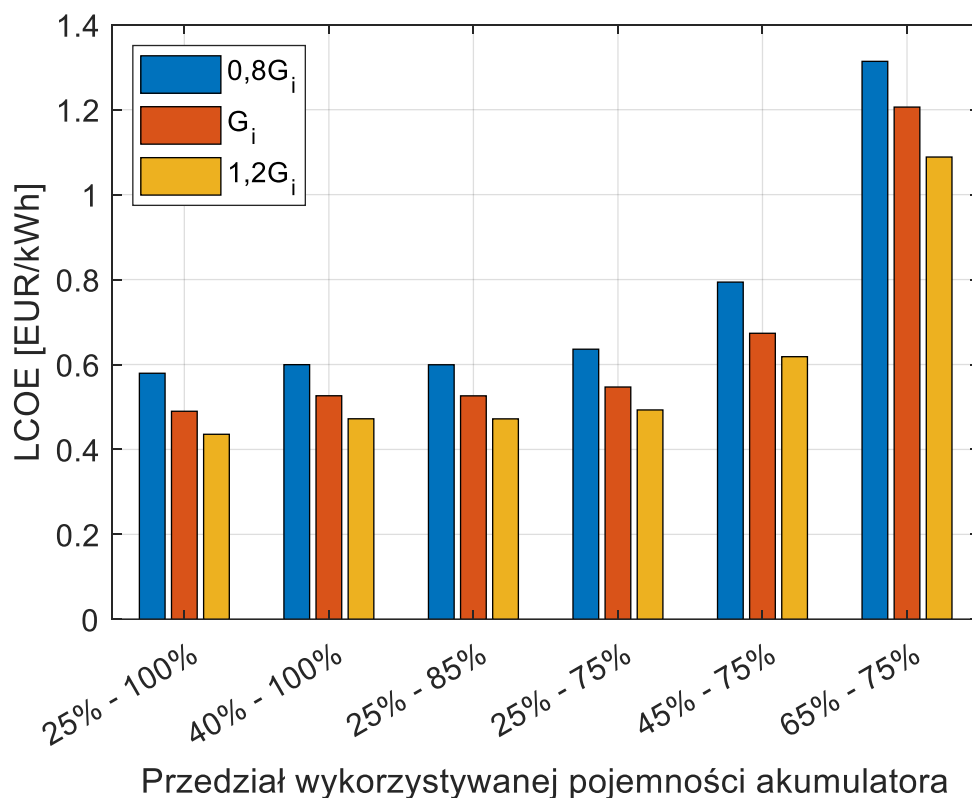
Zmiana wartości natężenia promieniowania ma niewielki wpływ na dobór znamionowej pojemności akumulatora (rys. 8.44). W przypadku czterech z sześciu rozważanych wariantów pracy akumulatora wskazywana w procesie wymiarowania znamionowa pojemność przyjmuje taką samą wartość niezależnie od wartości natężenia promieniowania. Dotyczy to wariantów o większym zakresie wykorzystywanej pojemności (25% - 100%, 40% - 100%, 25% - 85%, 25% - 75%). W przypadku wariantu pracy akumulatora w zakresie 45% - 75% zmniejszenie wartości natężenia promieniowania powoduje wzrost jego znamionowej pojemności. Z kolei w przypadku wariantu pracy akumulatora w zakresie 65% - 75%, zwiększenie wartości natężenia promieniowania powoduje spadek jego znamionowej pojemności. Zmiany te dotyczą zatem wariantów o mniejszym zakresie wykorzystywanej pojemności. Są to zmiany o najmniejszej możliwej wartości 2,5 kWh (wartość kroku w przestrzeni poszukiwań).



Rys. 8.44. Wpływ zmiany wartości natężenia promieniowania słonecznego na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru pojemności znamionowej akumulatora



Rys. 8.45. Wpływ zmiany wartości natężenia promieniowania słonecznego na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji PV



Rys. 8.46. Wpływ zmiany wartości natężenia promieniowania słonecznego na wyniki oceny ekonomicznej rozwiązań procesu wymiarowania za pomocą wskaźnika LCOE

Proporcjonalnie do zmiany wartości natężenia promieniowania słonecznego zmienia się dobrana moc zainstalowana instalacji fotowoltaicznej (rys. 8.45). Dla mniejszych wartości natężenia promieniowania wymagana jest większa moc zainstalowana, natomiast dla większych wartości natężenia promieniowania wymagana wartość mocy zainstalowanej jest mniejsza. Zależność tę można obserwować dla wszystkich rozważanych wariantów zakresu pracy akumulatora. Jak wiadomo moduły PV rzadko pracują z mocą znamionową, ponieważ generowana przez nie moc silnie zależy od wartości natężenia promieniowania. Im wyższe wartości natężenia promieniowania, tym większa moc generowana przez moduł PV. Oznacza to, że moduł fotowoltaiczny o danej mocy znamionowej generuje więcej energii elektrycznej przy większej wartości natężenia promieniowania i analogicznie mniej energii przy mniejszej wartości natężenia promieniowania. Stąd dla większych wartości natężenia promieniowania słonecznego wymagana moc zainstalowana instalacji fotowoltaicznej jest mniejsza, natomiast dla mniejszych wartości natężenia promieniowania – większa.

Zmiana mocy zainstalowanej instalacji PV, a w przypadku dwóch wariantów także pojemności znamionowej akumulatora, przekłada się na zmianę wskaźnika LCOE, który maleje wraz ze wzrostem wartości natężenia promieniowania (rys. 8.46).

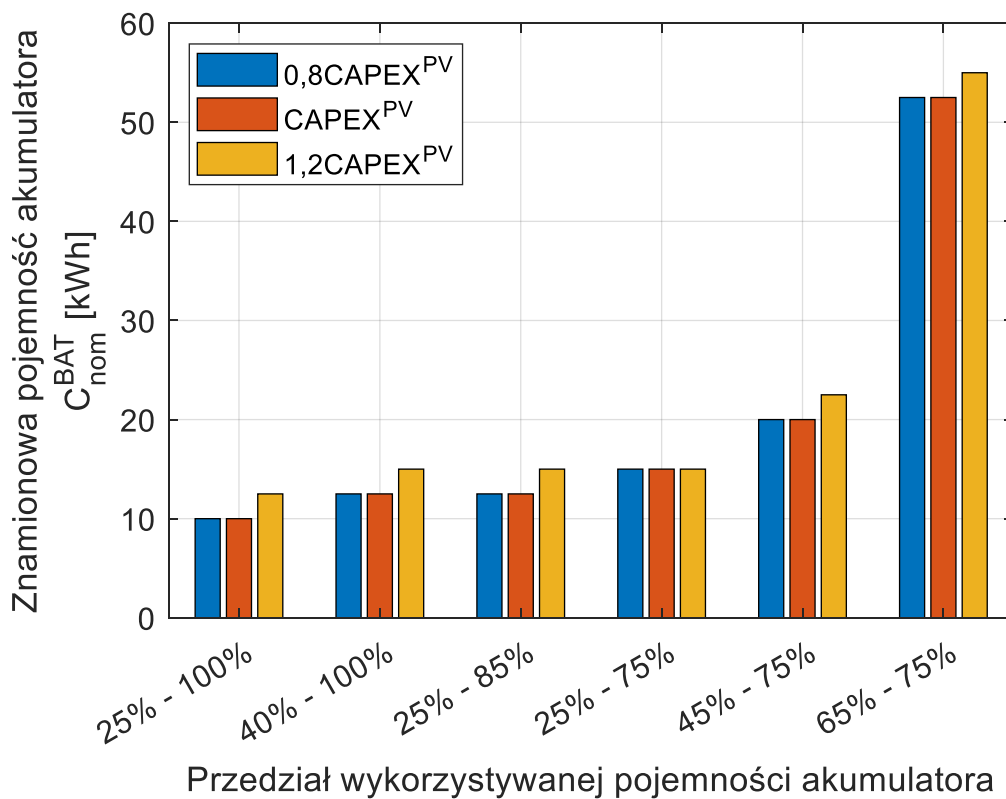
Kolejnym etapem analizy wrażliwości jest zbadanie wpływu zmiany następujących parametrów ekonomicznych na wyniki procesu wymiarowania:

- jednostkowych nakładów inwestycyjnych instalacji PV – $CAPEX^{PV}$,
- jednostkowych kosztów eksploatacyjnych instalacji PV – $OPEX^{PV}$,
- jednostkowych nakładów inwestycyjnych magazynu energii – $CAPEX^{BAT}$
- jednostkowych kosztów eksploatacyjnych magazynu energii – $OPEX^{BAT}$,
- stopy dyskontowej r .

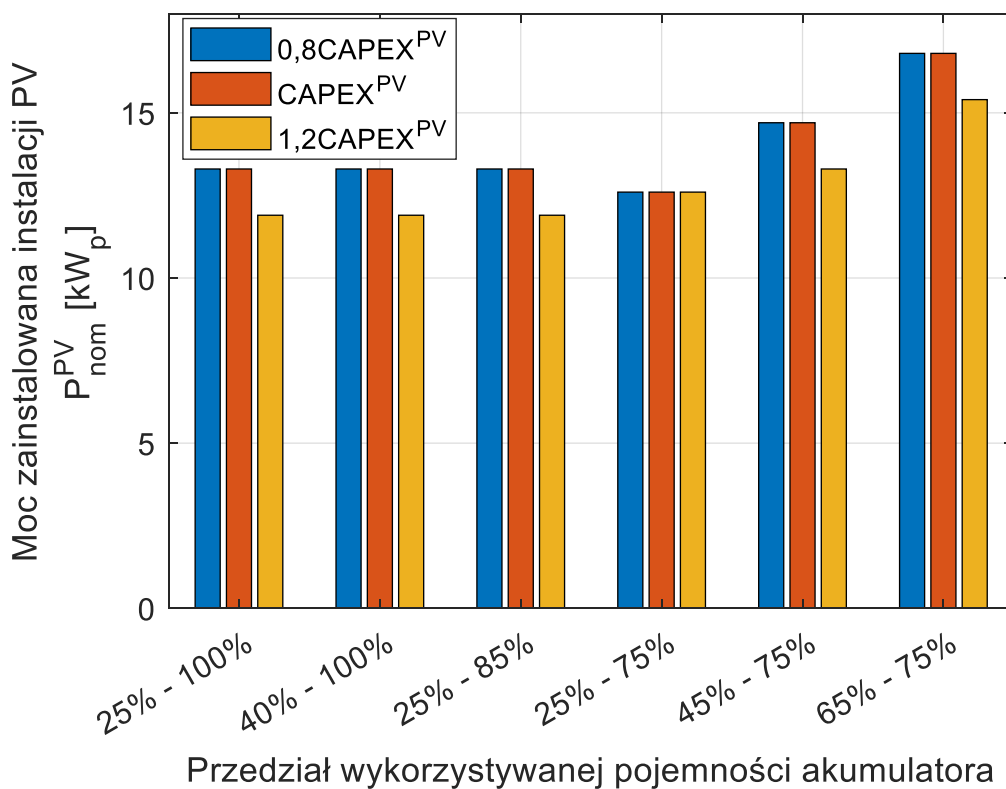
Wpływ zmiany $CAPEX^{PV}$ na wyniki procesu wymiarowania zaprezentowano za pomocą danych w tabeli 8.9 oraz wykresów na rysunkach 8.47 – 8.49.

Tabela 8.9. Wpływ zmiany $CAPEX^{PV}$ na wyniki procesu wymiarowania

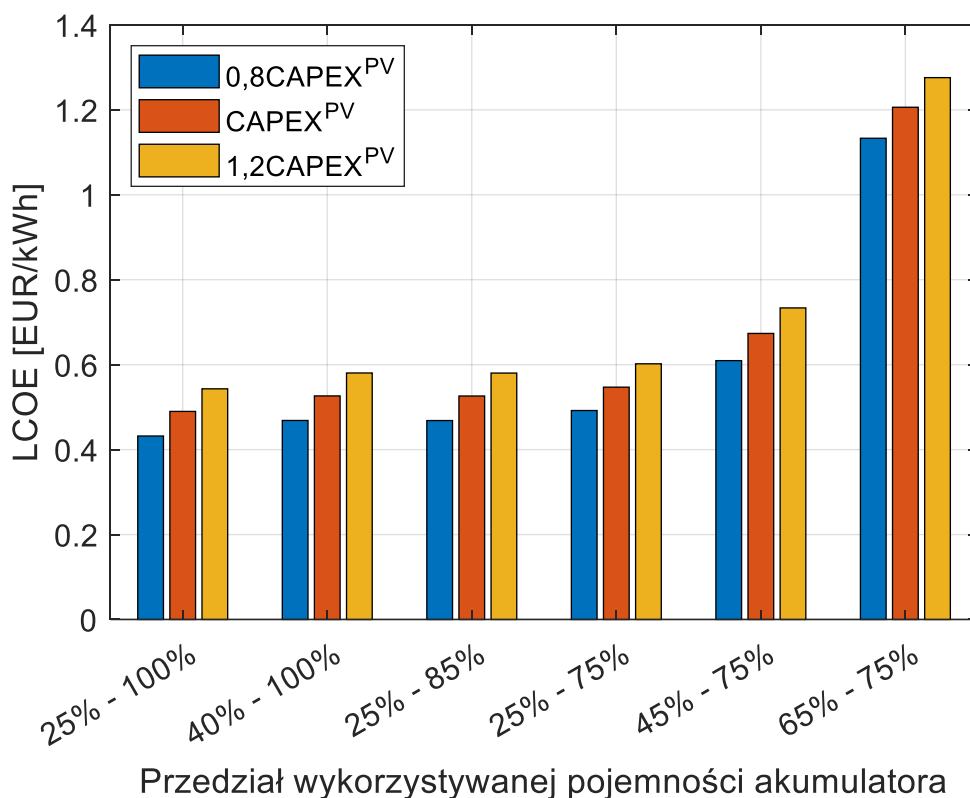
Przedział pracy akumulatora	Zmiana $CAPEX^{PV}$	Znamionowa pojemność akumulatora C_{nom}^{BAT} [kWh]	Moc zainstalowana instalacji PV P_{nom}^{PV} [kW _p]	LOLP w 15. roku eksploatacji $LOLP_{t=15}$ [%]	LCOE [EUR/kWh]
25% - 100%	$0,8CAPEX^{PV}$	10	13,3	4,8853	0,4320
	$CAPEX^{PV}$	10	13,3	4,8853	0,4899
	$1,2CAPEX^{PV}$	12,5	11,9	4,9858	0,5431
40% - 100%	$0,8CAPEX^{PV}$	12,5	13,3	4,5949	0,4686
	$CAPEX^{PV}$	12,5	13,3	4,5949	0,5264
	$1,2CAPEX^{PV}$	15	11,9	4,9533	0,5804
25% - 85%	$0,8CAPEX^{PV}$	12,5	13,3	4,5063	0,4684
	$CAPEX^{PV}$	12,5	13,3	4,5063	0,5262
	$1,2CAPEX^{PV}$	15	11,9	4,8748	0,5802
25% - 75%	$0,8CAPEX^{PV}$	15	12,6	4,9020	0,4920
	$CAPEX^{PV}$	15	12,6	4,9020	0,5470
	$1,2CAPEX^{PV}$	15	12,6	4,9020	0,6020
45% - 75%	$0,8CAPEX^{PV}$	20	14,7	4,7566	0,6095
	$CAPEX^{PV}$	20	14,7	4,7566	0,6735
	$1,2CAPEX^{PV}$	22,5	13,3	4,6722	0,7336
65% - 75%	$0,8CAPEX^{PV}$	52,5	16,8	4,8871	1,1331
	$CAPEX^{PV}$	52,5	16,8	4,8871	1,2061
	$1,2CAPEX^{PV}$	55	15,4	4,8983	1,2759



Rys. 8.47. Wpływ zmiany CAPEX^{PV} na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru pojemności znamionowej akumulatora



Rys. 8.48. Wpływ zmiany CAPEX^{PV} na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji PV



Rys. 8.49. Wpływ zmiany CAPEX^{PV} na wyniki oceny ekonomicznej rozwiązań procesu wymiarowania za pomocą wskaźnika LCOE

Zmniejszenie wartości parametru CAPEX^{PV} w żadnym z rozważanych przypadków zakresu pracy akumulatora nie wpłynęło na zmianę doboru jego znamionowej pojemności ani też zainstalowanej mocy instalacji fotowoltaicznej (rys. 8.47 i 8.48). Z kolei zwiększenie wartości parametru CAPEX^{PV} w większości przypadków powoduje, że bardziej opłacalnym rozwiązaniem jest zmniejszenie mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej i zwiększenie znamionowej pojemności akumulatora. Dobór najlepszego rozwiązania nie uległ zmianie jedynie w przypadku pracy akumulatora w zakresie 45% - 75% pojemności znamionowej. Oznacza to, że ten wariant pracy jest najbardziej odporny na wpływ zmiany parametru CAPEX^{PV}.

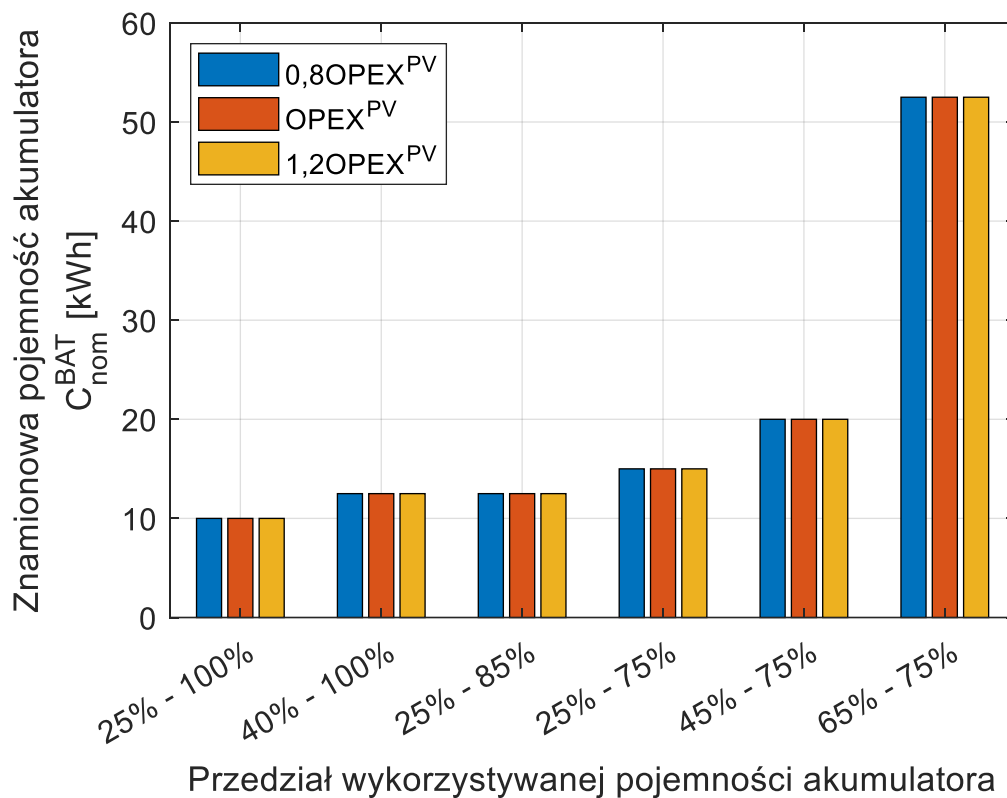
Niezależnie od tego, czy zmiana parametru CAPEX^{PV} spowodowała zmiany w doborze wartości pojemności znamionowej magazynu energii i/lub mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej, obserwuje się zmiany wartości wskaźnika LCOE (rys. 8.49). Zwiększenie CAPEX^{PV} zmniejsza opłacalność inwestycji – wskaźnik LCOE wzrasta – natomiast zmniejszenie CAPEX^{PV} zwiększa opłacalność inwestycji – wskaźnik LCOE maleje. Zmiana wartości wskaźnika LCOE jest równomierna.

Wpływ zmiany $OPEX^{PV}$ na wyniki procesu wymiarowania zaprezentowano za pomocą danych w tabeli 8.10 oraz wykresów na rysunkach 8.50 – 8.52.

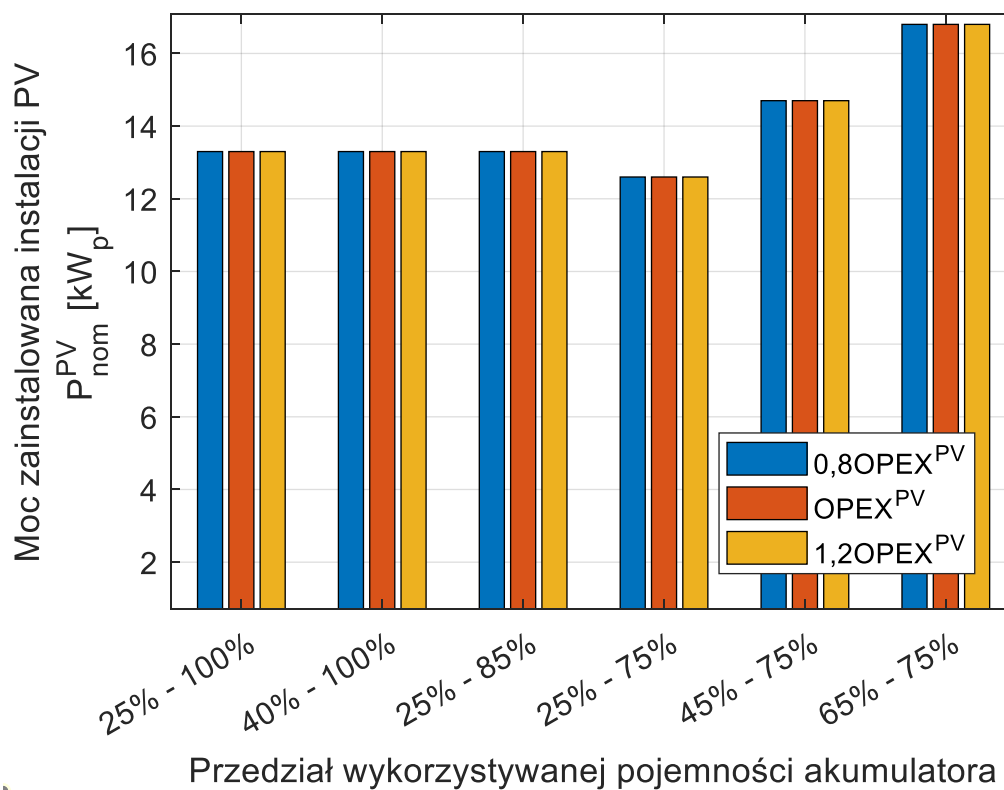
Tabela 8.10. Wpływ zmiany $OPEX^{PV}$ na wyniki procesu wymiarowania

Przedział pracy akumulatora	Zmiana $OPEX^{PV}$	Znamionowa pojemność akumulatora C_{nom}^{BAT} [kWh]	Moc zainstalowana instalacji PV P_{nom}^{PV} [kW _p]	LOLP w 15. roku eksploatacji $LOLP_{t=15}$ [%]	LCOE [EUR/kWh]
25% - 100%	$0,8OPEX^{PV}$	10	13,3	4,8853	0,4794
	$OPEX^{PV}$	10	13,3	4,8853	0,4899
	$1,2OPEX^{PV}$	10	13,3	4,8853	0,5005
40% - 100%	$0,8OPEX^{PV}$	12,5	13,3	4,5949	0,5159
	$OPEX^{PV}$	12,5	13,3	4,5949	0,5264
	$1,2OPEX^{PV}$	12,5	13,3	4,5949	0,5369
25% - 85%	$0,8OPEX^{PV}$	12,5	13,3	4,5063	0,5157
	$OPEX^{PV}$	12,5	13,3	4,5063	0,5262
	$1,2OPEX^{PV}$	12,5	13,3	4,5063	0,5367
25% - 75%	$0,8OPEX^{PV}$	15	12,6	4,9020	0,5370
	$OPEX^{PV}$	15	12,6	4,9020	0,5470
	$1,2OPEX^{PV}$	15	12,6	4,9020	0,5570
45% - 75%	$0,8OPEX^{PV}$	20	14,7	4,7566	0,6618
	$OPEX^{PV}$	20	14,7	4,7566	0,6735
	$1,2OPEX^{PV}$	20	14,7	4,7566	0,6851
65% - 75%	$0,8OPEX^{PV}$	52,5	16,8	4,8871	1,1928
	$OPEX^{PV}$	52,5	16,8	4,8871	1,2061
	$1,2OPEX^{PV}$	52,5	16,8	4,8871	1,2194

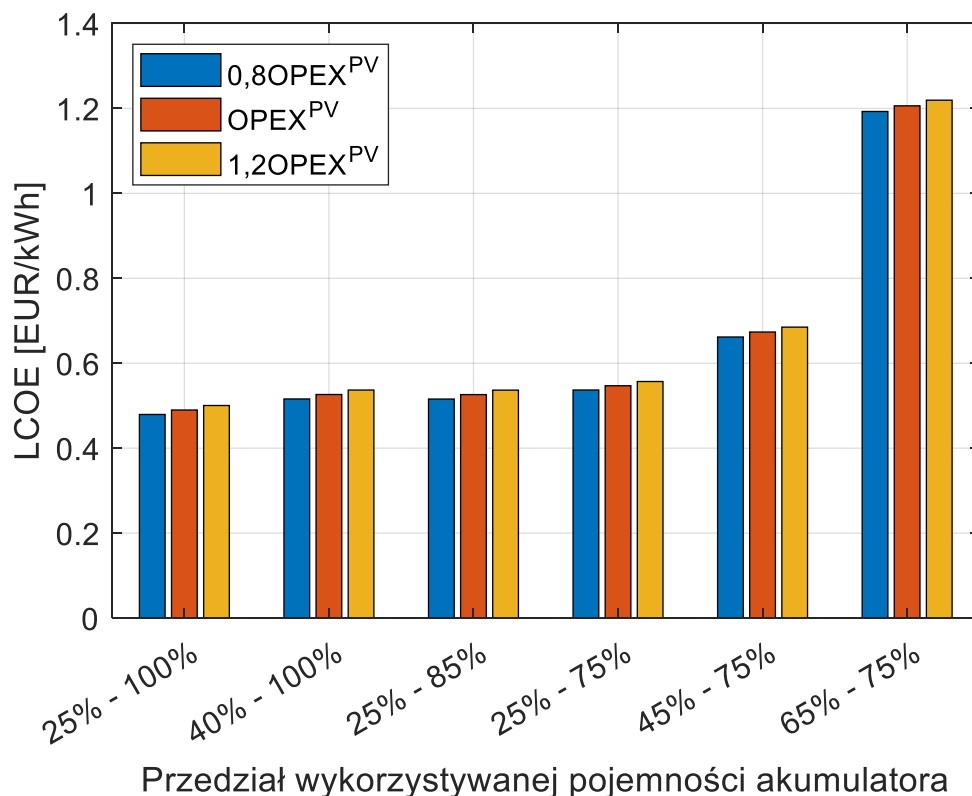
Zarówno zwiększenie, jak i zmniejszenie parametru $OPEX^{PV}$ w żadnym z rozważanych przypadków zakresu pracy akumulatora nie wpłynęło na zmianę doboru jego znamionowej pojemności ani też zainstalowanej mocy instalacji fotowoltaicznej (rys. 8.50 i 8.51). Zwiększenie $OPEX^{PV}$ zmniejsza opłacalność inwestycji – wskaźnik LCOE wzrasta – natomiast zmniejszenie $OPEX^{PV}$ zwiększa opłacalność inwestycji – wskaźnik LCOE maleje (rys. 8.52). Zmiana wartości wskaźnika LCOE jest równomierna, jednak znacznie mniejsza niż na skutek zmiany parametru $CAPEX^{PV}$.



Rys. 8.50. Wpływ zmiany $OPEX^{PV}$ na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru pojemności znamionowej akumulatora



Rys. 8.51. Wpływ zmiany $OPEX^{PV}$ na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji PV



Rys. 8.52. Wpływ zmiany $OPEX^{PV}$ na wyniki oceny ekonomicznej rozwiązań procesu wymiarowania za pomocą wskaźnika LCOE

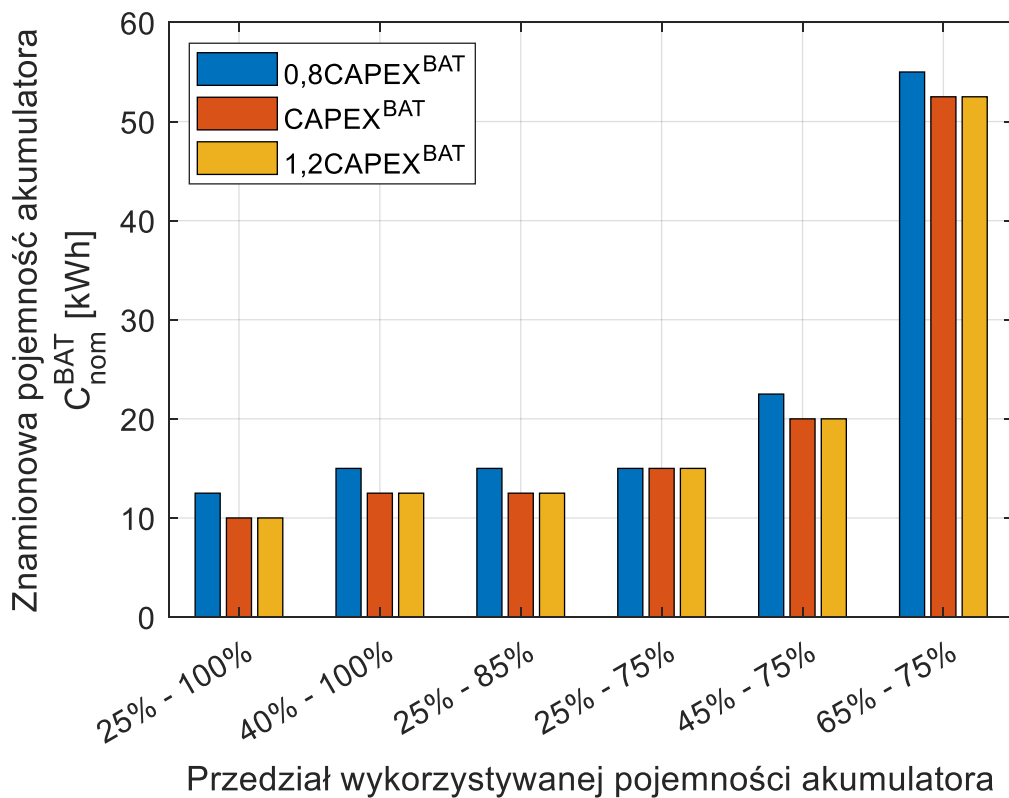
Wpływ zmiany $CAPEX^{BAT}$ na wyniki procesu wymiarowania zaprezentowano za pomocą danych w tabeli 8.11 oraz wykresów na rysunkach 8.53 – 8.55.

Zwiększenie wartości parametru $CAPEX^{BAT}$ w żadnym z rozważanych przypadków zakresu pracy akumulatora nie wpłynęło na zmianę doboru jego znamionowej pojemności ani też zainstalowanej mocy instalacji fotowoltaicznej (rys. 8.53 i 8.54). Z kolei zmniejszenie wartości parametru $CAPEX^{BAT}$ w większości przypadków powoduje, że bardziej opłacalnym rozwiązaniem jest zmniejszenie mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej i zwiększenie znamionowej pojemności akumulatora. Dobór najlepszego rozwiązania nie uległ zmianie jedynie w przypadku pracy akumulatora w zakresie 45% - 75% pojemności znamionowej. Oznacza to, że ten wariant pracy jest najbardziej odporny na wpływ zmiany parametru $CAPEX^{BAT}$. Podobne zależności obserwowano dla zmiany parametru $CAPEX^{PV}$ (rys. 8.47 i 8.48).

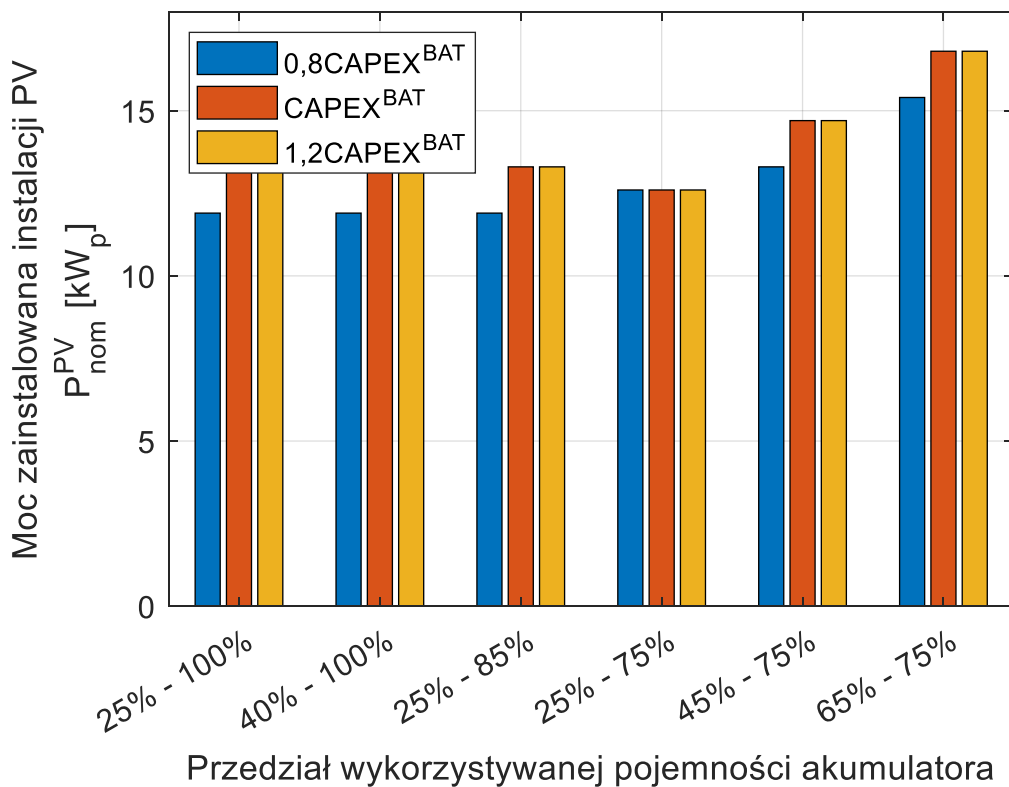
Tabela 8.11. Wpływ zmiany CAPEX^{BAT} na wyniki procesu wymiarowania

Przedział pracy akumulatora	Zmiana CAPEX ^{BAT}	Znamionowa pojemność akumulatora C_{nom}^{BAT} [kWh]	Moc zainstalowana instalacji PV P_{nom}^{PV} [kW _p]	LOLP w 15. roku eksploatacji $LOLP_{t=15}$ [%]	LCOE [EUR/kWh]
25% - 100%	0,8CAPEX ^{BAT}	12,5	11,9	4,9858	0,4588
	CAPEX ^{BAT}	10	13,3	4,8853	0,4899
	1,2CAPEX ^{BAT}	10	13,3	4,8853	0,5159
40% - 100%	0,8CAPEX ^{BAT}	15	11,9	4,9533	0,4895
	CAPEX ^{BAT}	12,5	13,3	4,5949	0,5264
	1,2CAPEX ^{BAT}	12,5	13,3	4,5949	0,5589
25% - 85%	0,8CAPEX ^{BAT}	15	11,9	4,8748	0,4893
	CAPEX ^{BAT}	12,5	13,3	4,5063	0,5262
	1,2CAPEX ^{BAT}	12,5	13,3	4,5063	0,5587
25% - 75%	0,8CAPEX ^{BAT}	15	12,6	4,9020	0,5079
	CAPEX ^{BAT}	15	12,6	4,9020	0,5470
	1,2CAPEX ^{BAT}	15	12,6	4,9020	0,5861
45% - 75%	0,8CAPEX ^{BAT}	22,5	13,3	4,6722	0,6170
	CAPEX ^{BAT}	20	14,7	4,7566	0,6735
	1,2CAPEX ^{BAT}	20	14,7	4,7566	0,7255
65% - 75%	0,8CAPEX ^{BAT}	55	15,4	4,8983	1,0657
	CAPEX ^{BAT}	52,5	16,8	4,8871	1,2061
	1,2CAPEX ^{BAT}	52,5	16,8	4,8871	1,3425

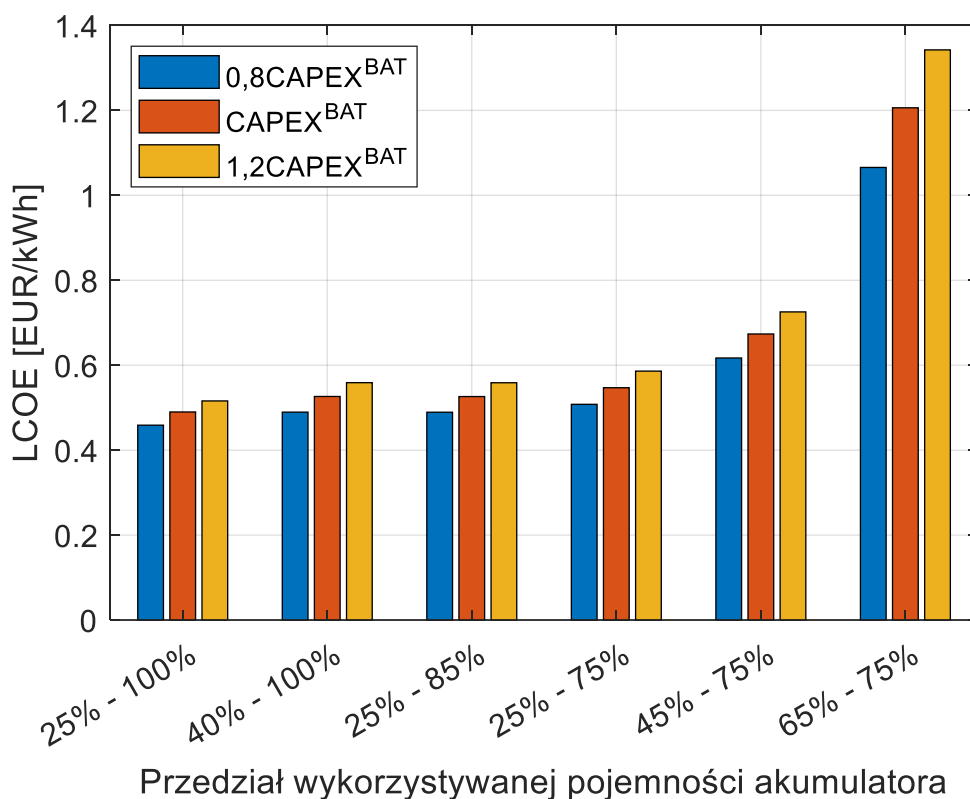
Niezależnie od tego, czy zmiana parametru CAPEX^{BAT} spowodowała zmiany w doborze wartości pojemności znamionowej magazynu energii i/lub mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej, obserwuje się zmiany wartości wskaźnika LCOE (rys. 8.55). Zwiększenie CAPEX^{BAT} zmniejsza opłacalność inwestycji – wskaźnik LCOE wzrasta – natomiast zmniejszenie CAPEX^{BAT} zwiększa opłacalność inwestycji – wskaźnik LCOE maleje. Zmiany wartości wskaźnika LCOE są równomierne i porównywalne z wywołanymi zmianą parametru CAPEX^{PV} (rys. 8.49).



Rys. 8.53. Wpływ zmiany CAPEX^{BAT} na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru pojemności znamionowej akumulatora



Rys. 8.54. Wpływ zmiany CAPEX^{BAT} na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji PV



Rys. 8.55. Wpływ zmiany $CAPEX^{BAT}$ na wyniki oceny ekonomicznej rozwiązań procesu wymiarowania za pomocą wskaźnika LCOE

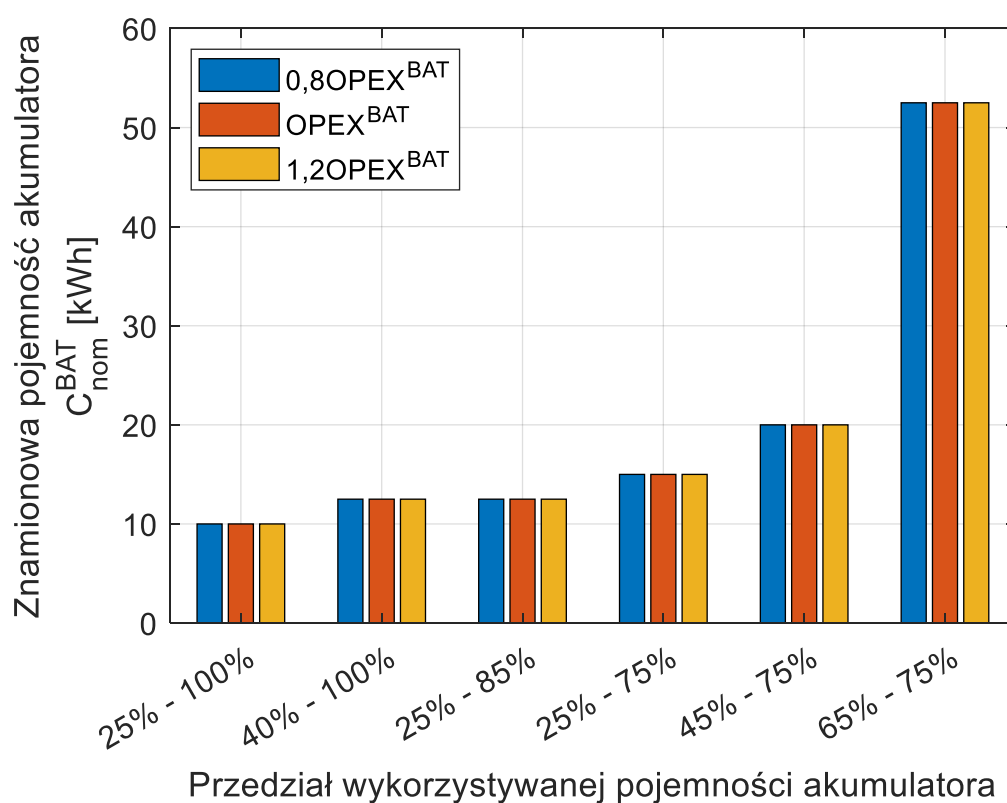
Wpływ zmiany $OPEX^{BAT}$ na wyniki procesu wymiarowania zaprezentowano za pomocą danych w tabeli 8.12 oraz wykresów na rysunkach 8.56 – 8.58.

Tabela 8.12. Wpływ zmiany $OPEX^{BAT}$ na wyniki procesu wymiarowania

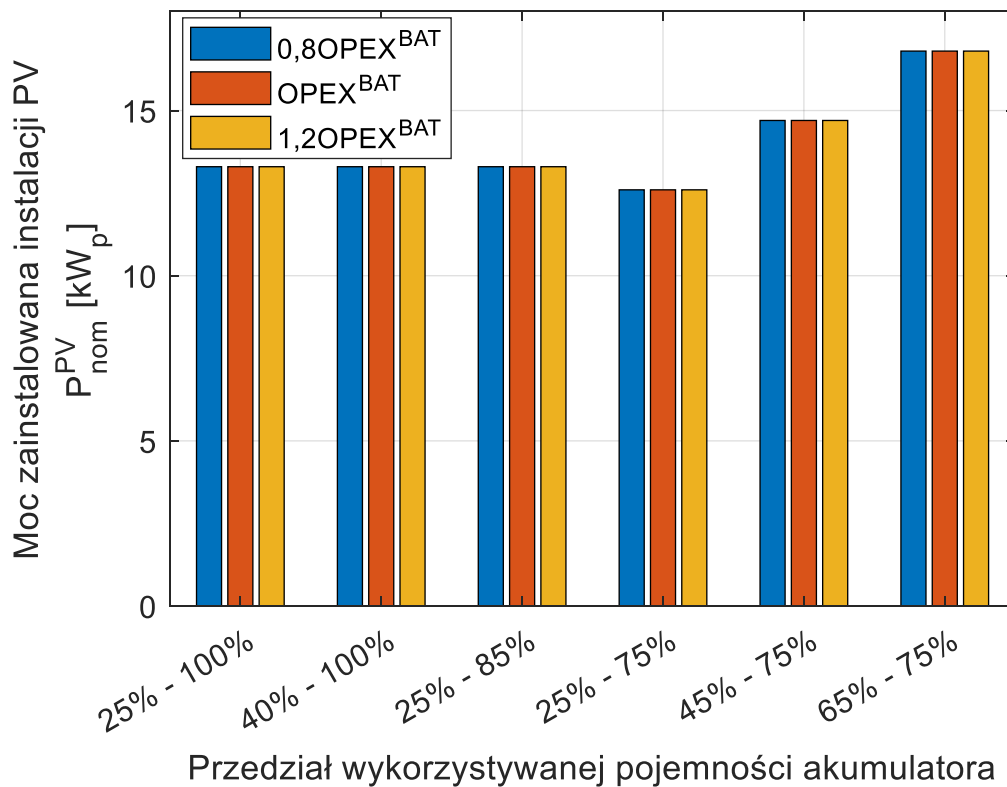
Przedział pracy akumulatora	Zmiana $OPEX^{BAT}$	Znamionowa pojemność akumulatora C_{nom}^{BAT} [kWh]	Moc zainstalowana instalacji PV P_{nom}^{PV} [kW _p]	LOLP w 15. roku eksploatacji $LOLP_{t=15}$ [%]	LCOE [EUR/kWh]
25% - 100%	0,8 $OPEX^{BAT}$	10	13,3	4,8853	0,4864
	$OPEX^{BAT}$	10	13,3	4,8853	0,4899
	1,2 $OPEX^{BAT}$	10	13,3	4,8853	0,4935
40% - 100%	0,8 $OPEX^{BAT}$	12,5	13,3	4,5949	0,522
	$OPEX^{BAT}$	12,5	13,3	4,5949	0,5264
	1,2 $OPEX^{BAT}$	12,5	13,3	4,5949	0,5308
25% - 85%	0,8 $OPEX^{BAT}$	12,5	13,3	4,5063	0,5218
	$OPEX^{BAT}$	12,5	13,3	4,5063	0,5262
	1,2 $OPEX^{BAT}$	12,5	13,3	4,5063	0,5306

25% - 75%	0,8OPEX ^{BAT}	15	12,6	4,9020	0,5417
	OPEX ^{BAT}	15	12,6	4,9020	0,5470
	1,2OPEX ^{BAT}	15	12,6	4,9020	0,5523
45% - 75%	0,8OPEX ^{BAT}	20	14,7	4,7566	0,6664
	OPEX ^{BAT}	20	14,7	4,7566	0,6735
	1,2OPEX ^{BAT}	20	14,7	4,7566	0,6806
65% - 75%	0,8OPEX ^{BAT}	52,5	16,8	4,8871	1,1876
	OPEX ^{BAT}	52,5	16,8	4,8871	1,2061
	1,2OPEX ^{BAT}	52,5	16,8	4,8871	1,2246

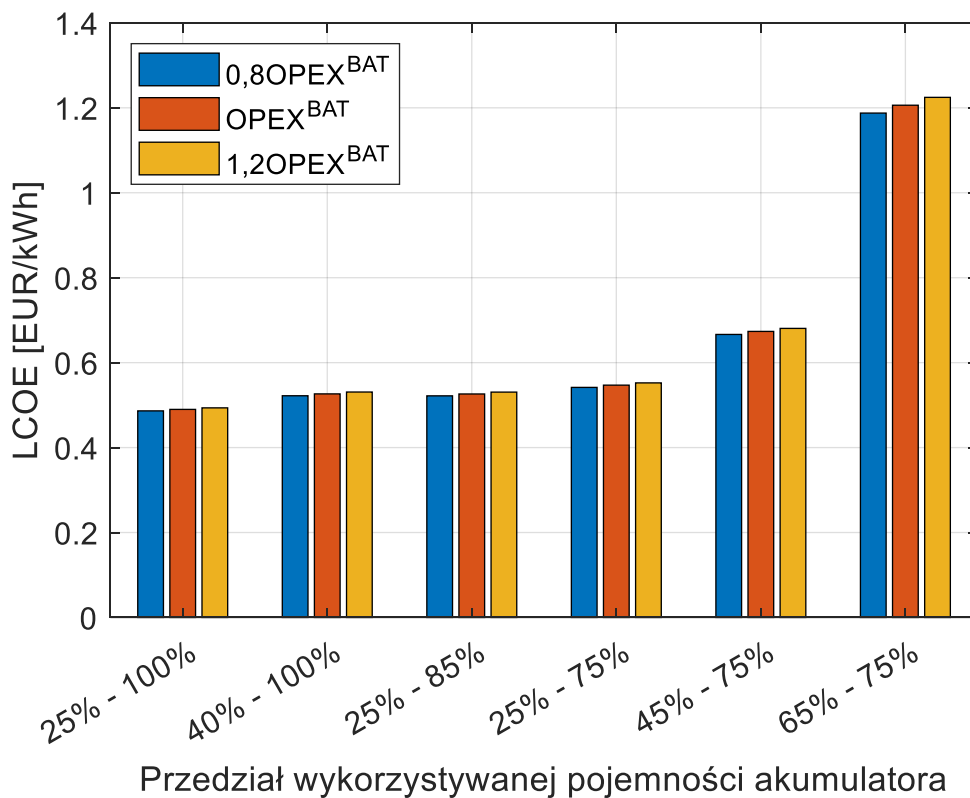
Zarówno zwiększenie, jak i zmniejszenie parametru OPEX^{BAT} w żadnym z rozważanych przypadków zakresu pracy akumulatora nie wpłynęło na zmianę doboru jego znamionowej pojemności ani też zainstalowanej mocy instalacji fotowoltaicznej (rys. 8.56 i 8.57).



Rys. 8.56. Wpływ zmiany OPEX^{BAT} na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru pojemności znamionowej akumulatora



Rys. 8.57. Wpływ zmiany $OPEX^{BAT}$ na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji PV



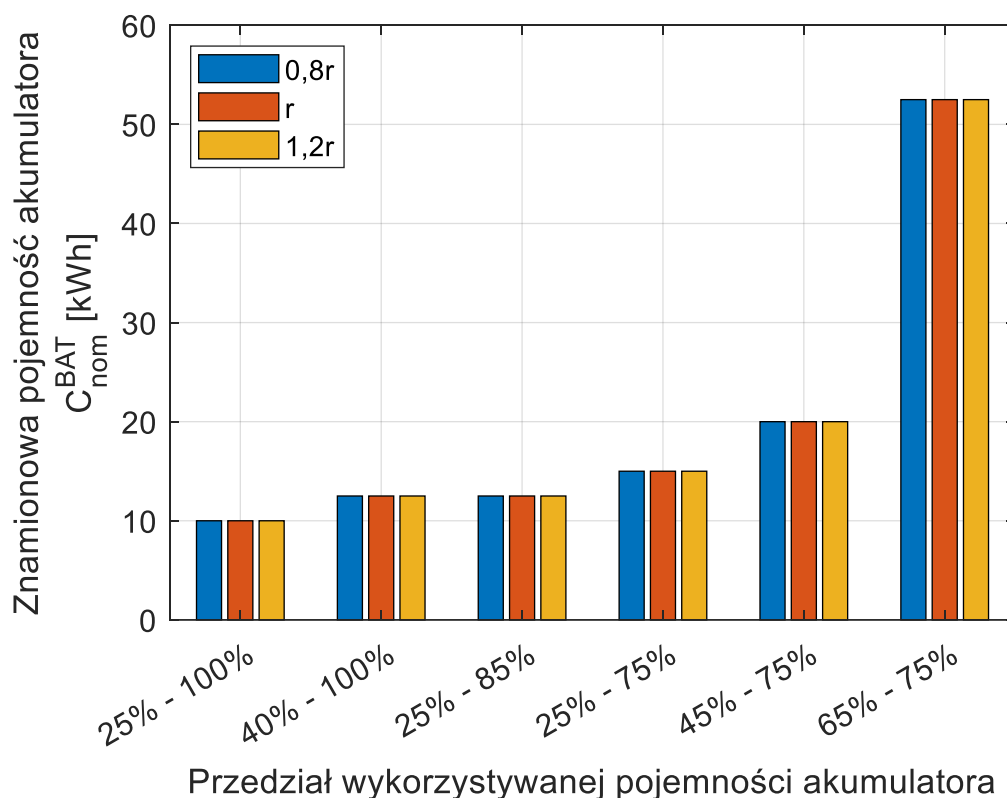
Rys. 8.58. Wpływ zmiany $OPEX^{BAT}$ na wyniki oceny ekonomicznej rozwiązań procesu wymiarowania za pomocą wskaźnika LCOE

Zwiększenie $OPEX^{BAT}$ zmniejsza opłacalność inwestycji – wskaźnik LCOE wzrasta – natomiast zmniejszenie $OPEX^{BAT}$ zwiększa opłacalność inwestycji – wskaźnik LCOE maleje (rys. 8.58). Analogicznie jak dla instalacji fotowoltaicznej, zmiana wartości wskaźnika LCOE jest równomierna, jednak znacznie mniejsza niż na skutek zmiany parametru $CAPEX^{BAT}$ (rys. 8.55). Dodatkowo zmiany wartości wskaźnika LCOE są porównywalne z wywołanymi zmianą parametru $OPEX^{PV}$ (rys. 8.52).

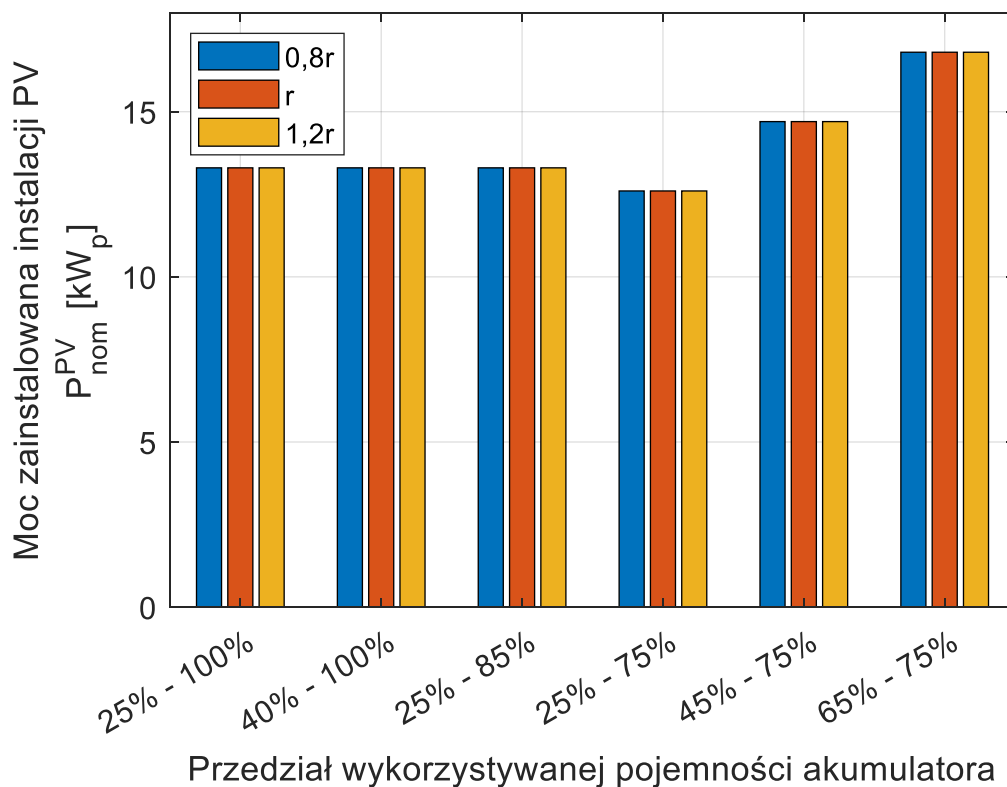
Wpływ zmiany stopy dyskontowej na wyniki procesu wymiarowania zaprezentowano za pomocą danych w tabeli 8.13 oraz wykresów na rysunkach 8.59 – 8.61.

Tabela 8.13. Wpływ zmiany stopy dyskontowej na wyniki procesu wymiarowania

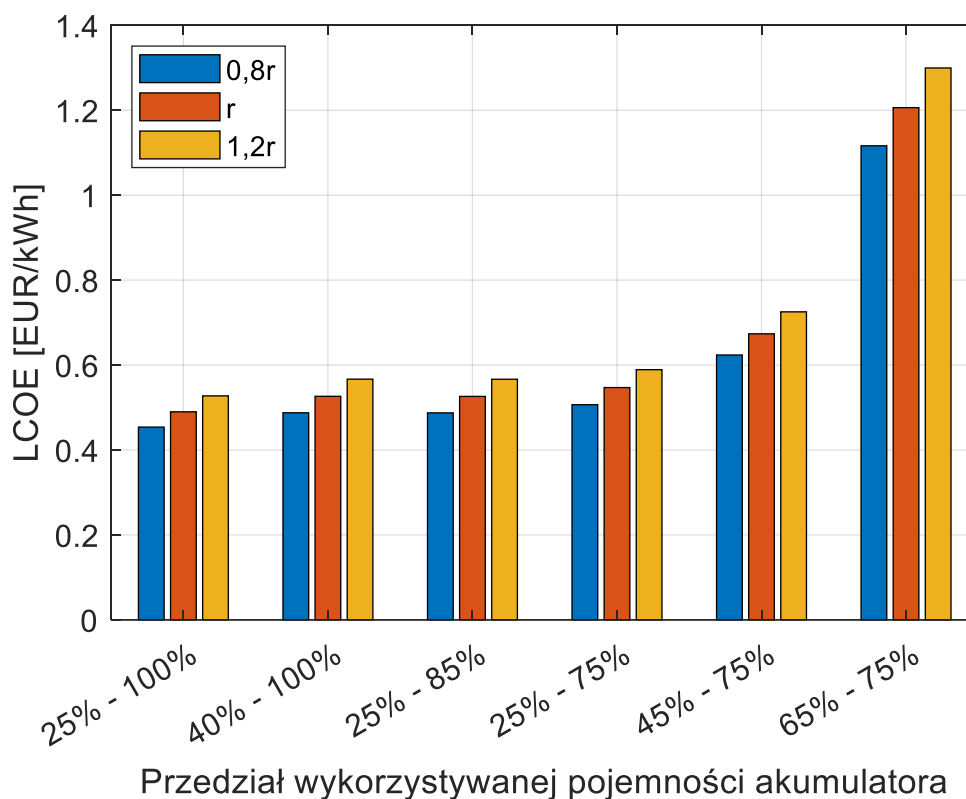
Przedział pracy akumulatora	Zmiana r	Znamionowa pojemność akumulatora C_{nom}^{BAT} [kWh]	Moc zainstalowana instalacji PV P_{nom}^{PV} [kW _p]	LOLP w 15. roku eksploatacji $LOLP_{t=15}$ [%]	LCOE [EUR/kWh]
25% - 100%	0,8r	10	13,3	4,8853	0,4539
	r	10	13,3	4,8853	0,4899
	1,2r	10	13,3	4,8853	0,5274
40% - 100%	0,8r	12,5	13,3	4,5949	0,4876
	r	12,5	13,3	4,5949	0,5264
	1,2r	12,5	13,3	4,5949	0,5668
25% - 85%	0,8r	12,5	13,3	4,5063	0,4874
	r	12,5	13,3	4,5063	0,5262
	1,2r	12,5	13,3	4,5063	0,5666
25% - 75%	0,8r	15	12,6	4,9020	0,5066
	r	15	12,6	4,9020	0,5470
	1,2r	15	12,6	4,9020	0,5891
45% - 75%	0,8r	20	14,7	4,7566	0,6237
	r	20	14,7	4,7566	0,6735
	1,2r	20	14,7	4,7566	0,7253
65% - 75%	0,8r	52,5	16,8	4,8871	1,1163
	r	52,5	16,8	4,8871	1,2061
	1,2r	52,5	16,8	4,8871	1,2996



Rys. 8.59. Wpływ zmiany stopy dyskontowej na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru pojemności znamionowej akumulatora



Rys. 8.60. Wpływ zmiany stopy dyskontowej na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji PV



Rys. 8.61. Wpływ zmiany stopy dyskontowej na wyniki oceny ekonomicznej rozwiązań procesu wymiarowania za pomocą wskaźnika LCOE

Zarówno zwiększenie, jak i zmniejszenie wartości stopy dyskontowej w żadnym z rozważanych przypadków zakresu pracy akumulatora nie wpłynęło na zmianę doboru jego znamionowej pojemności ani też zainstalowanej mocy instalacji fotowoltaicznej (rys. 8.59 i 8.60). Dodatkowo, zwiększenie stopy dyskontowej powoduje, że wskaźnik LCOE wzrasta, natomiast zmniejszenie – że wskaźnik LCOE maleje (rys. 8.61).

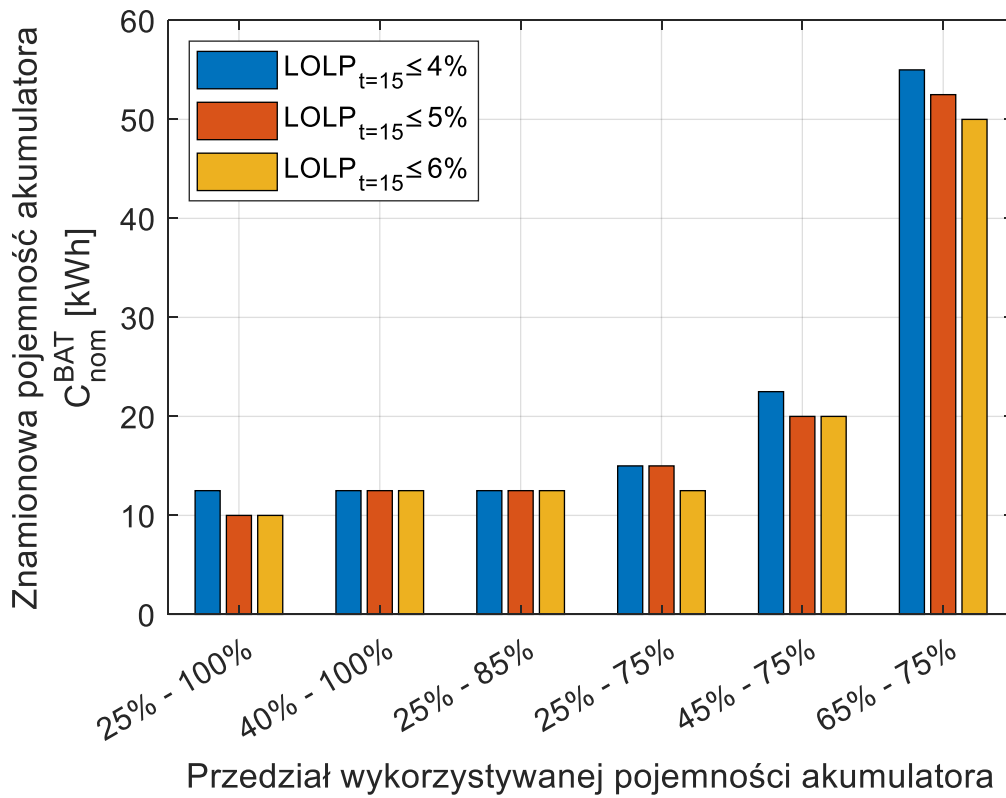
Podsumowując wpływ parametrów ekonomicznych na wyniki procesu wymiarowania, można stwierdzić, że:

- największy wpływ na dobór znamionowej pojemności magazynu energii i mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej oraz opłacalność inwestycji mają jednostkowe nakłady inwestycyjne – $CAPEX^{BAT}$ i $CAPEX^{PV}$,
- najmniejszy wpływ na opłacalność inwestycji (zmianę wskaźnika LCOE) mają jednostkowe koszty eksploatacyjne $OPEX^{BAT}$ i $OPEX^{PV}$,
- zmiana stopy dyskontowej oddziałuje równomiernie na opłacalność wszystkich konfiguracji z przestrzeni poszukiwań, stąd nie wpływa ona na dobór parametrów znamionowych komponentów instalacji a jedynie na opłacalność.

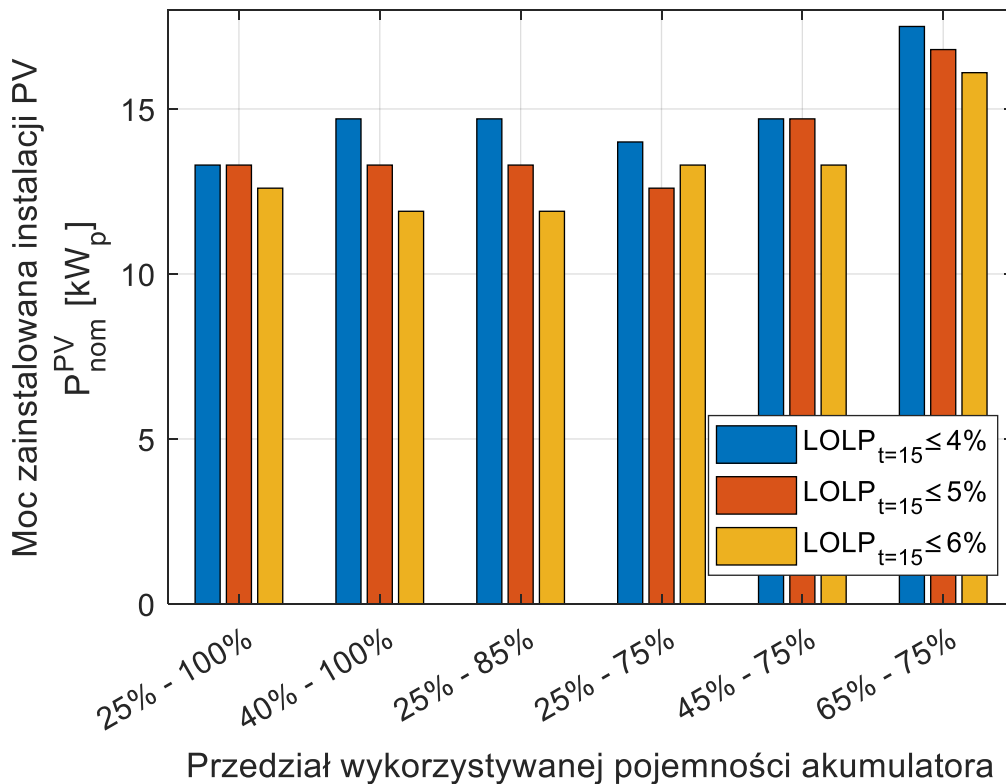
Ostatnim z działań podjętych w ramach prezentowanej analizy wrażliwości jest zbadanie wpływu zmiany zakładanej dopuszczalnej wartości wskaźnika niezawodnościowego LOLP na wyniki procesu wymiarowania. W procesie tym wskaźnik LOLP stanowi ograniczenie, tzn. wybór optymalnej pod względem kosztowym konfiguracji systemu odbywa się spośród rozwiązań zapewniających co najmniej dany poziom niezawodności w ostatnim roku eksploatacji ($LOLP_{t=15}$). W wariantie bazowym założono dopuszczalny wskaźnik $LOLP_{t=15}$ na poziomie 5%, zatem zmniejszenie lub zwiększenie jego wartości o 20% odpowiada zmianie o 1 punkt procentowy (odpowiednio 4% i 6%). Wpływ zmiany dopuszczalnej wartości wskaźnika $LOLP_{t=15}$ na wyniki procesu wymiarowania zaprezentowano za pomocą danych w tabeli 8.14 oraz wykresów na rysunkach 8.62 – 8.64.

Tabela 8.14. Wpływ zmiany dopuszczalnej wartości $LOLP_{t=15}$ na wyniki procesu wymiarowania

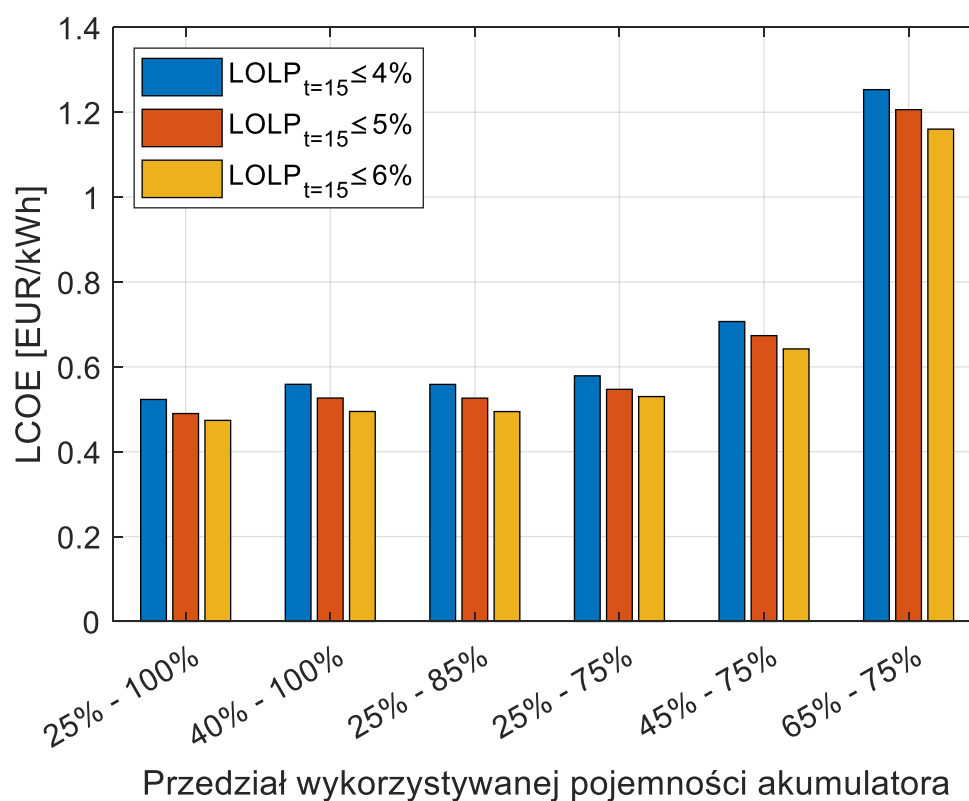
Przedział pracy akumulatora	Zmiana dopuszczalnej wartości wskaźnika $LOLP_{t=15}$ [%]	Znamionowa pojemność akumulatora C_{nom}^{BAT} [kWh]	Moc zainstalowana instalacji PV P_{nom}^{PV} [kW _p]	LOLP w 15. roku eksploatacji $LOLP_{t=15}$ [%]	LCOE [EUR/kWh]
25% - 100%	4%	12,5	13,3	3,8872	0,5231
	5%	10	13,3	4,8853	0,4899
	6%	10	12,6	5,4046	0,4738
40% - 100%	4%	12,5	14,7	3,7126	0,5588
	5%	12,5	13,3	4,5949	0,5264
	6%	12,5	11,9	5,7550	0,4948
25% - 85%	4%	12,5	14,7	3,6216	0,5586
	5%	12,5	13,3	4,5063	0,5262
	6%	12,5	11,9	5,6726	0,4946
25% - 75%	4%	15	14	3,9015	0,5788
	5%	15	12,6	4,9020	0,5470
	6%	12,5	13,3	5,5566	0,5299
45% - 75%	4%	22,5	14,7	3,7975	0,7068
	5%	20	14,7	4,7566	0,6735
	6%	20	13,3	5,5817	0,6422
65% - 75%	4%	55	17,5	3,9574	1,2533
	5%	52,5	16,8	4,8871	1,2061
	6%	50	16,1	5,8936	1,1602



Rys. 8.62. Wpływ dopuszczalnej wartości $LOLP_{t=15}$ na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru pojemności znamionowej akumulatora



Rys. 8.63. Wpływ zmiany dopuszczalnej wartości $LOLP_{t=15}$ na wyniki procesu wymiarowania w zakresie doboru mocy zainstalowanej instalacji PV



Rys. 8.64. Wpływ zmiany dopuszczalnej wartości $LOLP_{t=15}$ na wyniki oceny ekonomicznej rozwiązań procesu wymiarowania za pomocą wskaźnika LCOE

Przyjęcie dopuszczalnej wartości wskaźnika $LOLP_{t=15}$ na poziomie 4%, oznacza, że mniej konfiguracji z przestrzeni poszukiwań spełnia warunek niezawodnościowy po latach eksploatacji w stosunku do wariantu bazowego ($LOLP_{t=15}=5\%$). Konieczne jest w tym przypadku większe przewymiarowanie systemu pod kątem technicznym. Co najmniej jeden z parametrów – znamionowa pojemność akumulatora (rys. 8.62) i/lub moc zainstalowana instalacji PV (rys. 8.63) – uległ zwiększeniu. Analogicznie, przyjęcie dopuszczalnej wartości wskaźnika $LOLP_{t=15}$ na poziomie 6%, oznacza, że więcej konfiguracji z przestrzeni poszukiwań spełnia warunek niezawodnościowy po latach eksploatacji w stosunku do wariantu bazowego ($LOLP_{t=15}=5\%$). Wystarczające jest zatem mniejsze przewymiarowanie systemu pod kątem technicznym. Co najmniej jeden z parametrów – znamionowa pojemność akumulatora (rys. 8.62) i/lub moc zainstalowana instalacji PV (rys. 8.63) – uległ zmniejszeniu. Mniejsze lub większe przewymiarowanie systemu pod kątem technicznym na skutek przyjęcia odpowiednio większej lub mniejszej dopuszczalnej wartości $LOLP_{t=15}=5\%$ przekłada się na wymagane przewymiarowanie pod kątem ekonomicznym (rys. 8.64). Zmniejszenie dopuszczalnego $LOLP_{t=15}$ o 1 p.p. powoduje wzrost wskaźnika LCOE średnio o 0,0351 EUR/kWh, natomiast zwiększenie – spadek średnio o 0,0289 EUR/kWh (tabela 8.14).

9. Podsumowanie

Niniejsza rozprawa doktorska dotyczy modelowania pracy niezależnego systemu wytwórczego energii elektrycznej złożonego z instalacji fotowoltaicznej oraz magazynu energii w postaci akumulatorów elektrochemicznych. Ze względu na rosnącą popularność na świecie jest to zagadnienie istotne, aktualne i często podejmowane w literaturze naukowej.

Niezależny system wytwórczy rozpatrzono przede wszystkim w kontekście procesu jego wymiarowania, czyli doboru mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej oraz znamionowej pojemności akumulatora. Dokonano szczegółowego przeglądu dotychczasowych metod. Na podstawie zdefiniowanej niszy naukowej można potwierdzić oryginalność i nowatorski charakter badań podejmowanych i prezentowanych przez autorkę.

Wspomniane powyżej aspekty pracy, tzn. zdefiniowanie tezy i celu, zasadność podjęcia tematu, przegląd literatury oraz wprowadzenie teoretyczne, zawarto w rozdziałach od drugiego do szóstego.

Nowatorski charakter oraz oryginalność prezentowanych badań i osiągnięć polega na przeprowadzeniu w ramach modelu analizy pracy systemu w dłuższej perspektywie czasowej z uwzględnieniem degradacji o tempie zależnym od przyjętego trybu pracy (zakresu wykorzystania dostępnej pojemności akumulatora). W ujęciu tradycyjnym model obejmuje jednoroczną analizę systemu wytwórczego opartą na parametrach początkowych bez uwzględnienia spadku wydajności (degradacji) komponentów. W pracy zaproponowano zatem alternatywną metodologię modelowania i wymiarowania rozważanego systemu wytwórczego. Opracowaną z wykorzystaniem oprogramowania Matlab metodologię opisano szczegółowo w rozdziale siódmym.

W rozdziale ósmym przedstawiono wyniki badań i analiz przeprowadzonych za pomocą opracowanego modelu matematycznego systemu. Uzyskane rezultaty zostały szczegółowo omówione przez autorkę. Zaprezentowano wyniki i wizualizacje analizy pracy systemu wytwórczego dla dwóch wybranych wariantów zakresu pracy akumulatora, natomiast dla wszystkich wariantów przeprowadzono analizę porównawczą procesu wymiarowania z i bez uwzględnienia degradacji oraz analizę wrażliwości zaproponowanej metodologii wymiarowania.

Analiza pracy systemu wytwórczego polegała na przeprowadzeniu symulacji dla wszystkich konfiguracji z przestrzeni poszukiwań oraz każdego roku eksploatacji,

po którym następowała aktualizacja parametrów związanych z wydajnością urządzeń. Zaletą prezentacji wyników jest graficzna wizualizacja wybranych wariantów budowy rozpatrywanego systemu zasilania i lat eksploatacji. Sposób prezentacji umożliwia obserwację zmian kluczowych funkcji i parametrów na skutek degradacji, tj. przebiegu deficytu mocy i energii, bieżącego stanu naładowania akumulatora, bilansu zapotrzebowania na moc i energię w układzie, bilansu mocy i energii generowanej przez instalację fotowoltaiczną, itp. Wyniki badań symulacyjnych pozwalają na przeprowadzenie procesu wymiarowania. Prowadzi on do wyboru konfiguracji, która spełnia kryterium niezawodnościowe w ostatnim roku eksploatacji oraz osiąga najniższą wartość wskaźnika ekonomicznego. Przedstawiając dwa warianty autorka sygnalizuje i obrazuje wpływ wykorzystywanej pojemności akumulatora na wyniki symulacji pracy systemu.

Za pomocą analizy porównawczej zestawiono wyniki procesu wymiarowania: mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej, pojemności znamionowej akumulatora oraz wskaźnika ekonomicznego. Po pierwsze, za pomocą wykresów porównywane są wyniki procesu wymiarowania z uwzględnieniem i bez uwzględnienia degradacji. Po drugie, porównanie dotyczy także wyników uzyskanych dla sześciu różnych wariantów zakresu wykorzystania pojemności akumulatora. Za pomocą prezentowanej analizy porównawczej autorka ukazała i wyznaczyła konieczną skalę przewymiarowania systemu pod kątem technicznym i ekonomicznym. Dowiedziono zatem dwóch przyczyn przewymiarowania systemu: uwzględnienia degradacji w procesie wymiarowania w celu zapewnienia żądanego poziomu niezawodności w dłuższej perspektywie czasowej oraz zmniejszenia zakresu wykorzystywanej pojemności akumulatora w celu ograniczenia tempa jego degradacji.

Analiza porównawcza dowodzi, że zarówno degradacja komponentów w perspektywie długoterminowej, jak i wybór zakresu pracy akumulatora wpływa na uzyskiwane rezultaty badań. Proponowana w rozprawie doktorskiej metodologia może zatem okazać się przydatna dla inwestorów rozważających pewien stopień przewymiarowania, jeżeli istotne jest dla nich zapewnienie żądanego poziomu niezawodności w perspektywie lat eksploatacji lub ochrona akumulatora przed znaczną degradacją (spadkiem wydajności).

Za pomocą analizy wrażliwości zbadano wpływ wybranych parametrów na wyniki proponowanej metodologii wymiarowania systemu wytwórczego - obciążenia, natężenia promieniowania słonecznego, parametrów ekonomicznych oraz

dopuszczalnej wartości wskaźnika niezawodnościowego w ostatnim roku eksploatacji. Na przewymiarowanie pod kątem technicznym największy wpływ ma zmiana obciążenia, natomiast pod kątem ekonomicznym – nakłady inwestycyjne i stopa dyskontowa. Bardzo istotny wpływ na przewymiarowanie zarówno pod kątem technicznym, jak i ekonomicznym posiada założona dopuszczalna wartość wskaźnika niezawodnościowego w ostatnim roku eksploatacji, stanowiąca ograniczenie w procesie wymiarowania.

Zaznaczyć należy, że prezentowana w rozprawie doktorskiej metodologia, jak każda inna metoda prezentowana w literaturze, posiada pewne ograniczenia. Należą do nich przede wszystkim: przyjęty profil obciążenia charakterystyczny dla danego odbiorcy, przyjęty profil meteorologiczny zależny od lokalizacji, przyjęty zakres przestrzeni poszukiwań zależny od rozmiaru instalacji oraz jej krok definiujący dokładność otrzymywanych wyników. Ponadto wyniki przeprowadzonych badań symulacyjnych zależą od szeregu przyjętych wartości parametrów technicznych i ekonomicznych, tj. sprawność, współczynnik temperaturowy mocy czy jednostkowe nakłady inwestycyjne i eksploatacyjne. Opracowując model w środowisku Matlab autorka starała się jednak zapewnić maksymalny stopień utrzymania jego uniwersalności. Wszystkie prezentowane symulacje i analizy można przeprowadzić wprowadzając dowolne wartości przebiegów danych wejściowych, wartości parametrów a także dostosowując w prosty sposób zakres i krok przestrzeni poszukiwań. Użytkownika ograniczają jedynie wymagania sprzętowe związane z wykorzystaniem pamięci komputera oraz czasu obliczeń.

Potwierdzeniem naukowych osiągnięć w ramach doktoratu są liczne publikacje na arenie krajowej i międzynarodowej, w których autorka posiada wyłączny udział lub współudział [98-105]. Od początku pracy naukowej autorka niniejszej pracy jest członkiem zespołów badających wpływ degradacji komponentów na działanie systemów zasilających z odnawialnymi źródłami i zasobnikami energii. W przyszłości autorka planuje podjąć prace nad zastosowaniem uczenia maszynowego w energetyce rozproszonej.

Literatura

- [1] IRENA – International Renewable Energy Agency [Internet]. <https://www.irena.org/> [dostęp: 22.12.2021]
- [2] IRENA. Off-grid renewable energy systems: Status and methodological issues [Internet]. 02.2015. <https://www.irena.org/publications/2015/Feb/Off-grid-renewable-energy-systems-Status-and-methodological-issues> [dostęp: 22.12.2021]
- [3] Our World in Data. Access to Energy. Ritchie H., Roser M. [Internet]. 2020. <https://ourworldindata.org/energy-access#access-to-electricity> [dostęp: 22.12.2021]
- [4] IRENA. Off-grid Renewable Energy Solutions [Internet]. 07.2018. <https://www.irena.org/publications/2018/Jul/Off-grid-Renewable-Energy-Solutions> [dostęp: 22.12.2021]
- [5] Our Word in Data. Why did renewable become so cheap so fast? Roser M. [Internet]. <https://ourworldindata.org/cheap-renewables-growth> [dostęp: 22.12.2021]
- [6] Our Word in Data. The price of batteries has declined by 97% in the last three decades. Ritchie H. [Internet]. 1.12.2020. <https://ourworldindata.org/battery-price-decline> [dostęp: 22.12.2021]
- [7] Ziegler M.S., Trancik J.E. Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline. *Energy & Environmental Science* 2021, 4.
- [8] IRENA. Utility-scale batteries [Internet]. 09.2019. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Utility-scale-batteries> [dostęp: 22.12.2021]
- [9] SolarPower Europe. European Market Outlook For Residential Battery Storage 2020 – 2024 [Internet]. 10.2020 https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2020/10/2820-SPE-EU-Residential-Market-Outlook-07-mr.pdf?cf_id=43592 [dostęp: 22.12.2021]
- [10] Battery Stewardship Council. Creating a national Battery Stewardship Scheme for Australia. Australian Battery Market Analysis [Internet]. 22.06.2020. <https://bsc.org.au/wp-content/uploads/2020/06/R02-05-A21602-Australian-battery-market-analysis-Project-report-Published.pdf> [dostęp: 22.12.2021]
- [11] Bartman K. Fotowoltaika. Magazyn energii przy każdym domu. Kto to udźwignie? [Internet]. 18.08.2021. Money.pl [dostęp: 22.12.2021]
- [12] Derski B. Prąd podrożał o 90% w ciągu roku [Internet]. 5.10.202. [wysokienapiecie.pl](https://www.wysokienapiecie.pl) [dostęp: 22.12.2021]
- [13] Paska J. Niezawodność systemów elektroenergetycznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2005.
- [14] Heylen E., Deconinck G., Van Hertem D. Review and classification of reliability indicators for power systems with a high share of renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018, 97, 554–568.

- [15] Marchel P., Paska J., Surma T. Odnawialne i rozproszone źródła energii a niezawodność systemu elektroenergetycznego. Zeszyt tematyczny Rynku Energii 2014, I (IX).
- [16] Paska J. Rozproszone źródła energii. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2017.
- [17] Paska J., Surma T. Niezawodność podzespołów elektrowni wiatrowych. Przegląd Elektrotechniczny 2012, 4a/2012, 150-156.
- [18] Luna-Rubio R., Trejo-Perea M., Vargas-Vázquez D., Ríos-Moreno G.J. Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies. Solar Energy 2012, 86, 1077–1088
- [19] Rezk H., Dousoky G.M. Technical and economic analysis of different configurations of stand-alone hybrid renewable power systems – A case study. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2016, 62, 941-953.
- [20] Bukar A.L., Tan C.W. A review on stand-alone photovoltaic-wind energy system with fuel cell: System optimization and energy management strategy. Journal of Cleaner Production 2019, 221, 73-88.
- [21] Kaabeche A., Belhamel M., Ibtouen R. Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system. Energy 2011, 36, 1214-1222.
- [22] Giallanza A., Porretto M., Li Puma, G., Marannano G. A sizing approach for stand-alone hybrid photovoltaic-wind-battery systems: A Sicilian case study. Journal of Cleaner Production 2018, 199, 20, 817-830.
- [23] Akram, U., Khalid M., Shafiq S. Optimal sizing of a wind/solar/battery hybrid grid-connected microgrid system. IET Renewable Power Generation 2018, 12(1), 72-80.
- [24] Rajkumar R.K., Ramachandaramurthy V.K., Yong B.L., Chia D.B. Techno-economical optimization of hybrid pv/wind/battery system using Neuro-Fuzzy. Energy 2011, 36, 5148-5153.
- [25] Maleki A., Ameri M., Keynia F. Scrutiny of multifarious particle swarm optimization for finding the optimal size of a PV/wind/battery hybrid system. Renewable Energy 2015, 80, 552-563.
- [26] Nadjemi O., Nacer T., Hamidat A., Salhi H. Optimal hybrid PV/wind energy system sizing: Application of cuckoo search algorithm for Algerian dairy farms. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2017, 70, 1352-1365.
- [27] Kaabeche A., Diaf A., Ibtouen R. Firefly-inspired algorithm for optimal sizing of renewable hybrid system considering reliability criteria. Solar Energy 2017, 155, 727 – 738.
- [28] Hatata A.Y., Osman G., Aladl M.M. An optimization method for sizing a solar/wind/battery hybrid power system based on the artificial immune system. Sustainable Energy Technologies and Assessments. Sustainable Energy Technologies and Assessments 2018, 27, 83–93.
- [29] Belouda A., Hajjaji M., Sliti H., Mami A. Bi-objective optimization of a standalone hybrid PV–Wind–battery system generation in a remote area in Tunisia. Sustainable Energy, Grids and Networks 2018, 16, 315-326.

- [30] Zhang D., Liu J., Jiao S., Tian H., Lou Ch., Zhou Z., Zhang J., Wang Ch., Zuo J. Research on the configuration and operation effect of the hybrid solar-wind-battery power generation system based on NSGA-II. *Energy* 2019, 189, 116121.
- [31] Ashtiani M.N., Toopshekan A., Astaraei F.R., Yousefi H., Maleki A. Techno-economic analysis of a grid-connected PV/battery system using the teaching-learning-based optimization algorithm. *Solar Energy* 2020, 203, 69-82.
- [32] Kaur R., Krishnasamy V., Kandasamy N. K., Kumar S. Discrete Multiobjective Grey Wolf Algorithm Based Optimal Sizing and Sensitivity Analysis of PV-Wind-Battery System for Rural Telecom Towers. *IEEE Systems Journal* 2020, 14(1), 729-737.
- [33] Maleki A., Askarzadeh A. Artificial bee swarm optimization for optimum sizing of a stand-alone PV/WT/FC hybrid system considering LPSP concept. *Solar Energy* 2014, 107, 227-235.
- [34] Fathy A. A reliable methodology based on mine blast optimization algorithm for optimal sizing of hybrid PV-wind-FC system for remote area in Egypt. *Renewable Energy* 2016, 95, 367-380.
- [35] Hatata A.Y., Lafi A. Clonal Selection Algorithm for Optimum Sizing of WT/PV/FC Hybrid Renewable Power System. 1st International Conference on Computer Applications & Information Security (ICCAIS), Riyadh, Saudi Arabia, 4-6.04.2018, IEEE.
- [36] Maleki A., Askarzdeh A. Comparative study of artificial intelligence techniques for sizing of a hydrogen-based stand-alone photovoltaic/wind hybrid system. *International Journal of Hydrogen Energy* 2014, 39(19), 9973-9984.
- [37] Al-falahi M.D.A., Jayasinghe S.D.G., Enshaei H. A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system. *Energy Conversion and Management* 2017, 143, 252-274.
- [38] Anoune K., Bouya M., Astito A., Abdellah A.B. Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018, 93, 652-673.
- [39] Lu J., Wang W., Zhang Y., Cheng S. Multi-Objective Optimal Design of Stand-Alone Hybrid Energy System Using Entropy Weight Method Based on HOMER, *Energies* 2017, 10, 1664.
- [40] Cho J.-H., Chun M.-G., Hong W.-P. Structure Optimization of Stand-Alone Renewable Power Systems Based on Multi Object Function. *Energies* 2016, 9, 649.
- [41] Yoshida Y., Farzaneh H. Optimal Design of a Stand-Alone Residential Hybrid Microgrid System for Enhancing Renewable Energy Deployment in Japan. *Energies* 2020, 13, 1737.
- [42] Zhang W., Maleki A., Rosen M.A. A heuristic-based approach for optimizing a small independent solar and wind hybrid power scheme incorporating load forecasting. *Journal of Cleaner Production* 2019, 241, 117920.
- [43] Li J., Wei W., Xiang J. A Simple Sizing Algorithm for Stand-Alone PV/Wind/Battery Hybrid Microgrids. *Energies* 2012, 5(12), 5307-5323.

- [44] Hassan A., Saadawi M., Kandil M., Saeed M. Modified particle swarm optimization technique for optimal design of small renewable energy system supplying a specific load at Mansoura University. *IET Renewable Power Generation* 2015, 9(5), 474–483.
- [45] Tahani M., Babayan N., Pouyaei A. Optimization of PV/Wind/Battery stand-alone system, using hybrid FPA/SA algorithm and CFD simulation, case study: Tehran. *Energy Conversion and Management* 2015, 106, 644-659.
- [46] Ahmadi S., Adbi S. Application of the Hybrid Big Bang–Big Crunch algorithm for optimal sizing of a stand-alone hybrid PV/wind/battery system. *Solar Energy* 2016, 134, 366-374.
- [47] Tito S.R., Lie T.T., Anderson T.N. Optimal sizing of a wind-photovoltaic-battery hybrid renewable energy system considering socio-demographic factors. *Solar Energy* 2016, 136, 525-532.
- [48] Nurunnabi Md., Roy N.K., Hossin E., Pota H.R. Size Optimization and Sensitivity Analysis of Hybrid Wind/PV Micro-Grids- A Case Study for Bangladesh. *IEEE Access* 2019, 7, 150120-150140.
- [49] Jung W., Jeong J., Kim J., Chang D. Optimization of hybrid off-grid system consisting of renewables and Li-ion batteries. *Journal of Power Sources* 2020, 451, 227754.
- [50] Khatib T., Mohamed A., Sopian K. A review of photovoltaic systems size optimization techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013, 22, 454-465.
- [51] Ahmad G. E., Photovoltaic-powdered rural zone family house in Egypt. *Renewable Energy* 2002, 26, 379–90.
- [52] Bhuiyan M., Asgar M. Sizing of a stand-alone photovoltaic power system at Dhaka. *Renewable Energy* 2003, 28, 929–38.
- [53] Sharma V., Colangelo A., Spagna G. Photovoltaic technology: basic concepts, sizing of a standalone photovoltaic system for domestic applications and preliminary economic analysis. *Energy Conversion and Management* 1995, 36,161–74.
- [54] Markvart T., Fragaki A., Ross J.N. PV system sizing using observed time series of solar radiation. *Solar Energy* 2006, 80,46–50.
- [55] Jakhrani A.Q., Othman A-K., Rigit A.R.H, Samo S.R., Kamboh S.A.A novel analytical model for optimal sizing of standalone photovoltaic systems. *Energy* 2012, 46,678–82.
- [56] Al-Karaghoul A., Kazmerski L.L. Optimization and life-cycle cost of health clinic PV system for a rural area in southern Iraq using HOMER software. *Solar Energy* 2010,84,710–4.
- [57] Carroquino J., Dufo- López R. Sizing of off-grid renewable energy systems for drip irrigation in Mediterranean crops 2015, 76, 566–74.
- [58] Al Riza D.R., Gilani S.I.H. Standalone photovoltaic system sizing using peak sun hour method and evaluation by TRNSYS simulation. *International Journal of Renewable Energy Research* 2014, 4(1), 109-114.

- [59] Albadi M.H., Al-Badi A.H., Al-Lawati A.M., Malik A.S. Cost of PV electricity in Oman. 2011 IEEE GCC Conference and Exhibition (GCC), 2011, 373–367.
- [60] Khatib T., Elmenreich W. An improved method for sizing standalone photovoltaic systems using generalized regression neural network. *International Journal of Photoenergy* 2014, 748142.
- [61] Yoza A., Yona A., Senjyu T., Funabashi T. Optimal capacity and expansion planning methodology of PV and battery in smart house. *Renewable Energy* 2014, 69, 25–33.
- [62] Salah C.B., Lamamra K., Fatnassi A. New optimally technical sizing procedure of domestic photovoltaic panel/battery system. *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 2015, 7,1–14.
- [63] Fezai S., Belhadj J. Sizing optimization of a stand-alone photovoltaic system using genetic algorithm, 2017 18th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA), 2017, 499-504.
- [64] Shrestha G.B, Goel L. A study on optimal sizing of stand-alone photovoltaic stations. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1998, 13(4), 373-378.
- [65] Kazem H.A., Khatib T., Sopian K. Sizing of a standalone photovoltaic/battery system at minimum cost for remote housing electrification in Sohar, Oman. *Energy and Buildings* 2013, 61, 108-115.
- [66] Semaoui S., Hadj Arab A., Bacha S., Azoui B. Optimal sizing of a stand-alone photovoltaic system with energy management in isolated areas. *Energy Procedia* 2013, 36, 358–68.
- [67] Nordin N.D., Rahman H.A. A novel optimization method for designing stand alone photovoltaic system. *Renewable Energy* 2016, 89, 706–15.
- [68] Cabral C.V.T, Filho D.O. , Diniz A.S.A.C., Martins J.H., Toledo O.M., Machado Neto L.D.V.B. A stochastic method for stand-alone photovoltaic system sizing. *Solar Energy* 2010, 84, 1628–36.
- [69] Lannoy, A., Procaccia H. *Evaluation et maîtrise du vieillissement industriel*. Edition Lavoisier 2005.
- [70] Ndiaye A., Charki A., Kobi A., Kébé Ch. M.F., Ndiaye P.A., Sambou A. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. *Solar Energy* 2013, 96, 140–151.
- [71] Omazica A., Oreskia G., Halwachs M., Ederc G.C., Hirschld C., Neumaierd L., Pintere G., Ercegf M. Relation between degradation of polymeric components in crystalline silicon PV module and climatic conditions: A literature review. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 2019, 192, 123–133.
- [72] Jordan D.C., Kurtz S.R. Photovoltaic Degradation Rates — an Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 2011, 21, 12-29.
- [73] Scrosati B., Garche J. Lithium batteries: Status, prospects and future. *Journal of Power Sources* 2010, 195, 2419-2430.

- [74] Vetter J., Novák P., Wagner M.R., Veitb C., Möller K.-C., Besenhard J.O., Winter M., Wohlfahrt-Mehrens M., Vogler C., Hammouch A. Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources* 2005, 147, 1-2, 269–281.
- [75] Karta katalogowa magazynu energii LT PowerBox [Internet]. <https://www.lasertec.pl/pl/> [dostęp: 16.02.2022]
- [76] Waldmann T., Wilka M., Kasper M., Fleischhammer M., Wohlfahrt-Mehrens M. Temperature dependent ageing mechanisms in Lithium-ion batteries – A Post-Mortem study. *Journal of Power Sources* 2014, 262, 129 – 135.
- [77] Schuster S.F., Bach T., Fleder E, Müller J., Brand M., Sextl G., Jossen A. Nonlinear aging characteristics of lithium-ion cells under different operational conditions. *Journal of Energy Storage* 2015, 1, 44–53.
- [78] Xu B., Oudalov A., Ulbig A., Andersson G., Kirschen D.S. Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid* 2018, 9, 2, 1131 – 1140.
- [79] Ministerstwo Inwestycji i Rozwoju – archiwum. Dane do obliczeń energetycznych budynków [Internet]. 10.04.2019. <https://www.gov.pl/web/archiwum-inwestycje-rozwoj/dane-do-obliczen-energetycznych-budynkow> [dostęp: 22.12.2021]
- [80] Sarniak T. Budowa i eksploatacja systemów fotowoltaicznych. Zeszyty dla elektryków - nr 13. Grupa Medium 2015.
- [81] Narowski P. Obliczenia energetyczne budynków. Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski. *Rynek Instalacyjny* 2008, 10, 28-35.
- [82] Narowski P. Dane klimatyczne do obliczeń energetycznych. Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski. *Energia i Budynek* 2008, 9(18), 18-24.
- [83] ISO 15927-4:2005. Hygrothermal performance of buildings — Calculation and presentation of climatic data — Part 4: Hourly data for assessing the annual energy use for heating and cooling [Internet]. <https://www.iso.org/standard/41371.html> [dostęp: 22.12.2021]
- [84] PN-EN ISO 15927-4:2007 - wersja polska. Ciepłno-wilgotnościowe właściwości użytkowe budynków -- Obliczanie i prezentacja danych klimatycznych -- Część 4: Dane godzinowe do oceny rocznego zużycia energii na potrzeby ogrzewania i chłodzenia [Internet]. <https://sklep.pkn.pl/pn-en-iso-15927-4-2007p.html> [dostęp: 22.12.2021]
- [85] Styszyńska A. Stowarzyszenie Klimatologów Polskich. Typowy Rok Meteorologiczny [Internet]. <https://www.klimatolodzy.pl/index.php/pl/baza-wiedzy/klimat-w-miescie/typowy-rok-meteorologiczny> [dostęp: 22.12.2021]
- [86] Oprogramowanie Meteonorm. Dane dotyczące napromieniowania na całym świecie. Typowe lata i historyczne szeregi czasowe - łatwo dostępne dzięki Meteonorm. [Internet]. <https://meteonorm.com/> [dostęp: 22.12.2021]

- [87] Lubośny Z. Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym. Wydawnictwo Naukowe PWN 2016.
- [88] Enea Operator. Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej. Standardowe profile zużycia energii na 2021 rok [Internet]. <https://www.operator.enea.pl/dlafirmy/uslugidystrybucyjne/iriesd> [dostęp: 22.12.2021]
- [89] Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 roku. Główny Urząd Statystyczny. Warszawa 2019.
- [90] Duffie J.A., Beckman W.A., Worek W.M. Solar engineering of thermal processes. Wiley, New York: 2013.
- [91] Karta katalogowa modułu fotowoltaicznego. Phono Solar. Moduł Nova. Perc/355-350W/Big Cell [Internet]. <https://freeeco.pl/wp-content/uploads/2020/06/Phono-Solar-karta-katalogowa-Nova-MWT-mono-PERC-big-cell-335-350-PL.pdf> [dostęp: 22.12.2021]
- [92] Karta katalogowa modułu fotowoltaicznego. Q.PEAK DUO-G8 345-360 [Internet]. <https://www.q-cells.eu/> [dostęp: 22.12.2021]
- [93] Portal branżowy Elektronik B2B. Sprawność akumulatorów i ładowarek do akumulatorów. Kołodziejcki J.F. [Internet]. 13.02.2020. <https://elektronikab2b.pl/technika/52003-sprawnosc-akumulatorow-i-ladowarek-do-akumulatorow> [dostęp: 22.12.2021]
- [94] Kasprzyk L. Wybrane zagadnienia modelowania trwałości akumulatorów litowo-jonowych w pojazdach elektrycznych. Przegląd Elektrotechniczny 2019, 95,3, 70-73.
- [95] Kasprzyk L. Wybrane zagadnienia modelowania ogniw elektrochemicznych i superkondensatorów w pojazdach elektrycznych. Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering 2019, 101, 3-55.
- [96] Mathworks. Help Center. Rainflow counts for fatigue analysis [Internet]. <https://www.mathworks.com/help/signal/ref/rainflow.html> [dostęp: 22.12.2021]
- [97] Vartiainen E., Masson G., Breyer Ch., Moser D., Medina E.R. Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 2019, 28, 6, 439 – 453.
- [98] **Orłowska A.** The multi-state reliability model of a wind turbine. ITM Web of Conferences 2019, 28, 01050.
- [99] **Orłowska A.** Generacja rozproszona a niezawodność. Poznan University of Technology Academic Journals. Electrical Engineering 2019, 98, 19-30.
- [100] Ceran B., **Orłowska A.** The Impact of Power Source Performance Decrease in a PV/WT/FC Hybrid Power Generation System on the Result of a Multi-Criteria Analysis of Load Distribution. Energies 2019, 12(18), 3453.
- [101] Jurasz J., Ceran B., **Orłowska A.** Component degradation in small-scale off-grid PV-battery systems operation in terms of reliability, environmental impact and economic performance. Sustainable Energy Technologies and Assessments 2020, 38, 100647.

- [102] Ceran B., **Orłowska A.**, Krochmalny K. The method of determining PEMFC fuel cell stack performance decrease rate based on the voltage-current characteristic shift. *Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability* 2020, 22, 3, 530-535.
- [103] Kasprzyk L., Tomczewski A., Pietracho R., **Mielcarek A.**, Nadolny Z., Tomczewski K., Trzemiel G., Alemany J. Optimization of a PV-Wind Hybrid Power Supply Structure with Electrochemical Storage Intended for Supplying a Load with Known Characteristics. *Energies* 2020, 13, 22, 6143.
- [104] Ceran B., **Mielcarek A.**, Hassan Q. Teneta J., Jaszczur M. Aging effects on modelling and operation of a photovoltaic system with hydrogen storage. *Applied Energy* 2021, 297, 117161.
- [105] Ceran B., Jurasz J., **Mielcarek A.**, Campana P.E. PV systems integrated with commercial buildings for local and national peak load shaving in Poland. *Journal of Cleaner Production* 2021, 322, 129076.